

Заклад вищої освіти „Подільський державний університет”
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Навчально-науковий інститут заочної і дистанційної освіти
Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«ДОСЛІДЖЕННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ»

Виконав:

здобувач вищої освіти заочної форми навчання
освітнього ступеня «Магістр», освітньо-професійної
програми «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

ОЛЕЩУК Олена Миколаївна

Керівник професор

МИХАЙЛОВА Людмила Миколаївна

Оцінка захисту:

Національна шкала _____

Кількість балів _____ Шкала ECTS _____

« ____ » _____ 2025 р.

Допускається

до захисту:

« ____ » _____ 2025 р.

Гарант освітньо-професійної програми
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка» спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
канд. техн. наук, доцент

Павло ПОТАПСЬКИЙ

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП	9
1. РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	10
1.1. Потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні	10
1.2 Використання відновлюваних джерел енергії в Україні	13
1.3 Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України	15
1.4 Зміна структури генеруючих потужностей України: трансформація, виклики та перспективи	21
Висновки до розділу 1	25
2. ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ	26
2.1 Підходи до визначення надійності енергетичних систем	26
2.2. Показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем	27
2.3 Метод обчислення критеріїв стійкості балансу	32
2.4. Визначення базових показників надійності електроенергетичної системи	37
2.5 Вибору методики оцінювання надійності	40
Висновки до розділу 2	49
3. АНАЛІТИЧНО-ІНФОРМАЦІЙНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГІЇ У ХМЕЛЬНИЦЬКІЙ ОБЛАСТІ	50
3.1. Розробка перспективних методів точного керування параметрами мікромереж на основі розподілених енергетичних джерел	50
3.2. Створення промислових мікромереж за використання альтернативних джерел енергії	59
3.3. Оцінка ефективності генерації електроенергії на базі сонячної енергії у Хмельницькій області	62

3.4 Система моніторингу параметрів режиму роботи сонячної панелі	64
Висновки до розділу 3	68
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ РОБОТІ НА СЕС	69
4.1 Загальні відомості	69
4.2 Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників	70
4.3 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	71
4.4 Технічних засоби і заходи безпеки до електроустановок	72
4.5 Надзвичайні ситуації	75
Висновки до розділу 4	76
ВИСНОВКИ	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	79
ДОДАТКИ	82

Заклад вищої освіти «Подільський державний університет»
Факультет енергетики та інформаційних технологій
Навчально-науковий інститут заочної і дистанційної освіти
Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій
Освітній ступінь «Магістр»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ:
завідувач кафедри,
Ігор ГАРАСИМЧУК

«__» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

здобувачу вищої освіти
ОЛЕЩУК Олені Миколаївні

1. Тема роботи: «ДОСЛІДЖЕННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ»

2. Керівник роботи, професор МИХАЙЛОВА Людмила Миколаївна
Затверджено наказом ЗВО «ПДУ» від 24 березня 2025 року №162с.
Тема кваліфікаційної роботи уточнена згідно наказу ЗВО «ПДУ» від 19
листопада 2025 року №1331с «Про зміни до наказу №162с від 24 березня 2025
року».

Строк подання закінченої роботи 25.11.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

Науково-технічна література, Правила улаштування електроустановок,
електроенергетична система з відрновлюваними джерелами енергії.

4.Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

ВСТУП

1. РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

2. ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА
СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

3. АНАЛІТИЧНО-ІНФОРМАЦІЙНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ
МОЖЛИВОСТЕЙ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГІЇ У ХМЕЛЬНИЦЬКІЙ
ОБЛАСТІ

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ РОБОТІ НА СЕС
ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

5. Перелік ілюстративного матеріалу:

Презентаційні матеріали по розділах роботи

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
2	Доцент КОЗАК О.В.		

7. Дата видачі завдання 01 липня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів	Підпис керівника
1	ВСТУП	07.07.2025	
2	РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	15.07.2025	
3	ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ	25.08.2025	
4	АНАЛІТИЧНО-ІНФОРМАЦІЙНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГІЇ У ХМЕЛЬНИЦЬКІЙ ОБЛАСТІ	10.09.2025	
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ РОБОТІ НА СЕС	20.10.2025	
6	ВИСНОВКИ	10.11.2025	
7	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	25.11.2025	

Здобувач вищої освіти

Олена ОЛЕЩУК

Керівник, професор

Людмила МИХАЙЛОВА

РЕФЕРАТ

ОЛЕЩУК Олена Миколаївна. ДОСЛІДЖЕННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Заклад вищої освіти «Подільський державний університет». Факультет енергетики та інформаційних технологій. Кафедра електротехніки, електромеханіки і електротехнологій – Кам'янець-Подільський: ЗВО «ПДУ», 2025.

У кваліфікаційній роботі розглянуто розвиток відновлюваної енергетики в Україні в умовах трансформації енергетичного сектору та децентралізації генерації. Проаналізовано потенціал і сучасний стан використання сонячної, вітрової, гідро- та біоенергетики в національному енергобалансі.

Досліджено питання інтеграції відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України, вплив нестабільної генерації на баланс потужності та зміну структури генеруючих потужностей. Визначено основні виклики, пов'язані з коливаннями виробітку електроенергії та необхідністю розвитку маневрових потужностей і систем накопичення енергії.

Розглянуто підходи до оцінювання надійності та балансової стійкості електроенергетичних систем з урахуванням зростання частки ВДЕ. Проведено аналіз потенціалу альтернативної енергетики Хмельницької області, оцінено ефективність сонячної генерації та перспективи впровадження мікромереж і систем моніторингу. Інтеграція ВДЕ підвищує надійність і стійкість енергосистеми за умови комплексних технічних та організаційних заходів.

Ключові слова: відновлювана енергетика, відновлювані джерела енергії, Об'єднана енергосистема України, надійність енергосистеми, баланс потужності, мікромережі, розподілена генерація, сонячна енергія.

АНОТАЦІЯ

Робота присвячена дослідженню розвитку відновлюваної енергетики в Україні та її впливу на надійність і стійкість Об'єднаної енергосистеми. Проаналізовано потенціал відновлюваних джерел енергії та особливості їх інтеграції в енергосистему, а також основні виклики, пов'язані з нестабільністю генерації та балансуванням потужності. Розглянуто підходи до оцінювання надійності енергосистеми в умовах зростання частки ВДЕ та визначено перспективи впровадження мікромереж і розподіленої генерації, зокрема на прикладі Хмельницької області.

ABSTRACT

The work is devoted to the study of the development of renewable energy in Ukraine and its impact on the reliability and stability of the Unified Energy System. The potential of renewable energy sources and the features of their integration into the energy system are analyzed, as well as the main challenges associated with generation instability and capacity balancing. Approaches to assessing the reliability of the energy system in the context of an increase in the share of renewables are considered and the prospects for the implementation of microgrids and distributed generation are determined, in particular, using the example of the Khmelnytskyi region.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ЛЕП – лінія електропередавання

АЕС – атомна електростанція

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВЕС – вітрова електрична станція

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ – електричні мережі

ЛЕС – локальна електрична система

МГЕС – мала гідроелектростанція

ДРГ – джерела розподіленої генерації

ТЕС – теплова електростанція

СЕС – сонячна електростанція

РЕМ – розподільні електричні мережі

СЕП – система електропередавання

ВСТУП

Актуальність теми. Упродовж останніх десятиліть світова увага до питань застосування ВДЕ, особливо в контексті їх роботи в енергосистемах, стійко зростає. Невідповідність між потребою та доступністю електроенергії є типовою проблемою для будь-якої держави. Необхідність задоволення змінних потреб у навантаженні безпосередньо корелює із погіршенням якості електроенергії, зниженням загальної надійності та економічної ефективності.

Наразі енергетичний сектор переважно спирається на енергоносії, що не поновлюються. Через їхній обмежений обсяг ці ресурси є вичерпними і не можуть забезпечити стабільний розвиток світової енергетики у довгостроковій перспективі. Крім того, їхнє використання є однією з ключових причин деградації екологічної ситуації.

На сьогодні світові інвестиції у розбудову альтернативної енергетики відчутно зросли. Це спричинило те, що протягом останніх років середньорічні темпи приросту світового виробництва сонячної енергії становлять близько 60%, вітрової – 27%, а етанолу – 20%.

Актуальність дослідження зумовлена широким поширенням розподіленої генерації, а також фактом, що електричні мережі були спроектовані для умов централізованого енергозабезпечення, і інтеграція ВДЕ створює нові, невласиві попереднім етапам, виклики та завдання. Першочергово, це пов'язано з нестабільністю виробництва енергії з ВДЕ через природну залежність від умов довкілля.

Мета дослідження. Основною метою цієї кваліфікаційної роботи є вивчення балансової надійності електричних мереж при підключенні до них джерел енергії з відновлюваних джерел.

Сьогодні, завдяки державній підтримці, ми спостерігаємо активне нарощування потужностей відновлюваних джерел енергії, які інтегруються в електроенергетичну мережу на рівні розподільних мереж. Це поступово зміщує акцент від цілком централізованої схеми постачання електроенергії споживачам, де домінують потужні ТЕС та АЕС, до гібридної моделі, де частина електроенергії генерується децентралізовано. Розвиток відновлюваної генерації несе як позитивні, так і негативні наслідки для електроенергетичних систем як України, так і решти світу.

Відновлювані джерела енергії мають суттєві відмінності між собою, що зумовлює необхідність їхнього ефективного використання на підставі науково обґрунтованих засад перетворення цієї енергії у форми, потрібні кінцевим користувачам. Оскільки в довкіллі постійно існують потоки відновлюваної енергії, розвиток цієї галузі повинен орієнтуватися на місцеві енергетичні ресурси, обираючи серед них найбільш продуктивні. Застосування ВДЕ має бути багатовекторним та комплексним підходом, що має потенціал для прискорення економічного зростання.

1. РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

1.1 Потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні

Відновлювальна енергетика є однією з ключових складових енергетичного переходу України до низьковуглецевої економіки, що відповідає вимогам Європейського Союзу та міжнародним кліматичним зобов'язанням. Після 2014 року в Україні розпочався активний розвиток сектору відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що зумовлено низкою чинників: необхідністю зниження залежності від імпортованих енергоносіїв, підвищенням енергетичної безпеки, економічною доцільністю технологій та впровадженням стимулюючого «зеленого» тарифу.

Упродовж 2018–2021 рр. Україна демонструвала одні з найвищих темпів розвитку ВДЕ серед країн Європи. Зокрема, щорічний приріст потужностей перевищував 70 %, що стало результатом активного будівництва сонячних, вітрових та біоенергетичних установок.

Згідно з результатами досліджень, котрі Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (IRENA) оприлюднило у січні 2017 року, Україна має найбільший серед держав Південно-Східної Європи технічний хист до запровадження відновлюваних джерел енергії [1]. Експертна оцінка загального річного потенціалу ВДЕ сягає понад 1 млн. ГВт·год. (виключаючи великі гідроелектростанції). На енергію вітру припадає 858,5 тис. ГВт·год., на сонячну енергетику – 88,4 тис. ГВт·год., на енергію біомаси – 78,4 тис. ГВт·год., а на малі гідроелектростанції (ГЕС) – 8,5 тис. ГВт·год.

Енергія вітру

Найбільший вітровий потенціал мають райони узбережжя Чорного та Азовського морів, а також гірські райони Карпат. У степових регіонах середня швидкість вітру становить 6–8 м/с на висоті 100 м. Водночас значна частина територій з найкращим ресурсом тимчасово недоступна через бойові дії.

Наявний потенціал вітрової енергетики підтверджений як міжнародними профільними організаціями [1], так і вітчизняними джерелами [2 – 4]. За даними IRENA, технічний потенціал встановлених потужностей ВЕС оцінюється у 321

території України за рік, варіюється: від мінімальних 1070 кВт.год/кв.м у північних областях до 1400 кВт.год/кв.м та більше [2, 3].

На рисунку 1.2 можна ознайомитися з картою розподілу сонячної радіації по Україні. Енергетичні ресурси Сонця в країні достатні для впровадження сонячних теплових установок і фотоелектричних систем практично у будь-якому регіоні. Найбільш сприятливими є південні та східні регіони.

Рівень сонячної інсоляції на території України характеризується значною варіативністю:

- південні регіони (Одеська, Херсонська, Миколаївська області) мають найвищий потенціал — 1350–1500 кВт·год/м² на рік;
- центральні області — 1200–1350 кВт·год/м²;
- західні області — 1150–1250 кВт·год/м².

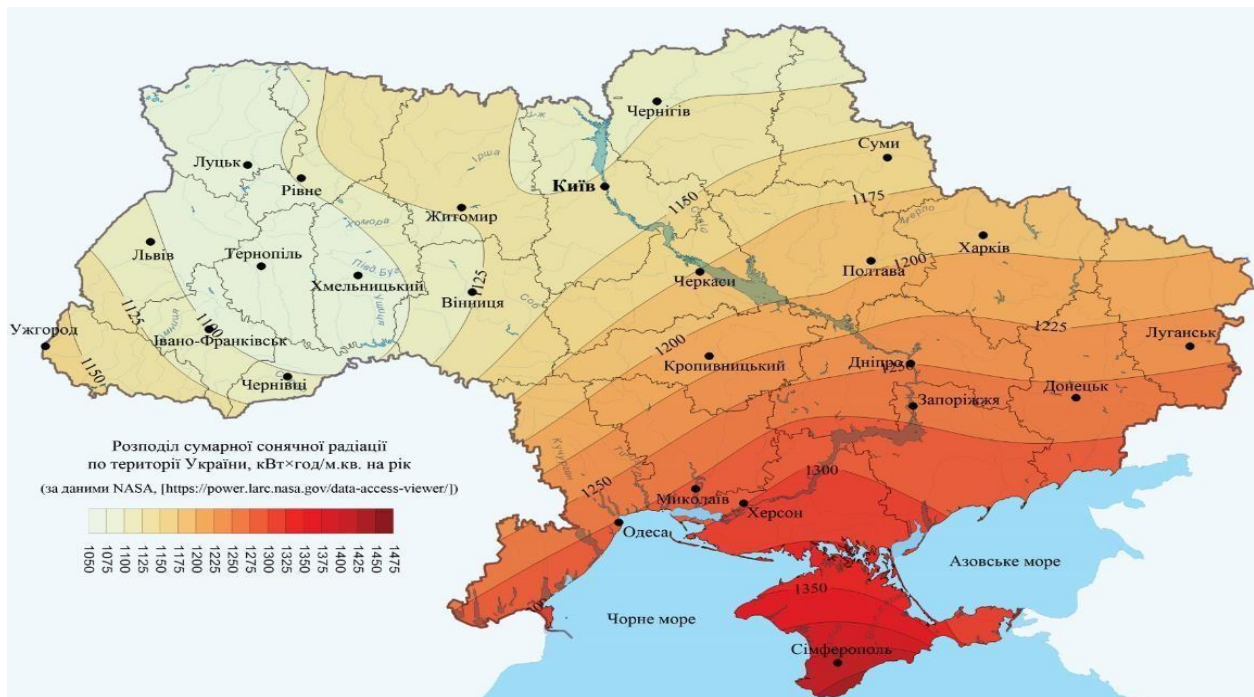


Рисунок 1.2. Карта надходження сонячної радіації на території України.

Після 2022 року розвиток сонячної енергетики концентрується переважно в центральних і західних регіонах через безпекові фактори.

Згідно інформації, наданої Держенергоефективності України, теоретично досяжний потенціал сонячної енергетики становить понад 730 мільярдів кВт·год. на рік, тоді як технічно реалізований лімітується 34,2 мільярдами кВт·год. За прогнозами IRENA, очікуваний річний обсяг виробництва електроенергії

сонячними станціями у 2030 році сягне 8,4 тис. ГВт·год.

Частина СЕС (сонячних електростанцій) опинилася в зонах бойових дій або на окупованих територіях: це обмежує можливість їх використання або безпечного експлуатування. За даними АСЕУ, понад 950 МВт встановленої потужності СЕС знаходяться на окупованих територіях.

Ризики руйнувань сонячних станцій під час бойових дій — важливий фактор: це може знижувати ефективний потенціал.

Війна підвищує невизначеність для інвесторів: складніше планувати, будувати нові СЕС, особливо великі наземні.

Водночас більший інтерес до розподіленої генерації (домашні СЕС, rooftop PV) — це більш гнучке рішення в умовах конфлікту.

1.2 Використання відновлюваних джерел енергії в Україні

Держава закріпила законодавчо підтримку розвитку сфери відновлюваної енергетики в Україні [6, 7]. Для стимулювання цієї галузі в країні запроваджено спеціальний «зелений» тариф, за яким купується електроенергія, що генерується з альтернативних джерел (за винятком використання доменного та коксівного газів, а також гідроенергії, виробленої лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) на об'єктах енергетики, включаючи введені в експлуатацію етапи будівництва (пускові комплекси) [8]. Цей преференційний тариф поширюється як на великих промислових споживачів, так і на приватних домогосподарств.

Відповідно до Енергетичної стратегії України, розрахованої до 2035 року, передбачено, що частка відновлюваних джерел енергії у загальному обсязі постачання енергоносіїв має сягнути 12% у 2025 року і 25% – до 2035 року [6]. Деталізація плану розвитку ВДЕ по роках аж до 2050 року представлена у таблиці 1.1 [9].

Таблиця 1.1. Встановлена потужність ВДЕ (базовий сценарій), ГВт

Види ВДЕ	Роки						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Малі ГЕС (до 10 МВт)	0,15	0,20	0,25	0,30	0,33	0,34	0,34
Вітрові електростанції	1,5	6,0	10,0	15,0	18,0	21,0	23,0
Фотоелектростанції	2,0	3,0	4,5	6,0	8,0	11,0	14,0
Геотермальна енергія	0,02	0,1	0,5	0,8	1,0	1,1	1,2
Біомаса	1,0	1,2	1,6	2,1	2,4	2,6	2,7
Усього	4,6	10,5	16,9	24,2	29,7	36,0	41,2

Згідно даних Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, станом на 01.04.2025 встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, що працюють за «зеленим» тарифом, склала 3136 МВт. З них 862 МВт джерел відновлюваної енергетики було введено за I квартал 2025 року. Динаміку введення об'єктів відновлюваних джерел енергії за роками наведено на рис. 1.3. Найбільше було введено промислових сонячних електростанцій – 684 МВт.

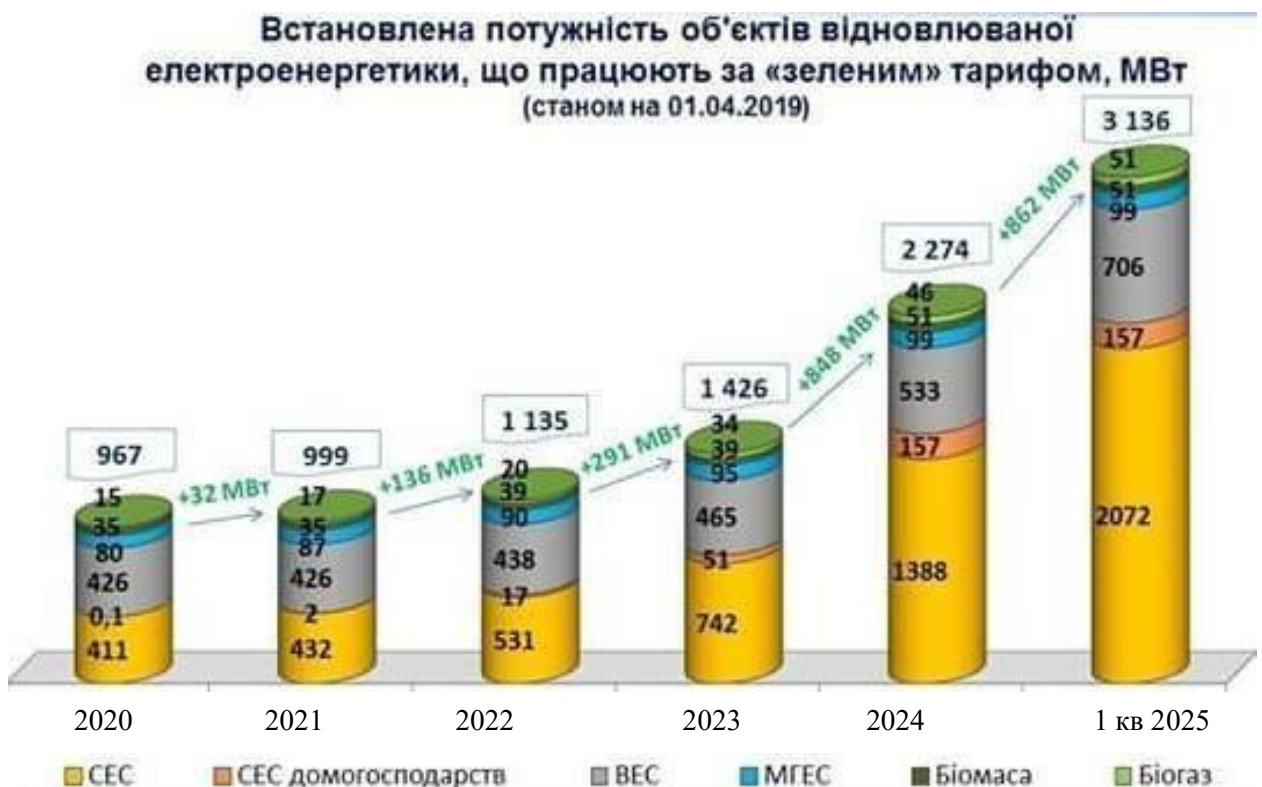


Рисунок 1.3. Динаміка введення об'єктів ВДЕ за роками, МВт.

За перший квартал 2025 року було введено в експлуатацію 862 МВт джерел відновлюваної енергетики, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 684 МВт та вітроенергетики 173 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано 13 МВт.

1.3 Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України

Перехід до використання нетрадиційних джерел енергії у складових енергетичної системи, окрім зменшення негативного відбитку на довкіллі та вирішення питань, пов'язаних із забрудненням побічними продуктами при виробництві електроенергії, спричинить економію природних запасів, а також зменшить навантаження на мережі, що формують основу системи, та розподільчі лінії. Проте, поновлювані джерела енергії несуть у собі низку мінусів. Оскільки електричні мережі проектувалися з огляду на єдине, централізоване електропостачання, інтеграція ВДЕ породжує проблеми та питання, нетипові для попередніх етапів розвитку. Насамперед, вирішальне значення має нерівномірність виробництва електроенергії з ВДЕ, зумовлена їхньою залежністю від метеорологічних умов. Таким чином, виникає потреба у вдосконаленні систем захисту реле та автоматичних пристроїв, щоб забезпечити синхронізацію подачі електроенергії від ВДЕ з роботою живильних вузлів енергосистеми. Вплив ВДЕ на режими роботи енергосистеми значною мірою визначається загальним рівнем розподіленої генерації в ній, потужністю окремих установок ВДЕ та їхнім типом, а також точками їхнього під'єднання до мережі (це можуть бути клема нижчої напруги трансформаторних підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

Аналіз графіків споживання електричної енергії та генерації такими відновлюваними джерелами, як сонячні електростанції (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС), дає підстави стверджувати про їхню низьку здатність гарантувати рівновагу потужності в електромережі, що ілюструється на

графіках 1.4 та 1.5.

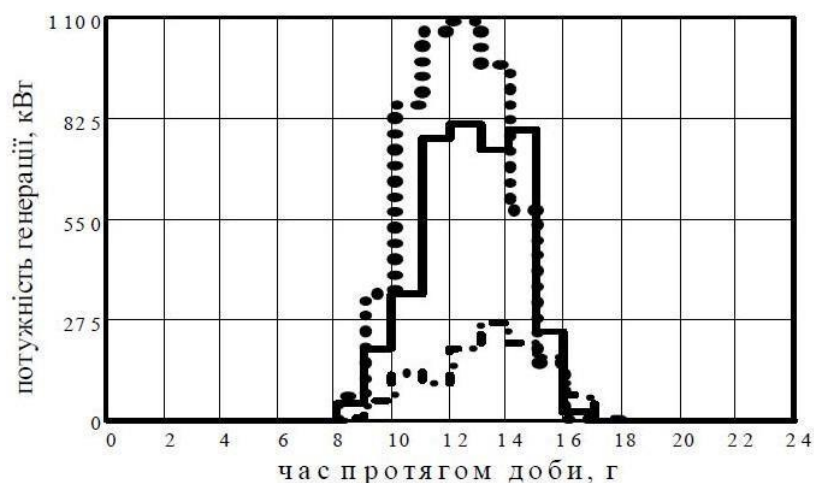


Рисунок 1.4 – Сезонна зміна добового графіка роботи СЕС

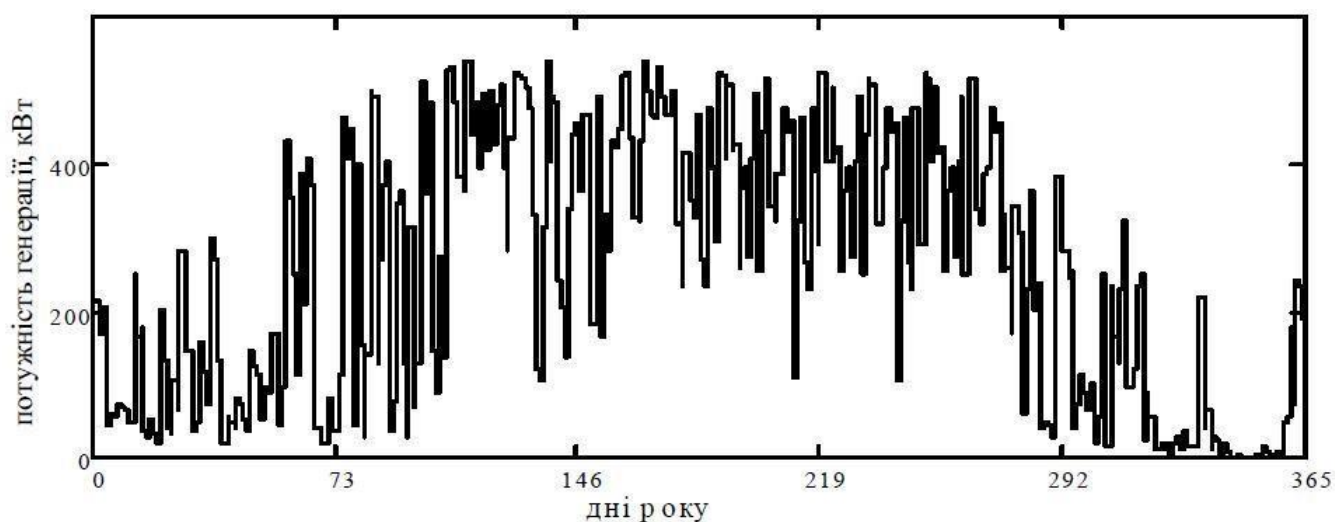


Рисунок 1.5 – Характер зміни середніх значень генерації СЕС, визначених за добовими графіками, протягом року

У завданні утримання рівноваги потужності сонячних електростанцій (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС) можна розглядати як умовно керовані джерела, тобто такі, що потенційно здатні змінювати виробництво в межах своїх природних обмежень. Як правило, на практиці цим потенціалом не скористалися, адже в такому разі їхня економічна доцільність катастрофічно падає. [10]

На даний момент обсяг втрат електроенергії у мережах енергопостачальних підприємств України сягає 11,5–12,1 % від загалу виробленої та поданої в мережу потужності. Це показник, вищий за такий у

США (6,5 %), Англії (8,6 %), Франції (4,5 %). Визнано, що саме розподільчі мережі є найскладнішою та найвитратнішою складовою системи електропостачання територій. Одним із ключових шляхів зменшення втрат електроенергії у розподільних мережах є впровадження відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Зрозуміло, що на рівень втрат в енергомережі впливають як характеристики самих ВДЕ, так і способи їх інтеграції, а також обсяги й режим роботи мережевих споживачів. Питання дослідження та доведення ефективності використання ВДЕ у трансформаторних мережах висвітлено у низці наукових праць. На ілюстрації 1.6 представлено варіанти підключення ВДЕ до районних електромереж (РЕМ), які кардинально відрізняються своїм впливом на перетікання потужності і, як наслідок, на втрати потужності та електроенергії в мережі.

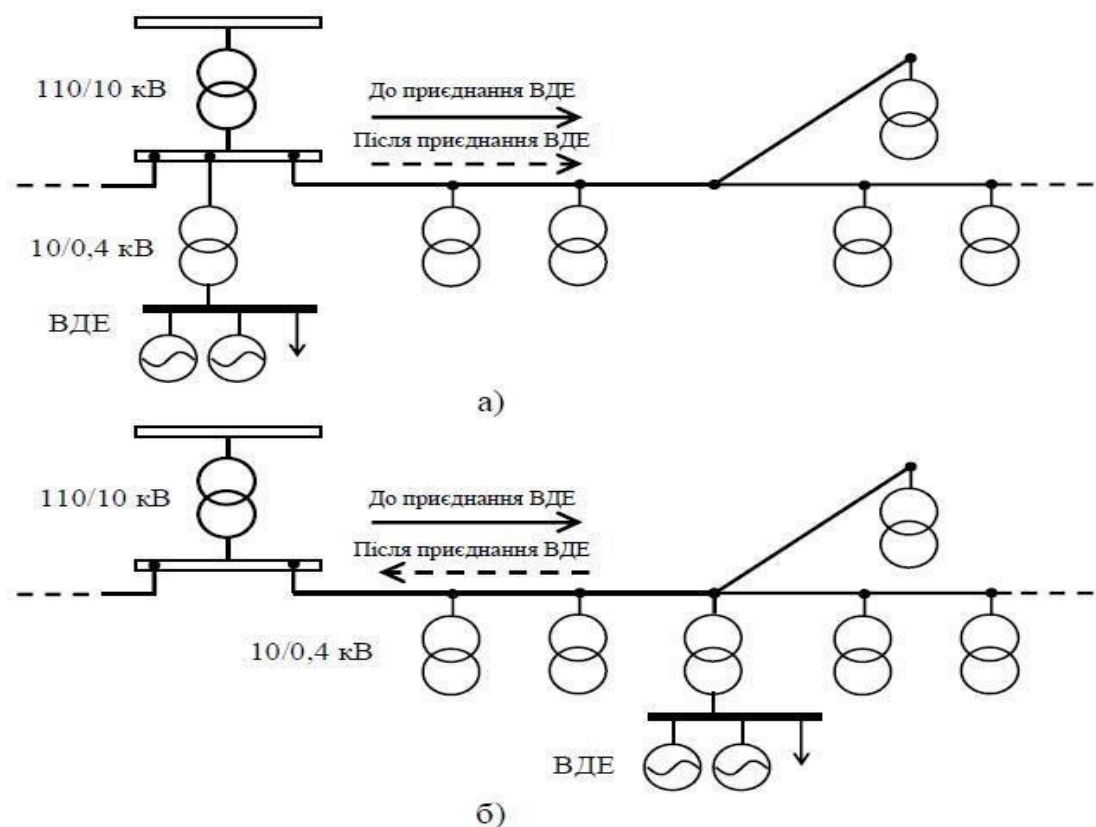


Рисунок 1.6 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Насправді, якщо глянути на рис. 1.6а, то ВДЕ під'єднані безпосередньо до шин підстанції. У такому випадку трансформатор "скидає" частину навантаження, яке виробляється цими ВДЕ, що тягне за собою зменшення втрат від навантаження в самому трансформаторі.

Електропередавальні лінії при цьому жодних змін у втратах не зазнають. Якщо ж розглянути конфігурацію з рисунка 1.3б, то тут розвантажуються не лише трансформатор підстанції, але й частина ЛЕП, що дає додатковий ефект у зниженні потужносних втрат. Оскільки потужність, що транспортується, зменшується, то й втрати напруги також знижуються, що позитивно впливає на рівні напруги на шинах підстанцій. З огляду на типові схеми підключення ВДЕ до розподільчих мереж, при певних обсягах генерації вони частково компенсують енергетичні потоки, спричинені споживачами, зменшуючи таким чином обсяги надходження електроенергії з основної системи. Відтак, втрати електроенергії у розподільчих мережах також знижуються. [11]

Інтеграція джерел розподіленої генерації (РГ) трансформує елементи розподілу в ЛЕС, перетворюючи їх на активні компоненти. Це вимагає перегляду (або повної модернізації) існуючих підходів до стратегій управління, експлуатації, а також планування структури та режимів роботи ЛЕС. При цьому вплив РГ може бути як корисним, так і шкідливим, тому критично важливо детально оцінити всі аспекти підключення джерел РГ до ЛЕС. Більшість джерел РГ зазвичай приєднуються до мережі через інвертори. При підключенні ці перетворювачі мусять гарантувати належну якість виробленої електроенергії. Однак висока частота перемикачів силових елементів в інверторах може провокувати появу додаткових гармонік струму та напруги у ЛЕС, що негативно позначається на якості електроенергії.

Розміщення генеруючих потужностей РГ у ЛЕС поблизу споживачів може спричинити зміну напрямку перетікання потужності. Встановлення джерел РГ може або збільшити, або ж зменшити загальні втрати потужності в ЛЕС, і це значною мірою залежить від місць їх інсталяції, потужності самих джерел, їхнього коефіцієнта потужності, а також конфігурації (топології) самої ЛЕС тощо. Можна виділити два основні типи впливу РГ на напругу в ЛЕС: вплив на величину напруги у стабільному робочому режимі та вплив на динаміку (коливання) напруги. Крім того, інтеграція джерел РГ суттєво позначається на якості електроенергії, а також на загальній стійкості та

надійності функціонування ЛЕС. Джерела РГ можуть спричиняти зростання так званого "флікера" (мерехтіння), генерувати вищі гармоніки, а також впливати на короточасні просідання напруги, що часто корелює з типом використовуваного генератора. [12]

Підсумовуючи усе вищесказане, можна окреслити перелік ключових вимог для систем, що містять джерела РГ: забезпечення стабільного рівня частоти; створення необхідного резерву потужності (для підвищення загальної надійності); а також компенсація реактивної потужності, яка виникає через наявність пристроїв перетворення енергії (СЕ) у джерелах РГ.

Водночас, для загальної енергосистеми вимальовуються такі позитивні моменти: наявність додаткових резервних потужностей в енергосистемі завдяки локальній генерації; покращення якості електропостачання (через можливість роботи в автономному режимі при аварійних відключеннях основної мережі); а також здатність підтримувати задані рівні напруги та потужності у локальних (обмежених) ділянках мережі завдяки роботі джерел РГ. Параметри, що характеризують різні типи розподілених джерел генерації, наочно представлені у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Характеристики джерел РГ на основі НВДЕ

Характеристика	СЕС	ВЕС	МГЕС	ГТУ	ПГУ	ДГ
Наявність	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення	Завжди	Завжди	Завжди
Вихідний сигнал	Постійний струм	Постійний/ змінний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм
Керування	Некерований	Некерований	Некерований	Керований	Керований	Керований
Перетворювач	Перетворювач типу DC-DC-AC	Перетворювач типу AC-DC-AC	Синхронний або асинхронний генератор	Немає	Немає	Немає
Вид палива	Енергія сонця	Енергія вітру	Енергія річок	Природний та біогаз	Природний та біогаз	Продукти нафтопереробки
ККД	6-20%	1-35%	92-94%	30-45%	20-40%	30-45%
Можливість роботи по графіку	Немає	Немає	Немає	Високий	Високий	Високий

Так от, якщо джерела РЕ (відновлювані джерела енергії) задіюються

виключно як резервне живлення, тоді можна констатувати зростання стійкості системи електропостачання. Однак, коли джерела РЕ працюють у паралелі з основною системою, трапляється, що достовірність електропостачання для споживачів навпаки зменшується. Наприклад, падіння рівня надійності може бути спричинене значною скупченістю однотипних джерел РЕ (як от у випадку з фотоелементами, чия потужність безпосередньо залежить від рівня сонячного опромінення). [13]

При цьому особливо гостро вимальовується питання самостійного функціонування джерел РЕ. Зазвичай, джерела РЕ не розраховані на незалежне живлення частин енергосистеми, адже вони неспроможні утримувати встановлені параметри якості електроенергії та потенційно можуть створювати ризики для чергового персоналу. З огляду на це, ситуації повної втрати живлення мають фіксуватися захисними пристроями джерел РЕ, які повинні автоматично відключати їх від електромереж. Варто підкреслити, що інтеграція джерел РЕ підвищує надійність електропостачання лише для окремої групи споживачів. Значно дієвішим методом покращення стійкості електропостачання у разі виникнення збоїв є створення так званих «енергоостровів». Ці острови не обмежуються лише одним джерелом РЕ та підключеним навантаженням, а охоплюють цілі ділянки мережі з узгодженою генерацією та споживанням. Ключові аспекти, котрі стосуються якості електроенергії для кожного з типів джерел РЕ, деталізовано у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3. Проблеми з якістю електроенергії, викликані наявністю НВДЕ

Проблеми порушення значень якості електроенергії пов'язані з джерелами РЕ				
Порушення якості електроенергії	ВЕС	СЕС	МГЕС	ДГ
Провисання/ стрибки напруги	+		+	+
Падіння/перенапруга	+			+
Дисбаланс напруг		+		
Коливання напруги	+			
Гармоніки напруги	+	+	+	
Флікер	+	+		+
Гармоніки струму	+	+	+	
Переривчатий характер генерації	+	+		

З огляду на вищевикладене, для ефективного впровадження

відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергосистемі (ЕС) України найбільш доцільним є створення локальних енергосистем (ЛЕС) з урівноваженим живленням, котре походить від різнорідних ВДЕ та інших джерел ВДЕ, гарантуючи при цьому їхню стабільну та надійну експлуатацію. Баланс у цьому енергозабезпеченні досягається завдяки застосуванню двох категорій енергоустановок: тих, що використовують ВДЕ (як-от сонячні, вітрові, малі гідроелектростанції та подібні), та тих, що базуються на традиційних енергоресурсах (наприклад, дизельні генератори, газотурбінні чи парогазові установки). Підставою для такого підходу є те, що перша група, попри нульову вартість первинного палива, схильна до значної мінливості виробництва енергії, зумовленої погодними умовами, тоді як друга категорія має протилежні переваги та недоліки. Саме поєднання обох типів джерел дозволяє підтримувати збалансований, усталений режим генерації в рамках ЛЕС. Сучасні ЛЕС є за своєю суттю комплексними системами, основними складовими яких виступають різні види енергоустаткування, генератори, різноманітні споживачі та системи управління, у яких нехтувати викривленнями форми струму та напруги неприпустимо. У ролі генераторів можуть виступати як джерела необмеженої (зовнішня електромережа), так і обмеженої (автономні електроустановки, виходи інших перетворювальних пристроїв) потужності, залежно від робочого режиму. Широкий спектр технологічних призначень зумовлює різноманітність типів та характеристик навантажень.

1.4 Зміна структури генеруючих потужностей України: трансформація, виклики та перспективи

Енергетична система України переживає одну з наймасштабніших трансформацій за всю свою історію. Впливи повномасштабної війни, руйнування об'єктів генерації, необхідність інтеграції з європейським енергетичним ринком, курс на декарбонізацію та зростання ролі відновлюваних джерел енергії — усі ці фактори радикально змінюють структуру української генерації.

Стаття детально розглядає, як змінюється енергогенерація України, що втрачено, що вже відновлено, які технології домінують сьогодні та яким буде майбутній енергетичний мікс держави.

До початку повномасштабного вторгнення Україна мала приблизно 37–38 ГВт встановлених генеруючих потужностей, які забезпечували країну електроенергією та дозволяли експортувати надлишок до Європи.

До війни структура виглядала так: атомна генерація — ~51–55%; теплова (ТЕС + ТЕЦ) — ~30–33%; гідроелектростанції (ГЕС + ГАЕС) — ~7–8%; відновлювані джерела (СЕС, ВЕС, біоенергетика) — ~14% встановлених потужностей.

Останні роки перед вторгненням характеризувалися стрімким зростанням ВДЕ — особливо сонячної енергетики — що було результатом «зеленого тарифу» та інвестиційної активності.

Повномасштабна війна стала руйнівним ударом для української енергосистеми. За звітами Міжнародного енергетичного агентства (ІЕА):

- Україна втратила понад половину своїх генеруючих потужностей через руйнування або окупацію.
- Активні потужності скоротилися з ~38 ГВт до ≈12 ГВт у певні періоди.
- Найсильніше постраждали:
 - Теплові електростанції — більшість ТЕС у прифронтових регіонах, як-от Зміївська, Вуглегірська, Трипільська, зазнали значних руйнувань.
 - Гідроінфраструктура — підбив Каховської ГЕС повністю вивів її з експлуатації.
 - ВДЕ-об'єкти — частина СЕС і ВЕС опинилася в зоні окупації або була зруйнована.

Особливої ваги набуває той факт, що ворог націлюється не лише на генерацію, а й на підстанції, мережі, маневрові потужності, трансформатори — тобто на інфраструктуру, яка робить систему керованою.

Попри значні руйнування, енергосистема зберегла здатність працювати та постійно відновлюється. За даними “Укренерго”, ExPro та ІЕА, структура виробництва електроенергії у 2024–2025 рр. виглядає приблизно так:

Атомна енергетика ($\approx 50\text{--}55\%$)

АЕС залишаються основою української енергетики — стабільною, низьковуглецевою та порівняно захищеною інфраструктурою.

Однак є важливі нюанси:

- Частина блоків знаходиться в окупації (Запорізька АЕС).
- Усі діючі блоки працюють з підвищеним навантаженням і високими вимогами до стабільності мережі.
- Майбутній розвиток АЕС буде залежати від рішень щодо малих модульних реакторів (SMR).

Теплова генерація ($\approx 25\text{--}35\%$)

ТЕС і ТЕЦ критично скоротилися, але залишаються необхідними для балансування системи.

Сучасні проблеми:

- Розбиті або захоплені станції.
- Дефіцит палива (вугілля, газу).
- Старіння обладнання.
- Низька ефективність та висока собівартість виробництва.

Теплова генерація поступово переходить у роль «маневреної», а не базової.

Гідроенергетика ($\approx 5\text{--}7\%$)

Після втрати Каховської ГЕС внесок ГЕС зменшився. Проте гідроелектричні станції лишаються однією з ключових маневрових потужностей країни.

Головні обмеження:

- Невеликий обсяг потужностей порівняно з потребами балансування.
- Високі ризики для об'єктів у прифронтових регіонах.

ВДЕ ($\approx 8\text{--}10\%$ генерації, але більше у встановлених потужностях)

Потенціал ВДЕ зберігається, хоча частина СЕС і ВЕС у зоні окупації. У

2024–2025 роках:

- Введено майже 1 ГВт нових відновлюваних потужностей.
- Виробництво зростає, але стримується нестачею мережевої інфраструктури та обмеженням диспетчеризації.

ВДЕ стають стратегічним напрямом розвитку, до якого Україна рухається в контексті Європейського Зеленого Курсу.

Україна втратила значну частину електростанцій, здатних швидко змінювати обсяг генерації (ТЕЦ, ГЕС). Це створило низку проблем:

- труднощі стабілізації частоти та напруги;
- зростання потреби в аварійних відключеннях;
- високі ризики під час пікових навантажень;
- неможливість повністю інтегрувати ВДЕ.

IEA та європейські експерти прямо рекомендують Україні:

- будувати газотурбінні установки,
- розвивати акумулюючі системи (BESS – батареї),
- стимулювати малі децентралізовані джерела.

З 2022 року Україна працює синхронно з європейською мережею ENTSO-E.

Це дало свої переваги і складнощі:

Переваги: можливість імпортувати електроенергію під час дефіциту; доступ до європейського ринку; додаткову стійкість системи.

Складнощі: технічні обмеження пропускної здатності; ризик залежності від імпорту в пікові періоди; необхідність модернізації мереж 750/330 кВ.

У деякі періоди 2024–2025 років Україна навіть поверталась до статусу нетто-експортера, що свідчить про швидку адаптацію системи.

Майбутня структура генерації: сценарії до 2030. Війна змінила не лише поточний стан, але й довгострокову стратегію.

Україна планує: інвестувати 20 млрд доларів у розвиток ВДЕ (Рішення уряду 2024 року); збільшити частку відновлюваної генерації до ~25–30%; розгорнути перші малі модульні реактори (за участю партнерів зі США та ЄС); створити до 15 ГВт нових маневрових та гнучких потужностей.

Головні ризики

- Безперервні атаки на енергетичну інфраструктуру.
- Обмежений доступ до капіталу під час війни.
- Висока залежність від імпорту обладнання.
- Нестача швидко маневрових потужностей.

- Довгі строки відновлення великих енергооб'єктів.
- Складність інтеграції великої кількості ВДЕ без мережевої модернізації.

Структура генеруючих потужностей України сьогодні — це результат одночасної дії двох протилежних сил:

1. Руйнівного впливу війни, яка знищила значну частину інфраструктури.
2. Енергетичного переходу, який наближає Україну до європейських стандартів, розвиває ВДЕ, децентралізацію та низьковуглецеві технології.

Попри втрати, українська енергосистема демонструє дивовижну стійкість, швидкість відновлення та здатність адаптуватися. Майбутній енергетичний мікс буде більш «зеленим», гнучким та стійким до загроз. Україна фактично формує нову енергетичну архітектуру — більш ефективну, модерну та орієнтовану на європейські ринки.

Висновки до розділу 1

Джерела відновлюваної енергії мають великий потенціал для підвищення продуктивності розподільних електричних мереж. Однак конструкція системи розподілу і режими їх роботи створюють низку проблем для впровадження розподілених джерел енергії.

Залежність режиму роботи джерел РГ від природних умов та їх конструктивні особливості мають не завжди позитивний вплив на режими роботи розподільної електричної мережі. Особливо це стосується якості електричної енергії та балансовій надійності.

Попри втрати, українська енергосистема демонструє дивовижну стійкість, швидкість відновлення та здатність адаптуватися. Майбутній енергетичний мікс буде більш «зеленим», гнучким та стійким до загроз. Україна фактично формує нову енергетичну архітектуру — більш ефективну, модерну та орієнтовану на європейські ринки.

2. ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА СТІЙКІСТЬ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

2.1 Підходи до визначення надійності енергетичних систем

Існує два головні способи оцінки стабільності ЕС (електроенергетичної системи): аналітичний та імітаційний [19]. Аналітичні підходи базуються на прямих математичних обчисленнях із застосуванням відповідної моделі. Завдяки застосуванню спрощень та певних припущень, розрахунок надійності ЕС аналітичними методами можна провести доволі швидко. Проте, через ці послаблення, висновки такого аналізу можуть втрачати певну свою цінність. До того ж, аналітичний підхід не дає змоги відтворити різноманітні умови експлуатації. З огляду на це, аналітичні методи зазвичай застосовуються під час етапу проектування.

Імітаційне моделювання полягає у відтворенні фактичного перебігу випадкових подій в електроенергетичній системі. Це дозволяє врахувати більшість непередбачуваних факторів, які могли виникнути під час проектування чи планування розвитку ЕС (наприклад, вихід з ладу компонентів через аварійний ремонт), та отримати повне уявлення про потенційні слабкі місця енергосистеми й показники її надійності. Зазвичай, ці методи ґрунтуються на моделюванні за допомогою методу Монте-Карло (ММК).

Головним мінусом імітаційних методів є потреба у великій кількості розрахунків – від 1000 до 3000 циклів – для досягнення прийнятної точності результату. Попри це, імітаційні методи досить активно використовуються на практиці, особливо при плануванні майбутнього розвитку ЕС.

Вивчення рівня надійності електроенергетичних систем може бути здійснене як для окремих типових робочих періодів ЕС, так і для значно тривалішого часового відрізка [19, 20].

У першому випадку, як правило, моделювання проводять для режимів максимального, мінімального навантаження енергосистеми та у період

повені. У другому випадку застосовують покрокове моделювання для кожного часового сегмента у хронологічному порядку. Вибір конкретної моделювальної стратегії залежить від поставленого завдання.

Стрімкі коливання потужності, що виробляється ВДЕ (відновлюваними джерелами енергії), спричинені їхньою стохастичною природою, можуть, особливо за несприятливих умов, сягати величин, еквівалентних втраті цілого енергоблоку на електростанції. Тому, при дослідженні впливу відновлюваних джерел енергії на функціонування ЕС, вкрай важливо розглянути якомога більше сценаріїв сумісної роботи ВДЕ з іншими генеруючими потужностями електроенергетичної системи. Для вивчення комплексної роботи ВДЕ найкраще пасує саме імітаційне моделювання.

2.2 Показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем

Для визначення належності системи електропостачання (СЕП) до оптимальної конфігурації необхідні критерії, що відображали б ступінь виконання встановлених вимог. Традиційний спосіб оцінки коректності розміщення генеруючих потужностей полягає у забезпеченні надійності балансу або відповідності системи генерації потребам. Загалом, можна розглядати два аспекти балансу – потужності та енергії, незважаючи на їхню взаємозв'язок. При цьому першочерговою увагою користуються показники задоволення споживчого попиту. Проте, при аналізі економічних характеристик енергосистем, в яких задіяні відновлювані джерела енергії (ВДЕ), доцільно також враховувати раціональність використання виробленої електроенергії. Таким чином, показники ефективності роботи СЕП повинні охоплювати сценарії, коли генераційна спроможність може бути недостатньою (що призводить до недопостачання чи обмеження споживання), а також ситуації надлишку генерації (що веде до втрати енергії). Основними метриками адекватності генерації відносно рівня

споживання визнаються такі індекси, як очікувана імовірність дефіциту потужності LOLE, ймовірність недопостачання навантаження LOLP, частота виникнення дефіциту потужності LOLF та тривалість подібних періодів LOLD, а також показник очікуваного обсягу неасимільованої енергії EENS [21, 22]. Обсяг енергії, яку не вдалося поставити через невідповідність генерації, оцінюється такими індексами, як очікувана втрата енергії LOEE, або ймовірність втрати енергії LOEP.

Існує низка різних підходів до визначення подібних показників.

Концептуально вони виражаються такими формулами:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i \quad (2.1)$$

де: p_i – ймовірність знаходження системи у i -му стані, S – сукупність усіх станів системи, пов'язаних із втратою навантаження, T_i – час тривалості i -го стану (у часових одиницях). Зазвичай LOLE інтерпретується як середньостатистична кількість діб чи годин за визначений інтервал (найчастіше за рік), протягом яких поточне навантаження перевищує доступну потужність генерації. І хоча цей індекс не дає відомостей про величину чи частоту появи дефіциту потужності, він є широко застосовуваним показником.

Іншим схожим індексом, що використовується при дослідженні надійності енергосистем, є ймовірність недоотримання потужності LOLP. Це прогнозний показник часу у довгостроковій перспективі, коли очікуваний рівень навантаження перевищить потужність наявних генеруючих об'єктів.

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j] \quad (2.2)$$

де: $P[\cdot]$ – ймовірність певної потужності, C_j – досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність, L_j - навантаження.

Індекси (1.1) та (1.2) пов'язані залежністю:

$$LOLE = LOLP \cdot T, T = \sum_i T_i \quad (2.3)$$

Наступні індекси вважаються допоміжними:

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - \psi_i) \quad (2.4)$$

де: F_i – частота виходу системи з стану i , ψ_i – частка переходів, що не спричиняє змін стосовно втрати чи збереження навантаження.

Як правило, $LOLF$ має розмірність кількості випадків на рік. Середня очікувана тривалість втрати навантаження:

$$LOLD = LOLE / LOLF. \quad (2.5)$$

Слід зазначити, що індекси $LOLP$ чи $LOLE$ не відображають сумарний дефіцит потужності, який виникає в моменти, коли відбуваються відключення споживачів. Крім того, важливо усвідомлювати, що години $LOLE$ не є часом, протягом якого відбувається серйозне відключення, яке залишає цілі ринкові зони без енергії.

Широко використовуваною мірою втрат потужності є показник очікуваної нестачі енергії, відомий як EENS, або інколи як EUE чи EEU. Коли в наявності є графік тривалості навантаження (з віссю часу та віссю потужності), то площа під цією кривою відображає загальний обсяг енергії, спожитої за відповідний часовий відрізок. Якщо ж ми знаємо ймовірнісний розподіл потужності, яку може видати генерація, можна визначити середню величину недопоставленої енергії. Зазвичай, результат такого методу подають як імовірнісне співвідношення між фактичною нестачею потужності та сумарною потребою системи в енергії. Це співвідношення, яке зазвичай є невеликою величиною, відповідно іменують індексом відмови енергопостачання. Значно більш корисним є показник, який отримують, якщо від одиниці відняти цей індекс ненадійності. Так з'являється індекс надійності енергопостачання. Припустімо, що ймовірність того, що потужності бракуватиме у k -му часовому інтервалі, становить p_k , а обсяг втраченої енергії навантаження внаслідок цього дефіциту, що є еквівалентом невиконаної роботи, позначено як E_k . Тоді ймовірна втрачена (тобто недопоставлена) енергія $LOEE$ становитиме $p_k E_k$, а сумарна очікувана втрата енергії за визначений період обчислюється наступним чином:

$$LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k \quad (2.6)$$

Як правило, обирається розмірність «МВт·год./рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію.

$$LOEE = \frac{\sum_{k=1}^n p_k E_k}{E_{\Sigma}}, \quad E_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T E(t) \cdot \Delta t, \quad (2.7)$$

де: Δt – елементарний часовий інтервал; n – кількість часових інтервалів (при часовій дискретності «год./рік» $n = 8760$, для «днів/рік» $n = 365$), що застосовується як показник відповідності застосування формули.

Індекс надійності енергії EIR розраховується так:

$$EIR = 1 - LOEE_n \quad (2.8)$$

Існують також інші способи оцінки надійності енергозабезпечення.

При плануванні розвитку ЕЕС ключове значення має забезпечення балансової надійності або адекватності системи генерації з урахуванням пропускних спроможностей системоутворюючої мережі, тобто її здатність забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості при планових та очікуваних (вірогідних) простоях елементів ЕЕС. В якості основних критеріїв для оцінки адекватності, можуть використовуватись:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів електричної енергії $M[\Delta W]$, (аналогами є EUE або $LOEE$, МВт·год. /рік);
- відносне задоволення споживачів електричною енергією $\pi = 1 - M[\Delta W]/L_T$ (L_T - попит споживачів на електричну енергію протягом часу T);
- інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (J_d);
- ймовірність втрати навантаження (в.о.) - $LOLP$;
- середнє число днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, діб в рік ($LOLE$, інше позначення – $LOLE_{365}$);
- середнє число годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік ($LOLH$, інше позначення – $LOLE_{8760}$).

Серед перелічених критеріїв, перший належить до абсолютних мір, тоді як решта – до відносних. При цьому показник π демонструє низьку чутливість до збурень, надаючи практично ту саму інформацію, що й показник $M[\Delta W]$, але виражену у відносних величинах. Якщо дивитися з позиції раціонального вибору рішень стосовно розвитку ОЕС, то відносні (імовірнісні) показники надійності балансу є значно більш інформативними.

Для адекватної оцінки потенційного дефіциту генеруючих потужностей, у загальному випадку, необхідно проводити оптимізацію робочого режиму, спрямовану на мінімізацію сумарної вартості спожитої електроенергії. Це вимагає формалізації балансів між генерацією та споживанням, тобто мінімізації паливних витрат. У цьому процесі зазвичай вважається, що відсутні будь-які обмеження на використання доступної генерації, окрім вітрових та сонячних електростанцій (ВЕС і СЕС), потужність яких є випадковою величиною, що змінюється в заданому інтервалі. Навантаження споживачів також, як правило, обирається випадково в межах визначеного діапазону. У випадку виникнення дефіциту генерації, диспетчерська служба ОЕС вживає кроків для його ліквідації, отже, неможливо розглядати стан ОЕС у певний момент доби як ізольований від станів у суміжних періодах. Тому для коректного обчислення LOLN потрібна впровадження комплексної методики, що враховує усі чинники. За цією причиною, критерій LOLE на сьогодні є найбільш поширеним у світі для визначення рівня надійності балансу.

Рівень показника надійності балансу слід встановлювати виходячи з визначення такої межі покриття потреб споживачів електроенергією, за якої подальше збільшення цієї надійності для ОЕС призводитиме до більших сукупних витрат, ніж потенційні компенсаційні виплати за передбачуваний рівень збитків, понесений споживачами. Ймовірнісний еталон надійності у формі $J_d=0,004$ був обґрунтований саме таким чином, базуючись на зіставленні додаткових витрат на підвищення стабільності енергопостачання проти економічних втрат споживачів через припинення електропостачання.

Безумовно, такий підхід вимагає регулярного коригування значень критеріїв надійності балансу відповідно до змін вартості додаткової генерації, необхідної для покриття розбалансів в умовах лібералізованого ринку електроенергії, а також рівня збитків від перебоїв у живленні для окремих категорій споживачів. Саме тому в розвинених економіках показники надійності не мають чіткого прямого економічного обґрунтування. Натомість, певні їхні значення встановлюються на підставі експертних оцінок, і ці значення слугують орієнтирами при виборі стратегій щодо забезпечення належного рівня надійності ОЕС. Наприклад, загальновизнаний світовий стандарт середньої кількості днів із дефіцитом потужності LOLE у багатьох розвинених державах становить 0,1 добу/рік, або однієї доби протягом 10 років (у США); у Франції цей показник LOLH дорівнює 3 години/рік, у Великій Британії – 4 години/рік, а в Ірландії – 8 годин/рік.

2.3 Метод обчислення критеріїв стійкості балансу

Стійкість подачі електроенергії до споживачів у головній мірі зумовлена здатністю енергосистеми покривати попит упродовж кожної години доби [27, 28]. Це означає, що обсяг виробленої електроенергії $P(t)$ мусить збігатися з поточним електричним навантаженням $L(t)$ у відповідний момент часу t . Проте, на загал, досягнення такого повного збігу є практично недосяжним, внаслідок чого реальне виробництво електроенергії $P(t)$ не збігається з електричним навантаженням $L(t)$ на величину, що зветься небалансом $D(t)$:

$$D(t) = P(t) - L(t) \quad (2.9)$$

Масштаб дисбалансу, що позначається як $D(t)$, визначається двома ключовими факторами: якістю передбачення попиту в енергосистемі (ЕЕС) та достатністю потужностей, здатних оперативно реагувати на відхилення у функціонуванні мережі.

Аналізуючи, як змінюється величина $D(t)$, як довго він триває та як

часто виникає протягом року, можливо спрогнозувати, яким чином введення нового виробника енергії (теплової, гідро-, атомної, вітрової, сонячної тощо)

Із зростанням частки енергії з відновлюваних джерел спостерігається підвищення мінливості чистого навантаження. Щоб підтримувати рівновагу активної потужності, ключовим стає швидкість, з якою диспетчерські станції здатні коригувати свою потужність повинна дорівнювати або бути вище швидкості зміни

$$\frac{\Delta P_{\text{ел}}}{\Delta t} \geq \frac{\Delta P_{\text{н}}}{\Delta t}$$

Таким чином, для забезпечення балансу повинні виконуватись (2.9) та (2.10).

Для оцінки надійності електроенергетичної системи пропонується використати показники *LOLE* (год/рік), *LOEE* (МВт·год/рік) та *LOLF* (випадків/рік).

$$LOLE = \frac{\sum_{i=1}^N T_i^{\text{НБ}}}{N} \quad (2.11)$$

де: $T_i^{\text{НБ}}$ - тривалість втрати навантаження на i -ту годину, год; N – кількість спостережень (в даному випадку років).

$$LOEE = \frac{\sum_{i=1}^N \Delta W_i}{N} \quad (2.12)$$

де: ΔW_i - обсяг недоотриманої енергії на i -ту годину МВт·год.

$$LOEE = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N} \quad (2.13)$$

де: f_i - частота втрати навантаження на i -ту годину.

Алгоритм розрахунку показників (2.10) – (2.13) наведено на рис.2.1.

1 етап. На даному етапі відбувається введення вихідних даних:

1) параметри енергоблоків електростанцій (значення максимальної та мінімальної потужності, швидкості зміни навантаження у нормальних та аварійних режимах, напрацювання на відмову та час відновлення, графіки проведення планових ремонтів);

2) погодинне навантаження ЕЕС, добові витрати води для гідроелектростанцій ;

погодинні графіки генерації ВЕС та СЕС за рік. Дані з генерації відновлюваних джерел енергії, витрати води для гідроелектростанцій та навантаження електроенергетичної системи повинні бути за один період.

1 етап. Дані з навантаження енергосистеми та генерації ВДЕ перевіряються на цілісність рядів. У випадку відсутності даних за певний період дані відновлюються.

2 етап. Для кожної розрахункової доби складається погодинний баланс активної потужності. Навантаження ЕЕС визначається:

$$\sum_i P_{it}^{\text{ген}} = \sum_j P_{jt} + \sum_l \pi_{lt} + \sum_i \Delta P_{\text{с.н.}} \quad (2.14)$$

де: $\sum_i P_{it}^{\text{ген}}$ - сумарна генерована потужність електростанції в момент часу t , МВт; $\sum_j P_{jt}$ - сумарне навантаження споживачів в момент часу t , МВт.

Для отримання результату, максимально наближеного до реального, за погодинні данні генерації вітрових та сонячних електростанцій приймаються прогнозні графіки. Це дозволяє урахувати імовірнісний характер роботи відновлюваних джерел енергії та можливі похибки прогнозу генерації ВДЕ.

3 етап. На даному етапі для складу енергоблоків, визначеному на попередньому етапі, створюється штучна історія роботи.

Початковий стан кожного енергоблока приймається – робота.

4 етап. Для енергоблоків, що беруть участь в покритті навантаження часу, будуються робочі цикли.

Доступна потужність електроенергетичної системи на кожен момент часу визначається накладенням робочих циклів окремих енергоблоків (рис. 2.2)

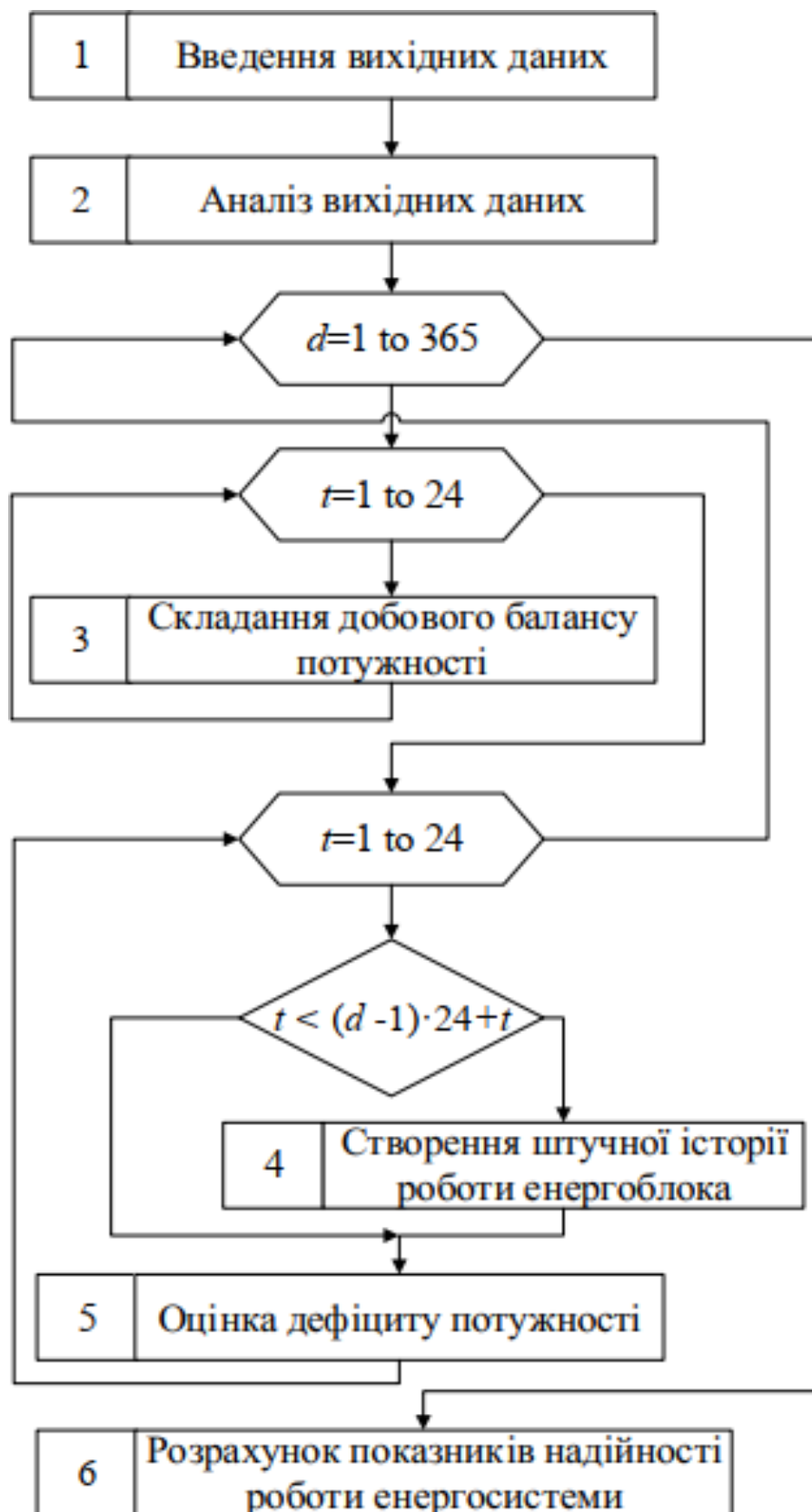


Рисунок. 2.1. Алгоритм оцінки показників надійності роботи енергосистеми.

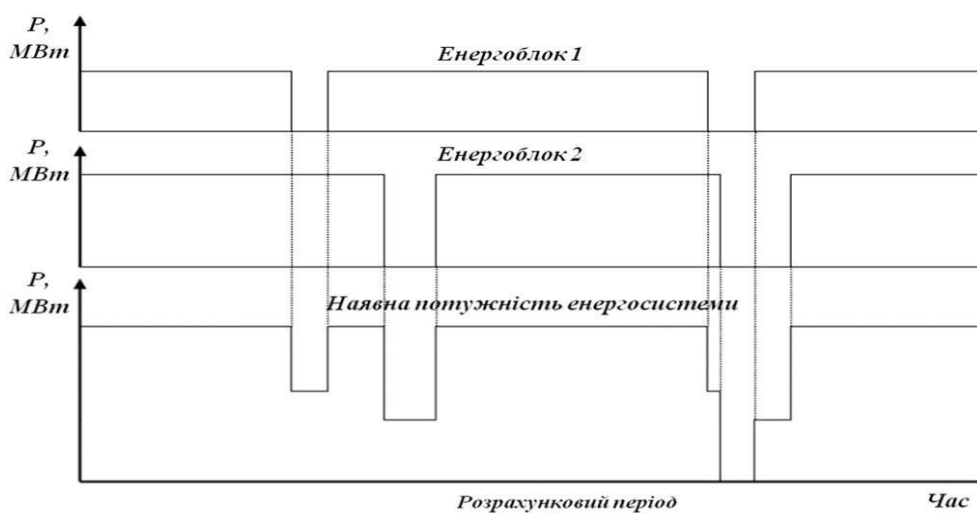


Рисунок 2.2. Робочі цикли окремих енергоблоків і доступна потужність енергосистеми

На рис. 2.3 наведено приклад змодельованого графіка доступної потужності енергосистеми протягом року.

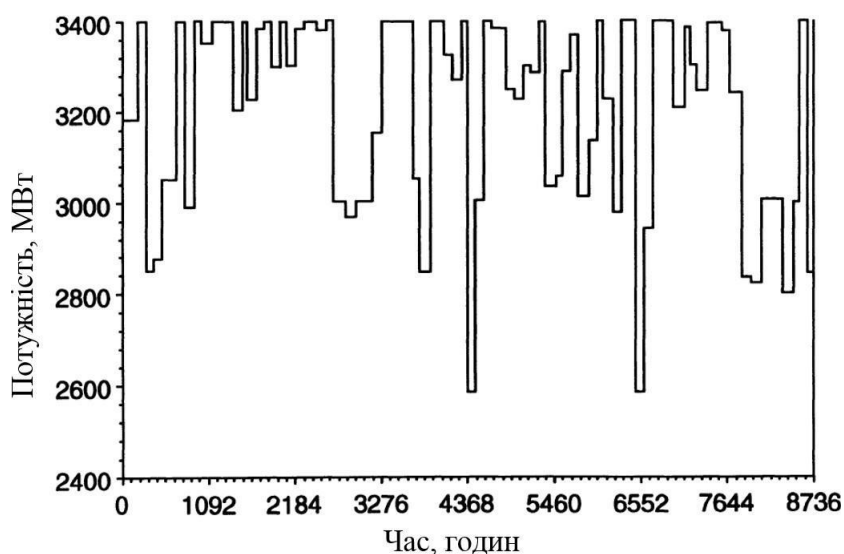


Рисунок 2.3. Розрахункова доступна потужність енергосистеми.

На кожній стадії розрахунку (зокрема, погодинно) енергосистема має певний запас робочої потужності. Цей запас розраховується як різниця між потужністю, яку система може реально виробити, і плановим графіком споживання (рис. 2.4). Обчислюючи доступний резерв потужності, слід використовувати фактичні показники генерації електроенергії від вітрових та сонячних електростанцій.

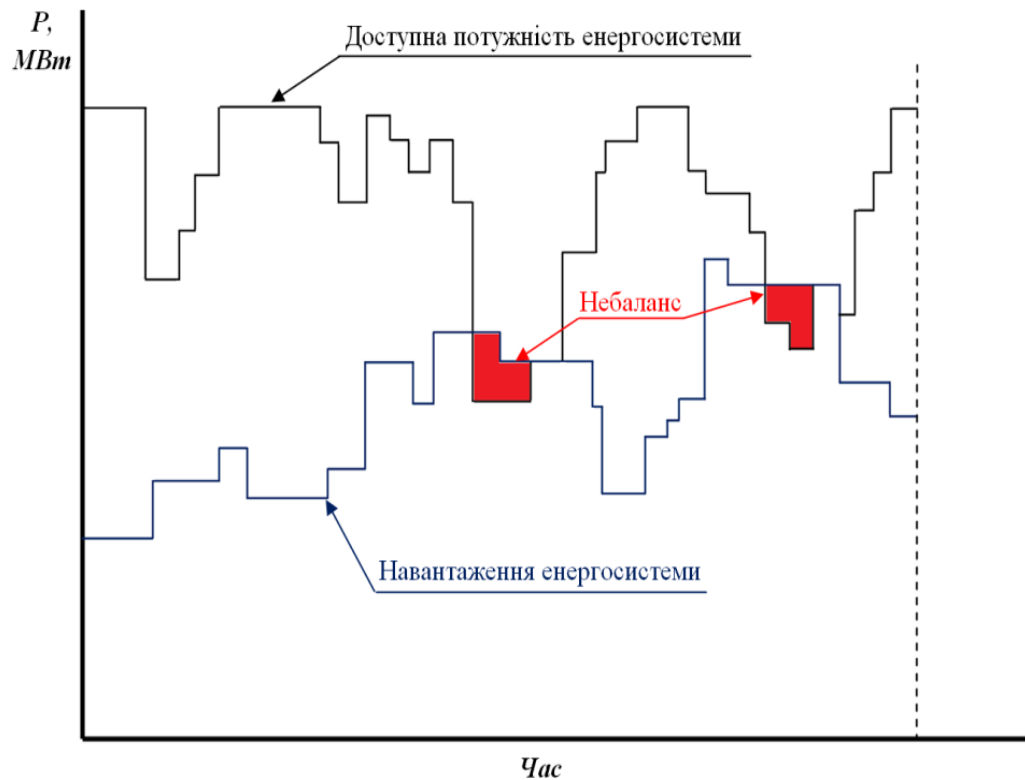


Рисунок 2.4. Доступний резерв потужності енергосистеми.

5 етап. За величиною отриманих на попередньому етапі небалансів, визначаються показники балансової надійності енергосистеми: $LOLE$ (2.11), $LOEE$ (2.12), $LOLF$ (2.13).

Моделювання триває, доки оціночні індекси надійності не досягнуть заданого ступеню достовірності .

2.4. Визначення базових показників надійності електроенергетичної системи

Аналіз того, як вітрові та сонячні електростанції впливають на стабільність енергосистеми, здійснюється через зіставлення показників надійності, розрахованих для різних моделей вбудовування ВДЕ, із еталонними. За нульовий еталон надійності роботи ЄЕС було прийнято варіант, де частка відновлюваних джерел енергії дорівнює нулю. Для обрахунків споживання ЄЕС були задіяні фактичні показники, взяті з 2022 року.

На рисунку 2.5 наочно проілюстровано, як змінюється прогнозована недовідпущена потужність залежно від обсягу проведених спостережень. На рисунку 2.6 показано варіації очікуваних енергетичних втрат, а на рисунку 2.7 відображено частоту випадків втрати навантаження.

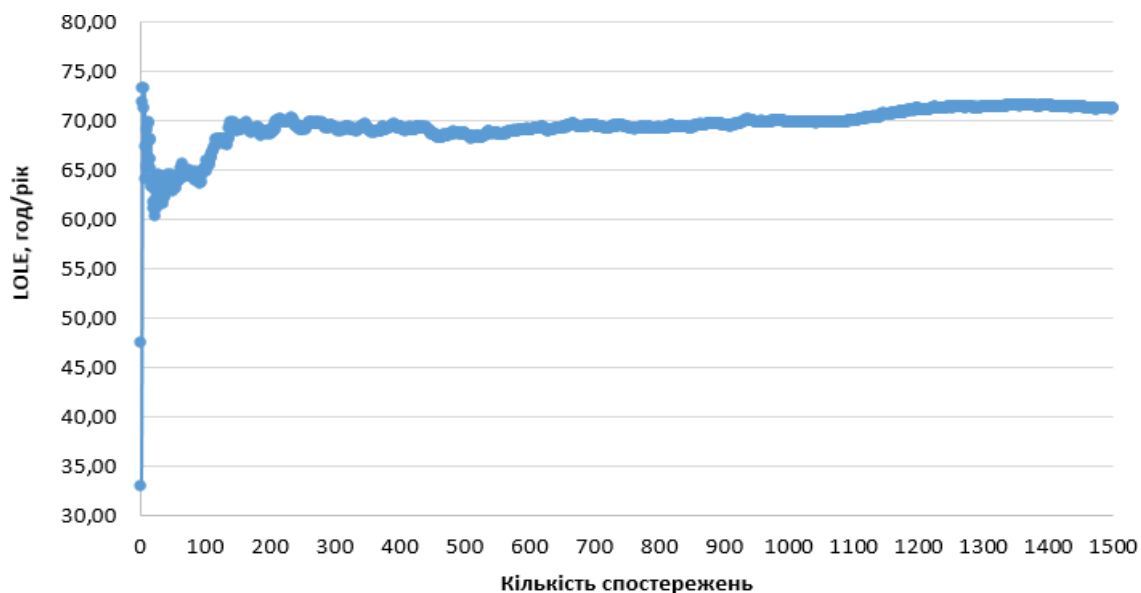


Рисунок 2.5 Зміна очікуваної втрати навантаження в залежності від кількості спостережень.

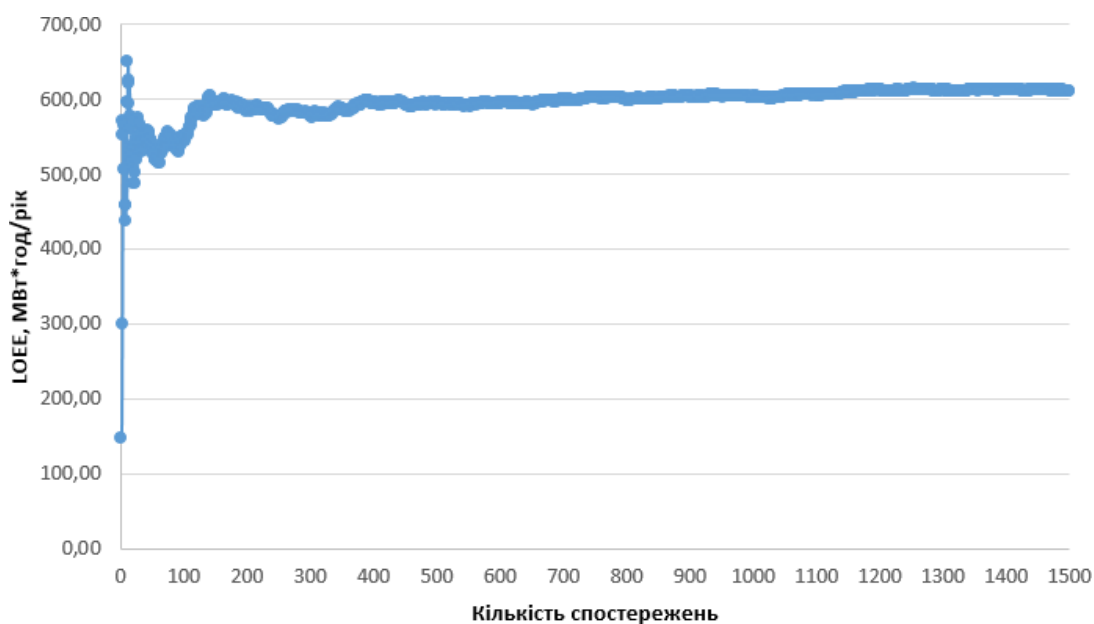


Рисунок 2.6. Зміна очікуваної втрати енергії в залежності від кількості спостережень.

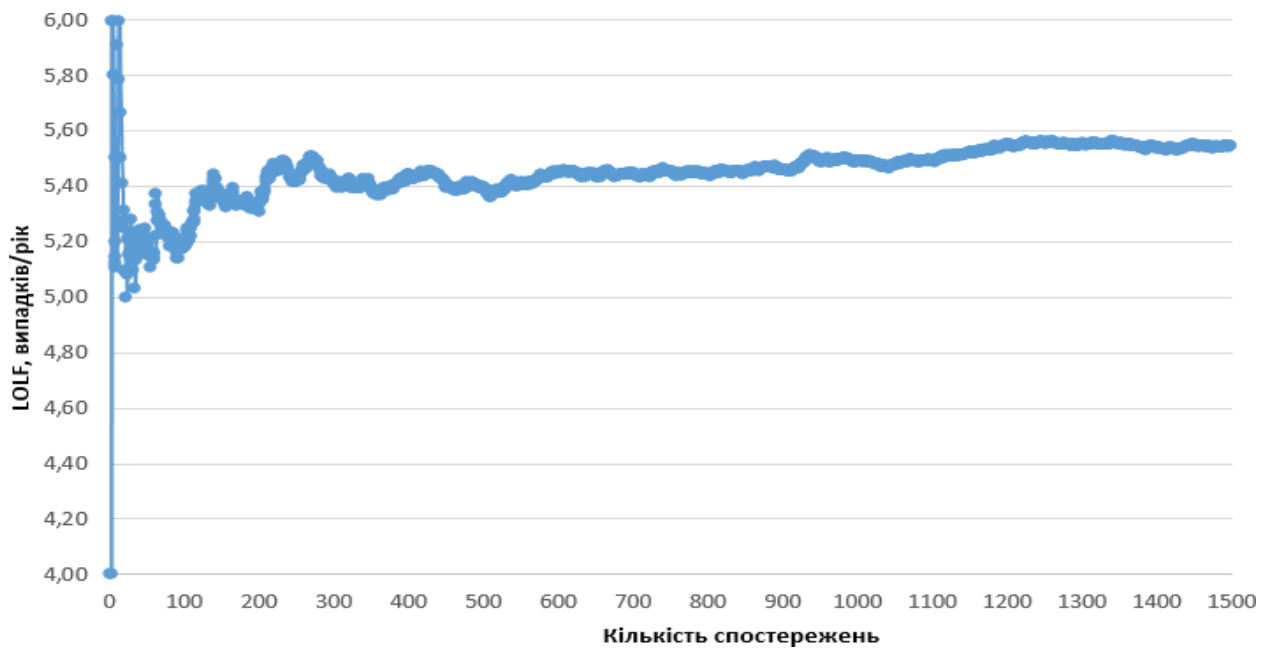


Рисунок 2.7. Зміна частоти втрати навантаження в залежності від кількості спостережень.

З наведених ілюстрацій видно, що для якомога точного обчислення передбачуваних енергетичних втрат вистачає приблизно 1000 вимірів (обчислювальних етапів), тоді як для інших метрик цей поріг перевищує 1200.

У таблиці 2.1 продемонстровано, як співвідносяться показники надійності та розміру додаткового запасу (резерву).

Таблиця 2.1. Залежність показників надійності від величини вторинного резерву

Величина вторинного резерву, МВт	Очікувана втрата навантаження, годин/рік	Очікувана втрата енергії, МВт·год/рік	Частота втрати навантаження, випадків/рік
432	70,0		5,5
500	46,5	360,4	3,5
600	15,4	182,2	1,2
700	10,3	114,1	0,8
800	5,7	60,7	0,4
900	3,8	29,8	0,2
1000	1,7	19,7	0,1

Аналізуючи отримані дані, варто констатувати: для базового сценарію, якщо обсяг резерву, що використовується як допоміжний, підтримується на позначці, що відповідає загальноприйнятим нормам показників надійності, він співставний із показниками низки європейських держав.

На рисунку 2.8 візуалізовано точкове передбачення (оцінку) моментів виникнення дисбалансів у системі електропостачання протягом періоду, закладеного для розрахунків.

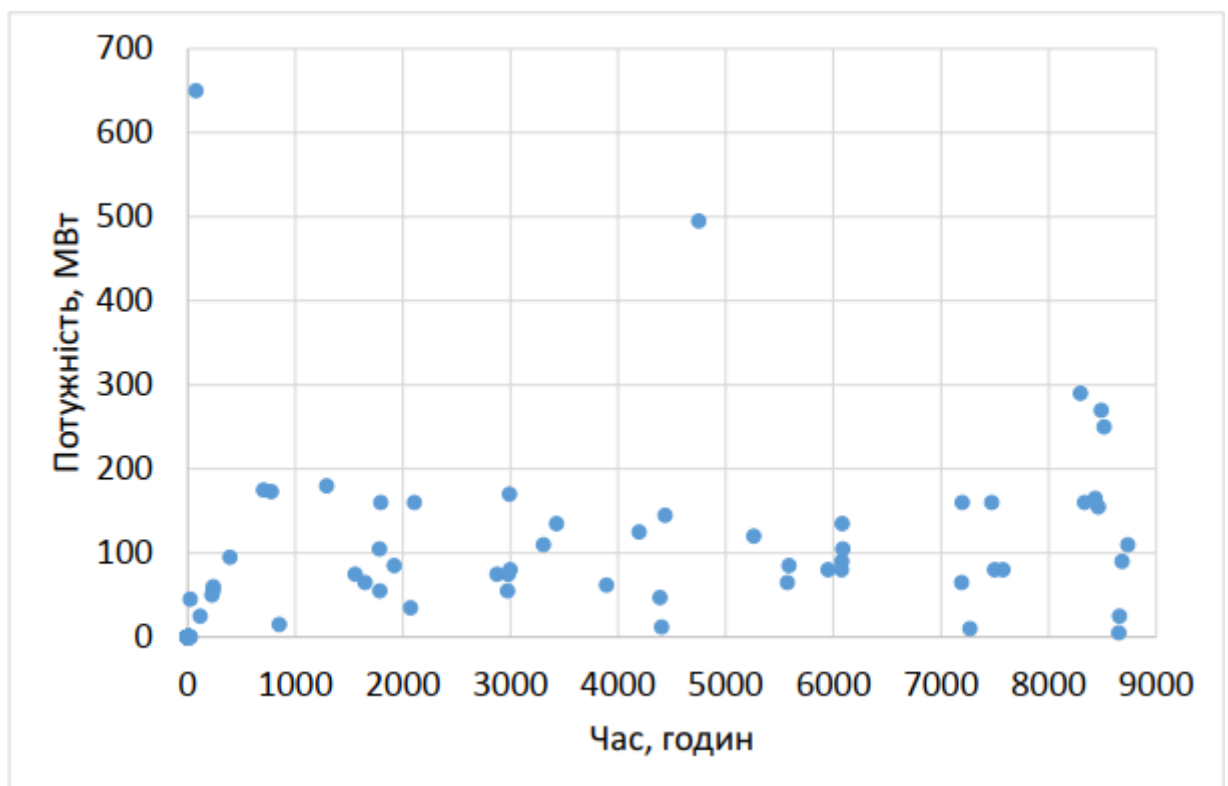


Рисунок 2.8. Точкова оцінка небалансів в електроенергетичній системі в продовж розрахункового періоду.

З рисунка можна відзначити, що відмови розподіляються випадковим чином і не пов'язані з характерними періодами роботи ЕЕС.

2.5 Вибору методики оцінювання надійності

При належному рівні потужності резервних джерел живлення (РДЖ) та їхній спроможності функціонувати ізольовано, подібні режими дають змогу підвищити безперебійність електропостачання абонентів завдяки зменшенню обсягу недопоставленої електроенергії.

Стійкість – це властивість будь-якого об'єкту зберігати протягом часу в межах встановлених норм усі параметри, які визначають його здатність виконувати необхідні функції у заданих режимах та умовах експлуатації, технічного обслуговування, зберігання і транспортування.

Стійкість ЕЕС полягає у безперервному забезпеченні споживачів електроенергією для задоволення їхніх потреб. Для проведення обчислень та аналізу стійкості системи застосовуються відповідні критерії стійкості. Ці критерії слугують для дослідження причин можливих проблем у системі, зокрема, для оцінки тривалості функціонування обладнання та установок, а також для визначення найменш надійних компонентів існуючої мережі. Світова практика та досвід експлуатації вітчизняних електричних мереж демонструють, що під час аналізу стійкості повітряних ліній (ПЛ) напругою 6–20 кВ доцільно розглядати три категорії критеріїв: первинні (вхідні); базові; інтегральні (допоміжні).

Первинні (вихідні) критерії відображають стійкість функціонування складових електричної мережі та ефективність роботи персоналу, який її обслуговує. Значення цих критеріїв вважаються відомими на момент розв'язання задачі оцінки стійкості. Чисельні значення отримують на основі статистичних даних, результатів аналізу технічного стану електричних мереж, експертних оцінок тощо.

До первинних критеріїв стійкості належать: інтенсивність потоку пошкоджень (вимк./км·рік); час відновлення електропостачання (година/вимк.); середній час до наступного пошкодження (год); ймовірність роботи без відмов; ймовірність виникнення пошкоджень.

Базові критерії — це показники стійкості електропостачання вузлів навантаження та споживачів, які живляться від цих вузлів. До них відносяться: частота пошкоджень елемента; середня тривалість знеструмлень елемента; середня тривалість одного знеструмлення елемента.

Базові критерії є оцінками відповідних математичних сподівань, тобто уособлюють собою «середні» чи «очікувані» значення відповідної випадкової величини, яка підпорядковується певному закону розподілу. Хоча ці ключові

критерії є принципово важливими, вони не завжди дають повне уявлення про роботу системи та її реакцію на вихід з ладу елементів. Наприклад, ці ж критерії будуть розраховані однаково незалежно від того, чи було підключено до вузла навантаження 1 споживач чи 100, чи становило середнє навантаження 10 кВт, чи 100 МВт.

Щоб відобразити «значущість» чи «важливість» пошкодження в системі, запроваджуються інтегральні (додаткові) критерії стійкості. Останніми роками набули широкого поширення інтегральні критерії, запозичені з європейських країн, для кращого відображення стану енергосистеми та її ключових компонентів. Найбільш поширені інтегральні критерії, що використовуються країнами Заходу, у відсотковому співвідношенні, представлені на рис. 2.9.

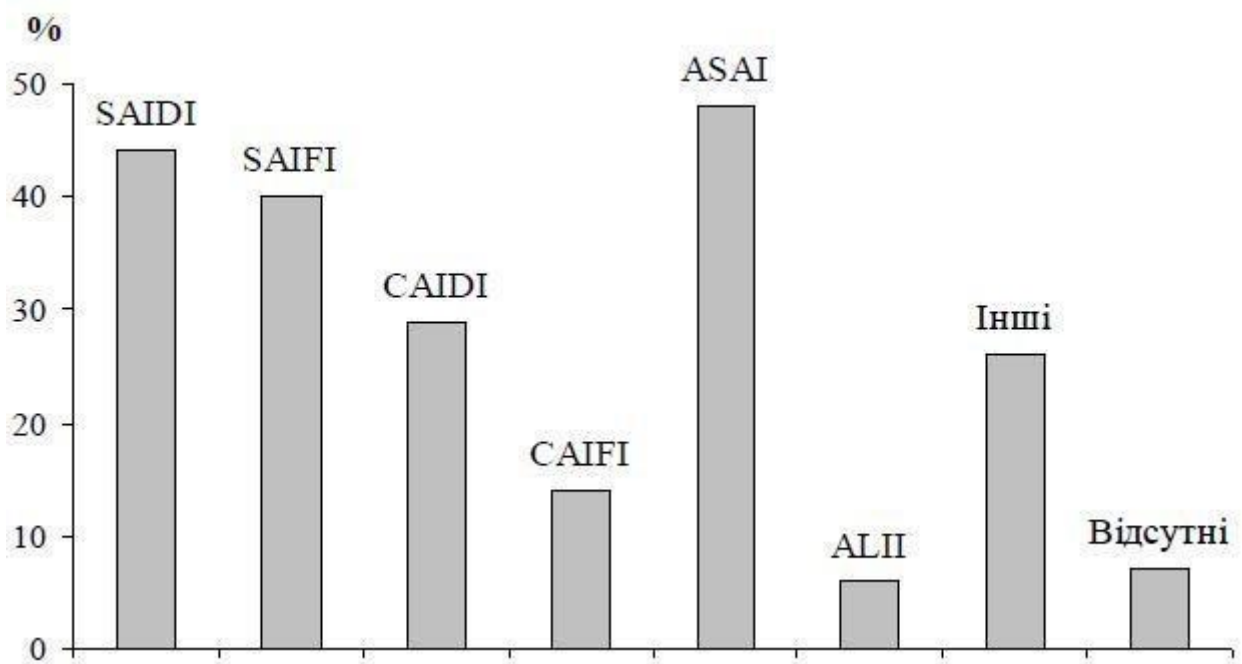


Рисунок 2.9 – Частота використання інтегральних показників надійності західними країнами

Розрахунок числових значень інтегральних індикаторів базується на даних первинних показників надійності та параметрах вузлів навантаження, якими є розмір середнього навантаження, виміряний у кВт (P), а також кількість точок, де фіксується споживання електроенергії. Інтегральні показники — SAIFI, SAIDI та ENS — слугують звітними метриками для підприємств, що займаються електропостачанням. Вони відображають

тривалість випадків припинення подачі електроенергії споживачам. При цьому індекс SAID має встановлені нормативи, які диференційовані для міських та сільських територій.

SAIFI, що розшифровується як System Average Interruption Frequency Index, є індексом системи, який показує середню частоту, з якою трапляються перебої у живленні електроенергією (вимірюється в кількості випадків на рік). SAIFI обчислюється шляхом ділення загальної сукупності зафіксованих припинень електропостачання на загальну кількість споживачів.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.15)$$

де i – номер вузла навантаження, до якої підключенні N_i споживачів;

λ_i - середня інтенсивність відмов точки навантаження i .

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – системний показник середньої тривалості перерви електропостачання (год/рік). SAIDI визначається як відношення суми тривалості відключень споживачів на загальну кількість споживачів.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.16)$$

де U_i – середня тривалість відключень вузла i , (год/рік)

ENS (Energy not Supplied) – недовідпуск електроенергії (кВт·год/рік):

$$ENS = \Delta W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{сер}i} U_i \quad (2.17)$$

де $P_{\text{сер}i}$ – середнє навантаження вузла i , кВт;

де U_i – середня тривалість відключень вузла i , (год/рік).

Зважаючи на чинне законодавство у сфері електроенергетики, найбільш прийнятним індикатором для оцінки ефективності експлуатації розподільчих мереж у режимах острівної роботи вважається показник ENS (недопуск електроенергії). Залежно від підходу до реєстрації відмов, методики визначення надійності поділяються на ті, що беруть до уваги момент виникнення відмов, та ті, що фокусуються на самому процесі їх

появи.

З огляду на облік ремонту та відновлювальних робіт, методи класифікують на такі, що ігнорують відновлення обладнання, і такі, що його враховують. Розрахунок надійності установки може бути здійснений п'ятьма основними шляхами:

- Застосування фундаментальних постулатів теорії ймовірностей;
- Побудова та вирішення системи диференціальних рівнянь, що описують марковський процес переходу установки між різними станами;
- Використання еквівалентних перетворень розрахункової схеми у комбінації з першим та другим методами;
- Базуючись на використанні топологічних та логічних підходів;
- Шляхом статистичного моделювання випадкового процесу зміни станів установки (метод Монте-Карло).

На сьогоднішній день найширше застосування здобув перший метод. У ньому використовуються теореми додавання і множення ймовірностей, а також формула повної ймовірності. Для визначення показників надійності електромережі аналітичним способом необхідно розробити схему з'єднання її складових елементів. Ця розрахункова схема відображає логіку взаємозв'язків елементів щодо забезпечення безперебійної роботи усієї системи або ж причин виходу її з ладу. Розрахункова схема електроенергетичної системи (ЕЕС) часто не збігається з її електричною схемою. Інколи елементи, що електрично з'єднані послідовно, на логічній схемі мають бути зображені як паралельно з'єднані, і навпаки. Приміром, комутаційні апарати всіх електрично паралельних приєднань формують послідовний ланцюг, якщо аналізується знеструмлення збірних шин.

Обчислення проводяться шляхом заміни як паралельних, так і послідовних ланцюгів еквівалентними елементами, для чого використовуються формули, що визначають сукупну кількість аварійних вимкнень та загальний час простою для такого еквівалентного елемента. Тривалість планових ремонтів для кожного окремого випадку розраховується на основі встановлених закономірностей ремонтних кампаній. Тут важливо

взяти до уваги, що одночасне виведення у плановий ремонт двох паралельних елементів не допускається. Протягом часу ремонту елемента з тривалим відновленням може бути здійснено ремонт інших складових (з меншою очікуваною тривалістю ремонту).

Залежно від застосованої конфігурації з'єднань, відновлення електропостачання може охоплювати:

- Заміну елемента, що вийшов з ладу;
- Ремонт елемента, що вийшов з ладу;
- Виконання процедури автоматичного розділення мережі;
- Автоматичне залучення резерву;
- Запуск автоматичного повторного включення;
- Здійснення ручних комутаційних операцій.

Основні постулати аналітичного розрахунку такі:

- Перерви у живленні, які усуваються дією автоматики (АПВ, АВР), не беруться до уваги. Пристрої релейного захисту вважаються абсолютно надійними;

- Короткочасні відключення (що вимагають ручних перемикачів) обліковуються окремо. Тривалість таких короткочасних перерв має включати лише послідовно розташовані елементи; паралельні відгалуження враховувати не слід;

- У випадку тривалих відключень (ремонт компонентів) аналізуються також випадки паралельних кіл, спричинені накладанням пошкоджень на вже відновлюваний другий елемент або аварійних пошкоджень на планове вимкнення;

- Розрахункові схеми для кожного типу відключень розробляються індивідуально для кожного або й групи споживачів;

- Якщо паралельні гілки оснащені перемичкою (лінійними, секційними або шиноз'єднувальними вимикачами), розрахункові схеми для короткочасних та довготривалих відключень необхідно створювати як для конфігурації з увімкненою перемичкою (вважаючи її стовідсотково надійною), так і для конфігурації з вимкненою перемичкою (вважаючи її у

плановому чи аварійному ремонті);

- Аналітичні обчислення базуються на припущенні, що потік відмов елементів на досліджуваному відрізку часу є простим, тобто випадкові відмови розподілені за Пуассоном, а закон імовірнісного розподілу часу відновлення — експоненціальний. При простому потоці відмов частота та інтенсивність відмов не залежать від моменту часу і можуть вважатися рівними.

За умов зазначених гіпотез для показників надійності елементів електроустановок виконується таке співвідношення для середнього часу виходу елемента з ладу:

$$U = \omega \cdot \tau \quad (2.18)$$

де ω – частота відмов елемента, рік⁻¹;

τ - середній час відновлення, год.

Частота та час, протягом якого елементи системи навмисно виводяться з роботи, мають прямий вплив на те, наскільки стабільним буде електропостачання для кінцевих споживачів. З одного боку, ці планові вимкнення необхідні для проведення заходів, спрямованих на покращення загальної надійності мережі, але з іншого боку, на час виконання цих робіт надійність системи неминуче знижується.

Аварійні (вимушені) відключення формують низку подій, які не є абсолютно непередбачуваними, адже вони спричинені цілеспрямованими діями персоналу, відповідального за обслуговування. Зокрема, якщо оцінка надійності потрібна для короткого періоду, скажімо, при вирішенні поточних завдань, пов'язаних із переналаштуванням робочих режимів, то такі планові перерви розглядаються як детерміновані явища. У таких випадках надійність досліджується у відповідності до тих режимів, що склалися саме в моменти цих навмисних вимкнень.

Однак, коли аналіз надійності проводиться на більш тривалій перспективі, наприклад, під час розробки проєкту самої системи чи її окремих вузлів, спрогнозувати точну кількість таких відключень чи їх

загальний хронометраж заздалегідь стає нереально. У подібних умовах планові вимкнення підлягають розгляду як випадковий потік подій. Тоді для їхнього аналізу застосовуються ті ж принципи теорії ймовірностей та математичної статистики, що й для аналізу потоку аварійних відмов. Планові перерви набувають статусу випадкових подій, якщо часовий інтервал, на який розраховується надійність, становить щонайменше один рік.

Щодо побутових споживачів, які живляться від низьковольтних розподільчих мереж напругою 10 кВ, не маючи резервного живлення чи автоматизованих розподільчих груп (ДРГ), дефіцит подачі електроенергії можна розрахувати за наступною формулою:

$$W_{\text{НЕД}} = \sum_i P_{cpi} \cdot l_i \cdot (\omega_l \cdot \tau_l + \gamma \cdot v_l \cdot \eta_l) + \sum_i P_{cpj} \cdot (\omega_m \cdot \tau_m + \gamma \cdot v_m \cdot \eta_m) \quad (2.19)$$

де i та j – номери ділянки ЛЕП та силового трансформатора відповідно;

P_{cpi} та P_{cpj} - середні значення потужностей, які протікають через i -ту ділянку ЛЕП та через j -тий силовий трансформатор;

l_i - довжина i -тої ділянки ЛЕП;

ω_l - питома частота відмов на один кілометр ЛЕП, рік-1;

τ_l - середній час відновлення на один кілометр ЛЕП, год;

v_l - частота навмисних відключень на один кілометр ЛЕП, рік-1;

η_l - середній час обслуговування на один кілометр ЛЕП, год;

ω_m - частота відмов силового трансформатора, рік-1;

τ_m - середній час відновлення силового трансформатора, год;

v_m - частота навмисних відключень силового трансформатора, рік-1;

η_m - середній час обслуговування силового трансформатора, год;

γ - коефіцієнт, який враховує важкість аварійних відключень у порівнянні з плановими, в практичних розрахунках приймається $\gamma = 0,33$.

Коли лінія має секціонування, для кожної групи споживачів розробляється окрема схема заміщення. У випадках резервування необхідно дослідити всі ключові робочі стани мережі, визначаючи обсяг недопостачання електроенергії для кожного з них. Децентралізовані регенеративні генератори (ДРГ) можуть бути впроваджені для мінімізації

недопостачання енергії споживачам, отже, РГ слід сприймати як один із механізмів резервування. Щодо ефекту енергозбереження, потужність ДРГ не повинна перевищувати потужності навантаження відповідного фідеру. Таким чином, потужність ДРГ, підключених до системи електропостачання (СЕП), має бути співмірною з потужностями навантажень. Відповідно, під час аналізу надійності електропостачання в СЕП із ДРГ слід окремо розглядати робочі режими, коли потужність навантажень є меншою чи більшою за потужність ДРГ.

Висновки до розділу 2

Проведений аналіз дав змогу оцінити, як ВДЕ (відновлювані джерела енергії) впливають на надійність роботи системи у сталому та балансовому режимах. Ці аспекти мусять бути враховані при розрахунках режимів розподільних електричних мереж. Оскільки облік особливостей ВДЕ є складним, потрібна розробка спеціалізованого програмного забезпечення, що полегшило б його використання інженерно-технічним персоналом. Ключовим для ефективного застосування ВДЕ є правильне визначення місця секціонування електричної мережі та встановленої потужності. Оптимізація схем підключення розподілених джерел енергії до мережі, сукупна потужність яких співмірна з навантаженнями, має відбуватися з урахуванням залежності робочих режимів РДЕ від умов навколишнього середовища та параметрів стану розподільних електричних мереж.

Оскільки ВДЕ приєднуються до електричних мереж безпосередньо з боку споживача, виникає потреба у синхронізації графіків генерації ВДЕ та графіків споживання. Для цього необхідно оцінити, як генерація ВДЕ впливає на нерівномірність добового графіка навантаження того споживача, де встановлено ВДЕ. У випадках, коли потужність ВДЕ значно перевищує споживану потужність, потрібно виробити методи оцінювання впливу ВДЕ на нерівномірність добового графіка навантаження електричних мереж та викликані цим втрати електроенергії.

Аби підвищити техніко-економічну ефективність спільної роботи розподілених джерел енергії та розподільних електричних мереж, потрібно вирішити низку завдань. Це дасть змогу збільшити обсяги генерації електроенергії з ВДЕ, зменшити втрати електроенергії у розподільних мережах, а також покращити якість та надійність енергопостачання для споживачів.

3. АНАЛІТИЧНО-ІНФОРМАЦІЙНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГІЇ У ХМЕЛЬНИЦЬКІЙ ОБЛАСТІ

3.1. Розробка перспективних методів точного керування параметрами мікромереж на основі розподілених енергетичних джерел

Було розглянуто два підходи до управління параметрами стабільного функціонування мікромереж, обладнаних розподіленими енергетичними джерелами (РЕД). Перший із цих методів базується на безперервному моніторингу значень активної та реактивної потужності, а також на застосуванні коригуючих впливів у випадках, коли ці показники відхиляються від оптимальних. Другий підхід ґрунтується на постійному контролі рівня напруги та частоти, із запровадженням регулюючих дій у відповідь на відхилення цих параметрів від номінальних значень [3]. Величина амплітудного значення напруги та частоти, а саме ступінь відхилення поточного показника від встановленого номіналу, прямо впливає на бажане значення струмів у лініях мережі. З огляду на це, РЕД мають володіти належними експлуатаційними характеристиками та здатністю забезпечувати функціонування мікромережі в обох режимах роботи завдяки постійній оцінці цього розбіжності.

У режимі автономної роботи, забезпечення номінальних значень частоти та напруги в мікромережі досягається через використання РЕД, проте із залученням коригуючих коефіцієнтів. Ці коефіцієнти залежать від потужності самого РЕД і використовуються для тонкого налаштування відхилень частоти та напруги. Коли ж мікромережа інтегрована до загальносистемної розподільчої електричної мережі, коефіцієнт відхилення встановлюється нульовим. Це робиться для усунення впливу втрат потужності та помилок розрахунків, а також для гарантування необхідного живлення підключених навантажень.

Мікромережі (ММ) здатні функціонувати як в "острівному" режимі,

тобто незалежно від регіональних розподільчих електричних мереж (РЕМ), так і в режимі "підключення", коли частина електроенергії надходить із РЕМ. Окремо варто виділити проміжний режим, що забезпечує плавний перехід між підключенням та відключенням від РЕМ.

Протягом останніх років розширення розподіленої генерації набуває значної популярності завдяки своїм явним перевагам, включаючи енергозбереження, екологічну безпечність та інші аспекти [4]. Однак існуючі алгоритми оптимального управління параметрами усталених режимів енергосистем важко ефективно застосувати до мереж із великою кількістю РЕД. У цьому контексті, технології побудови ММ видаються дієвим шляхом для вирішення цієї складності. ММ — це розподільна електрична мережа з нижчим номіналом напруги, що складається з кількох РЕД, акумуляторних систем та споживачів. Мікромережа може функціонувати у двох режимах: у режимі "підключення" — коли вона з'єднана з централізованою розподільчою електромережею; або в ізолюваному режимі — коли вона повністю від'єднана від централізованої РЕМ, а також передбачається режим м'якого переходу між цими двома станами.

Оптимальність роботи ММ напряму залежить від надійності системи управління, тому існує потреба у вдосконаленні алгоритмів, що регулюють параметри її робочого стану [11].

Оскільки більшість РЕД підключається до ММ через інверторні пристрої, саме ефективне управління цими інверторами забезпечить стабільність та високу продуктивність ММ у цілому.

Для кожного з двох режимів експлуатації ММ існують свої специфічні вимоги до РЕД. У режимі, коли мікромережа інтегрована в централізовану електричну мережу (ЕМ), підтримка номінальних значень напруги та частоти забезпечується саме апаратурою централізованої ЕМ. Якщо припустити, що РЕД веде себе як джерело струму, то для досягнення оптимальних значень перетоків активної та реактивної потужності в автономному режимі, необхідне наявність потужного РЕД, здатного підтримувати частоту та напругу на

заданому рівні та гарантувати постачання необхідної енергії споживачам. Навпаки, якщо РЕД моделюється як джерело напруги, пріоритетним стає контроль не потоків потужності, а саме показників напруги та частоти.

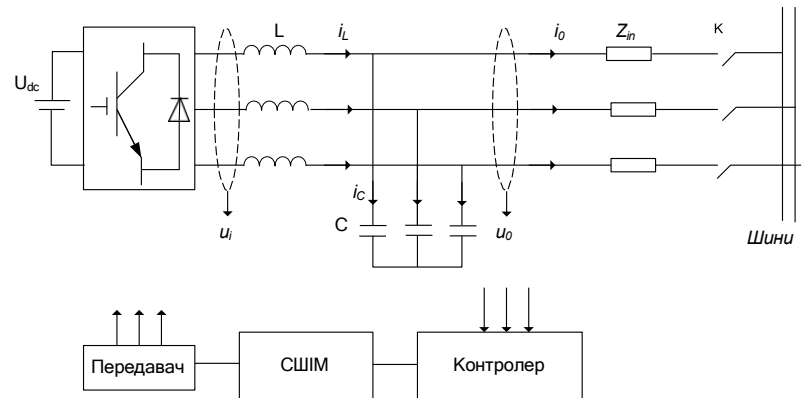


Рисунок 3.1. Схема РЕД в мікромережі

Стандартний блок управління, електрична схема якого наведена на рисунку 3.1, функціонує згідно з алгоритмом, що втілює спосіб керування, за яким відбувається моніторинг рівнів активної та реактивної потужностей, а також виконуються керуючі дії у випадку їхньої відмінності від оптимальних показників. Під P^* , Q^* маються на увазі відповідні величини активної та реактивної потужностей, тоді як u_{ref} являє собою вихідний сигнал регулятора напруги після процедури модуляції. Пристрій синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції позначено як СШІМ. Лише струм індуктивності відкриває можливість ефективно керувати всім процесом. Ключовим завданням вимірювання напруги на виході u_0 є здобуття даних про величину, частоту та фазовий зсув напруги ММ. Ця інформація необхідна для досягнення синхронізації з існуючою розподільною мережею. РЕД, працюючи в режимі регулювання активної та реактивної потужності, не може слугувати еталоном для частоти та напруги, проте здатний забезпечити заданий рівень потужності; через це даний спосіб керування виявився більш вдалим у ситуаціях, коли мікромережа забезпечена живленням від централізованої енергетичної системи.

Схема контролера, призначеного для режиму регулювання відхилення

частоти та напруги, зображена на рисунку 3.2. На відміну від попереднього підходу, цей метод не вимагає підключення апарату до загальних електричних мереж, оскільки вихідні параметри напруги та частоти контролюються безпосередньо самим контролером і залежать виключно від РДЕ. Лінії електропередач низької напруги, що належать мікромережі, можна класифікувати як мережі, де переважає активний опір. Різниця у фазовому куті напруги між РДЕ та шинами споживачів є незначною, тому на значення P та Q впливає лише зміна амплітуди на початку та наприкінці лінії. Оскільки реактивна потужність більше чутлива до зсуву фаз (кутів), рівняння, що лягли в основу алгоритму керування, можна представити у формі:

$$\begin{cases} f^* = f_n + m(Q - Q_n) \\ U^* = U_n - n(P - P_n) \end{cases}$$

де f_n і U_n – це поточні значення частоти і амплітуда напруги;

P_n і Q_n – це поточні значення активної і реактивної потужності (на шинах) РДЕ;

m і n – коефіцієнти відповідності, частоти і амплітуда напруги;

f^* і U^* – розрахункові значення частоти і напруги, які відповідають усталеному режиму роботи мікромережі

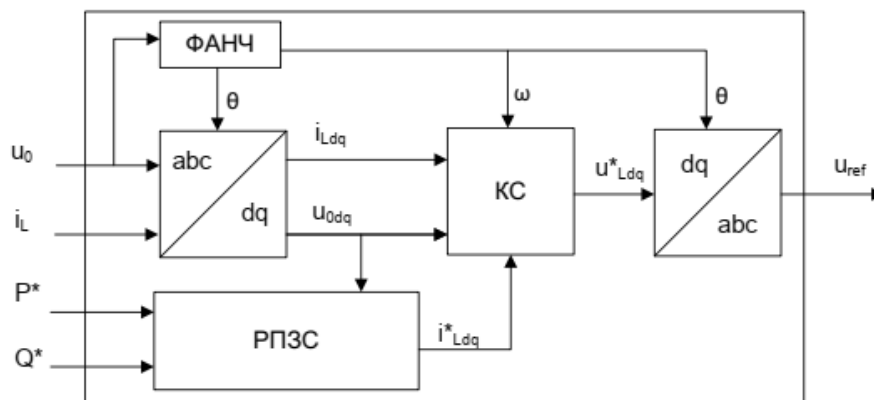


Рисунок 3.2. Схема P/Q контролера: ФАНЧ – блок фазового автоналаштування частоти; РПЗС – розрахунок поточного значення струму; КС – блок контролю струму.

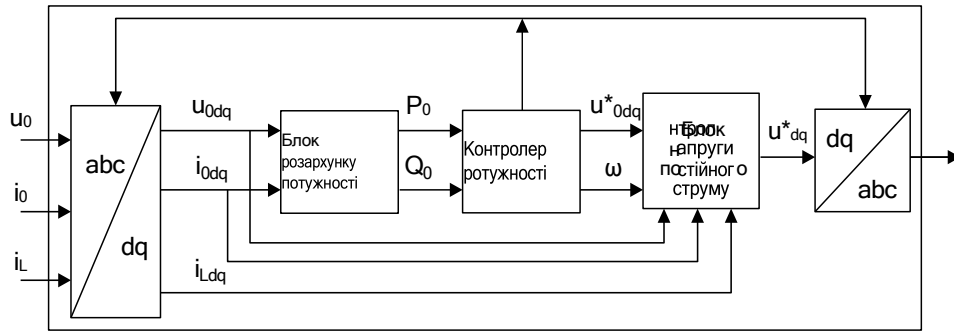


Рисунок 3.3. Схема U/f контролера

Перевага керування частотою та напругою полягає в тому, що потужність RDE змінюється пропорційно змінам f та U без переходу в "острівний" режим. Для цього вводяться коефіцієнти m та n , щоб забезпечити виконання наступних умов:

$$m_1 S_{n1} = m_2 S_{n2} = \dots = m_x S_{nx}; \quad n_1 S_{n1} = n_2 S_{n2} = \dots = n_x S_{nx},$$

де S_n – потужність РДЕ;

Вихідна потужність на шинах РДЕ визначається за формулами:

$$\begin{cases} Q = \frac{f - f_n}{m} + Q_n \\ P = \frac{U - U_n}{-n} + P_n \end{cases}$$

Виходячи з рівняння (3.2), можна констатувати, що керування напругою та частотою є більш доцільним, коли мікромережа (ММ) інтегрована у централізовану енергосистему (ЕМ). Це пов'язано з тим, що для використання розподіленого енергоресурсу (РДЕ) як еталонного джерела частоти та напруги необхідно забезпечити точне дотримання номінальних значень $f = f_{\text{ном}}$ та $U = U_{\text{ном}}$ на його шинах. Проте, оскільки поточні значення напруги та частоти регулюються централізованою ЕМ, наявність похибок та відхилень ускладнює досягнення точного контролю вихідної потужності РДЕ.

Управління активною та реактивною потужностями може бути реалізоване шляхом модифікації миттєвого значення струму, зокрема його поперечної складової, із застосуванням відповідного трансформатора.

Структурна схема мікроелектромережі представлена на рисунку 3.4.

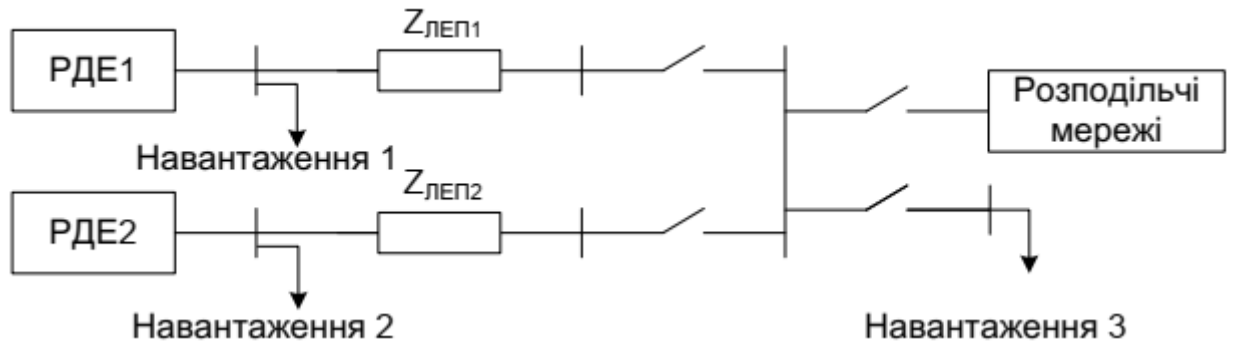


Рисунок 3.4. Схема ММ

Якщо напрям осі d (тобто поздовжньої складової струму) співпадає з напрямом напруги, то спрощений вираз для визначення P і Q між силою струму і напругою можна записати у вигляді:

$$\begin{cases} P = u_d i_d \\ Q = -u_d i_q \end{cases}$$

де P – активна потужність; Q – реактивна потужність; u_d – поздовжня складова напруги; i_q – поперечна складова струму; i_d – поздовжня складова струму.

Вихідна потужність на шинах РДЕ визначається за формулами:

$$\begin{cases} Q = \frac{f - f_n}{m} + Q_n \\ P = \frac{U - U_n}{-n} + P_n \end{cases}$$

Підставивши вираз (1) в вираз (2) після перетворень отримаємо:

$$\begin{cases} i_{qn} + \frac{f_n - f}{m u_d} - i_q = 0 \\ i_{qn} + \frac{U_n - U}{m u_d} - i_d = 0 \end{cases}$$

Де f_n і U_n – це поточні значення частоти і амплітуди напруги;

P_n і Q_n – це поточні значення активної і реактивної потужності (на шинах) РДЕ;

m і n – коефіцієнти відповідності;

f_i і U – номінальні значення частоти і амплітуди напруги;

i_{qn} і i_{dn} – поточні значення поперечної та поздовжньої складових струму відповідно, вони можуть бути розраховані через поточні значення активної та реактивної потужності;

i_q і i_d – значення поперечної та поздовжньої складових струму на виході;

u_d – значення поздовжньої складової напруги на виході.

Після введення позначень

$$K_m = \frac{1}{(mu_d)}; K_n = \frac{1}{(nu_d)}; \Delta f = f_n - f; \Delta U = U_n - U$$

система рівнянь (1.3) запишеться у вигляді

$$\begin{cases} (i_{qn} + K_m \Delta f) - i_q = 0 \\ (i_{dn} + K_n \Delta U) - i_d = 0 \end{cases}$$

Якщо регулювання параметрів штатного функціонування мікромережі реалізується через контроль частоти та напруги, у керуючих алгоритмах необхідно задіяти формулу (3.4). Натомість, коли застосовується підхід управління щодо активної та реактивної потужності, слід використовувати рівняння (3.7):

$$\begin{cases} i_{qn} - i_q = 0 \\ i_{dn} - i_d = 0 \end{cases}$$

Підхід до управління установочними значеннями нормальної роботи мікромережі, що базується на частотних та амплітудних відхиленнях напруги, є по суті тотожним методиці «безперервного моніторингу потужності». У цій останній, відхилення частоти та рівня напруги від заданих параметрів виникає внаслідок протікання струму (який можна розглядати як «емпіричний струм»). Структурна схема, що втілює в життя описаний спосіб регулювання, візуалізована на рисунку 3.5.

Метод ґрунтується на використанні в алгоритмах керування рівнянь:

$$\begin{cases} f^* = (K_{p1} + \frac{K_{i1}}{S})[(i_{qn} + K_m \Delta f) - i_q] \\ U^* = (K_{p2} + \frac{K_{i2}}{S})[(i_{dn} + K_n \Delta U) - i_d] \end{cases}$$

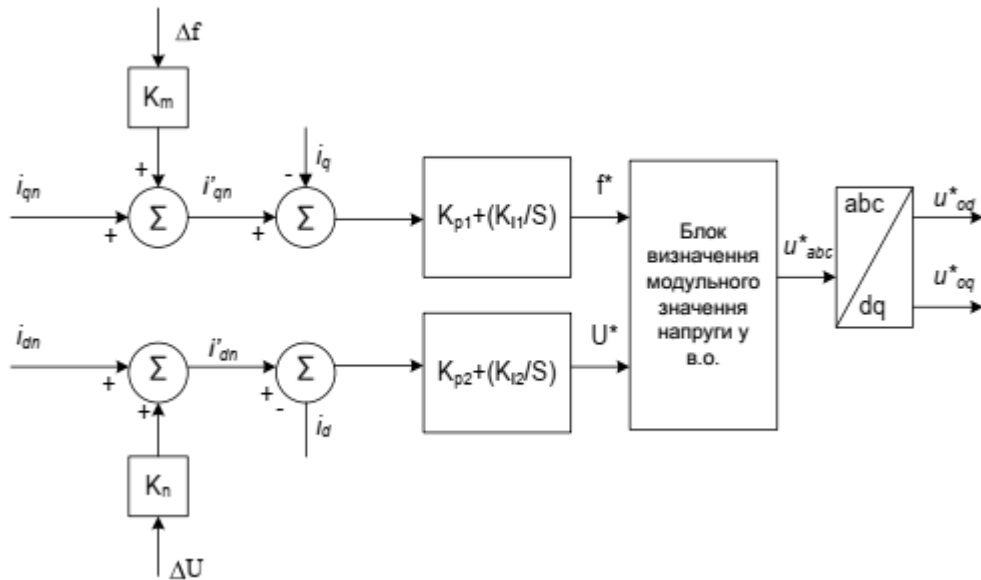


Рисунок 3.5. Схема блоку керування

Структурна схема керуючого вузла представлена на рисунку 3.5. Тут i_{dn} і i_{qn} – це спроектовані величини поздовжніх та поперечних складових струму, розраховані на основі референсної потужності. Відповідно, i'_{dn} і i'_{qn} – це скориговані величини цих складових струму, які враховують зміщення амплітуди напруги та частоти. Отриманий сигнал порівнюється із фактичним струмом, подібно до того, як це реалізовано у методах контролю активної та реактивної потужності. Внаслідок цього порівняння виявляється розбіжність у значеннях струмових складових, і сигнал, що несе цю інформацію, подається на ПІ-регулятор. На виході цього регулятора формуються розрахункові параметри частоти та напруги у нормалізованих одиницях, що забезпечують стабільний робочий стан мікросистеми.

Ілюстрації принципів керування для автономного режиму відображені на рис. 3.6(a). Якщо ігнорувати активну складову опору лінії електропередачі, зміна значення напруги U детермінована лише коефіцієнтом K_n . На основі різних числових значень K_n та потужності ДРЕ (розподіленого ресторанного елемента), необхідно забезпечити такий розподіл навантаження, який відповідає

їхнім номінальним потужностям. Завдяки інтеграції ПІ-регулятора у контур, коли виконання керуючого закону за рівнянням (3.4) неможливе, система переходить на режим регулювання за параметрами напруги та частоти.

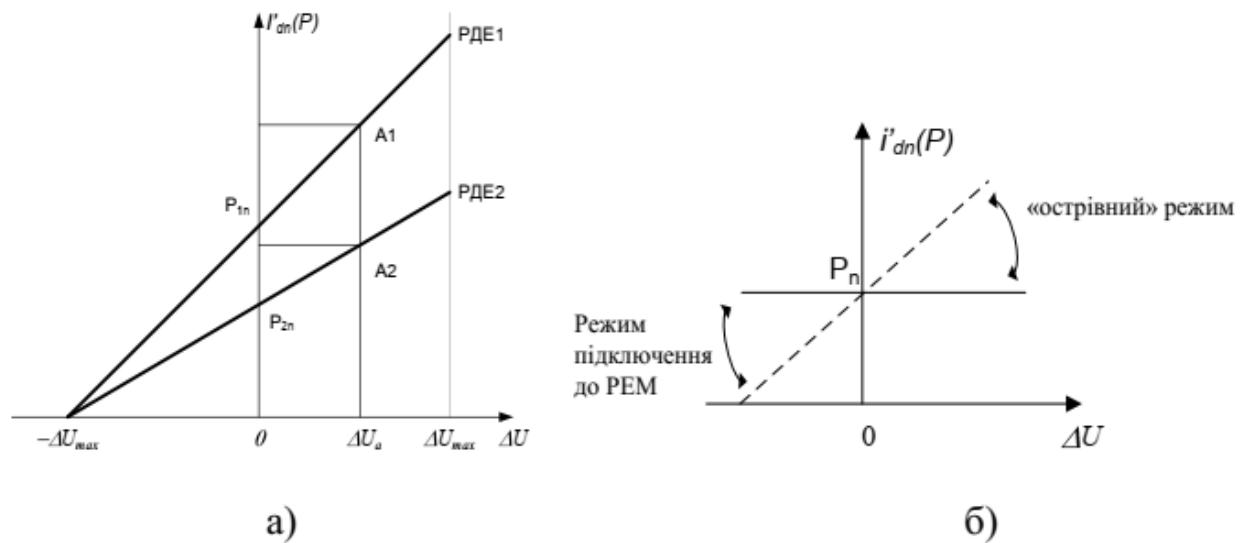


Рисунок 3.6. Залежності поточного значення струмів від відхилення амплітудного значення напруги в «острівному» режимі (а) і режимі підключення до РЕМ (б)

В режимі підключення до РЕМ відбувається зменшення K_n до 0, ΔU більше не впливає на вихідну активну потужність і керування здійснюється так, як показано на рис. 3.6 (б). В процесі приєднання мікромережі до РЕМ вихідна потужність повинна плавно досягти усталеного значення, тобто вплив викликаний швидкістю зміни режимних параметрів мікромережі зменшується, а K_n змінюється від 0 до $1/m_i$. При відключенні від РЕМ мікромережі може не вистачати потужності, тому система керування повинна забезпечити потрібну частоту і напругу, а значення K_n повинно швидко збільшуватись від 0 до $1/m_i$.

Коефіцієнта K_n для кожного режиму визначається за формулою (3.9).

$$K_n(t) = \begin{cases} \frac{1}{m_i} & (t < t_0) \\ \frac{1}{m_i} \cdot e^{-\frac{(t-t_0)}{T}} & (t_0 \leq t < t_1) \\ \frac{1}{m_i} & t \geq t_1 \end{cases}$$

Для виразу (3.9): t_0 , t_1 – це момент підключення ММ до РЕМ і відключення ММ від РЕМ відповідно; T – стала часу (період часу, який потрібний для підключення або відключення ММ – час переходу). Чим більше значення T , тим повільніше буде відбуватись процес переходу, приблизно через $4T$ перехідний процес закінчується. Крива зміни K_n показана на рис. 3.7.

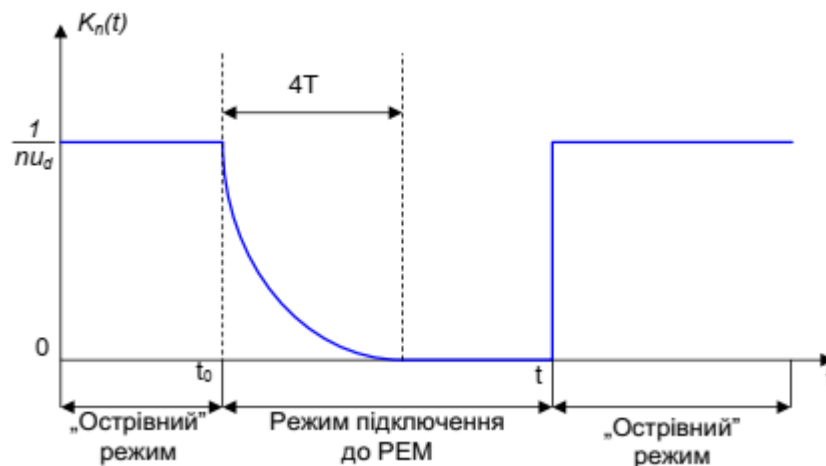


Рисунок 3.7. Діаграма зміни K_n

3.2 Створення промислових мікромереж за використання альтернативних джерел енергії

Населений пкнкт, що володіє різноманітними потужностями для виробництва електроенергії, було обрано як полігон для побудови мережі, і різноманітні схеми конфігурації мікромереж розглядалися; отже, ці відомості стануть у пригоді при розробці проєктів мікромереж для ізолюваних територій у державах, де енергопостачання не вирізняється стабільністю.

Застосування децентралізованих джерел енергії для формування мікромереж неминуче стикається з труднощами, пов'язаними із запасанням енергії та її сезонною нерівномірністю виробництва. Серед способів подолання цих перешкод виступає інтеграція мініатюрних теплоелектростанцій.

Заплановано створення міні-ТЕЦ у майбутньому, що базуватиметься на газогенераторному котлі; її структурна схема відображена на рисунку 3.8.

Аби міні-ТЕЦ якнайшвидше вийшла на самоокупність, доцільно задіяти газогенераторний котел, сконструйований за модернізованою моделлю.

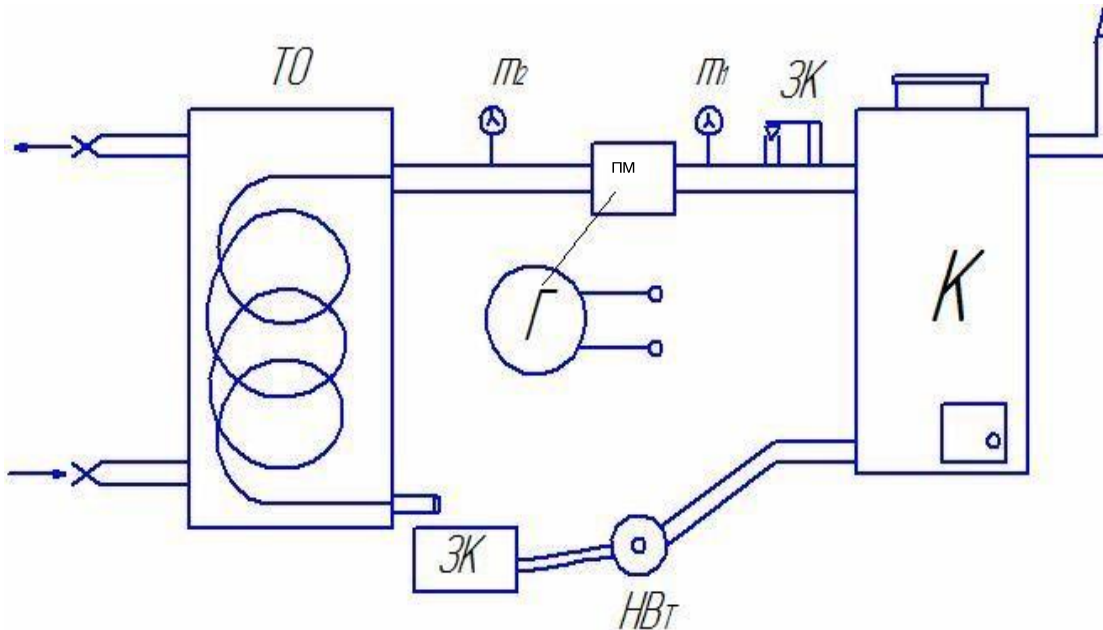


Рисунок 3.8. Схема міні-ТЕЦ: К – котел; ЗК – запобіжний клапан; М – манометр; ПМ – парова машина; Г – генератор; ТО – теплообмінник; ЗБ – збірник конденсату; НВТ – насос високого тиску

Індекс людського розвитку тісно переплітається з індексом розвитку електроенергетики, що доведено тривалими спостереженнями за станом розвитку різних країн Південної Азії та Африки на південь від Сахари. Схожа картина спостерігається у віддалених гірських теренах Гімалаїв, де, хоча люди й мають доступ до електрики, її якість залишає бажати кращого, а перебої у постачанні трапляються доволі часто. Нерідко відновлювані джерела енергії є автономними та розподіленими, що вимагає створення "off-grid" систем керування та децентралізованого задоволення місцевих потреб в електроенергії. Ця децентралізована архітектура зветься розосередженою системою генерації, коли електрика створюється з локальних відновлюваних ресурсів і може обслуговувати певний вузол (кластер) споживачів. Мікромережа здатна використовувати генерацію з кількох типів розподілених джерел, залежно від наявних відновлюваних ресурсів, задля забезпечення стабільного й надійного живлення локальних навантажень. Мікромережа може працювати або в автономному режимі ("islanded"), або ж паралельно з основною мережею.

Впровадження відновлюваних джерел на базі мікромереж у сільській місцевості чи в невеликих промислових масштабах допоможе зменшити залежність від якості та надійності розподільчих мереж, а також дозволить уникнути втрат енергії при її транспортуванні та розподілі. Існує можливість розробки гібридних мікромереж із застосуванням відновлюваних джерел, доступних на місцях, які легко інтегрувати у цих регіонах, забезпечуючи надійне електропостачання.

Це, своєю чергою, сприятиме підвищенню рівня життя та розвитку агропромислового комплексу, оскільки електропостачання стане безперебійним навіть за відсутності базової інфраструктури, як-от доріг, систем водопостачання, каналізації та зв'язку. Численні подібні дослідження вже охопили енергетичний потенціал майже усіх країн світу. Перевагами запропонованих мікромереж є їхня здатність до автономного живлення та практично повна незалежність від централізованого електропостачання.

Було розроблено мікромережу, що включала кілька джерел генерації, принаймні одне з яких є відновлюваним, а інші забезпечують можливість накопичення енергії протягом певного часу. За результатами цього дослідження стало очевидно, що ринок сонячних панелей зростає завдяки кліматичним умовам, характерним для Індії. Після проведення аналізу можна прогнозувати збільшення кількості встановлених панелей для мікромереж, проте, залежно від клімату, пропонується використання малих ГЕС, ВЕС, біогазових установок і навіть дизель-генераторів; лише їхнє комплексне поєднання здатне забезпечити електроенергією найвіддаленіші куточки країни.

В Україні ситуація з електропостачанням не набагато краща: головною проблемою є аварійні знеструмлення або незадовільна якість електроенергії, що спричинені повільним оновленням електрообладнання підстанцій та ліній електропередач. Створення мікромереж також може стати виходом для вирішення багатьох питань. Фінансово виправданим створення мікромереж може бути для підприємств агропромислового сектору, потужності яких, як правило, вигідніше розташовувати ближче до сировинних баз, а отже, далі від якісного електропостачання.

3.3. Оцінка ефективності генерації електроенергії на базі сонячної енергії у Хмельницькій області

Якщо в Україні наразі менше 2% електроенергії генерується з відновлюваних джерел, то на Поділлі, і зокрема у Хмельницькій області, цей показник сягає вже 8–9%, переважно завдяки сонячним електростанціям. Інтеграція відновлюваних джерел у нашу електричну систему та їхнє застосування для тепло- та електропостачання великих аграрних комплексів є предметом наших досліджень, оскільки чинні електричні мережі проектувалися у часи, коли ВДЕ були малопопулярними. Тому виникає низка технічних ускладнень, а саме: узгодження роботи застарілих електричних мереж, що живлять сільськогосподарські підприємства, з режимами роботи відновлюваних джерел енергії. Наразі актуальним є питання адаптації ВДЕ до існуючих систем, враховуючи, з одного боку, економічні та ринкові, а з іншого – суто технічні умови. Створення сприятливих умов для розвитку ЦЕ (чистих енергетичних систем) вимагає вирішення низки технічних та організаційних завдань.

Було здійснено розрахунок необхідних параметрів сонячної установки з акумуляторами для однокімнатної квартири із загальним енергоспоживанням 115 Вт/год, без урахування витрат електроенергії на опалення, для кліматичних умов Вінницької області. Зважаючи на те, що термін служби автономної сонячної електростанції становить 10–15 років, а час експлуатації акумуляторів у її складі не перевищує 5 років, перехід на автономну систему живлення в межах однієї квартири чи будинку є економічно необґрунтованим, адже термін окупності зафіксовано на рівні 10,5 років. Якщо до цього додати витрати на технічне обслуговування та експлуатацію, ці витрати зростуть. Як правило, сонячні електростанції доцільно встановлювати там, де централізоване електропостачання неможливе або ненадійне.

Підключення до магістральної електричної мережі не завжди є доцільним і надійним, що перешкоджає доступу місцевих жителів до послуг,

які впливають на їхню діяльність, здоров'я, добробут, освіту та фінансовий розвиток. На рисунку 3.9 відображено архітектуру гібридної автономної електромережі з розосередженими джерелами енергії (вітрова електростанція, сонячна електростанція та дизель-генератор).

Впровадження перевірених моделей електропостачання для таких споживачів, з унесенням змін, що враховують кліматичні особливості регіону та графіки навантажень споживачів, і які мінімізують випадки виходу з ладу чи неефективної роботи СЕС, дозволить досягти позитивних результатів.

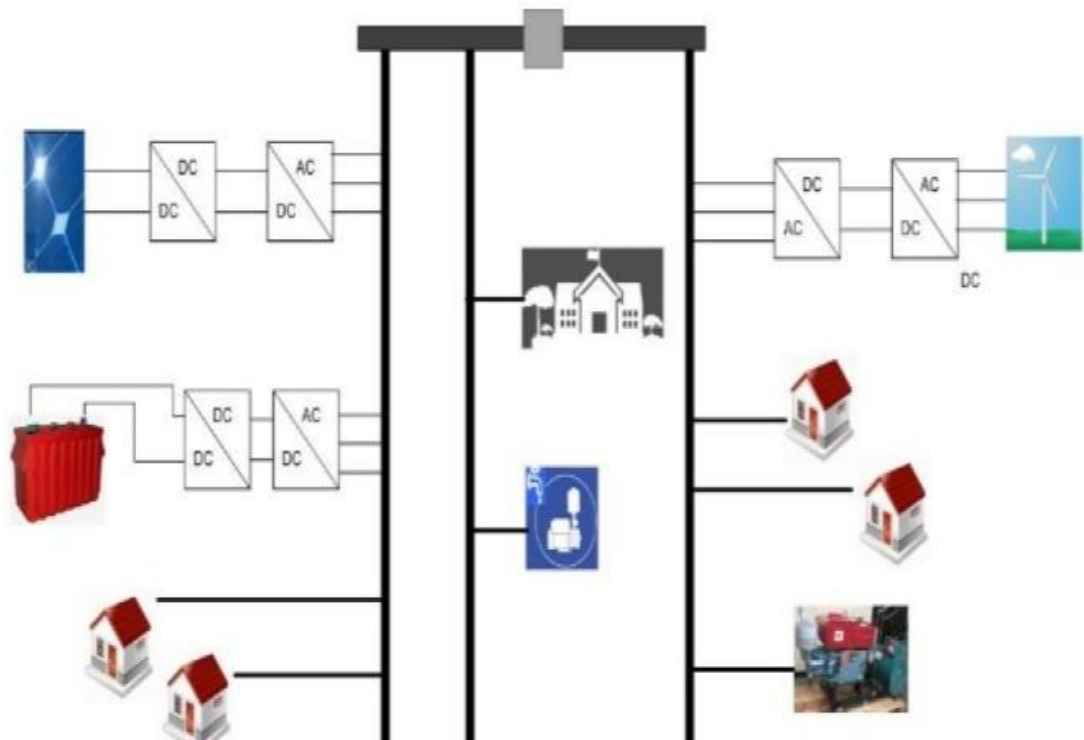


Рисунок 3.9. Схема гібридної автономної електромережі з розосередженими джерелами енергії (вітрова електрична станція, сонячна електрична станція і дизель-генератор, який працює на біопаливі) і споживачами у вигляді побутового сектора, станції очищення води і школи

Дослідження щодо роботи сонячних електростанцій у Хмельницькій області має значну актуальність. Оскільки сонячні панелі, вже встановлені в цьому районі, переважно перебувають у приватній власності, проведення ретельних досліджень є складним завданням через обмеження власниками доступу до обладнання. Це можливо лише за наявності сонячного фотоелектричного модуля в лабораторних умовах.

На рисунку 3.10 показано зовнішній вигляд сонячної панелі, її фізичну структуру, розмірні характеристики, а також призначене місце для її монтажу та точки підключення вимірювального апарату

Вивчення функціонування сонячних електроустановок на території Хмельниччини має значний інтерес. Типово, вже змонтовані у цьому краю фотоелектричні модулі належать приватним особам, що ускладнює проведення досліджень, адже господарі не надають доступу до апаратури. Отримати необхідні дані реально лише за умови наявності панелі у лабораторних умовах. Графіки генерації для СЕС по Хмельницької області (рис. 3.12 і рис. 3.13). Були проаналізовані заміри 3 і 4 липня. По осі ординат у відносних одиницях показана генерація відносно встановленої потужності, а по осі абсцис години з 8:00 до 17:00. Аналіз графіків на рис. 3.12 і рис. 3.13 свідчить про те, що навіть у похмурий день сонячна панель працює достатньо ефективно.

3.4 Система моніторингу параметрів режиму роботи сонячної панелі

Оцінка потенціалу електричного кола у системі нагляду за функціонуванням сонячної батареї мусить проводитися негайно, у моменті, бо це дає можливість стежити за віддачею енергії окремих елементів, з яких сформована панель, а також є найнадійнішим методом виявлення несправностей у роботі установки [15]. Фіксований потенціал визначається використовуючи звичайну схему поділу напруги, завдяки якій відбувається зменшення її рівня до необхідного для подальшого вимірювання діапазону.

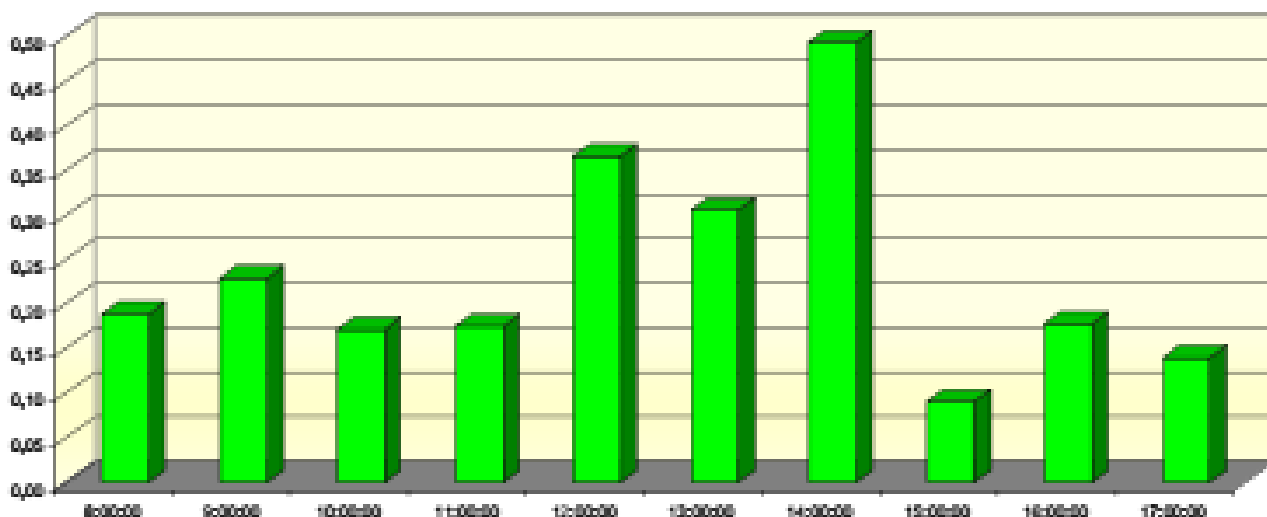


Рисунок 3.12. Орієнтовна генерація у відносних одиницях від встановленої потужності з 8:00 до 17:00 в хмарний день

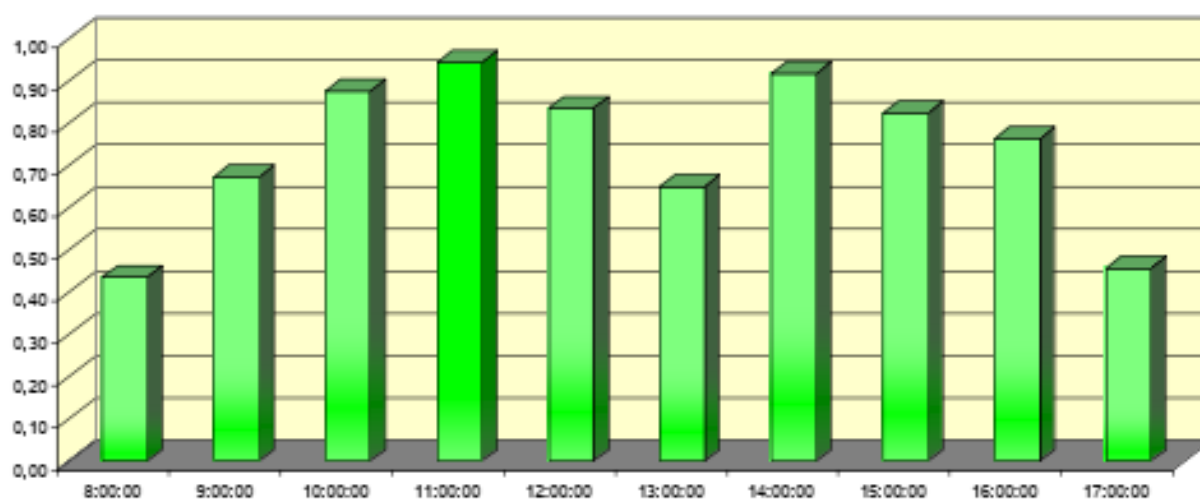


Рисунок 3.13. Орієнтовна генерація у відносних одиницях від встановленої потужності з 8:00 до 17:00 в ясний день

Значна частка сонячного випромінювання, яку поглинає фотоелектричний елемент, не трансформується у виробіток електроенергії, а замість того спричиняє нагрівання цього елемента. Це, своєю чергою, викликає зростання струму холостого ходу приблизно на 0,1% за кожен градус Цельсія підвищення температури та зниження напруги приблизно на 2 мілівольти за кожен 1°C зростання. Отже, показник "температура" має суттєве значення для моніторингу з метою прогнозування ефективності системи сонячної батареї. Збір зазначених показників відбувається за допомогою контролера, який

призначений для акумулювання інформації з різноманітних датчиків, перш ніж передати їх на головний обчислювальний пристрій. Сигнали, отримані з сенсорів, є аналоговими, і контролер здійснює їхню конвертацію у цифровий формат для подальшого збереження, обробки та відображення.

Багато сонячної радіації, поглиненої модулем сонячної панелі, не перетворюється в електричну енергію, а нагріває модуль [12-13], що призводить до збільшення струму короткого замикання приблизно на 0,1% на 1 °C та зменшення напруги приблизно на 2 мВ на 1°C. Тому параметр «температура» є важливим параметром для вимірювання, щоб передбачити продуктивність системи сонячної панелі. Збір даних здійснюється контролером, який використовується для збору даних з різних сенсорів перед відправленням їх на центральний комп'ютер. Дані з сенсорів складаються з аналогових сигналів, які контролер потім перетворює на цифрові дані для зберігання, аналізу та презентації.

На мобільних пристроях під керуванням Android задіяна значна низка баз даних, серед яких SQLite, Sybase SQL Anywhere, OracleDBLite, а також IBM DB2 Everywhere. Як показано на рисунку 3.14, на таких гаджетах можна розгорнути три головні категорії серверів. Для функціонування в ролі сервера, апарат повинен підтримувати відповідні комунікаційні протоколи. Кожен із цих протоколів являє собою сукупність встановлених правил, яких дотримуються усі комп'ютери чи програмне забезпечення для встановлення зв'язку з сервером. Ці три типи охоплюють веб-сервери, файлові сервери та медіа-сервери відповідно.

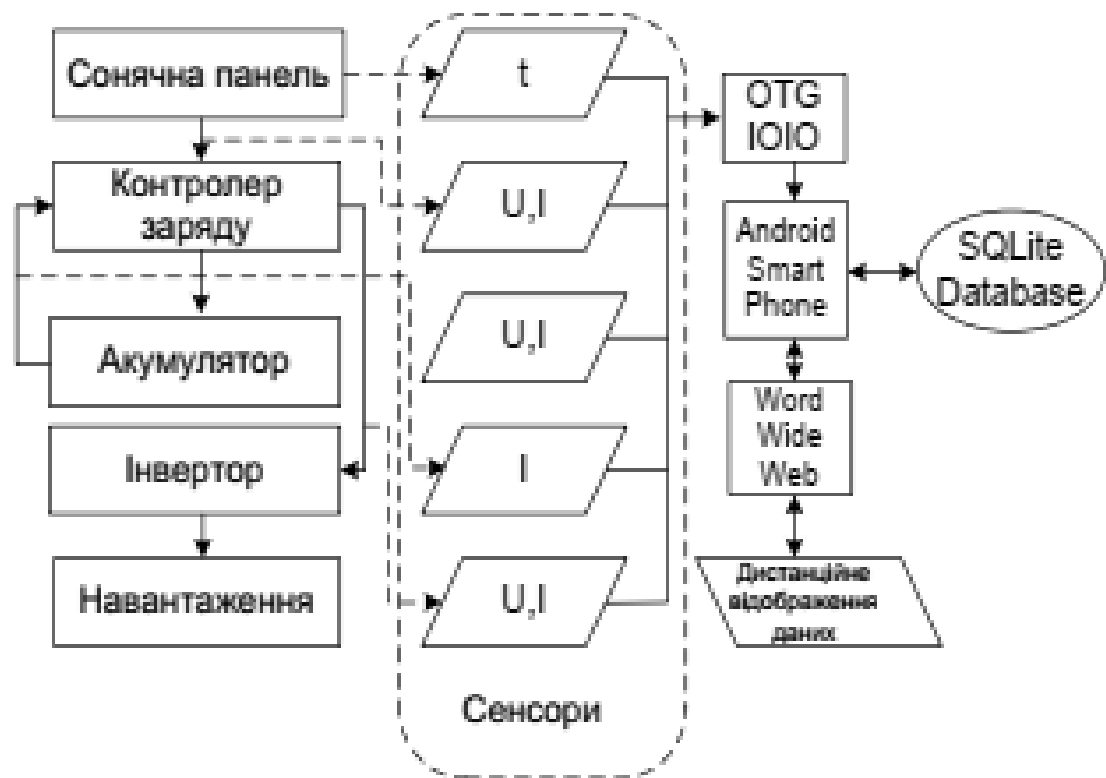


Рисунок 3.14. Схема системи моніторингу параметрів режиму

Вимірювачі напруги та сили струму, розташовані між модулем фотоелемента та пристроєм керування зарядом, фіксують електричну потужність, що виробляється сонячною батареєю. Прилади для фіксації напруги та струму, встановлені між регулятором заряду (у частині, що відповідає за поповнення заряду) та акумуляторною батареєю, визначають потужність накопичення енергії. Датчик сили струму між акумулятором і керуючим пристроєм (у режимі розрядження) у тандемі з датчиком напруги між акумулятором та контролером (у режимі заряджання) дасть змогу визначити потужність, яку віддає батарея. Сенсори напруги та струму, розміщені між керуючим блоком (що працює у режимі навантаження) та перетворювачем потужності, фіксують енергію, що надходить від акумулятора завдяки інвертору. Усі отримані аналогові сигнали будуть піддані обробці та перетворені на цифрову форму за допомогою контролера IOIO OTG. Ці цифрові відомості передаватимуться на мобільний апарат (системи Android), де вони будуть занесені до сховища даних SQLite. Мобільний пристрій (на базі Android) функціонуватиме і як сервер, забезпечуючи доступ до збереженої інформації через мережу Інтернет.

Висновки до розділу 3

Головною проблемою електропостачання в Україні, в тому числі і в Хмельницькій області, є аварійні знеструмлення або незадовільна якість електроенергії, що спричинені повільним оновленням електрообладнання підстанцій та ліній електропередач. Створення мікромереж також може стати виходом для вирішення багатьох питань. Фінансово виправданим створення мікромереж може бути для підприємств агропромислового сектору, потужності яких, як правило, вигідніше розташовувати ближче до сировинних баз, а отже, далі від якісного електропостачання.

Значна частка сонячного випромінювання, яку поглинає фотоелектричний елемент, не трансформується у виробіток електроенергії, а замість того спричиняє нагрівання цього елемента. Це, своєю чергою, викликає зростання струму холостого ходу приблизно на 0,1% за кожен градус підвищення температури та зниження напруги приблизно на 2 мілівольти за кожен 1°C зростання.

Показник "температура" має суттєве значення для моніторингу з метою прогнозування ефективності системи сонячної батареї. Збір зазначених показників відбувається за допомогою контролера, який призначений для акумулювання інформації з різноманітних датчиків, перш ніж передати їх на головний обчислювальний пристрій. Сигнали, отримані з сенсорів, є аналоговими, і контролер здійснює їхню конвертацію у цифровий формат для подальшого збереження, обробки та відображення.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ РОБОТІ НА СЕС

4.1 Загальні відомості

Сонячна електростанція (СЕС) працює без використання палива, води та теплової енергії. Єдина потреба у електроенергії стосується власних потреб станції: живлення трансформаторних підстанцій, інверторів, систем освітлення, опалення та вентиляції адміністративних та технічних приміщень. Живлення здійснюється напругою 0,22 кВ через трансформатор власних потреб.

СЕС не порушує природний рельєф і не впливає на геологічні або водні ресурси. Дощові стоки відводяться природним шляхом по поверхні рельєфу.

Проект передбачає виробництво електроенергії шляхом прямого перетворення сонячного випромінювання через фотоелектричний ефект. Станція не створює шкідливих факторів для навколишнього середовища:

Викиди твердих, рідких або газоподібних забруднюючих речовин відсутні.

Господарчо-побутові стічні води не утворюються.

Виробляються лише мінімальні тверді відходи (побутове сміття, відпрацьовані рукавички, упаковка), які утилізуються на спеціальних полігонах.

Постійного персоналу на станції немає. Оперативне обслуговування здійснюється періодично вдень. Контроль і керування станцією проводиться дистанційно, що мінімізує вплив людського фактора на навколишнє середовище.

СЕС не належить до об'єктів з класом небезпечності та не потребує санітарно-захисної зони згідно Державних санітарних правил. Атмосферне повітря в зоні станції залишається в межах фонових концентрацій, а контроль

за викидами недоцільний через відсутність шкідливих викидів.

Впровадження СЕС сприяє зменшенню викидів парникових газів та забруднюючих речовин, підвищенню частки електроенергії з відновлюваних джерел та поліпшенню екологічної ситуації на регіональному рівні.

4.2 Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Під час експлуатації сонячної електростанції необхідно дотримуватися загальних заходів безпеки, що застосовуються до всього електрообладнання. Керівник станції повинен мати вищий електротехнічний розряд порівняно з робітниками, а персонал повинен бути захищений від ураження електричним струмом та можливих механічних пошкоджень від обладнання. Експлуатація фотоелектричних модулів передбачає регулярний візуальний огляд устаткування, перевірку кріплень, контроль справності систем автоматики, захистів та діагностики, тестування засобів вимірювальної техніки, проведення спеціальних вимірів, регулювань та випробувань електричного обладнання, а також відновлення лакофарбового покриття у разі пошкоджень. Важливо підтримувати вихідні ландшафтні умови, усувати затінювання та зсуви орієнтації модулів, що можуть виникати через ерозію ґрунту, вібрацію або ослаблення кріплень, а також контролювати точність орієнтування панелей.

Оцінка запиленості та забрудненості сонячних модулів проводиться регулярно, при необхідності їх очищують підготовленою водою без застосування миючих засобів за допомогою м'якої губки або спеціального обладнання. При цьому забороняється витирати сухою поверхню, щоб уникнути мікропошкоджень. Трудомісткі види технічного обслуговування та регламентні ремонтні роботи рекомендується проводити у період малої освітленості або при затіненні панелей. Забороняється обслуговування сонячних модулів в ясну сонячну погоду через високу температуру поверхні.

Не рідше одного разу на пів року здійснюється перевірка жорсткості кріплень, відсутності корозії, цілісності електричних з'єднань та панелей.

Під час нормальної експлуатації можливі потенційні небезпеки включають ураження електричним струмом силою 9,09 А, температурні коливання поверхні модулів від -30 до $+40$ °С, небезпечну напругу в електричних ланцюгах до 800 В та підвищену вологість повітря в зимовий період 75–80%. В аварійних режимах існує ризик потрапляння під крокову напругу при замиканні на землю, дотику або наближення до струмовідних частин без ізоляції або з пошкодженою ізоляцією, а також впливу підвищеної або пониженої температури робочої зони. Ступінь шкідливості умов праці оцінюється як I ступінь, тобто шкідливі умови.

4.3 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Для захисту людей від ураження електричним струмом на сонячних електростанціях застосовується заземлення. Безпека експлуатації в нормальному режимі забезпечується використанням ізолювальних пристроїв, огороженням струмовідних частин та застосуванням малих напруг. Особи, які обслуговують електроустановки, повинні використовувати засоби індивідуального захисту, зокрема спеціальне взуття та рукавиці. Ці засоби необхідно періодично перевіряти, захищати від механічних пошкоджень та впливу факторів, що можуть погіршувати їхні діелектричні властивості.

Загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання встановлені відповідно до нормативних документів, у яких визначені вимоги до основних конструктивних елементів, органів управління та засобів захисту, що входять до складу будь-якого виробничого обладнання незалежно від його виду та призначення. Перед допуском до роботи з фотоелектричними панелями необхідно виконати організаційні та технічні заходи для забезпечення безпечної експлуатації, дотримання норм та захисту персоналу.

Таблиця 4.1. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
1	2	3
Технічні заходи з електробезпеки		
Огороджувальний засіб	Огорожа сонячних панелей	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Огородження робочого місця	Вивішування плакатів безпеки	1. Вивісити плакати «Стій! Напруга» на обладнанні що межую з робочим місцем і залишилось під напругою. 2. Вивісити плакат «Працювати тут» на місці заміни фотоелектричної панелі
Ізоляція	Робоча струмовідних частин	Полівінілхлорид. $R = 10^{15}$ Ом, $\text{tg}\delta = 0,02$
Маркування	Нумерація електричних панелей	Нумерація 18 530 шт. панелей, (СП1-СП18530)
Захисне заземлення	Захисне заземлення електричної частини	Захисне заземлення електричних панелей та конструкцій кріплення.
Організаційні заходи з електробезпеки		
Відповідальні за безпечне проведення робіт	Призначення працівників	Працівники призначаються після перевірки знань в комісії підприємства
Роботи за нарядом	Видавання наряду або розпорядження	Наряд – допуск на 1 день для заміни фотоелектричних панелей.
Роботи за розпорядженням	Видання розпорядження	Розпорядження для проведення робіт з неелектричною частиною СЕС
Роботи з поточного обслуговуванню електрообладнання	Обслуговування обладнання	Роботи з чищення та перевірки кріплення електричних панелей 1 раз на 5 міс.

4.4 Технічних засоби і заходи безпеки до електроустановок

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений справними та випробуваними електрозахисними засобами.

Перед використанням кожного засобу працівник зобов'язаний перевірити його справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити від пилу та переконатися у дійсності сертифіката або штампа з датою наступної перевірки. Використання засобів захисту, термін придатності яких минув, забороняється.

В експлуатації застосовуються як основні, так і допоміжні електрозахисні засоби. До основних належать засоби захисту до 1000 В, зокрема ізолювальні та струмовимірювальні кліщі, показчики напруги, діелектричні рукавиці, а також слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Всі ці засоби забезпечують безпеку персоналу під час роботи з електрообладнанням та є обов'язковими для використання відповідно до нормативних вимог.

Таблиця 4.2. – Основні електрозахисні засоби

Вид	Марка	Призначення
Ізолювальні та струмовимірювальні кліщі	UNI-T UTM 1209A	Для вимірювання змінного та постійного струму і напруги
Показчик напруги до 1000 В	Поиск-1Ф	Для перевірки наявності або відсутності напруги в електроустановках
Рукавички гумові діелектричні	Ен	Захист від електричної напруги;
Слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками	НЭМ-101	Для виконання ремонтних робіт в електроустановках

До додаткових електрозахисних засобів для роботи з обладнанням до 1000 В належать діелектричні калоші та килимки, переносні заземлення, ізолювальні накладки і підставки, а також захисні пристрої, плакати і знаки безпеки. Для забезпечення безпеки персоналу використовуються також засоби індивідуального захисту, які відповідають нормативним вимогам та призначені для мінімізації ризику ураження електричним струмом під час

обслуговування та експлуатації електрообладнання.

Таблиця 4.3 – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від знижених температур	ТВН «Морозко». Костюм.	За температури повітря до мінус 25 °С
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Робочий костюм Delta Plus Mach Corporate	Для роботи в такі пори року: весна, літо, осінь.
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска від механічного впливу. Полікарбонат.	Під час робіт з прокладання кабеля

Організаційні заходи безпеки передбачають суворе дотримання вимог з охорони праці та правил електробезпеки, знання нормативних документів, інструкцій з охорони праці та інших правових актів, що містять вимоги безпеки. Персонал повинен усвідомлювати шкідливі та небезпечні виробничі фактори, пов'язані з виконанням робіт, і дотримуватися заходів захисту від їх впливу. Необхідно користуватися засобами індивідуального та колективного захисту, виконувати вимоги пожежо- та вибухобезпеки, знати розташування первинних засобів пожежогасіння та вміти ними користуватися. Працівники зобов'язані дотримуватися правил поведінки на території організації та в виробничих, допоміжних і побутових приміщеннях, знати порядок дій в аварійних та нестандартних ситуаціях, а також прийоми надання першої медичної допомоги і вміти її надавати. Обладнання слід використовувати лише за призначенням відповідно до експлуатаційних документів заводу-виготовлювача.

Під час робіт, пов'язаних із доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, на пусковому пристрої або ключі керування обов'язково повішується плакат «НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ». Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В, якщо контакти недоступні для огляду, визначається перевіркою відсутності напруги на їхніх затискачах або на відходячих шинах, проводах чи затискачах обладнання, яке відключається. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів і збірок напруга з шин повинна бути знята, а шини, за винятком виконаних із ізолюваного проводу, повинні бути заземлені. Потребу та можливість встановлення заземлень на приєднання РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає *відповідне розпорядження*.

4.5 Надзвичайні ситуації

Приміщення сонячної електростанції відноситься до категорії Д, що передбачає наявність негорючих речовин у холодному стані, із зонами П-І, де розташовуються трансформатори і використовуються горючі рідини з температурою спалаху понад 61 °С. Будівлі станції характеризуються третім ступенем вогнестійкості, який охоплює споруди з конструкціями зі штучних та захисних матеріалів, природного та штучного каменю, бетону та залізобетону. У разі виникнення пожежі персонал повинен негайно вжити заходів для її ліквідації: місце загоряння слід гасити вогнегасником, а при загоранні електропроводів необхідно відключити лінію та використовувати для гасіння ізоляції лише вуглекислотний вогнегасник або пісок, а також зупинити роботу обладнання.

На території станції передбачено встановлення одного порошкового вогнегасника біля входу, а також двох пожежних щитів, укомплектованих трьома вогнегасниками, ящиком з піском об'ємом 3,0 м³, покривалом з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2×2 м, гаками, лопатами, ломами та сокирами. Конструкція ящика для піску забезпечує легкий доступ до нього та захист від опадів.

Забороняється проводити роботи під час негоди та в сонячні дні через ризик отримання травм від природних чинників та нагрівання фотоелектричних панелей; всі роботи слід виконувати у затемнену пору доби. ФЕС розташована на території, віддаленій від річок та озер, що виключає небезпеку повені, а водовідведення здійснюється природним шляхом.

Висновки до розділу 4

У цьому розділі було проаналізовано небезпечні фактори, що присутні на сонячній електростанції, та визначено необхідні умови для забезпечення електробезпеки на об'єкті. Також розглянуто організаційні заходи безпеки щодо поведіння персоналу під час перебування на ФЕС, а також потенційні небезпеки і шкідливості у нормальних режимах експлуатації устаткування. Для захисту персоналу від електричної напруги було обрано ізолювальні та струмовимірювальні кліщі UNU-T UTM 1209A, покажчик напруги до 1000 В Поиск-1Ф, гумові діелектричні рукавички Ен, а також слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками НЭМ-101. Для захисту від інших шкідливих чинників використовується захисний одяг у холодну пору року, черевики для запобігання механічним ушкодженням, захисні рукавиці та каска для захисту голови.

Джерела альтернативної енергії мають великий потенціал для підвищення продуктивності розподільних електричних мереж. Однак конструкція системи розподілу і режими їх роботи створюють низку проблем для впровадження розподілених джерел енергії.

Відновлювані джерела енергії, такі як сонячні та вітрові електростанції, значно підвищують ефективність розподільних електричних мереж. Вони дозволяють постачати електроенергію безпосередньо споживачам, скорочують втрати при передачі та сприяють підвищенню енергетичної стійкості локальних мереж. Особливо ефективним є використання ВДЕ у регіонах із обмеженим доступом до централізованих джерел енергії, що дозволяє створювати автономні або напівавтономні енергетичні комплекси.

Розподілені джерела генерації змінюють традиційні напрямки потоків електроенергії, що ускладнює балансування енергосистеми. Нерівномірна добова та сезонна генерація ВДЕ може спричиняти коливання напруги, частоти та появу гармонік, впливати на стабільність мережі та баланс активної та реактивної потужності. Водночас локальне підключення ВДЕ покращує напругові показники у точках приєднання, що є позитивним аспектом для якості електроенергії.

Для стабільного функціонування енергосистеми за умов інтеграції ВДЕ необхідне використання резервних потужностей, високоманеврових генераційних установок та систем акумуляції електроенергії. Прогнозування генерації ВДЕ та координація з графіками споживання допомагають зменшити вплив стохастичності генерації на баланс потужності та запобігти аварійним відключенням.

Масове підключення ВДЕ вимагає оновлення релейного захисту, протиаварійної автоматики, електричних мереж та впровадження спеціалізованого програмного забезпечення для управління розподіленими джерелами. Це дозволяє забезпечити синхронізацію генерації ВДЕ з навантаженням споживачів, оптимізувати режими роботи та підтримувати

Ефективне використання ВДЕ потребує правильного визначення місць їх приєднання до мережі та встановленої потужності, що співмірна з локальними навантаженнями. Необхідно враховувати вплив умов навколишнього середовища на робочі режими джерел, а також особливості експлуатації обладнання, зокрема сонячних панелей, де температура та інсоляція безпосередньо впливають на ефективність генерації.

Інтеграція ВДЕ сприяє формуванню більш гнучкої та стійкої енергетичної архітектури, здатної адаптуватися до зовнішніх загроз, аварійних ситуацій та дефіциту традиційних балансувальних потужностей. Вона дозволяє створювати мікромережі для локальних споживачів та підвищувати надійність електропостачання, що особливо важливо для агропромислового сектору та віддалених регіонів.

Україна формує нову енергетичну архітектуру, орієнтовану на збільшення частки ВДЕ, гнучке управління потоками електроенергії та інтеграцію з європейськими ринками. Це передбачає комплексний підхід, що поєднує модернізацію інфраструктури, нормативне регулювання, технічні та організаційні заходи для ефективного використання відновлюваних джерел енергії.

.СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні. Звіт підготовлено в рамках проекту «Секретаріат та Експертний хаб з енергоефективності», що впроваджується Програмою розвитку ООН в Україні за підтримки Уряду Республіки Словачія та сприяння Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства в Україні. 2017 р.

2. Кармазін О.О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики. – Рукопис. Дисертація на здобуття вченого ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.08 - «Перетворювання відновлюваних видів енергії» - Інститут відновлюваної енергетики НАН України. - Київ, 2019, 143 с.

3. Кудря С.О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / С.О. Кудря, Л.В. Яценко, Г.П. Душина та інші // К: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2008. – 60 с.

4. Кудря С.О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / С.О. Кудря, Л.В. Яценко, Г.П. Душина та ін. // К: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2019 (Проект).

5. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13#Text>

6. Дячук О. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / О. Дячук, М. Чепелев, Р. Подолець та ін. // К: Вид-во ТОВ «АРТ КНИГА», 2017. – 88 с.

7. 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.

8. 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.

9. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. – 2010. – С. 10-16.

10. 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

11. 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.

12. Черноусенко О.Ю. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневровому режимі на надійність та аварійність енергетичного обладнання / О.Ю. Черноусенко, В.А. Пешко // Вісник НТУ «ХП». – 2016. – № 8(1180). – С. 100-106

13. Кузнецов М.П. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ / М.П. Кузнецов, О.В. Лисенко, О.А. Мельник // Відновлювана енергетика. – 2018. – № 2. – С. 6-15.

14. Максимальні та мінімальні навантаження енергоблоків ТЕС, блочних ТЕЦ, ТЕЦ і промстанцій на осінньо-зимовий період 2013/2014 рр. Інформація ДП «НЕК «Укренерго».

15. Дослідження впливу режимів генерації вітроелектричних станцій значної потужності з агрегатами нового покоління на роботу окремих електроенергетичних систем та ОЕС України в цілому на перспективу до 2020 року / В.О. Нейман [та ін.], ДПВ НДІ «Укренергомережпроект» – Х. 2007. 41 с. № 16461 ТМ-Т1.

16. Козирський В.В., Гай О.В. Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання: монографія. – К.: Гнозис, 2013. -563 с.

17. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / Кудря С. О. –

Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012.–495с.

18. Відновлювані джерела енергії / За ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.

19. Півняк Г.Г. Раціональне використання енергії: Навч. пос. Дніпропетровськ, 2002. - 193 с. 4. Соловей О.І. та ін. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії: Навчальний посібник. Черкаси, ЧДТУ, 2007. – 483 с.

20. Величко С.А. Енергетика навколишнього середовища України (з електронними картами). Навчально-методичний посібник для магістрантів. – Харків: Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна. - 2003. - 52с.– 2006. – 280 с.

21. Альтернативні джерела енергії України: навч. посіб. / І.О.Ковальов, О.В. Ратушний. - Суми: Вид-во СумДУ, 2015. – 201 с.

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

23. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с

24. Мхітарян Н.М., Кудря С.О., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я. Состояние и перспективы использования водорода в возобновляемой энергетике // «Альтернативная энергетика и экология», – 2012. – № 05-06. – С. 68 -79.

25. Кудря С.О., Яценко Л.В., Шинкаренко Л.Я., Будько В.І. Проблеми створення вітроводневих систем / Матеріали XIV міжнародної конференції “Відновлювана енергетика XXI століття” 16-20 вересня 2013 р., АР Крим: 2013. – С. 95-97.