

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря

«__» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

за освітньо-професійною програмою «Електричні станції»

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему: «Дослідження балансової надійності електроенергетичної
системи з відновлюваними джерелами енергії»**

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕТ-391мп
КРАВЧИК АНДРІЙ СЕРГІЙОВИЧ

Науковий керівник:

доцент, к.т.н. **МАТЕЄНКО Ю.П.**

Консультант з охорони праці:

професор, д.т.н. **ТРЕТЯКОВА Л.Д.**

Консультант з стартап-пректу:

ст. викладач **БАХМАЧУК С.В.**

Рецензент:

доцент, к.т.н. **КАЦАДЗЕ Т.Л.**

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра відновлюваних джерел енергії**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря

«__» _____ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Кравичику Андрію Сергійовичу

1. Тема дисертації «Дослідження балансової надійності електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії», науковий керівник дисертації Матеєнко Юрій Петрович, доцент, кандидат технічних наук, затверджені наказом по університету від «__» _____ 20__ р. № _____

2. Термін подання студентом дисертації «__» грудня 2020 р

3. Об'єкт дослідження електричні мережі з джерелами генерації від альтернативних джерел енергії.

4. Вихідні дані електроенергетична система з віжновлюваними джерелами енергії.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) Проаналізувати сучасний стан проблеми; 2) Описати причини балансової ненадійності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. 3) Дослідити вплив Відновлюваних джерел енергії на електричні мережі. 4) Змодельовати електричні мережі з вілновлюваними джерелами енергії. 5) Надати варіанти вирішення проблеми балансової надійності. 6) Стартап-проект. 7) Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації сонячних фотоелектричних станцій .

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1) Потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні. 2) Показники балансової надійності. 3) Карта схема електричних мереж 35-150 кВ. 4) Принципова схема електричних мереж. 5) Базові показники в післяаварійних режимах. 6) Висновки.

7. Орієнтовний перелік публікацій Матеєнко Ю.П., Кравчик А.С., Оцінка показників балансової надійності електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап-проект	Бахмачук С.В., ст. викладач		
Охорона праці	Третякова Л.Д., професор		

9. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Формування теми магістерської дисертації	01.09.2020	
2	Вивчення актуальності проблеми по літературних джерелах	15.09.2020	
3	Використання дослідження по темі магістерської дисертації	03.10.2020	
4	Написання та оформлення результатів магістерської дисертації	10.11.2020	
5	Попередній захист магістерської дисертації	17.12.2020	
6	Захист магістерської дисертації	21.12.2020	

Студент

А.С. КРАВЧИК

Науковий керівник

Ю.П. МАТЕЄНКО

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 120 сторінках формату А4, яка включає в себе 30 рисунків, 25 таблиць, 55 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 6 аркушів технічних креслень форматом А1.

В магістерській дисертації розглянуто проблеми функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, та вплив джерел на надійність електричних мереж. Проведено аналіз методів оцінювання надійності в умовах зростання відновлюваної енергетики. Виконано аналіз показників балансової надійності з врахуванням відновлюваних джерел електроенергії. Проведено розробку методу оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на режим електричних мереж.

Актуальність теми. В останні десятиліття у світі спостерігається стійке зацікавлення проблемами використання ВДЕ, особливо у контексті їх роботи в електричних мережах енергосистем. Небаланс електричного навантаження є характерною проблемою будь-якої країни. Необхідність покриття нерівномірного навантаження тісно пов'язана з погіршення якості електроенергії, зі зниженням надійності та економічності функціонування енергосистеми.

Актуальність роботи пов'язана з широким розповсюдженням джерел розподіленої генерації, а також тим фактором, що електричні мережі проектувалися для умов централізованого електропостачання, а розбудова в них ВДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі. В першу чергу, впливає нестабільність генерування ВДЕ через природну залежність від стану навколишнього середовища.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської дисертації є дослідження балансової надійності електричних мереж з підключенням до них відновлюваних джерел енергії.

Об'єкт дослідження. Розподільні електричні мережі з генерацією від альтернативних джерел енергії.

Предмет дослідження. Вплив ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж.

Методи дослідження. В основу роботи покладено моделювання режимів роботи розподільної мережі з джерелами генерації від відновлювальних джерел енергії. Обробка результатів дослідження виконувалася за допомогою програмного забезпечення: DigSilent Power Factory.

Наукова новизна одержаних результатів. Запропоновано використання моделі стійкої енергетики із залученням нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) з мінімізованим негативним впливом на довкілля, здійсненням демонополізації не тільки виробництва, а й постачання та споживання енергії.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 118 A4 pages, which includes 30 figures, 25 tables, 55 sources of references. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

The master's dissertation considers the problems of functioning of electric networks with renewable energy sources, and the influence of sources on the reliability of electric networks. The analysis of methods of reliability estimation in the conditions of growth of renewable energy is carried out. The analysis of balance reliability indicators taking into account renewable energy sources is performed. A method for estimating the impact of renewable energy sources on the mode of electrical networks has been developed.

Actuality of theme. In recent decades, there has been a steady interest in the problem of using RES in the world, especially in the context of their work in the electrical networks of power systems. Imbalance of electric load is a typical problem of any country. The need to cover uneven loads is closely related to the deterioration of electricity quality, with a decrease in the reliability and efficiency of the power system.

The urgency of the work is due to the widespread use of distributed generation sources, as well as the fact that electrical networks were designed for centralized power supply, and the development of RES in them creates new uncharacteristic of the past problems and challenges. First of all, the instability of RES generation due to the natural dependence on the state of the environment affects.

The purpose and objectives of the study. The purpose of the master's dissertation is to study the balance reliability of electrical networks with the connection of renewable energy sources.

Object of study. Distribution electric networks with generation from alternative energy sources.

Subject of study. Influence of RES on operating modes of distribution electric networks.

Research methods. The work is based on modeling the modes of operation of the distribution network with sources of generation from renewable energy sources. The results of the study were processed using software: DigSilent Power Factory.

Scientific novelty of the obtained results. The use of the model of sustainable energy with the involvement of non-traditional and renewable energy sources (RES) with minimized negative impact on the environment, the demonopolization of not only production but also energy supply and consumption.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	9
ВСТУП	10
1. РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	11
1.1. Потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні	11
1.2 Використання відновлюваних джерел енергії в Україні	13
1.3 Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України	15
1.4 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні	22
1.5 Розвиток розподіленої генерації у світі	32
Висновки до розділу 1	47
2. ОЦІНКА ВПЛИВУ ВДЕ НА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	48
2.1 Загальні методи оцінки надійності електроенергетичних систем	48
2.2 Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції відновлюваних джерел енергії	49
2.3 Алгоритм розрахунку показників балансової надійності	54
2.4 Визначення базових показників надійності електроенергетичної системи	59
2.5 Обґрунтування методу оцінювання надійності	62
Висновки до розділу 2	71
3. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ НА ПРИКЛАДІ СКАДОВСЬКИХ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	72
3.1 Вихідні данні Скадовських РЕМ	72
3.2 Аналіз режиму літнього мінімуму навантаження	78
3.3 Аналіз післяаварійних режимів за умови літнього мінімуму навантаження	86
3.4 Аналіз режиму за умови літнього максимуму навантаження та реконфігурація схеми мережі з точки зору мінімізації втрат потужності ...	89
Висновки до розділу 3	95
ВИСНОВКИ	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97

4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	102
4.1. Опис ідеї проекту.....	102
4.2. Технологічний аудит ідеї проекту	104
4.3. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	104
Висновки до розділу 4	107
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ...	108
5.1. Технічні характеристики і вибір місць розташування нового енергетичного устаткування	108
5.2. Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників	110
5.3. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	113
5.4. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці	113
5.5. Вибір та розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок	114
5.6. Розрахунок захисного заземлення електроустановок напругою до 1 000 В з глухозаземленою нейтраллю	117
5.7. Надзвичайні ситуації	118
Висновки до розділу 5	119
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	120

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

Сучасна енергетика в основному базується на невідновлювальних джерелах енергії, які, маючи обмежені запаси, є вичерпними і не можуть гарантувати стійкий розвиток світової енергетики на тривалу перспективу, а їх використання – один з головних факторів, який призводить до погіршення стану навколишнього середовища і його кризового стану.

Починаючи з 2004 року в світі суттєво зросли капіталовкладення у розвиток альтернативної енергетики. Це призвело до того, що за останні роки щорічні показники приросту виробництва сонячної енергії у світі в середньому оцінюють у 60%, вітрової – 27%. етанолу – 20%.

Україна не залишилась осторонь світових тенденцій. На сьогодні, за рахунок державного стимулювання, спостерігається інтенсивна розбудова відновлюваних джерел енергії, які під'єднуються до електроенергетичної системи на рівні розподільних електричних мереж, що призводить до поступового переходу від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється розосереджені джерела. Розбудова відновлюваних джерел електроенергії має як позитивні так і негативні наслідки для функціонування електроенергетичних систем як України так і інших країн світу.

Відновлювальні джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання стає можливим на основі науково розроблених принципів перетворення ВДЕ у види, необхідні споживачам. У навколишньому середовищі завжди існують потоки відновлювальної енергії тому в процесі розвитку відновлювальної енергетики необхідно орієнтуватись на місцеві енергоресурси, вибираючи з них найефективніші. Використання ВДЕ має бути багатоваріантним й комплексним, що дозволяє прискорити економічний розвиток.

1. РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

1.1. Потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні

За результатами досліджень, проведених Міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (IRENA) у січні 2017 року, Україна володіє найбільшим серед країн Південно-Східної Європи технічним потенціалом впровадження відновлюваних джерел енергії [1]. За оцінками експертів загальний річний потенціал ВДЕ складає більше 1 млн. ГВт·год. (без урахування великих гідроелектростанцій). На вітрову енергетику припадає 858,5 тис. ГВт·год., на сонячну енергетику 88,4 тис. ГВт·год., на енергію біомаси – 78,4 тис. ГВт·год., на малі гідроелектростанції (ГЕС) 8,5 тис. ГВт·год.

Енергія вітру

Наявний потенціал вітрової енергії підтверджено як міжнародними фаховими установами [1], так і вітчизняними [2 – 4]. За оцінками IRENA технічний потенціал встановленої потужності ВЕС складає 321 ГВт. За прогнозами ІВЕ НАН України встановлена потужність вітрових електростанцій, може сягнути 10 ГВт вже у 2030 році, а річні обсяги виробництва електроенергії – 30 тис ГВт·год [5].

До перспективних регіонів будівництва вітрових електростанцій можна віднести Одеську, Херсонську, Запорізьку, Донецьку, Луганську, Миколаївську області, АР Крим та окремі райони Карпат. Прогнозний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) для сучасної вітроелектричної установки (ВЕУ) трьохмегаватного класу з висотою осі ротора 135 м та діаметром вітроколеса 126 м для даних регіонів складає від 0,4 [2, 3].

За оцінками Української вітроенергетичної асоціації реальний потенціал вітроенергетичного сектора України складає 16 ГВт [5]. Річний виробіток електричної енергії за такого КВВП оцінюється на рівні 56 млрд. кВт год. Розподіл потенціалу енергії вітру в Україні наведено на рис. 1.1 [3].

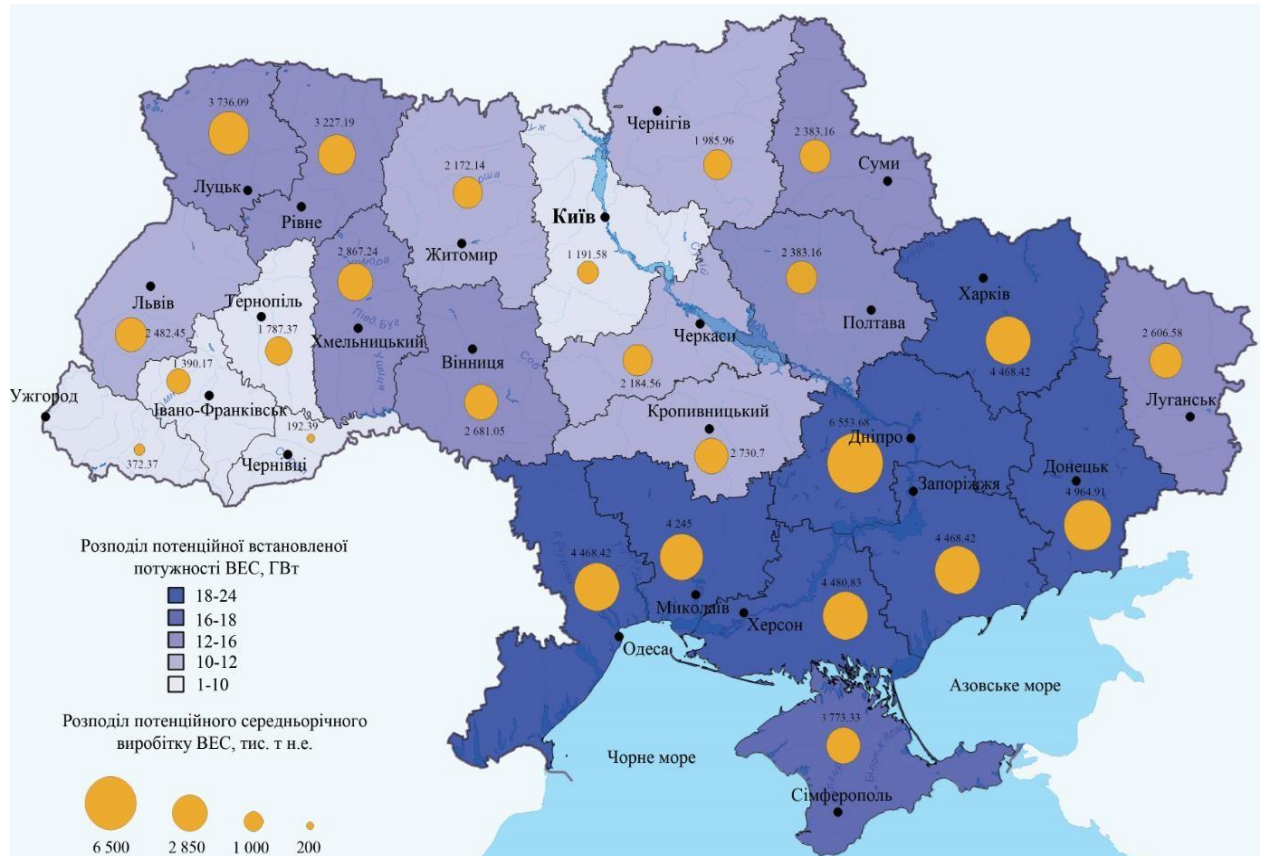


Рис. 1.1. Карта розподілу потенціалу енергії вітру в Україні.

Енергія сонця

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що надходить на 1 кв.м поверхні, на території України знаходиться в межах: від 1070 кВт.год/кв.м в північній частині України до 1400 кВт.год/кв.м і вище в АР Крим. Технічний потенціал встановленої потужності сонячних електростанцій складає 71 ГВт [2, 3].

Карту надходження сонячної радіації на території України наведено на рис. 1.2 [3]. Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Найбільш високий потенціал мають південні та східні регіони України.

Згідно з даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, теоретично можливий потенціал сонячної енергетики на території України складає більше 730 млрд кВт·год. на рік, а технічно можливий складає лише 34,2 млрд кВт·год. За оцінкою IRENA прогнозна річна генерація сонячними електростанціями у 2030 р. складе 8,4 тис. ГВт·год [5].

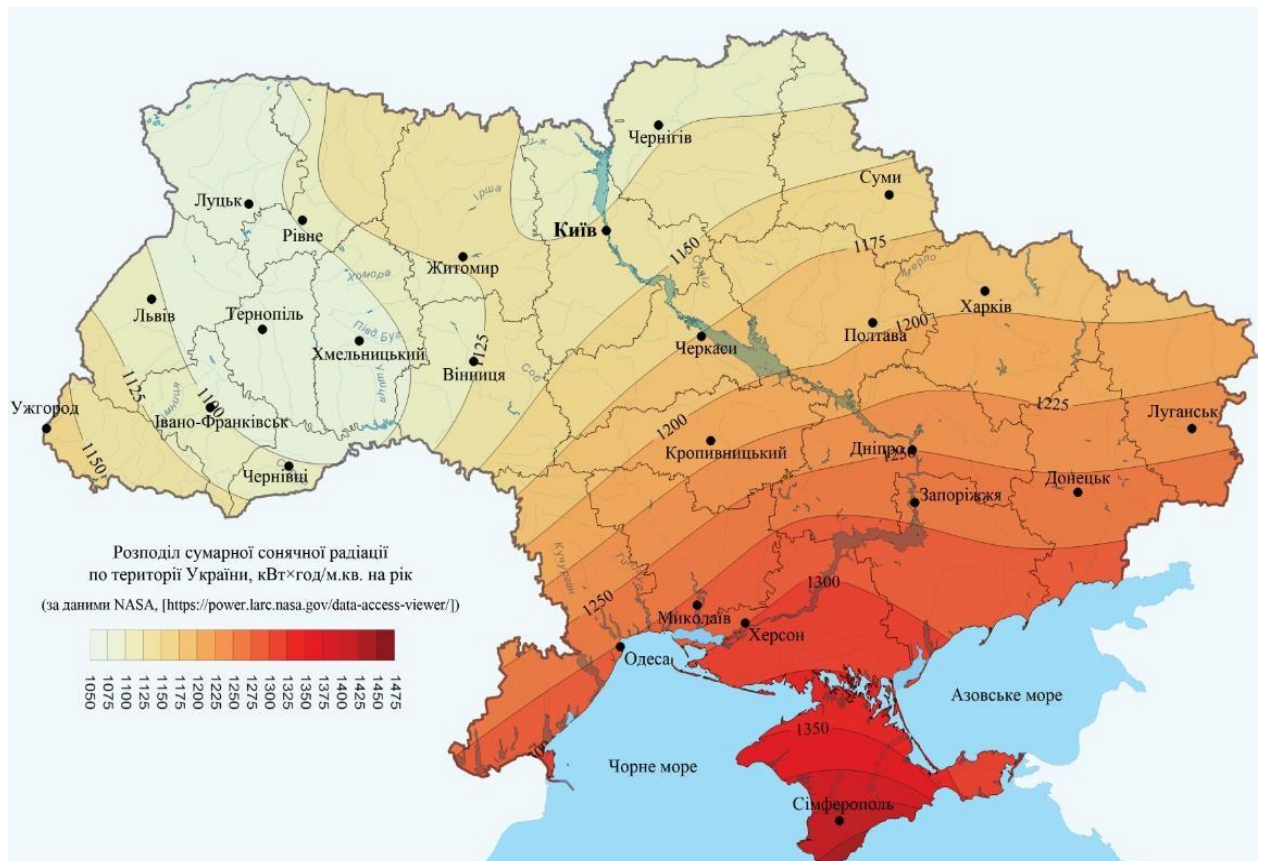


Рис. 1.2. Карта надходження сонячної радіації на території України.

1.2 Використання відновлюваних джерел енергії в Україні

Розвиток відновлюваної енергетики в Україні закріплений на державному рівні [6, 7]. Для стимулювання розвитку ВДЕ в Україні запроваджено «зелений» тариф - спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного

газів, а з використанням гідроенергії - вироблена лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) [8]. «Зелений» тариф діє як для промислових, так і для приватних домогосподарств.

Згідно Енергетичної стратегії України на період до 2035 року частка ВДЕ в загальному постачанні енергії повинна скласти не менше 12% на 2025 рік та 25% – до 2035 року [6]. План розвитку відновлюваних джерел енергії за роками до 2050 року наведено в табл. 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 01.04.2019 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 2019 року. Динаміку введення об'єктів відновлюваних джерел енергії за роками наведено на рис. 1.3. Найбільше було введено промислових сонячних електростанцій – 684 МВт.

За перший квартал 2019 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.



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

1.3 Інтеграція відновлюваних джерел енергії до Об'єднаної енергосистеми України

Впровадження альтернативних джерел енергії в електроенергетичних системах, крім зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище і вирішення проблем, що пов'язані з забруднення відходами під час виробітку електричної енергії, знизить використання природних ресурсів та розвантажить системоутворюючі і розподільні лінії електропередач. Однак відновлювальні джерела енергії мають і ряд недоліків. Так як електричні мережі проектувалися за умови централізованого електропостачання, то розбудова в них ВДЕ породжує нетипові для попереднього періоду проблеми і питання. В першу чергу, велику роль відіграє нестабільне генерування ВДЕ

через залежність від погодних умов. Отже виникає необхідність вдосконалення систем релейного захисту та автоматики з метою узгодження електропостачання від ВДЕ та живильних підстанцій електроенергетичної системи. Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиничної встановленої потужності ВДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

Зіставлення графіків електроспоживання і генерування такими відновлюваними джерелами, як СЕС та ВЕС, дозволяє говорити про низьку їх «стабільність» для забезпечення балансу потужності в електричній мереж, що відображено на рис. 1.4 та рис. 1.5

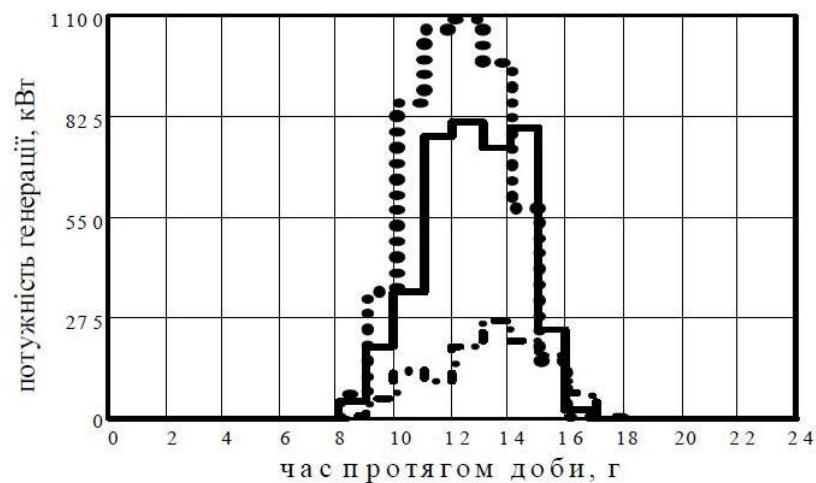


Рисунок 1.4 – Сезонна зміна добового графіка роботи СЕС

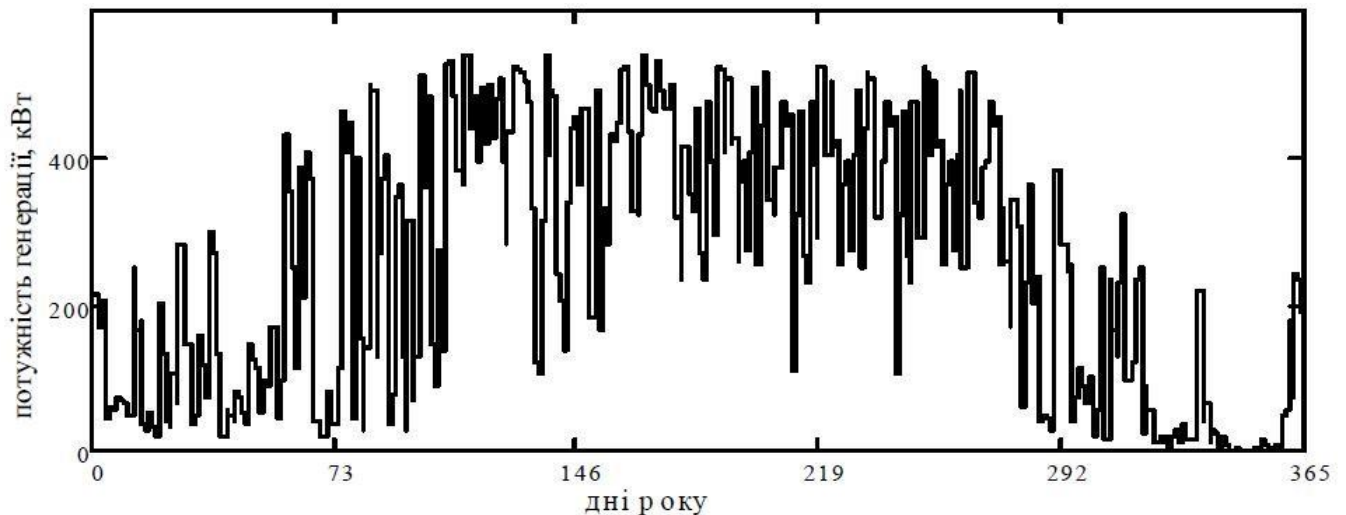


Рисунок 1.5 – Характер зміни середніх значень генерації СЕС, визначених за добовими графіками, протягом року

В задачі забезпечення балансу потужності СЕС та ВЕС можна віднести до умовно регульованих джерел, тобто джерел з теоретичною можливістю зміни генерування в межах природних можливостей. Зазвичай практично таку можливість не використовують, оскільки в такому разі їхня економічна ефективність різко знижується. [10]

На сьогодні втрати електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1 % від її відпуску в електричну мережу, що більше ніж в США (6,5 %), Англії (8,6 %), Франції (4,5 %) і навіть в Росії (8,7 %). Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій. Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є ВДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри ВДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень. Дослідження та обґрунтування ефективного застосування ВДЕ в електричних мережах розглядається в низці робіт. На рис. 1.6 наведено можливі схеми приєднання ВДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі.

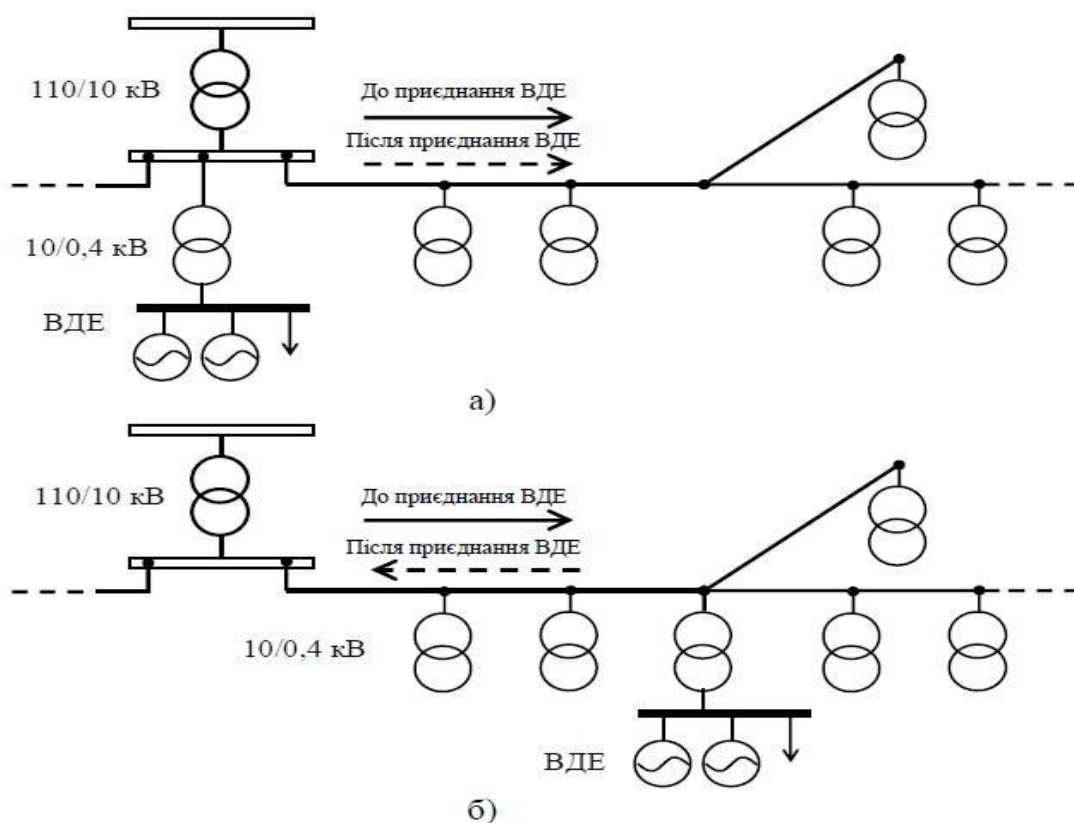


Рисунок 1.6 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

На рис. 1.6а ВДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється ВДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 1.3б, розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій. Виходячи з типових схем приєднання ВДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. [11]

Впровадження джерел РГ впливає на ланки розподілу в ЛЕС та перетворює їх на активні елементи. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування,

експлуатації та планування структури та режимів ЛЕС. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ до ЛЕС. Більшість джерел РГ під'єднані до мережі за допомогою перетворювачів роду стуму. При підключенні ці перетворювачі повинні забезпечувати необхідну якість електричної енергії. Тим не менш, висока частота перемикання вентильних елементів в перетворювачах може зумовлювати додаткові гармоніки напруги та струму в ЛЕС та знижувати якість електричної енергії.

Встановлення джерел живлення РГ в ЛЕС неподалік від навантаження може змінювати напрямки потоків потужності. Встановлення джерел РГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЛЕС, що в основному залежить від місць розташування та потужності джерел РГ в ЛЕС, їхнього $\cos\varphi$, а також від топології (конфігурації) ЛЕС тощо. Можна виділити два різновиди впливу РГ на напругу в ЛЕС: вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЛЕС та вплив РГ на коливання напруги в ЛЕС. Встановлення джерел РГ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії, а також на стабільність та надійність функціонування ЛЕС. Джерела РГ призводять до зростання дози флікера, можуть генерувати гармоніки вищих порядків, а також впливають на провали напруги, що здебільшого пов'язано із типом генератора. [12]

Узагальнюючи вищевикладене, можна виокремити перелік обов'язкових заходів в системах з джерелами РГ: забезпечення постійного рівня частоти; забезпечення резервних потужностей (підвищення надійності); компенсація реактивної потужності (причиною появи якої є джерела РГ з пристроями СЕ).

Водночас можна виділити наступні переваги для загальної мережі: забезпечення додаткових резервних потужностей енергосистеми при генерації електричної енергії в мережу; підвищення якості електропостачання (можливість автономного функціонування при аварійних відключеннях в енергосистемі); підтримка рівнів напруги та потужності в обмежених ділянках

загальної мережі при генерації від джерел РГ. Наочно параметри різних типів джерел розподіленої генерації наведено в табл. 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

Отже, якщо джерела РГ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення підвищується. Але коли джерела РГ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись. Наприклад, зниження рівня надійності може відбуватися при високій концентрації джерел РГ одного типу (при концентрації фотогальванічних елементів, потужність яких залежить від інтенсивності

сонячного випромінювання). [13]

При цьому досить гостро постає проблема автономної роботи джерел РГ. Джерела РГ, як правило, не призначені для живлення фрагментів ЕМ самостійно, бо вони не в змозі підтримувати заданий рівень якості електричної енергії та можуть наражати оперативний персонал на небезпеку. Тому випадки знеструмлення повинні виявлятися пристроями захисту джерел РГ і останні повинні відключатися від електромереж. Можна зазначити, що встановлення джерел РГ призводить до підвищення надійності електропостачання лише певних споживачів. Більш ефективним засобом підвищення надійності електропостачання при виникненні порушень є формування «енергоостровів», які не обмежуються лише джерелом РГ і автономним навантаженням, а охоплюють певні фрагменти електромереж зі збалансованою генерацією та навантаженням. Основні проблеми, пов'язані з якістю електроенергії для кожного з типів джерел РГ відзначені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Проблеми з якістю електроенергії, викликані наявністю НВДЕ

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

Враховуючи зазначене, оптимальною з точки зору впровадження РГ в

ЕМ України є побудова ЛЕС зі збалансованим енергопостачанням від різнорідних НВДЕ та джерел РГ із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. Причому, збалансованість енергопостачання забезпечується двома типами джерел РГ, – НВДЕ (СЕС, ВЕС, МГЕС ...) та джерела РГ, що споживають традиційні енергоресурси (ДГ, ГТУ, ПГУ та ін.). Зумовлено це тим, що перший тип джерел, незважаючи на практично нульову собівартість первинного енергоресурсу, може мати різкозмінний характер генерації, пов'язаний зі зміною погодних умов, в той час як другий тип джерел має протилежні переваги та проблеми. Використанням комбінації цих типів джерел РГ і забезпечується збалансований усталений режим генерації в ЛЕС. На сьогодні ЛЕС являють собою складні структури, основними елементами яких є різні типи ПЕЕ, генераторів, різноманітні навантаження та системи керування, у яких не можна знехтувати спотвореннями форм струму та напруги. В якості генераторів виступають джерела нескінченної (електромережа) та/чи скінченної (автономні джерела електроенергії, виходи інших перетворювачів) потужності (в залежності від режиму роботи). Різноманітність типів і параметрів навантажень визначаються широким спектром їх технологічного призначення.

1.4 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні

Світова електроенергетика традиційно розвивалася шляхом централізації систем генерування при створенні все більш потужного енергетичного обладнання та його об'єднання в енергетичні комплекси. Як наслідок, були сформовані великі територіально протяжні енергетичні системи: європейська ENTSO-E, ЄЕС Росії, ОЕС України та інші. Головними складовими електроенергетичної системи (ЕЕС) є:

– об'єкти генерації електроенергії: теплоелектростанції (ТЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), атомні електростанції (АЕС), блок-станції, відновлювані джерела енергії (ВДЕ);

- об'єкти трансформації та передачі електроенергії (силові підстанції, магістральні, міждержавні та розподільчі електромережі тощо);
- система управління і регулювання постачання електроенергії.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана ЕЕС України, яка здійснює централізоване енергозабезпечення електроенергією внутрішніх споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорт електроенергії магістральними і міждержавними лініями електропостачання.

В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку. Так, аналізуючи зміну генеруючих потужностей ОЕС України за останні роки, що показано в табл. 1.3, можна побачити, що наряду з майже сталим значенням сумарної встановленої потужності електростанцій, значно зросла величина потужностей електростанцій на ВДЕ. Лише за період з 2010 по 2014 роки, було введено в експлуатацію більше 50 нових генеруючих об'єктів, з яких 16 мають встановлену потужність < 1 МВт, 12 – в діапазоні від 1 до 5 МВт та 5 – від 5 до 10 МВт. Усі ці електростанції відносяться до об'єктів малої енергетики і найбільш вагомий вплив мають саме на режими роботи СЕП напругою 10(6) та 0,38 кВ.

За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження, в Україні зараз знаходяться 5 підприємств, що займаються виробництвом електроенергії з біогазу загальною потужністю 3,785 МВт, і 2 – з біомаси, потужністю 4,2 МВт. Також в країні працюють 73 малі гідроелектростанції і два гідроенергетичні об'єкти із загальною потужністю 70,816 МВт. В Україні функціонують 11 вітрових електростанцій (з них 7 у Криму, 2 – в Донецькій області, по одній в Миколаївській та Херсонській областях) загальною потужністю 371,7 МВт. Сонячних наземних електростанцій в Україні – 17 (по одній у Вінницькій, Черкаській, Луганській областях, решта – в Криму) і ще одна фасадна належить ТОВ "Вінниця-Енергосервіс". Сумарна встановлена потужність сонячних станцій становить

563,4 МВт.

Таблиця 1.3

Зміна встановлених потужностей генеруючого обладнання ОЕС
України

Тип електростанції		Сумарна встановлена потужність електростанцій						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ТЕС	МВт	27272	27408	27616	27700	27 735	27 903	28 019
ГК	%	51,16	50,97	50,67	50,6	49,4	49	48,3
ТЕЦ	МВт	6429,8	6482,8	6642,2	6678	6 728	6 732	6 969
	%	12,06	12,05	12,19	12,2	12	11,8	12
ГЕС	МВт	4603,5	4609,7	4610,6	4563	4 600	4 624	4 662
	%	8,64	8,57	8,46	8,3	8,2	8,1	8
ГАЕС	МВт	861,5	861,5	861,5	862	1 186	1 186	1 337
	%	1,62	1,60	1,58	1,6	2,1	2,1	2,3
АЕС	МВт	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835
	%	25,95	25,73	25,39	25,3	24,7	24,3	23,9
НВДЕ	МВт	308,8	580,6	935,1	1097	2 033	2 635	3 143
	%	0,58	0,98	1,71	2	3,6	4,6	5,4
Разом	МВт	53310	53777	54500	54735	56 116	56 914	57 965
	%	100	100	100	100	100	100	100

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності ВДЕ складає 31%. Станом на 1 січня 2017 року встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, які працюють за «зеленим» тарифом, склала 1117,7 МВт. Потужність та темпи зростання об'єктів ВДЕ в Україні зображено на рис. 1.7. У 2016 році було введено в експлуатацію 120,6 МВт потужностей, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 99,1 МВт та вітроенергетики 11,6 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано близько 3 МВт кожного. За даними НКРЕКП станом на кінець 2016 року галузь ВДЕ в Україні

налічує вже 170 компаній та 291 об'єкти енергетики. Протягом 2016 року найбільший приріст продемонструвала сонячна енергетика – 36 нових суб'єктів і 47 нових об'єктів електрогенерації.

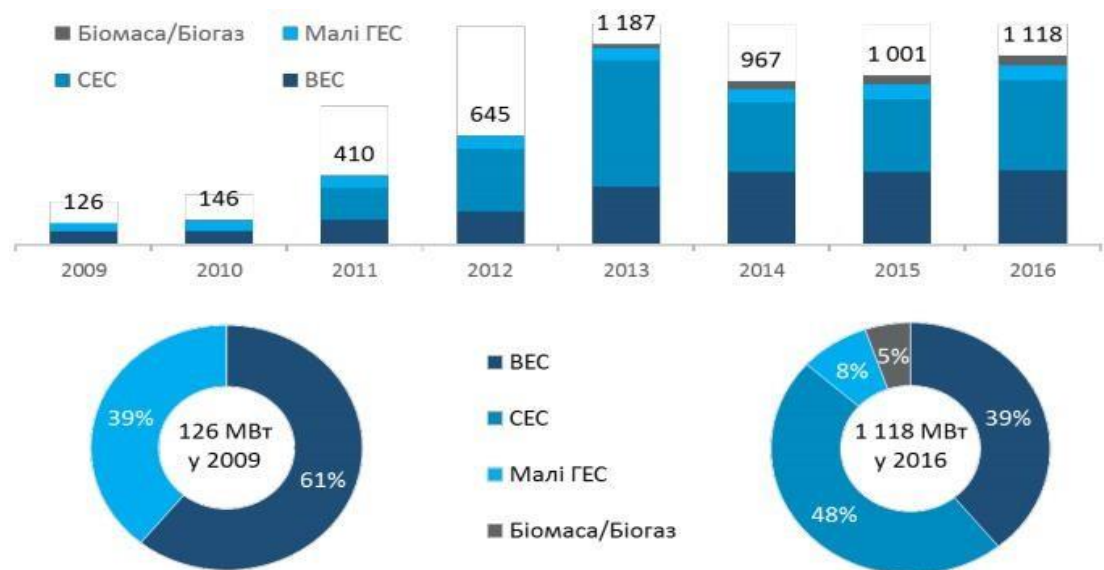


Рисунок 1.7 – Встановлена потужність об'єктів ВДЕ, що працюють за «зеленим» тарифом в Україні, МВт.

Сонячна енергетика

Динаміка розвитку сонячної електроенергетики є найбільшою серед ВДЕ в Україні. За виключенням втрат сонячних електростанцій внаслідок анексії Криму (408 МВт) в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. У 2016 році встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на 23%. Стрімкий розвиток СЕС в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проектів (порівняно з іншими технологіями ВДЕ), істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900-1000 дол) та короткими строками реалізації проекту (6 місяців разом з проектуванням). Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростав у середньому на 3,5% протягом 2014-16 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки знизилась до 928 годин у рік, як показано на рис.1.8, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6%.



Рисунок 1.8 – Виробництво електроенергії СЕС

Вітрова енергія

У 2014 - 2016 роках динаміка зростання потужностей вітрової енергетики була незначною. Оскільки ВЕС потребують досить великих капіталовкладень та відносно багато часу на реалізацію проекту (2-3 роки), девелоперам було досить складно розвивати проекти в умовах економічного спаду та низької інвестиційної привабливості України у останні 3 роки. За цей період в країні було встановлено трохи більше 11 МВт нових потужностей. Генерація електроенергії на об'єктах ВЕС дещо зменшилась за останні 3 роки і станом на кінець 2016 року склала 925 млн кВт*год, як показано на рис.1.9, що відповідає 2 117 годин роботи на повну потужність (24.2% - коефіцієнт використання встановленої потужності).



Рисунок 1.9 – Виробництво електроенергії ВЕС

Малі ГЕС

Встановлені потужності у секторі малої гідроенергетики зростають невеликими темпами – за 4 роки було введено в експлуатацію 17МВт. У зв'язку із зменшенням рівня води у річках виробіток електроенергії малими ГЕС скоротився за останні 4 роки з 286 до 189 млн кВт*год. Станом на кінець 2016 року показники продуктивності залишаються низькими – 2 100 годин роботи на повну потужність, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 24%. Детально діаграму вироблення електроенергії малими ГЕС в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.10.



Рисунок 1.10 – Виробництво електроенергії малими ГЕС

Біомаса

Потужність об'єктів енергетики, що виробляють електроенергію з біомаси, протягом 2013-2016 років збільшилась в 6,5 разів. Найбільше потужностей було введено в експлуатацію у 2013 та 2014 роках – 11 та 18 МВт, відповідно. Проте протягом останніх двох років проекти з біомаси майже не реалізовувались і в 2016 році в секторі було введено лише одну електростанцію потужністю 3,5 МВт. Виробіток електроенергії з біомаси виріс у 2.5 рази за останні 4 роки. У 2016 році станції на біомасі відпрацювали на повну потужність 2 051 годину, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 23.4%. Детально діаграму вироблення електроенергії електростанціями на біомасі в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.11.



Рисунок 1.11 – Виробництво електроенергії електростанціями на біомасі

Біогаз

Зростання потужностей об'єктів енергетики, що виробляють електроенергію з біогазу, розпочалося у 2013 році, коли було встановлено перші 7 МВт. За останні 4 роки було введено в експлуатацію 20 МВт потужностей біогазової енергетики. У ефективності виробництва електроенергії станціями на біогазі спостерігається значне зростання. За результатами 2016 року станції відпрацювали на повну потужність 4 450 годин, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 51%. Детально діаграму вироблення електроенергії електростанціями на біогазі в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.12.



Рисунок 1.12 – Виробництво електроенергії електростанціями на біогазі.

Впровадження ДРГ в СЕП, зокрема побудованих на основі використання ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення багатьох проблем, пов'язаних з викидами і відходами при виробництві електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних ресурсів та - в майбутньому – знизити вартість електричної енергії, по-друге, розвантажити як системоутворюючі, так і розподільні електричні мережі, і нарешті, «підштовхнути» процес модернізації об'єктів електроенергетики і тим самим, підвищити надійність електропостачання. [14]

З метою стимулювання споживача до використання нетрадиційних та ВДЕ в Україні було введено так званий "зелений" тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ (сонячна, вітрова, геотермальна енергія, енергія хвиль та припливів, гідроенергія (з установленою потужністю не більше 10 МВт), енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, газу метану від дегазації вугільних

родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів). Величина "зеленого" тарифу встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт "зеленого" тарифу в залежності від потужності та виду джерела енергії [83, 84]. Для електроенергії, виробленої з енергії вітру з встановленою потужністю генераторів до 600 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 1,2; з встановленою потужністю від 600 до 2000 кВт – 1,4; більше 2000 кВт – 2,1.

Для електроенергії, виробленої з біомаси (біомасою є продукти, що складаються повністю або частково з речовин рослинного походження, які можуть бути використані як паливо з метою перетворення енергії, що міститься в них), коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 2,3. Для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 4,8; об'єктами, які змонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 4,6, а при встановленій потужності менше 100 кВт – 4,4. Для електроенергії, виробленої малими гідроелектростанціями (гідроелектростанціями потужністю до 10 МВт), коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 0,8. Коефіцієнт "зеленого" тарифу електроенергії, виробленої об'єктами електроенергетики, уведеними в експлуатацію (або суттєво модернізованими) після 2014, 2019 та 2024 років, зменшується відповідно на десять, двадцять та тридцять відсотків від його базової величини. Суттєво модернізованими об'єктами електроенергетики, що виробляють електроенергію з використанням ВДЕ, вважаються об'єкти, вартість модернізації енергетичного обладнання яких становить понад п'ятдесят відсотків первісної вартості такого обладнання.

Розвиток вітроенергетики додатково отримує державну підтримку у

вигляді спеціального фонду на будівництво ВЕС, який формується за рахунок відрахування 0,75% від тарифу на електроенергію відповідно до Комплексної програми будівництва вітроенергетичних станцій в Україні.

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

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

Отже в першу чергу розвиток використання міні та мікроелектростанцій викликаний незадоволеністю якістю та вартістю послуг з електропостачання.[15]

1.5 Розвиток розподіленої генерації у світі

Збільшення частки генерації на основі вітру і сонця в структурі електроенергетики багатьох країн і регіонів ставить певні виклики перед керуючим енергетичним господарством. Яким чином зростаюча частка нестабільних потоків енергії може бути безпечно інтегрована в мережу з найменшими втратами електроенергії і без шкоди надійності системи? На сьогоднішній день накопичена вже велика кількість емпіричних даних, що стосуються управління мережевим господарством в умовах високої частки і навіть домінування ВДЕ. Крім того, не бракує в теоретичних дослідженнях і моделях систем, заснованих на поновлюваних джерелах енергії.

В 2016 була представлена доповідь «Наступне покоління вітрової і

сонячної електроенергетики» (Next Generation Wind and Solar Power). «Наступне покоління» означає технологічно зрілі і комерційно конкурентоспроможні технології генерації на основі ВДЕ. Їх все більш широке поширення створює виклики для енергосистем, обумовлені нестабільністю генерації.

В доповіді «The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems» узагальнюються результати проекту MEA «Grid Integration of VRE» (VRE - variable renewable energy), що проводився в ряді країн. Ключовим висновком цього проекту є те, що інтеграція малих обсягів ВДЕ в мережу – не проблема. Під малими обсягами тут розуміється частка в 5-10%. При цьому, тим не менш треба дотримуватись певних правил:

- Не допускати неконтрольованих локальних концентрацій ВДЕ («гарячих точок»)
- Забезпечити, щоб ВДЕ електростанції могли «допомогти» стабілізувати мережу, коли це необхідно
- Прогнозувати виробництво електроенергії на основі ВДЕ і використовувати ці прогнози для планування роботи інших електростанцій і потоків електроенергії в мережі.

Дослідження в регіонах проекту показало, що нинішній рівень гнучкості енергосистем технічно дозволяє працювати з річною часткою змінної генерації в 25- 40%. У відповідності з тим же аналізом, «в дуже гнучких системах» частка ВДЕ може перевищити рівень 50%, якщо допускається можливість вимушених зупинок невеликих обсягів генерації на основі відновлюваних джерел. Інтеграція великих обсягів ВДЕ вимагає трансформації енергосистеми в цілому. Іншими словами, мова не йде про просте додавання нових об'єктів генерації до «старої», що працює як зазвичай системі, а про повне переформатування системи. Витрати, пов'язані з цією трансформацією, залежать від різних обставин. Очевидно, що якщо висока частка ВДЕ додається одноразово (що в цілому неможливо), тоді системні

витрати зростають значно. З іншого боку, при поступовому розвитку (з урахуванням зниження вартості технологій ВДЕ і, навпаки, зростання екологічних зборів в майбутньому) можливе нульове або навіть негативне зростання системних витрат.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) призводить зведені дані з різних досліджень про розмір системних витрат, що виникають у зв'язку з мінливим характером генерації на основі вітру, так званих витрат на вирівнювання. Графік даних витрат показано на рис. 1.13.

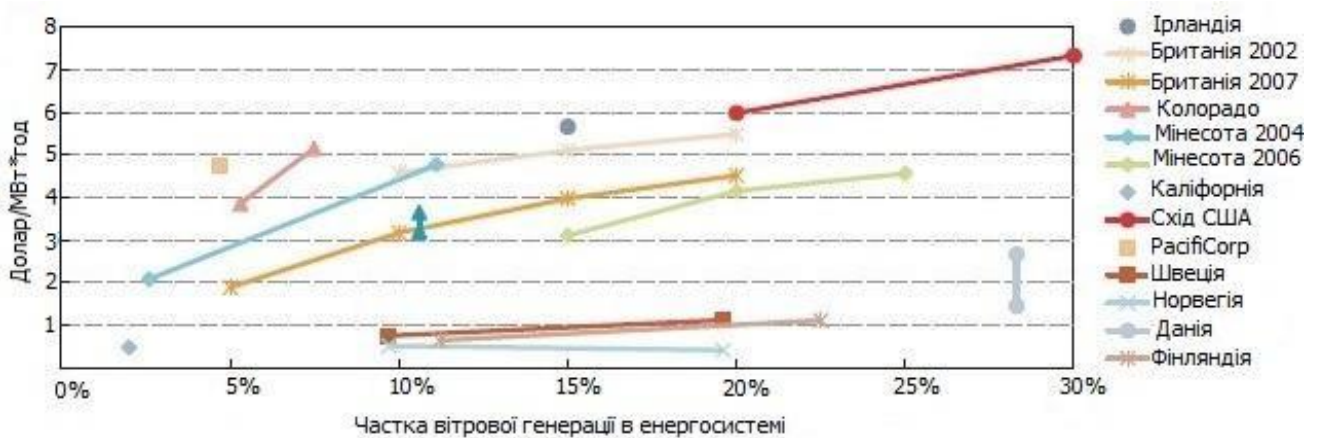


Рисунок 1.13 – Порівняння балансових витрат з різних інтеграційних досліджень

Вартість відновлюваної енергії, особливо для сонячної енергії та вітрів на суші, останніми роками різко скоротилася завдяки поєднанню сталого технологічного прогресу, розширення на нові ринки, що мають кращі ресурси та кращі умови фінансування.

У результаті між 2008 та 2015 роками середня вартість вітрової енергії зменшилась на 35%, а сонячної – майже на 80%. Розгортається фаза "наступного покоління", в якій вітрові та сонячні електростанції є технологічно дозрілими та економічно доступними.

Успіх використання цих джерел обумовлює зміну енергетичних систем у всьому світі. Виробництво електроенергії з обох технологій обмежується різною доступністю вітру та сонячного світла, що з часом призводить до

коливання вихідних джерел. Ступінь, з якою це спричиняє труднощі, залежить від взаємодії декількох факторів, які залежать від країни. На рис. 1.14 наведено частки генерації ВДЕ для Бразилії, Китаю, Данії, Індонезії, Мексики та Південної Африки.

Ці країни знаходяться на дуже різних етапах впровадження ВДЕ, а також висвітлюють різноманітність контекстів інтеграції ВДЕ. Деякі системи мають достатньо одного ресурсу (сонячна в Індонезії, вітер у Данії), а інші користуються високоякісними ресурсами як вітру, так і сонячної енергії (наприклад, Південна Африка та Мексика). У Південній Африці попит на електроенергію тісно залежить від вітрової та сонячної доступності, як протягом дня, так і протягом сезону.

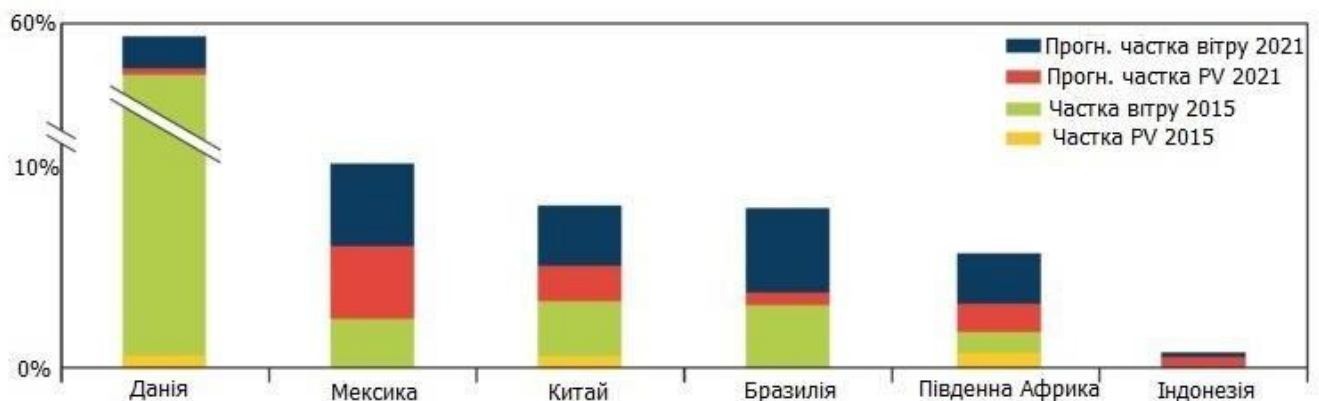


Рисунок 1.14 – Поточна та прогнозована частка генерації ВДЕ для країн, що активно розвиваються в даному напрямі

У Данії, навпаки, попит природно не відповідає вимогам ВДЕ, що викликає необхідність мобілізації додаткових маневрених ресурсів для системної інтеграції. Бразилія може спиратися на багату наявність маневреної гідроелектроенергії, щоб доповнювати вітер та сонячну енергію, а профіль сезону генерації річок гармонізується з вітровими ресурсами країни (вітер є більш поширеним, коли енергія води менш доступна).

Мексика, Китай та Бразилія, як очікується, подвоюватимуть частку ВДЕ, щоб досягти приблизно 10% річного рівня виробництва до 2021 року. Передбачається, що Південна Африка потроїти частку ВДЕ, досягнувши 6%.

Данія зростає до 60%, а Індонезія активно розвиває потенціал ВДЕ.

Іншим актуальним питанням є еволюція попиту на електроенергію та загальну потребу в інвестиціях у енергетичний сектор. Якщо попит зростає або велика кількість ресурсів виходить з ладу, оскільки вони досягли межі своєї технічної експлуатації, зазвичай часто менш складно розвивати ВДЕ.

Наприклад, Південна Африка та Індонезія стикаються з сильною вимогою щодо створення нових виробничих потужностей. Це означає, що частку ВДЕ можна збільшити, не завдавши суттєвого тиску на роботу існуючих потужностей. Навпаки, такі системи, як ті, що знаходяться в Данії та (зовсім недавно) Китаї, стикаються з середовищем, в якому існують достатні можливості для задоволення попиту протягом найближчих років. За цих обставин додаткове покоління ВДЕ витісняє існуючі ресурси.

На більш загальному рівні складність (або легкість) збільшення частки змінної генерації в енергосистемі залежить від взаємодії двох основних факторів: властивостей генераторів ВДЕ та гнучкості енергосистеми, в яку вони розгортаються. Гнучкість – це здатність енергосистеми підтримувати надійну роботу навіть в умовах великих коливань в балансі попиту та генерації. Електростанції, ресурси попиту, зберігання електричної енергії та мережева інфраструктура можуть підвищити гнучкість системи.

Інтеграція перших кількох пунктів ВДЕ у річне покоління створює незначні технічні та економічні виклики, якщо дотримуватись декількох основних правил. Цей висновок суттєво відрізняється від первинних побоювань, висловлених, коли вітрові та сонячні електростанції частково сприяли виробництву електроенергії.

Це означає, що в системах, у яких в даний час дуже мала частка ВДЕ, таких як Індонезія, можливе збільшення масштабу з незначними технічними проблемами в найближчі роки. Це тому, що традиційні енергосистеми вже значною мірою гнучкі, щоб збалансувати попит на електроенергію. Інакше кажучи: ті ж самі ресурси, які використовуються для збалансування попиту, спочатку можуть бути мобілізовані для інтеграції ВДЕ.

Там, де частка річного виробництва електроенергії, наданої ВДЕ, зростає більш ніж на кілька відсотків, функціонування та планування енергосистем удосконалюються та адаптуються для розміщення ВДЕ у мережі. Такі кроки будуть пріоритетними для Бразилії, Китаю, Мексики та Південної Африки в найближчі роки. Оскільки ВДЕ входять у своє наступне покоління, питання системної та ринкової інтеграції стає найважливішим пріоритетом політики щодо відновлюваних джерел енергії та більш широкої енергетичної політики.

Коли ВДЕ стануть головним джерелом генерації електроенергії – як це вже є у Данії – всебічним та системним підходом є відповідна системна інтеграція, найкраще відображена у понятті трансформації загальної енергетичної системи. Для цього потрібні стратегічні дії у трьох областях, що наочно продемонстровано на рис. 1.15.



Рисунок 1.15 – Три аспекти системної трансформації

Системне розгортання, щоб максимально збільшити чисту користь вітрової та сонячної енергії для всієї енергосистеми. Такий підхід призводить до різних пріоритетів розгортання, порівняно з фокусом тільки на витратах на генерацію.

Поліпшені операційні стратегії є потужним інструментом для максимізації внеску існуючих активів та забезпечення безпеки поставок. До

них належать перспективні прогнози відновлюваної енергетики та розширені плани електростанцій.

Інвестиції в додаткові гнучкі ресурси. Навіть узгоджено, поліпшені операції та практично неможлива практика розгортання ВДЕ можуть бути недостатніми для управління високими частками ВДЕ у довгостроковій перспективі. Той момент, коли інвестиції в додаткові гнучкі ресурси стануть необхідними, залежить від системного контексту. У системах із динамічно зростаючим попитом це буде пріоритетом раніше.

Успішна трансформація енергетичної системи також вимагає зміни економічної оцінки ВДЕ. Традиційний фокус на вирівнюванню вартість електроенергії більше не є достатнім. Підходи наступного покоління повинні впливати на значення системи (System Value, далі SV) електрики від вітрової та сонячної енергії.

SV визначається як загальна користь, яка виникає внаслідок додавання джерела генерації вітру або сонячної енергії до енергосистеми, це визначається взаємодією позитивів і негативів. Позитивні наслідки можуть включати зниження витрат на паливо, зниження витрат за рахунок зниження викидів двоокису вуглецю (CO_2) та інших забруднювачів, зменшення потреби в інших виробничих потужностях та, можливо, мережевій інфраструктурі та зменшення втрат. На негативній стороні спостерігається збільшення деяких витрат, таких як підвищення витрат на базове споживання традиційної електростанції та додаткової інфраструктури мережі, а також скорочення випуску ВДЕ внаслідок системних обмежень.

У випадках, коли SV перевищує вартість виробництва, додаткова наявність ВДЕ допоможе зменшити загальну вартість енергосистеми. Оскільки частка генерації ВДЕ зростає, мінливість генерації ВДЕ та інших несприятливих ефектів може призвести до падіння SV.

Важливо відрізнити короткотерміновий та довгостроковий SV від ВДЕ. У короткостроковій перспективі SV сильно впливає існуюча інфраструктура та поточні потреби енергосистеми. Наприклад, якщо нове покоління потрібне

для задоволення зростаючого попиту або через вичерпання можливості подальшої експлуатації обладнання системи (як у Південній Африці), SV буде, як правило, вище. На відміну від цього, наявність великої кількості відносно негнучкої виробничої потужності (як це відбувається у Німеччині) може призвести до більш швидкого зниження SV у короткостроковій перспективі. Для довгострокових енергетичних стратегій найбільш важливим є довгостроковий SV.

Це впливає як на економію палива, так і на капітальні вкладення. Трансформація енергетичної системи має на меті максимізувати SV ВДЕ навіть за великих часток. Важливим компонентом для досягнення цієї мети є системне розгортання ВДЕ.

Вітер та сонячна енергія можуть сприяти їх власній інтеграції за допомогою стратегій, спрямованих на встановлення системи. Аналіз конкретних прикладів показав приклади ефективної політичної практики для мобілізації цього внеску.

Той факт, що ВДЕ часто не розглядаються як інструмент власної системної інтеграції, має історичні причини. Політичні пріоритети в перші дні розгортання ВДЕ просто не були спрямовані на системну інтеграцію.

Ряд варіантів політики та дизайну ринку може підвищити зручність розподілених ресурсів. Підтримка безпечної та надійної роботи місцевої енергетичної мережі в умовах зростаючого поглинання ВДЕ вимагатиме наявності сучасних і технологічних мереж для низьких та середніх напруг. Роздрібні ціни повинні давати правильні стимули як користувачам мережі, так і розподіленим енергетичним ресурсам, за певним часом та за місцем розташування.

Зокрема, мережеві тарифи повинні покривати витрати на інфраструктуру та повинні надсилати сигнал для ефективного використання мережі, а також мінімізувати вартість майбутніх інвестицій. Це необхідно збалансувати з іншими політичними цілями, такими як економічний розвиток сільських громад.

У контексті зростаючого споживання тарифна реформа, швидше за все, буде потрібна. Наприклад, запровадження плати за попит, яке точно відображає внесок клієнта в піковий попит у місцевій мережі розподілу, може стати належним способом забезпечення справедливих витрат для всіх користувачів мережі. Крім того, слід заохочувати поступове впровадження цінової вартості на основі часу, щоб відобразити залежну від часу вартість виробництва електроенергії.

Вітри та сонячна енергія нового покоління вимагає політики нового покоління. Провідні країни світу на даний момент діють за п'ятьма стратегічними напрямками:

Стратегічне планування:

- Розробка або оновлення довгострокової енергетичної стратегії, щоб точно відобразити потенційний внесок вітрової та сонячної енергії наступного покоління в досягнення цілей енергетичної політики. Такі плани повинні розроблятися на довгостроковій вартості ВДЕ для більш широкої енергетичної системи.

- Відстеження вартості еволюції вітрової та сонячної енергії, а також технології інтеграції (реагування на запити, зберігання) та планів оновлень відповідно.

Трансформація енергетичної системи:

- Оновлення системи та ринкові операції, щоб розблокувати внесок всіх гнучких ресурсів.

- Інвестування у відповідне поєднання гнучких ресурсів. Це включає модернізацію наявних активів, де це може бути здійснено рентабельно.

- Розгортання вітрової та сонячної енергії зручним шляхом за рахунок сприяння використанню найкращих технологій та оптимізації розміщення.

Політика наступного покоління:

- Оновити існуючу політику та ринкові рамки, щоб заохотити

проекти, які приносять найбільший SV у порівнянні з їх витратами на виробництво. Зосередження лише на витратах на генерацію більше не достатньо.

Розподілені ресурси:

- Перегляд стандартів планування, а також інституційних та регулятивних структур мереж низької та середньої напруги, відображаючи їхню нову роль у більш розумній, більш децентралізованій системі електроенергії та забезпечення справедливого розподілу витрат мережі.

- Реформування тарифів на електроенергію, щоб точно відобразити вартість електроенергії залежно від часу та місця. Встановити механізми винагороди розподілених ресурсів відповідно до вартості, яку вони надають загальній енергетичній системі.

Науковцями багатьох країн світу проводяться дослідження майбутніх сценаріїв розвитку енергетики, пошук рішень щодо функціонування майбутніх електричних мереж. Виділяють два сценарії розвитку енергетики, як показано на рис. 1.16 за першим сценарієм (при збереженні існуючих принципів управління мережами) введення нових потужностей ДРГ відбуватиметься разом із ростом потужностей як магістральних так і розподільних мереж СЕП. В іншому випадку, при централізованому управлінні, ДРГ візьмуть на себе частину системних послуг, знижуючи при цьому роль централізованої генерації потужними електростанціями (Сценарій Б), що є більш ефективним.



Рисунок 1.16 – Сценарії розвитку енергетики

Досягти цього можливо при зміні принципів управління електричними мережами за рахунок запровадження єдиної централізованої системи управління (використання так званих Smart Grid технологій).

Вперше термін «інтелектуальна мережа» (Smart Grid) зустрівся в тексті статті одного із західних фахівців в 1998 р. У назві статті цей термін був вперше використаний Массуда Аміном і Брюсом Волленбергом в їх публікації «До інтелектуальної мережі».

Перші застосування терміну Smart Grid на Заході були пов'язані з суто рекламними назвами спеціальних контролерів, призначених для управління режимом роботи та синхронізації автономних вітрогенераторів (які відрізняються нестабільними напругою і частотою) з електричною мережею. Потім, цей термін став застосовуватися, знову-таки, як суто рекламний хід, для позначення мікропроцесорних лічильників електроенергії, здатних самостійно накопичувати, обробляти, оцінювати інформацію і передавати її у спеціальних каналах зв'язку і навіть через Інтернет. Причому, самі по собі контролери синхронізації вітрогенераторів і мікропроцесорні лічильники електроенергії були розроблені і випускалися різними фірмами ще до появи

терміну Smart Grid. Ця назва виникла набагато пізніше, як суто рекламний трюк для залучення покупців і спочатку використовувалося лише в цих областях техніки. В останні роки його використання розширилося на системи збору та обробки інформації, моніторингу обладнання в електроенергетиці.

У цілому, інтелектуальна мережа (Smart Grid, «розумна», або активно-адаптивна мережа) являє собою СЕП, яка поєднує комплексні інструменти контролю та моніторингу, інформаційні технології та засоби комунікації, що забезпечують значно більш високу її продуктивність і дозволяють генеруючим, збутовим і комунальним компаніям надавати населенню енергію більш високої якості. Нові СЕП будуть базуватися на наступних рішеннях [16]:

- SCADA-система для реалізації комплексного управління електричною мережею;
- канал передачі даних (у тому числі, шляхом передачі інформації з кабельними лініями на основі PLC-технології другого покоління);
- цифрові пристрої телемеханіки та телеуправління для управління та контролю обладнання СЕП.

Таким чином, інтелектуальні мережі (Smart Grid) – це реалізація двосторонніх комунікативних обмінів у цифровому форматі усіх учасників виробництва, розподілу, накопичення і споживання електроенергії. Побудова інтелектуальної мережі має стати стратегічним курсом розвитку електромережевого комплексу, який передбачає чотири основні сегмента вдосконалення:

- силового обладнання і технології передачі і розподілу електроенергії;
- технологічного керування;
- спеціалізованих комунікаційних та інформаційних пристроїв;
- автоматизованих систем обліку та управління електроспоживанням.

Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики та стосується усіх її основних елементів від генерації до споживання. Так, в розвинутій Міністерством енергетики США концепції

Smart Grid низка нових вимог зведена до так званих ключових цінностей нової енергетики:

- доступність – забезпечення споживачів електроенергією в залежності від того, де і коли вона необхідна та в залежності від її якості, за яку сплатив споживач;
- надійність – можливість протистояння фізичним та інформаційним негативним впливам без високих затрат на відновлювальні роботи, максимально швидке відновлення (самовідновлення);
- економічність – оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів та зниження загальносистемних затрат;
- ефективність – максимізація ефективності використання всіх видів ресурсів та технологій при виробництві, передачі, розподілу та споживанні електроенергії;
- органічність з навколишнім середовищем – зниження негативних впливів на навколишнє середовище;
- безпека – запобігання ситуацій, які можуть бути небезпечними для людей та навколишнього середовища.

Важливим елементом цієї концепції є використання РГ. Наприклад, в США на сьогодні існує більше шести тисяч регіональних електростанцій. Загальна установлена потужність регіональних електростанцій Японії 9,2 тис. МВт, половина яких працює на природному газі. В Великобританії загальна потужність регіональних електростанцій складає 5 тис. МВт, в Нідерландах 40% електроенергії виробляється на розподілених системах тригенерації, в Данії половина електроенергії виробляється розподіленими енергосистемами.

До РГ в різних країнах відносять генератори з різними значеннями номінальної потужності. Наприклад, в шведському законодавстві під РГ маються на увазі енергоблоки до 1500 кВт, а на англійських енергетичних ринках – електростанції потужністю менше 100 МВт не мають централізованого диспетчерського керування і таким чином, ДРГ вважається будь-яка генеруюча одиниця потужністю до 100 МВт. В міжнародних

організаціях також немає єдиного підходу до РГ. Так, CIGRE під РГ розуміє генеруючі пристрої, максимальна потужність яких становить від 50 МВт до 100 МВт, тоді як IEEE [34] під РГ розглядають генераторні установки, значно меншої встановленої потужності, ніж централізовані електричні станції. DOE (United States Department of Energy) – Міністерство енергетики США – від менш ніж 1 кВт до десятків МВт. Міжнародна організація International Energy Agency не встановлює вимог щодо максимальної потужності генеруючих пристроїв РГ, і відносить до неї об'єкти, що виробляють електричну енергію переважно на стороні споживачів та поставляють її безпосередньо в локальну СЕП.

В рамках даної роботи пропонується використання визначення РГ, запропонованого науковцями Інституту електродинаміки НАН України, а саме: розподілена генерація – джерела електричної енергії, з'єднані безпосередньо з розподільною електричною мережею, або підключені до такої мережі зі сторони споживачів.

При приєднанні ДРГ до СЕП, необхідно задовольнити значну кількість вимог щодо забезпечення ефективних умов функціонування як самого ДРГ, так і СЕП в цілому. Для того, щоб процеси інтеграції ДРГ в ЕЕС проходили більш ефективно, необхідне застосування економічних та нормативно-технічних методів регулювання. До економічних методів, в першу чергу, слід віднести ефективну систему ціноутворення на закупку електроенергії, виробленої ДРГ [17]. Ключова роль серед нормативно-технічних заходів відводиться стандартизації та нормуванню. Швидко розвивається процес регламентації технічних вимог щодо особливостей роботи СЕП з РГ. Це нормативні документи таких організацій, як:

- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) – Германська асоціація енергетичної промисловості та водного господарства – "Technical Guideline; Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network. Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with

the medium-voltage network" (2008);

- SONI (System Operator for Northern Ireland) – енергетична компанія Північної Ірландії – "Grid Code" (2010);

- ENA (Energy Networks Association) – енергетична компанія Великобританії

- "The Distribution code and the guide to the distribution code of licensed distribution network operators of Great Britain" (2012);

- VDN (Verband der Netzbetreiber) – Германська енергетична компанія "Transmission Code" (2007);

- Tennet – Європейський системний оператор – "Grid Code – Extra high voltage" (2012);

- EirGrid – Ірландська енергетична компанія "EirGrid Grid Code"(2009);

- Statnett – Норвезька енергетична компанія – «Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge» (2010);

- Eerginet.dk – Енергетична компанія Данії – "Technical regulation for wind power plants with a power output greater than 11 kW" (2010);

- Nordel – Енергетичне об'єднання країн північної Європи – "Nordic Grid Code" (2007);

- NGET (National Grid Electricity Transmission) – Енергетична компанія Великобританії «Grid Code» (2010);

- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity);

- Серія стандартів щодо вимог при приєднанні ДРГ до енергосистеми, розроблена інститутом IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) IEEE Std 1547 [30] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems;

- Брошури CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques)
- Міжнародної ради з великих енергетичних систем [18] – ТВ 423, ТВ 450, ТВ

457, ТВ 458, ТВ 475.

Враховуючи актуальність зазначеної проблеми, в багатьох країнах світу проводяться роботи щодо вирішення задач, пов'язаних із приєднанням ДРГ до електричних мереж та забереження балансової надійності енергосистем.

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.

З метою ефективної експлуатації відновлюваних джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем необхідно дослідити особливості й нові їх властивості, які виникають в результаті їх сумісної роботи в складі ЕЕС. Для того, щоб процеси інтеграції ВДЕ в ЕЕС проходили більш ефективно, необхідне застосуванням економічних та нормативно-технічних методів регулювання. До економічних методів, в першу чергу, слід віднести ефективну систему ціноутворення на закупку електроенергії, виробленої ВДЕ. Ключова роль серед нормативно-технічних заходів відводиться стандартизації та нормуванню.

2. ОЦІНКА ВПЛИВУ ВДЕ НА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

2.1 Загальні методи оцінки надійності електроенергетичних систем

Існують два основних методи з оцінки надійності ЕЕС: аналітичний та імітаційний [19]. Аналітичні методи базуються на прямих чисельних розрахунках за допомогою математичної моделі. За рахунок спрощень та припущень при розрахунках надійності електроенергетичної системи аналітичними методами обчислення може бути виконано досить швидко. Однак через ці спрощення результат аналізу може втратити частину своєї значущості. Крім того, аналітичний підхід не дозволяє моделювати широкий спектр умов експлуатації. Через це аналітичні методи використовуються, як правило, при проектуванні.

Імітаційне моделювання здійснюється шляхом імітації реального процесу випадкового поведіння електроенергетичної системи. Це дозволяє враховувати більшість аспектів непередбачених при проектуванні чи плануванні розвитку ЕЕС (наприклад, простій елементів внаслідок аварійного ремонту), та отримати повне уявлення про можливі недоліки енергосистеми і значення параметрів надійності. Як правило, дані підходи базуються на моделюванні методом Монте-Карло (ММК).

Основний недолік імітаційних методів полягає в тому, що для отримання задовільного результату, потрібно виконати значний обсяг розрахунків - від 1000 до 3000 циклів. Незважаючи на це, імітаційні методи досить широко застосовуються на практиці, особливо при плануванні розвитку ЕЕС.

Дослідження надійності електроенергетичних систем може здійснюватися як для окремих характерних для роботи ЕЕС проміжків часу,

так і для значно більшого часового інтервалу [19, 20].

В першому випадку, як правило, моделювання здійснюється для максимуму, мінімуму навантажень енергосистеми та паводку. В другому випадку виконується послідовне моделювання для кожного відрізка часу в хронологічному порядку. Вибір конкретного підходу моделювання залежить від поставленої задачі.

Раптові зміни потужності генерованої ВДЕ спричинені стохастичною природою, особливо при несприятливих умовах можуть сягати значень, що за величиною відповідають втраті енергоблоку на електростанції. Тому, при дослідженні впливу відновлюваних джерел енергії на роботу ЕЕС дуже важливо розглянути як можна більше можливих режимів сумісної роботи ВДЕ з іншими електростанціями електроенергетичної системи. Для дослідження сумісної роботи відновлюваних джерел енергії найкраще підходить саме імітаційне моделювання.

2.2 Базові показники оцінки балансової надійності електроенергетичних систем при інтеграції відновлюваних джерел енергії

Оцінка оптимальності побудови ЕЕС потребує критеріїв, що характеризували б відповідність поставленим вимогам. Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації потужностей полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації. Загалом можна розглядати баланс потужності та баланс енергії, хоча ці фізичні величини пов'язані. При цьому на перший план виходять показники забезпечення попиту. Однак при оцінці економічних показників енергосистем, що використовують ВДЕ, потрібно зважати також на раціональне використання виробленої енергії. Отже, індекси ефективності енергосистеми мають стосуватися режимів, при яких можливою є недостатня потужність генерації (втрата навантаження чи споживання), та коли генерація є надлишковою (втрата енергії). Базовими показниками адекватності генерування стосовно

рівня споживання вважаються такі індекси, як очікувана втрата навантаження *LOLE* (loss of load expectation), імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability), частота втрати навантаження *LOLF* (loss of load frequency) та тривалість втрати навантаження *LOLD* (loss of load duration), а також індекс очікуваної недоданої енергії *EENS* (expected energy not served) [21, 22]. Обсяг недоданої енергії через невідповідну генерацію визначається такими індексами, як очікувана втрата енергії *LOEE* (loss of energy expectation), чи імовірність втрати енергії *LOEP* (loss of energy probability).

Існують різні підходи до визначення індексів такого роду. Концептуально вони визначаються наступними виразами:

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

де: p_i – імовірність перебування системи в i -му стані, S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження, T_i – тривалість стану (дискретність за часом). Зазвичай *LOLE* – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли навантаження перевищують досяжну потужність генерації. І хоча цей показник не відображає ні обсягу, ні частоти появи дефіциту потужності, він є широко вживаним індексом.

Інший схожий показник, що застосовується при вивченні надійності енергосистеми – імовірність втрати навантаження *LOLP*. Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу [21]:

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

де: $P[\cdot]$ – імовірність 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.

Популярний показник втрати навантаження – індекс очікуваної відсутності енергії $EENS$ (expected energy not served) або EUE чи EEU (expected unserved energy) [23, 24]. Якщо відома крива тривалості навантаження (в осях «час-потужність»), то площа під цією кривою представляє енергію, що використовується в конкретному розглянутому періоді. Маючи імовірний розподіл генерованої потужності, можна обчислити очікуваний обсяг недопоставленої енергії. Результат такого підходу зазвичай представляється як ймовірне співвідношення між фактичною нестачею живлення і енергією, необхідною системі. Це відношення, як правило, невелике число, називають індексом ненадійності енергії. Більш практичний варіант отримують шляхом віднімання індексу ненадійності від одиниці. Кінцевий показник відомий як індекс надійності енергії. Нехай ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія $LOEE$ (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як:

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

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

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

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 (energy index of reliability) 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 [25, 26], можуть використовуватись:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів електричній 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).

Перший з перерахованих показників відноситься до іменованих, інші – до відносних. При цьому показник π малочутливий до збурень і несе практично ту ж інформацію, що і показник $M[\Delta W]$, тільки у відносних одиницях. З точки зору раціональності прийнятих рішень щодо розвитку ЕЕС відносні (ймовірні) показники балансової надійності більш інформативні.

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання, тобто мінімізації витрат палива. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС, яка задається випадковим чином з певного діапазону. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, тобто неможливо розглядати стан ОЕС в певний час конкретної доби як незалежний від суміжних. Отже, для коректного розрахунку *LOLH* необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій *LOLE* сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності.

Значення показника балансової надійності повинно обиратися на основі визначення того рівня надійності покриття потреб споживачів в електроенергії, за якого додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Так, у колишньому СРСР імовірнісний норматив надійності у вигляді $J_d=0,004$ мав саме таке обґрунтування, яке базувалось на співставленні додаткових витрат на підвищення надійності енергопостачання та економічних втрат споживачів від перерви в електропостачанні. Звісно, такий підхід потребує постійного корегування значень показників балансової надійності під впливом зміни вартості додаткової генерації, необхідної для покриття дисбалансів в умовах

лібералізованого ринку електроенергії, та рівня збитків від переривів в електропостачанні у окремих груп споживачів. Саме тому у розвинених країнах показники надійності не мають свого економічного обґрунтування. На основі експертних оцінок прийняті їх певні значення, що служать індикаторами вибору рішень щодо забезпечення належного рівня надійності ОЕС. Так, загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності *LOLE* у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 добі в 10 років (США), у Франції *LOLH* = 3 год./рік, у Великобританії *LOLH* = 4 год./рік, в Ірландії *LOLH* = 8 год./рік [25].

2.3 Алгоритм розрахунку показників балансової надійності

Надійність постачання електричної енергії споживачам в першу чергу залежить від можливості енергосистеми забезпечити покриття навантаження кожної години доби [27, 28], тобто генерація електричної енергії $P(t)$ повинна дорівнювати електричному навантаженню $L(t)$ в момент часу t . Однак, на практиці досягти цього майже неможливо і тому фактична генерація електричної енергії $P(t)$ відрізняється від електричного навантаження $L(t)$ на величину небалансу $D(t)$:

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

Величина небалансу $D(t)$ залежить від точності прогнозу навантаження в ЕЕС та наявності в достатньому обсязі генеруючого обладнання, що може швидко реагувати на зміни в роботі енергосистеми.

За зміною величини небалансу $D(t)$, його тривалістю та частотою виникнення впродовж року, можна оцінити вплив нової генеруючої одиниці (ТЕС, ГЕС, АЕС, ВЕС, СЕС та ін.) на надійність роботи енергосистеми в цілому.

При збільшенні частки джерел відновлюваної енергетики зростає варіативність чистого навантаження. Для забезпечення балансу активної потужності швидкість, з якою регулюючі станції можуть змінювати

свою потужність $\frac{\Delta P_{\text{ел}}}{\Delta t}$ повинна дорівнювати або бути вище швидкості зміни корисного навантаження $\frac{\Delta P_{\text{н}}}{\Delta t}$:

$$\frac{\Delta P_{\text{ел}}}{\Delta t} \geq \frac{\Delta P_{\text{н}}}{\Delta t} \quad (2.10)$$

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) (див. розділ 2.2).

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

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 [29 - 31], напрацювання на відмову та час відновлення, графіки проведення планових ремонтів);

2) погодинне навантаження ЕЕС, добові витрати води для гідроелектростанцій [32, 33];

3) погодинні графіки генерації ВЕС та СЕС за рік [35]. Дані з генерації відновлюваних джерел енергії, витрати води для

гідроелектростанцій та навантаження електроенергетичної системи повинні бути за один період.

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

3 етап. Для кожної розрахункової доби складається погодинний баланс активної потужності. Навантаження ЕЕС визначається [27, 28]:

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

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 [102 - 104]. Це дозволяє урахувати імовірнісний характер роботи відновлюваних джерел енергії та можливі похибки прогнозу генерації ВДЕ.

4 етап. На даному етапі для складу енергоблоків, визначеному на попередньому етапі, створюється штучна історія роботи. Початковий стан кожного енергоблока приймається – робота.

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

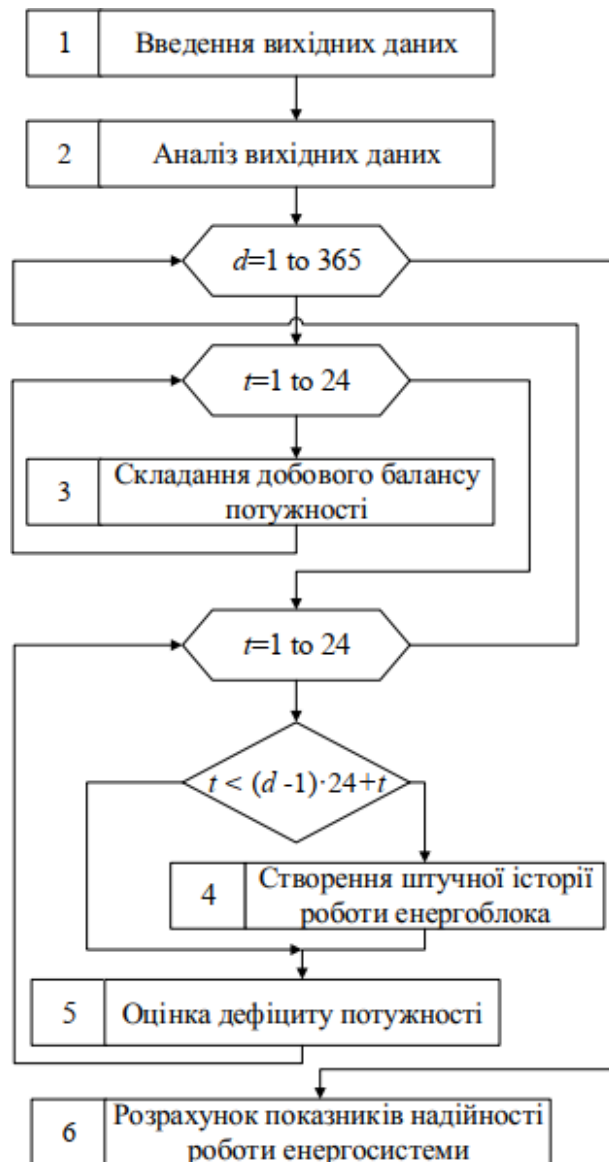


Рис. 2.1. Алгоритм оцінки показників надійності роботи енергосистеми.

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

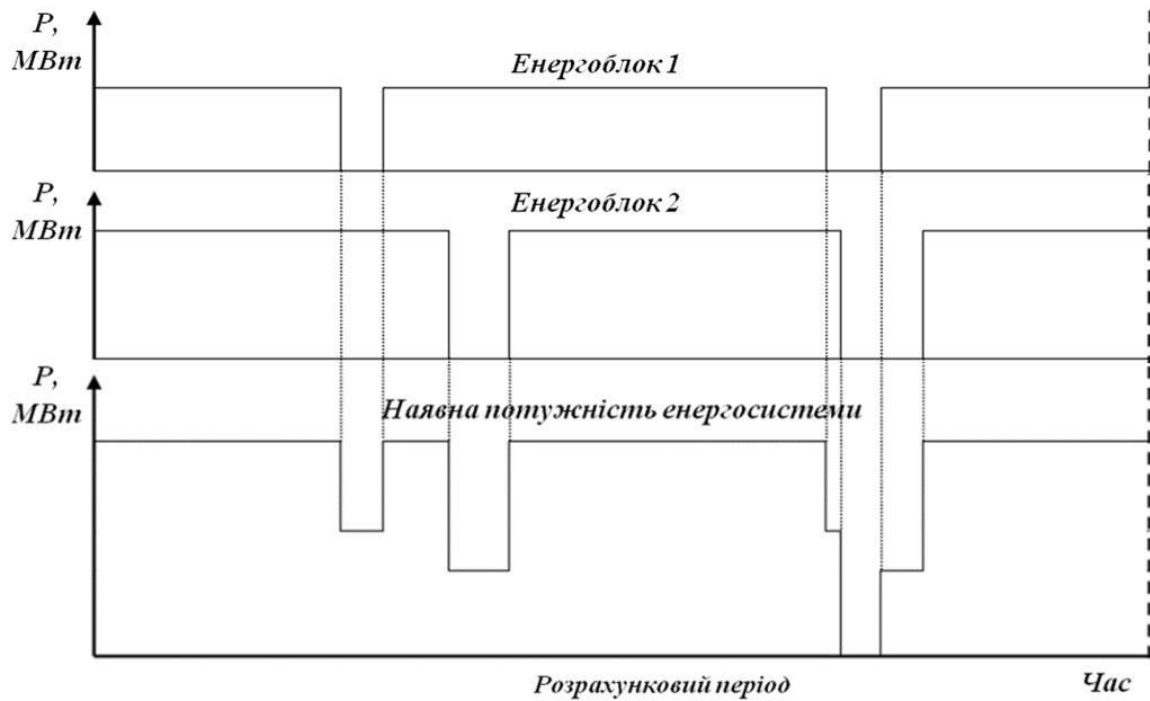


Рис. 2.2. Робочі цикли окремих енергоблоків і доступна потужність енергосистеми

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

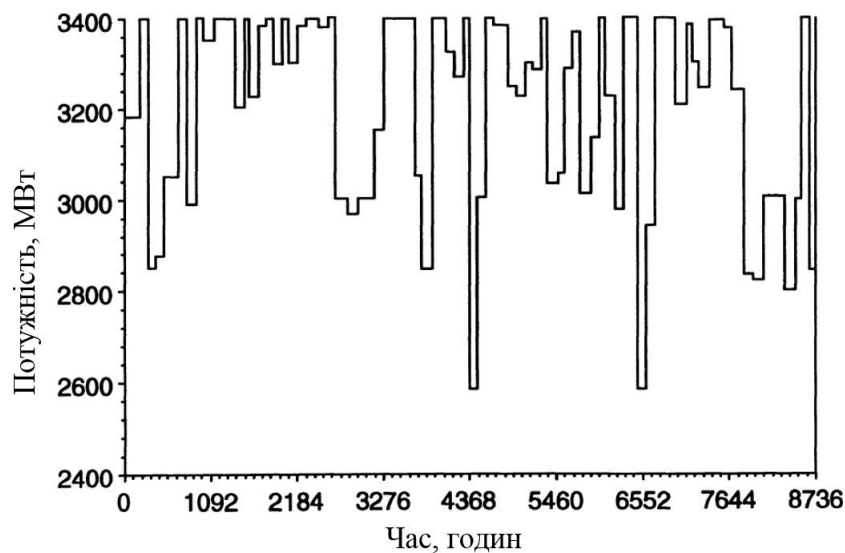


Рис. 2.3. Розрахункова доступна потужність енергосистеми.

Наявний на кожному розрахунковому кроці (в даному випадку на кожну годину) резерв активної потужності електроенергетичної системи визначається як різниця між доступною активною потужністю і графіком навантаження енергосистеми (рис. 2.4). При розрахунку доступного резерву

потужності значення для вітрових і сонячних електростанцій генерованої потужності беруться фактичні.

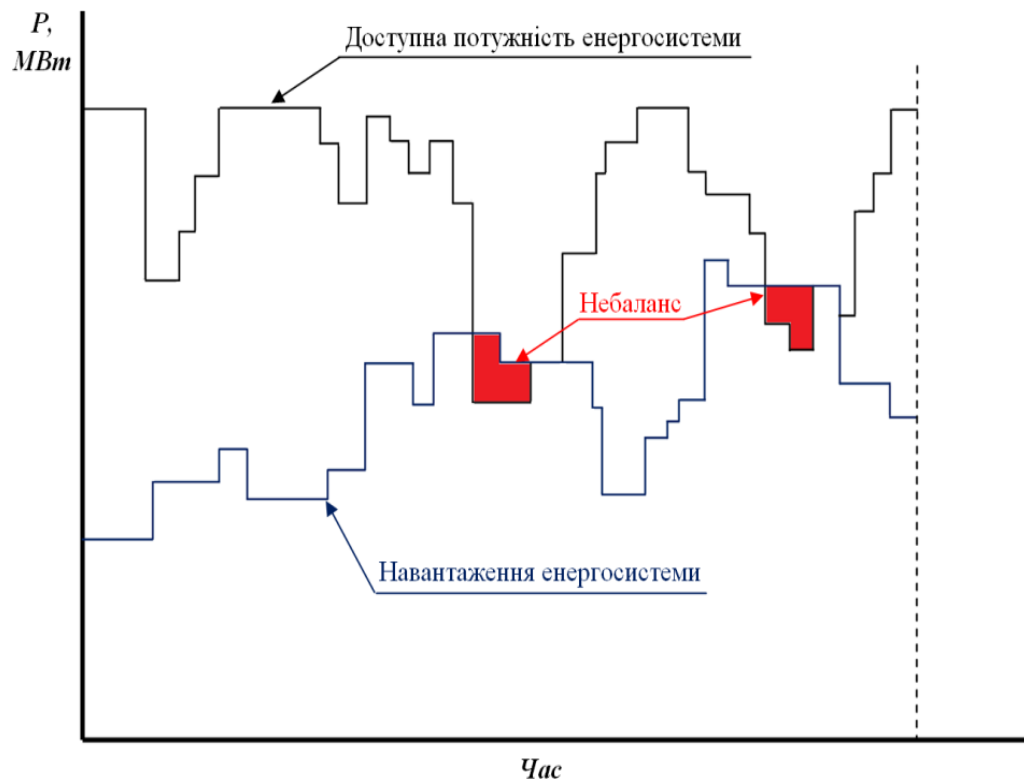


Рис 2.4. Доступний резерв потужності енергосистеми.

6 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

Оцінка впливу вітрових та сонячних електростанцій на збалансованість електроенергетичної системи виконується порівнянням показників надійності розрахованих для різних сценаріїв інтеграції вітрових та сонячних електростанцій, з базовими. За базові показники надійності роботи ЕЕС прийнято сценарій з нульовим рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії. За вихідні дані з навантаження ЕЕС використано дані за 2012 р.

Виведення обладнання у планові ремонти виконано у відповідності до [36].

Зміну очікуваної втрати навантаження в залежності від кількості спостережень наведено на рис. 2.5, очікуваної втрати енергії – на рис. 2.6, частоту втрати навантаження – на рис. 2.7.

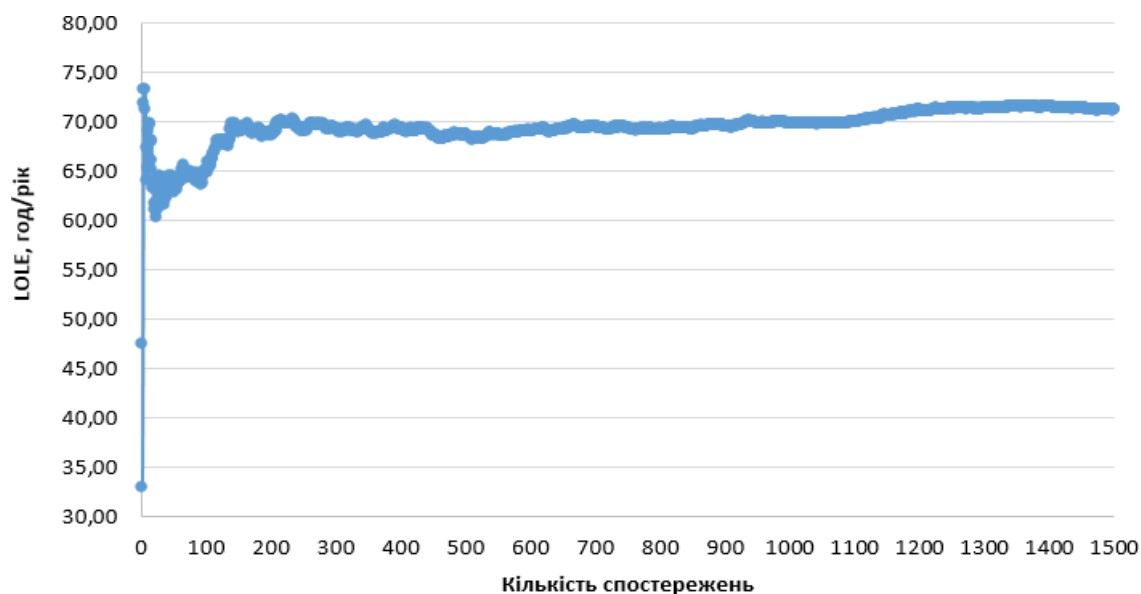


Рис. 2.5 Зміна очікуваної втрати навантаження в залежності від кількості спостережень.

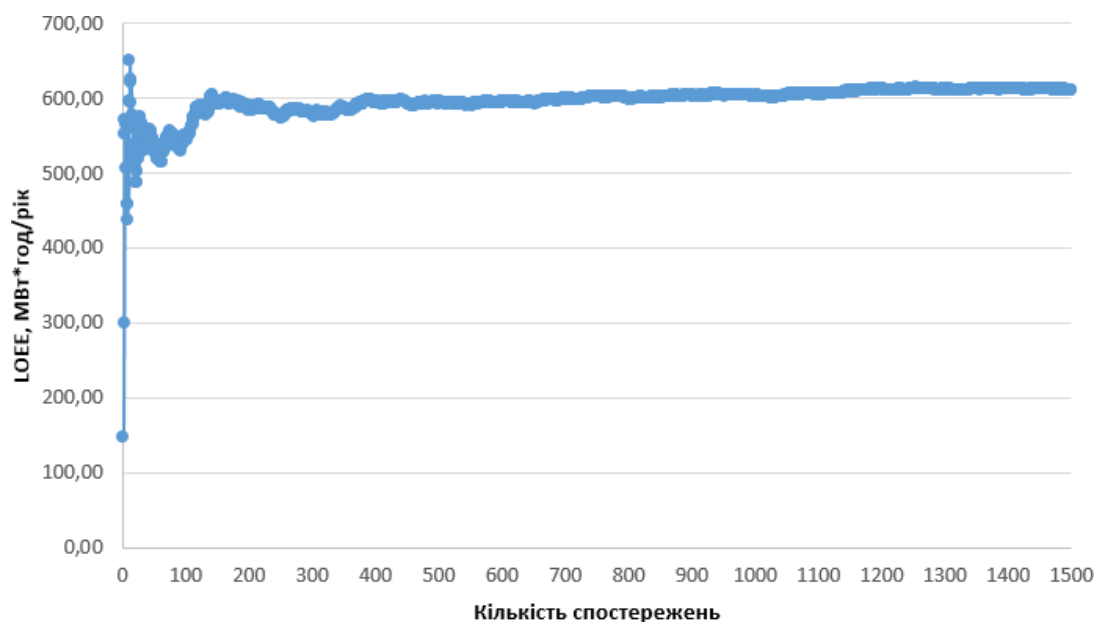


Рис. 2.6. Зміна очікуваної втрати енергії в залежності від кількості спостережень.

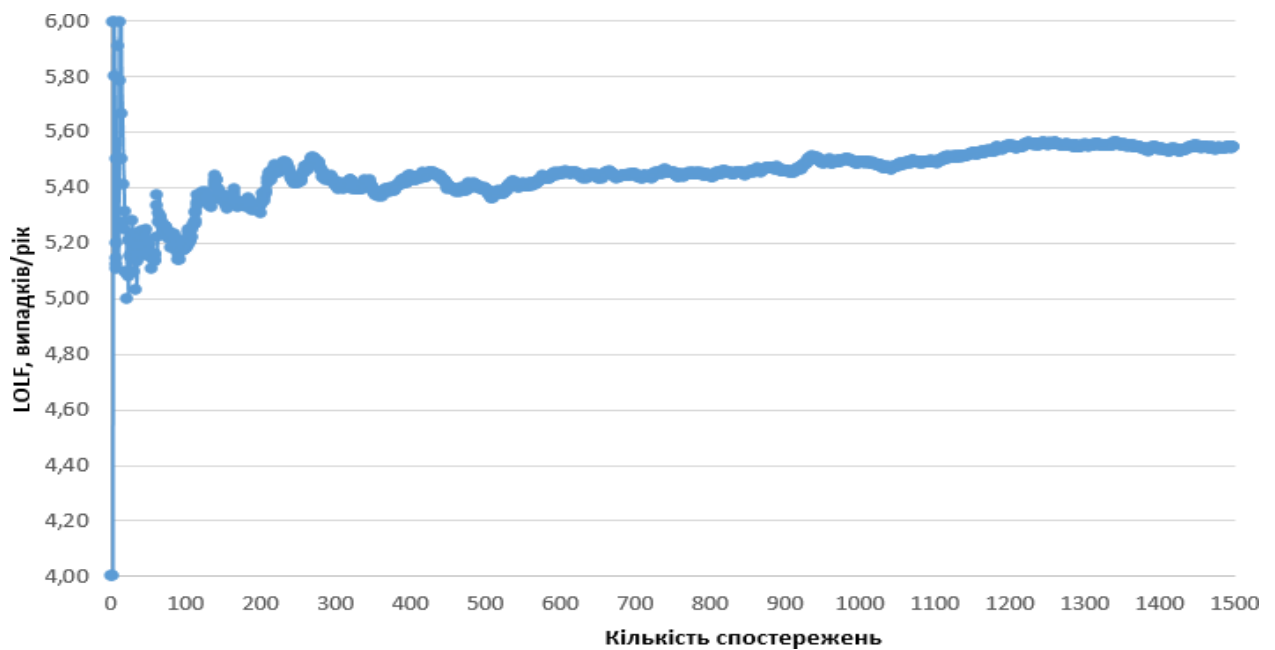


Рис. 2.7. Зміна частоти втрати навантаження в залежності від кількості спостережень.

З рисунків можна відзначити, що для розрахунку очікуваної втрати енергії достатньо кількості спостережень (розрахункових кроків) близько 1000, в той час, як для інших показників це значення становить більше 1200.

В табл. 2.1 наведена залежність показників надійності від величини вторинного 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	603,3	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

З отриманих результатів можна відзначити, що для базового варіанту за умови забезпечення обсягу вторинного резерву на рівні нормативного значення показників надійності відповідають рівню деяких європейських країн.

На рис. 2.8 наведено точкову оцінку виникнення небалансів в електроенергетичній системі впродовж розрахункового періоду.

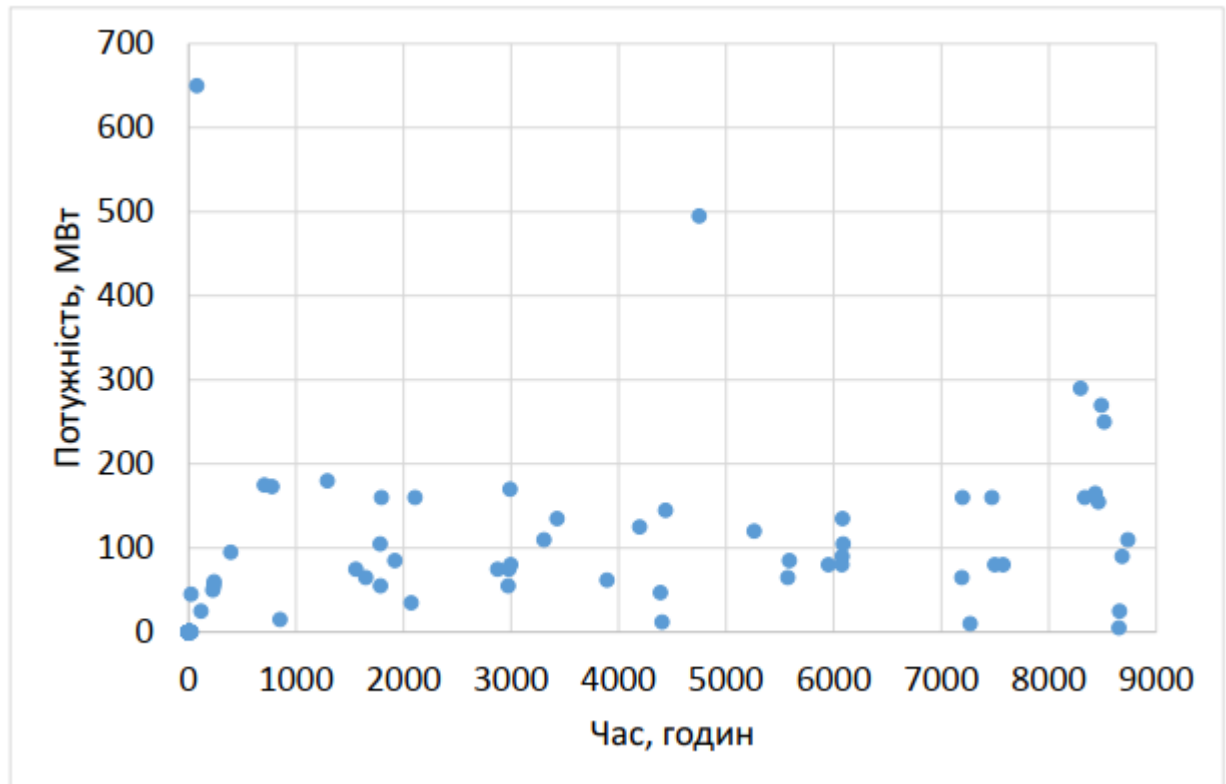


Рис. 2.8. Точкова оцінка небалансів в електроенергетичній системі впродовж розрахункового періоду.

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

2.5 Обґрунтування методу оцінювання надійності

При достатній потужності ДРГ та здатності генераторів працювати автономно такі режими дозволяють підвищити надійність електропостачання споживачів за рахунок зниження величини недовідпуску електроенергії.

Надійність – це властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всі параметрів, які характеризують здатність виконувати

потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування [37].

Надійність ЕЕС – це властивість безперервної поставки електричної енергії споживачам, щоб задовольни їх потреби. Щоб виконати розрахунок і аналіз надійності системи використовують показники надійності. Показники надійності використовуються з метою аналізу причин виникнення можливих проблем в системі, а саме провести оцінку тривалості роботи обладнання і установок, виявити найменш надійні елементи існуючої системи. Світова практика і досвід експлуатації вітчизняних електричних мереж показує, що при аналізі надійності ПЛ 6-20 кВ доцільно розглядати три групи показників:

- вихідні (первинні);
- базові;
- інтегральні (допоміжні).

Вихідні (первинні) показники характеризують надійність функціонування елементів електричної мережі і ефективність роботи обслуговуючого її персоналу. Значення даних показників вважаються відомими на момент вирішення задачі оцінки надійності. Джерелом отримання їх чисельних значень є статистичні дані, результати аналізу технічного стану електричних мереж, експертні оцінки тощо. До вихідних показників надійності відносяться:

- параметр потоку відмов (вимк./км·рік);
- час відновлення електропостачання (година/вимк.);
- напрацювання на відмову (год);
- ймовірність безвідмовної роботи;
- ймовірність відмов.

Базові показники є показниками надійності електропостачання вузлів навантаження і споживачів, які живляться від цих вузлів. До них відносяться:

- інтенсивність відмов елемента;

- середня тривалість відключень елемента;
- середня тривалість одного відключення елемента.

Базові показники є оцінками відповідних математичних сподівань, тобто являють собою «середні» або «очікувані» значення відповідної випадкової величини, що підкоряється своєму закону розподілу. Хоча ці основні показники є принципово важливими, вони не завжди дають повне уявлення про функціонування системи та її реакцію на відмови елементів. Наприклад, ці ж показники будуть оцінюватися незалежно від 1 споживача або 100 споживачів, що були підключені до вузла навантаження або середнього навантаження, при навантаженні, яке було 10 кВт або 100 МВт.

Для того щоб відобразити «тяжкість» або «важливість» відмови в системі вводяться інтегральні (додаткові) показники надійності. В останні роки широкого використання набули інтегральні показники надійності, запозичені із країн Європи, для кращого відображення стану енергосистеми та її основних елементів. Найбільш поширені, у процентному відношенні, інтегральні показники, які використовуються західними країнами зображено на рис. 2.9.

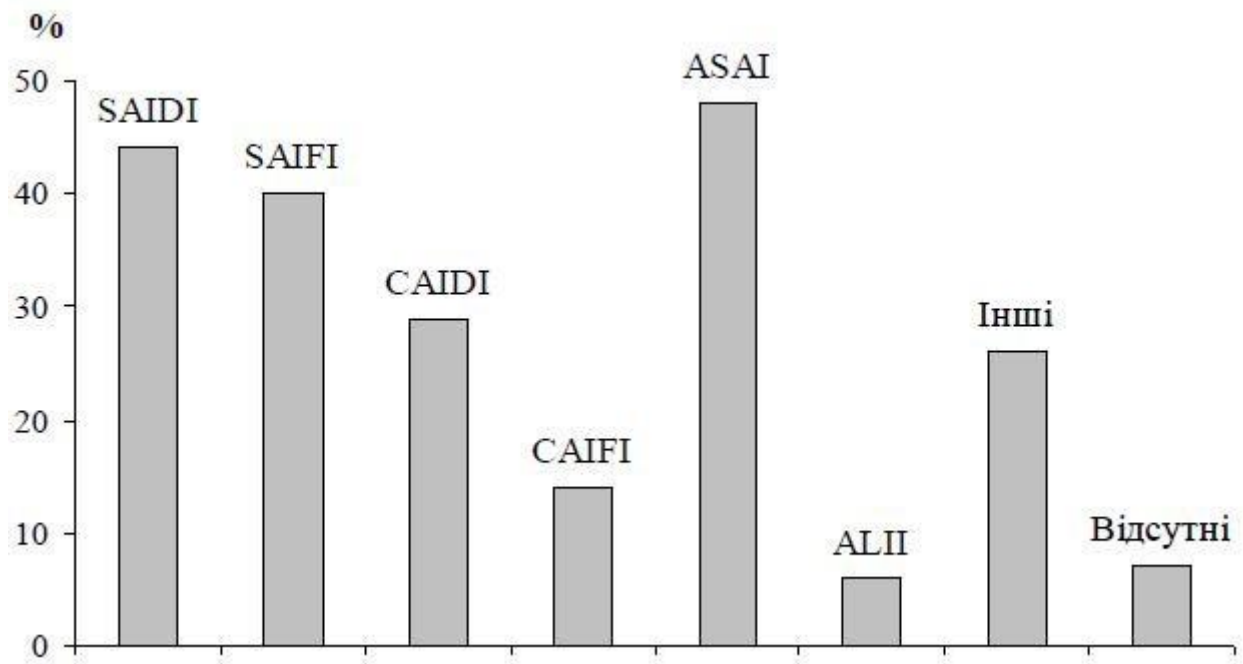


Рисунок 2.9 – Частота використання інтегральних показників надійності західними країнами

Чисельні значення інтегральних показників визначаються на основі значень базових показників надійності і характеристик вузлів навантаження – величини середнього навантаження, P (кВт) і кількості точок обліку електроенергії. Згідно з прийнятими в 2011 і 2013 роках постановами НКРЕ України № 232, № 249 і № 299 інтегральні показники SAIFI, SAIDI і ENS є для електропостачальних компаній звітними, котрі характеризують тривалі відмови в електропостачанні споживачів, а величина показника SAID нормується для міських і сільських населених пунктів.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – системний показник середньої частоти перерв електропостачання (відк./рік). SAIFI визначається як відношення повного числа перерв електропостачання споживачів на повне число 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):

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

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

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

Враховуючи існуюче законодавство у галузі електроенергетики, найбільш адекватним з точки зору оцінювання ефективності використання ДРГ в острівних режимах можна вважати показник недовідпуску електроенергії ENS. В залежності від принципу обліку відмов методи розрахунку надійності поділяються на методи, що враховують момент появи відмов, і методи, що враховують процес появи відмов.

В залежності від обліку ремонту і відновлення вони поділяються на методи, які не враховують ремонт і відновлення устаткування, і методи, що враховують ремонт і відновлення устаткування. Розв'язання задачі розрахунку надійності установки можна виконувати п'ятьма способами:

- за допомогою основних теорем теорії ймовірностей;
- шляхом складання і розв'язання системи диференціальних рівнянь марківського процесу переходу установки від стану до стану;
- шляхом еквівалентних перетворень розрахункової схеми в поєднанні з першим і другим способами;
- на основі застосування топологічних і логічних методів;

- шляхом статистичного моделювання випадкового процесу переходу установки від стану до стану (метод Монте-Карло).

Перший спосіб у даний час одержав найбільше поширення. У ньому використовуються теореми додавання і множення ймовірностей і формула повної імовірності [38]. Для визначення показників надійності електросистеми аналітичним методом необхідно скласти розрахункову схему з'єднання їх елементів. Розрахункова схема відображає логіку зв'язків елементів з точки зору надійності роботи всієї установки або з точки зору відмови всієї установки. Розрахункова схема СЕП часто не співпадає з електричною схемою. Іноді послідовно з'єднані в електричній схемі елементи на логічній схемі повинні бути зображені паралельним з'єднанням і навпаки. Наприклад, шинні роз'єднувачі всіх паралельних по електричній схемі приєднань складають послідовний ланцюг, якщо розглядається погашення збірних шин.

Розрахунок проводиться шляхом заміни паралельних і послідовних ланцюгів еквівалентними елементами, для чого використовуються формули, що визначають загальне число аварійних відключень, тривалість аварійних простоїв для еквівалентного елемента. Тривалість планового ремонту для кожного випадку підраховується виходячи зіснуючих закономірностей ремонтних робіт. Тут необхідно враховувати, що одночасні відключення кіл з двох паралельних елементів в плановий період не допускаються. За час відключення елемента з великою тривалістю ремонту може бути проведений ремонт інших елементів (з відносно меншою тривалістю ремонту).

В залежності від схеми з'єднання, що застосовується, відновлення електропостачання може полягати:

- в заміні елементу, що відмовив;
- ремонті елементу, що відмовив;
- операції автоматичного секціонування;
- автоматичного введення резерву;

- автоматичного повторного включення;
- проведення переключень вручну.

Основні припущення аналітичного розрахунку полягають в наступному:

- перерви електропостачання, що ліквідуються роботою автоматики (АПВ, АВР), невраховуються. Пристрої релейного захисту вважаються безвідмовними;
- короточасні відключення (переключень в ручну) підраховуються окремо. Тривалість перерв електропостачання при короточасних відключеннях повинна містити лише елементи, з'єднані послідовно; паралельні вітки враховувати не потрібно;
- для тривалих відключень (ремонт елементів) розглядаються також відмови паралельних кіл, викликані накладаннями пошкоджень одного елемента на аварійне відновлення другого і аварійних пошкоджень на планове відключення;
- розрахункові схеми для всіх видів відключень складають окремо для кожного споживача або (та) груп споживачів;
- якщо паралельні кола мають перемичку (лінії, перемикаючі, секційні або шино з'єднувальні вимикачі), розрахункові схеми для короточасних і довготривалих відключень доводиться складати для режимів з ввімкненою перемичкою (вважаючи її абсолютно надійною) і з відімкненою перемичкою (вважаючи її такою, що знаходиться в плановому або аварійному ремонті);
- аналітичні розрахунки ґрунтуються на припущенні, що потік відмов елементів на розрахунковому проміжку – простий, при цьому випадкові відмови розподілені за законом Пуассона, а закон розподілу ймовірності відновлення – експоненціальний. При простому потоці відмов частота та

інтенсивність відмов не залежать від часу та можуть бути прирівняні між собою.

При зроблених припущеннях для показників надійності елементів електроустановок для середньої тривалості відмов елемента справедливе співвідношення:

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

де ω – частота відмов елемента, рік⁻¹;

τ - середній час відновлення, год.

Кількість та тривалість навмисних відключень елементів впливає на надійність електропостачання споживачів. З одного боку, при навмисних відключеннях виконуються роботи, направлені на підвищення надійності системи, а з іншого – навмисні відключення знижують надійність системи на час проведення робіт. Вимушені відключення створюють потік подій, які не є випадковими, оскільки вони виконуються направленими діями обслуговуючого персоналу. Якщо надійність оцінюється на короткий проміжок часу, наприклад, при вирішенні оперативних задач, пов'язаних зі зміною режимів, то навмисні відключення вважаються детермінованими подіями та надійність аналізується для режимів роботи, які відповідають навмисним відключенням елементів. Якщо надійність аналізується за тривалий проміжок часу, наприклад в задачах проектування системи або її ділянки, заздалегідь передбачити кількість таких відключень або їх тривалість неможливо. В такому випадку навмисні відключення аналізуються, як потік випадкових подій та для них застосовуються положення теорії ймовірностей та математичної статистики, як і для потоку відмов. Навмисні відключення вважаються випадковими подіями, якщо часовий період для аналізу надійності складає не менше року.

В електричних мережах 10 кВ без резервування та без наявності ДРГ недовідпуск електроенергії споживачам на низькій напрузі силових трансформаторів може бути оцінений за співвідношенням:

$$W_{\text{НЕД}} = \sum_i P_{\text{ср}i} \cdot l_i \cdot (\omega_{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}} + \gamma \cdot v_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{л}}) + \sum_i P_{\text{ср}j} \cdot (\omega_{\text{м}} \cdot \tau_{\text{м}} + \gamma \cdot v_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{м}}) \quad (2.19)$$

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

$P_{\text{ср}i}$ та $P_{\text{ср}j}$ – середні значення потужностей, які протікають через i -ту ділянку ЛЕП та через j -тий силовий трансформатор;

l_i – довжина i -тої ділянки ЛЕП;

$\omega_{\text{л}}$ – питома частота відмов на один кілометр ЛЕП, рік-1;

$\tau_{\text{л}}$ – середній час відновлення на один кілометр ЛЕП, год;

$v_{\text{л}}$ – частота навмисних відключень на один кілометр ЛЕП, рік-1;

$\eta_{\text{л}}$ – середній час обслуговування на один кілометр ЛЕП, год;

$\omega_{\text{м}}$ – частота відмов силового трансформатора, рік-1;

$\tau_{\text{м}}$ – середній час відновлення силового трансформатора, год;

$v_{\text{м}}$ – частота навмисних відключень силового трансформатора, рік-1;

$\eta_{\text{м}}$ – середній час обслуговування силового трансформатора, год;

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

За наявності секціонування лінії, окремо складається схема заміщення для кожної групи споживачів. За наявності резервування аналізуються всі основні режими роботи мережі та для кожного окремо визначається недовідпуск електроенергії. ДРГ можуть бути використані для зниження недовідпуску електроенергії споживачам, тобто РГ можна розглядати, як один з видів резервування. З точки зору енергозберігаючого ефекту потужність ДРГ не має перевищувати потужності навантаження даного фідеру. Таким чином ДРГ, приєднані до СЕП, мають сумірну потужність із потужностями навантаження, відповідно під час аналізу надійності електропостачання в СЕП з ДРГ слід окремо розглядати режими роботи з потужністю навантажень, меншою та більшою за потужність ДРГ.

Висновки до розділу 2

Проведений аналіз дозволив дати оцінку впливу ВДЕ на режимну і балансову надійності і мають бути враховані під час виконання розрахунків режимів розподільних електричних мереж. Складність врахування особливостей ВДЕ вимагає розробки спеціалізованих програмних продуктів, що дозволило б їх використання інженерно-технічним персоналом. Важливим в досягненні ефективного використання ВДЕ є правильний вибір місця секціонування електричної мережі та встановленої потужності. Оптимізація схем приєднання розосереджених джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження повинна здійснюватися з врахуванням залежності режимів роботи РДЕ від природних умов та параметрів режиму розподільних електричних мереж.

Оскільки ВДЕ приєднані до електричних мереж безпосередньо зі сторони споживача, то виникає проблема узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження. Для цього потрібно здійснити оцінювання впливу генерування ВДЕ на нерівномірність добового графіка навантаження споживача, в якого встановлено ВДЕ, а у випадку, коли потужність ВДЕ значно перевищує потужність споживання, потрібно розробити методи оцінювання впливу ВДЕ на нерівномірність добового графіку навантаження електричних мереж та втрати електроенергії, зумовлені таким функціонуванням.

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати ряд задач, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

3. МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ НА ПРИКЛАДІ СКАДОВСЬКИХ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Вихідні данні Скадовських РЕМ

Сонячна електростанція споруджена між с. Більшовик та с. Лазурне Скадовського району Херсонської області, що наочно показано на рис 3.1. Максимальна генеруюча електрична потужність становить 18 МВт.

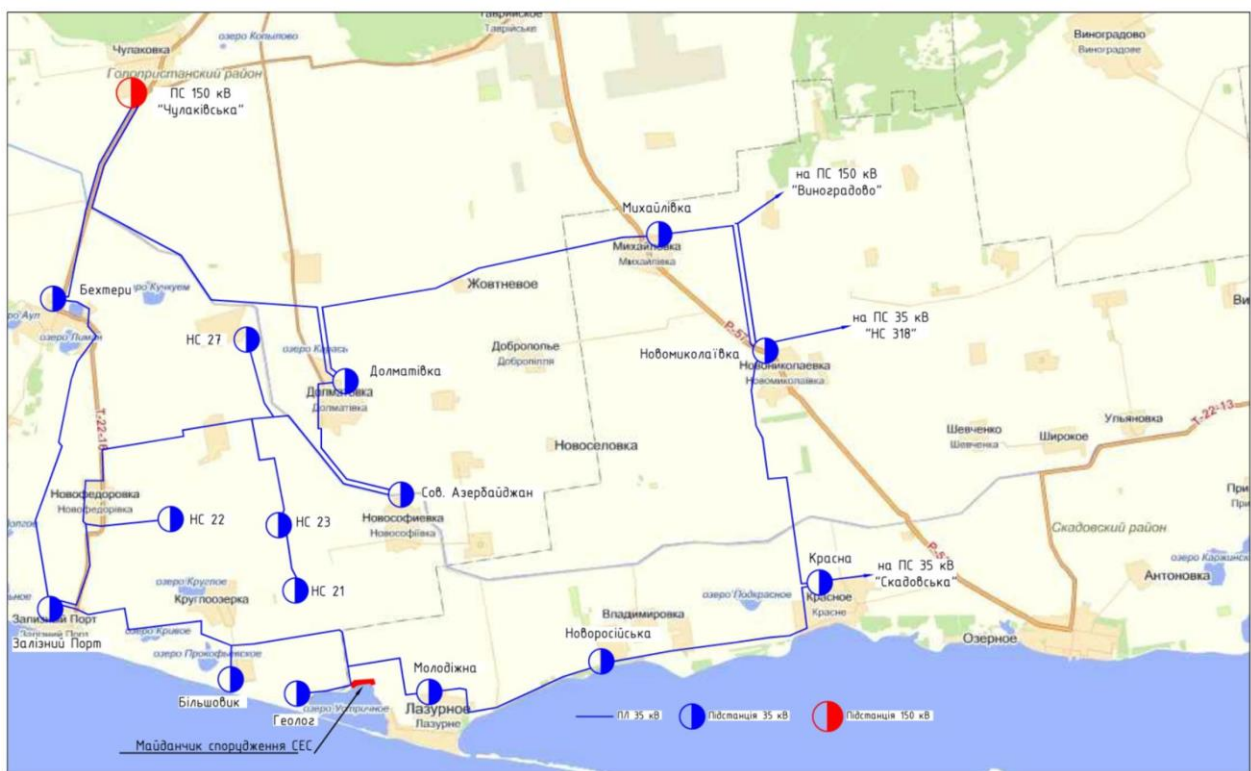


Рисунок 3.1 – Карта схема електричних мереж 35-150 кВ та місце розміщення СЕС

Скорочена характеристика обладнання СЕС

- Кількість сонячних модулів встановлених на СЕС становить 75000 шт.;
- Кількість інверторів постійного струму в змінний 72 шт.;
- Пікова потужність одного модуля становить 240 Вт;

- Пікова потужність одного інвертора становить 250 кВт;
- Видача потужності планується здійснюватися з $\cos \phi = 1$;
- Нічний обсяг генерації дорівнює «0»;
- Нічний обсяг споживання – 15-20 кВт (3 кВт інверторне обладнання станції, освітлення території, власні потреби станції тощо);
- Орієнтовний час роботи станції: зима (9:00 – 15:00), літо (5:30 – 18:30). Середньоденний графік видачі обсягів потужності СЕС за місяцями наведений на рис. 3.2.

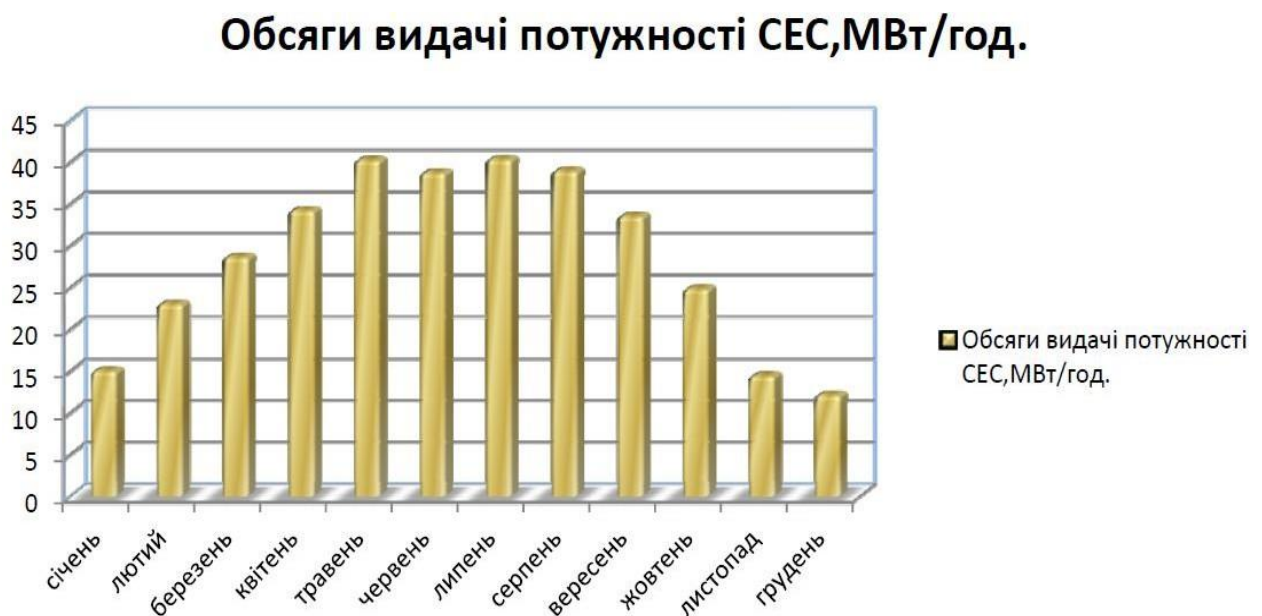


Рисунок 3.2 – Середньоденний графік обсягів видачі потужності СЕС за місяцями

Інтенсифікація розвитку альтернативної енергетики, що спостерігається в останній час, обумовлена державною політикою сприяння розвитку альтернативних джерел енергії (зміни до Закону України «Про електроенергетику» від 01.04.2009 щодо «зеленого» тарифу).

Основними джерелами живлення розподільчої мережі 35 кВ району розміщення СЕС є ПС 150 кВ «Виноградово» та «Чулаковська».

На ПС 150 кВ «Виноградово» встановлено два трансформатори 150/35/10 кВ потужністю 40 МВА кожний. До електричних мереж ПС «Виноградово» приєднана за допомогою ПЛ 150 кВ (провід АС-185, 41,8 км) до ВРУ 150 кВ ПС «КГПП» та ПЛ 150 кВ (провід АС-150, 56,7 км) до ВРУ 150 кВ ПС «Чулаковська».

На ПС 150 кВ «Чулаковська» встановлено два трансформатори 150/35/10 кВ потужністю 25 МВА кожний. До електричних мереж ПС «Чулаковська» приєднана за допомогою ПЛ 150 кВ (провід АС-150, 64,4 км) до ВРУ 150 кВ «Цюрупинська» та до ВРУ 150 кВ ПС «Виноградово».

Від підстанцій «Виноградово» та «Чулаковська» отримують живлення ряд підстанцій розподільчої мережі 35 кВ, такі як:

- ПС 35/10 кВ «Берегова» з двома трансформаторами 2,5 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанціями «Грушевка» (провід АС-120, 9,87 км) та «Приморська» (провід АС-120, 11,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/10 кВ «Бехтери» з двома трансформаторами 2,5 МВА кожний. Підстанція з'єднана з ПС 150 кВ «Чулаковська» (провід АС-150, 2×10,2 км) та ПС 35 кВ «Залізний Порт» (провід АС-150, 17,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до «одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» (35-4) ;

- ПС 35/10 кВ «Більшовик» з одним трансформатором 2,5 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-150, 1,2 км) до ПЛ 35 кВ Залізний Порт – Молодіжна. РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «блок лінія – трансформатор з вимикачем»;

- ПС 35/0,4 кВ «Геолог» з одним трансформатором 0,63 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-150, 3,6 км) до ПЛ 35 кВ Залізний Порт – Молодіжна. РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «блок лінія – трансформатор з вимикачем»;

- ПС 35/10 кВ «Грушівка» з трансформаторами 2,5 та 1,6 МВА.

Підстанція з'єднана з підстанціями «Берегова» (провід АС-120, 9,87 км) та «Таврія» (провід АС-120, 14,3 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою;

- ПС 35/10 кВ «Долматівка» з трансформаторами 4 та 2,5 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Сов. Азербайджан» (провід АС-95, 8,5 км), «Михайлівка» (провід АС-120, 18,5 км) та «Чулаковська» (провід АС-150, 18,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою;

- ПС 35/10 кВ «Залізний Порт» з двома трансформаторами 6,3 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанціями «Молодіжна» (провід АС-150, 22,1 км), «Бехтери» (провід АС-150, 17,5 км) та «Сов. Азербайджан» (провід АС-95, 23,3 км). Секційний вимикач на підстанції в нормальному режимі вимкнений. РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, система шин» (35-5);

- ПС 35/10 кВ «Красна» з двома трансформаторами 4 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанціями «Новоросійська» (провід АС-150, 12,8 км), «Новомиколаївка» (провід АС-150, 14,6 км) та «Скадовськ» (провід АС-150, 14,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, система шин» (35-5);

- ПС 35/10 кВ «Михайлівка» з одним трансформатором 2,5 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Долматівка» (провід АС-120, 18,5 км) та «Новомиколаївка» (провід АС-120, 3,4 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою близькою до схеми «блок лінія – трансформатор з роз'єднувачем»;

- ПС 35/10 кВ «Молодіжна» з трансформаторами 6,3 та 2,5 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Новоросійська» (провід АС-150, 9,7 км) та «Залізний Порт» (провід АС-150, 22,1 км). ПЛ 35 кВ Молодіжна – Залізний Порт в нормальному стані заведена під АВР та відключена зі сторони ПС «Молодіжна». РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою близькою до схеми «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/10 кВ «Морська» з двома трансформаторами 4 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанцією «Скадовськ» (провід АС-120, 1 км) та ПС 150 кВ «Виноградово» ». РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою близькою до схеми «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/10 кВ «Новомиколаївка» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Красна» (провід АС-150, 14,6 км), «Михайлівка» (провід АС-120, 3,4 км) та ПС 150 кВ «Виноградово» (провід АС-120, 21,6 км). ПЛ 35 кВ НС-319 – Новомиколаївка знаходиться в вимкненому стані. РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, система шин»;

- ПС 35/10 кВ «Новоросійська» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Молодіжна» (провід АС-150, 9,7 км) та «Красна» (провід АС-150, 12,8 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/0,4 кВ «Озерна» з двома трансформаторами 1 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-120, 0,2 км) до ПЛ 35 кВ Скадовськ – Приморська. РУ 35 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою;

- ПС 35/10 кВ «Приморська» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Берегова» (провід АС-120, 11,5 км), «Морська» (провід АС-120, 0,99 км) та «Скадовськ» (провід АС-120, 27,9 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/10 кВ «Скадовськ» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Приморська» (провід АС-120, 27,9 км) та «Красна» (провід АС-150, 14,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою;

- ПС 35/10 кВ «Сов. Азербайджан» з двома трансформаторами 2,5 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанцією «Залізний Порт» (провід АС-95, 23,3 км) та «Долматівка» (провід АС-95, 8,5 км). РУ 35 кВ підстанції

виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/10 кВ «Таврія» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-120, 0,2 км) до ПЛ 35 кВ Виноградово – Грушевка та відгалуженням (провід АС-95, 4 км) до ПЛ 35 кВ Виноградово – Морська. РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «місток»;

- ПС 35/10 кВ «Широке» з одним трансформатором 2,5 МВА. Підстанція приєднана до секції шин 35 кВ ПС 35 кВ «НС-312» (провід АС-120, 14,5). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою.

Тобто живлення споживачів району в основному здійснюється від РУ низької напруги підстанцій 35 кВ. В основному це підстанції з двома трансформаторами, рідше з одним трансформатором. Потужність трансформаторів варіюється від 630 кВА до 10 000 кВА. Повітряні лінії, які утворюють розгалужену мережу 35 кВ регіону, в більшості виконані проводом АС-120 та АС-150 в одноланцюговому виконанні.

Лінії розімкнені та заведені під АВР в кінці лінії. Так, наприклад, ПЛ 35 кВ Бехтери – З.Порт – Молодіжна, виконана проводом АС-150, має довжину 22,1 км, заведена під АВР на шинах підстанції «Молодіжна». ПЛ 35 кВ Чулаковська – Долматівка – Сов. Азербайджан – З.Порт, яка виконана проводом АС-150 довжиною 18,5 км (Чулаковська – Долматівка) та АС-95 довжиною 31,8 км, заходить на другу секцію шин ПС «З.Порт». Як зазначалося вище, перша та друга секції шин з'єднані секційним вимикачем, який в нормальному режимі вимкнутий.

Регіон характеризується великою кількістю насосних станцій, до яких не приєднують нових споживачів, тобто навантаження живлячих їх підстанцій з часом не збільшується. Насосні підстанції 35 кВ в більшості одотрансформаторні з трансформаторами 35/0,4 кВ потужністю від 630 кВА до 2500 кВА.

3.2 Аналіз режиму літнього мінімуму навантаження

Розрахунок режиму літнього мінімуму навантаження діючої мережі Скадовських електричних мереж виконано в програмному середовищі PowerFactory. Принципова схема зображена на рис. 3.3.

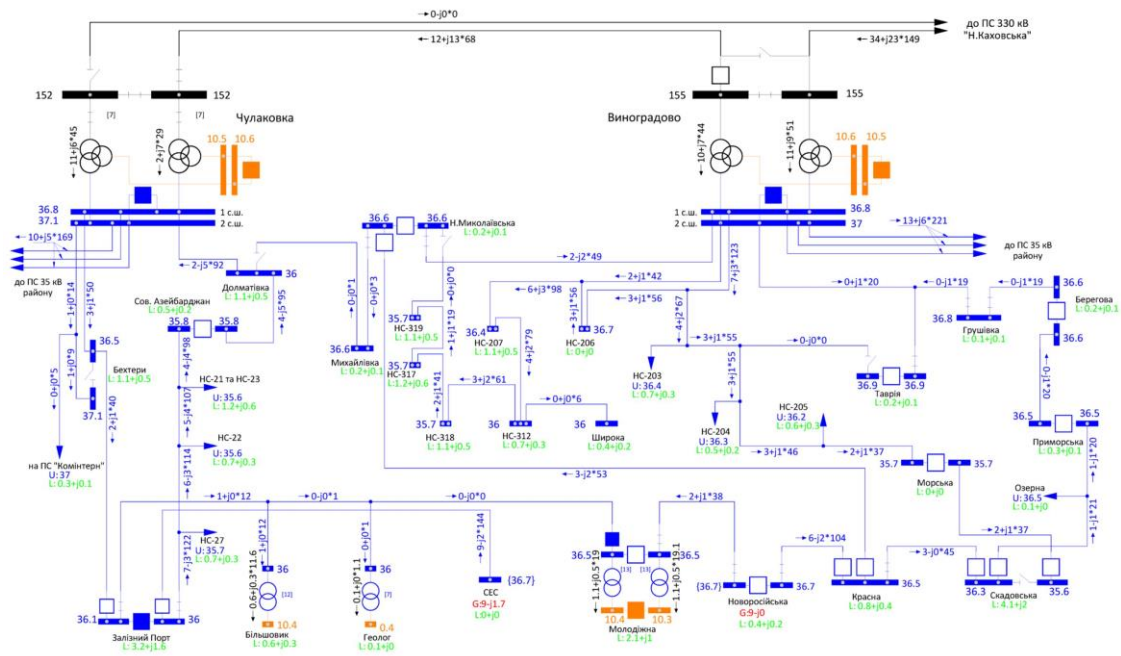


Рисунок 3.3 – Режим мінімальних літніх навантажень 2017 року

Навантаження підстанцій в режимі літнього мінімуму вказані в табл.

3.1.

Таблиця 3.1 – Номінальні напруги та рівень навантаження підстанцій станом на 2017 рік

№	Клас напруги	Назва	$S_{ном, TP}$, МВА	$S_{нав}$, МВА
1	35 кВ	Берегова	2х2,5	0,21
2	35 кВ	Бехтери	2х2,5	1,18
3	35 кВ	Більшовик	2,5	0,71
4	35 кВ	Геолог	0,63	0,06
5	35 кВ	Грушівка	2,5 та 1,6	0,12
6	35 кВ	Долматівка	4 та 2,5	1,21
7	35 кВ	Зал. Порт	6,3 та 10	3,60

8	35 кВ	Красна	2х4	0,90
9	35 кВ	Михайлівка	2,5	0,21
10	35 кВ	Молодіжна	2,5 та 6,3	2,37
11	35 кВ	Морська	2х4	0,01
12	35 кВ	Н. Миколаївка	2,5 та 4	0,24
13	35 кВ	Н. Російська	2,5 та 4	0,45
14	35 кВ	Озерна	2х1	0,00
15	35 кВ	Приморська	2,5 та 4	0,30
16	35 кВ	Скадовськ	10, 6,3 та 10	4,60
17	35 кВ	Сов. Азербайджан	2х2,5	0,54
18	35 кВ	Таврія	2,5 та 4	0,16
19	35 кВ	Широке	2,5	0,40
20	35 кВ	НС 21	1	0,42
21	35 кВ	НС 22	0,63	0,79
22	35 кВ	НС 23	1	0,91
23	35 кВ	НС 27	1	0,79
24	35 кВ	НС 203	1	0,79
25	35 кВ	НС 204	0,63	0,55
26	35 кВ	НС 205	1	0,61
27	35 кВ	НС 206	1	резерв
28	35 кВ	НС 207	2,5 та 1,6	1,21
29	35 кВ	НС 312	1 та 1,6	0,79
30	35 кВ	НС 317	1,6	1,33
31	35 кВ	НС 318	2х1	резерв
32	35 кВ	НС 319	1	1,21

В заданій схемі використовуються наступні типи проводів: АС-95, АС-120 та АС -150. Всі параметри схеми заміщення проводів та кабелів занесені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Погонні параметри схеми заміщення ліній

Марка проводу	Активний опір, Ом/км	Реактивний опір, Ом/км	Реактивна провідність, мкСм/км
АС-95	0,32	0,397	3,35
АС-120	0,25	0,391	3,43
АС-150	0,21	0,378	3,52

В результаті розрахунку усталеного режиму в програмному середовищі PowerFactory було отримано рівні напруг в пунктах, струми та потужності в лініях, коефіцієнти завантаження ліній по допустимому струму, сумарні втрати активної та реактивної потужності. В розрізі інтеграції СЕС в розподільну мережу найбільш вагомим параметром розрахунку режиму є рівень напруг на шинах підстанцій. Рівні напруг в усіх вузлах схеми вказано в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Рівні напруг у вузлах розподільної мережі

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	35,91	1,026
	35,91	1,026
Бехтери	36,64	1,047
	37,28	1,067
Більшовик	38,54	1,101
Геолог	38,76	1,107
Грушівка	36,5	1,043
Долматівка	35,57	1,016

Зал. Порт	38,43	1,098
	33,55	0,959
Красна	34,8	0,998
Молодіжна	34,26	0,979
	34,26	0,979
Михайлівка	36,76	1,05
Морська	36,47	1,042
Н. Миколаївка	36,76	1,05
	36,76	1,05
Н. Російська	34,45	0,984
	34,45	0,984
Озерна	резерв	резерв
Приморська	35,24	1,007
	35,24	1,007
Скадовськ	35,19	1,005
	36,45	1,041
Сов. Азербайджан	34,97	0,999
	34,97	0,999
Таврія	36,75	1,05
	36,75	1,05
Широке	36,4	1,04
ПС СЕС	39,03	1,115

Як бачимо з даних розрахунків, рівні напруг на шинах підстанцій

«Більшовик», «Геолог», «Залізний порт» та «ПС СЕС» значно перевищують допустимі. Для нормалізації рівнів напруг за наявності джерела некерованої генерації необхідно довантажити мережу за реактивною потужністю. Найпростішим ефективним методом вирішення даної задачі буде

встановлення керованого шунтуючого реактора (КШР) безпосередньо на шини підстанції «ПС СЕС».

Дослідним шляхом було визначено необхідну потужність КШР, що забезпечує нормалізацію рівнів напруг на шинах вищевказаних підстанцій. Номінальна потужність реактора має становити не менше, ніж 6 МВАр. На вітчизняному ринку для номінальної напруги 35 кВ представлено КШР виробництва заводу «Запоріжтрансформатор» – РТК-25000/35, його принципова схема зображена на рис. 3.4.

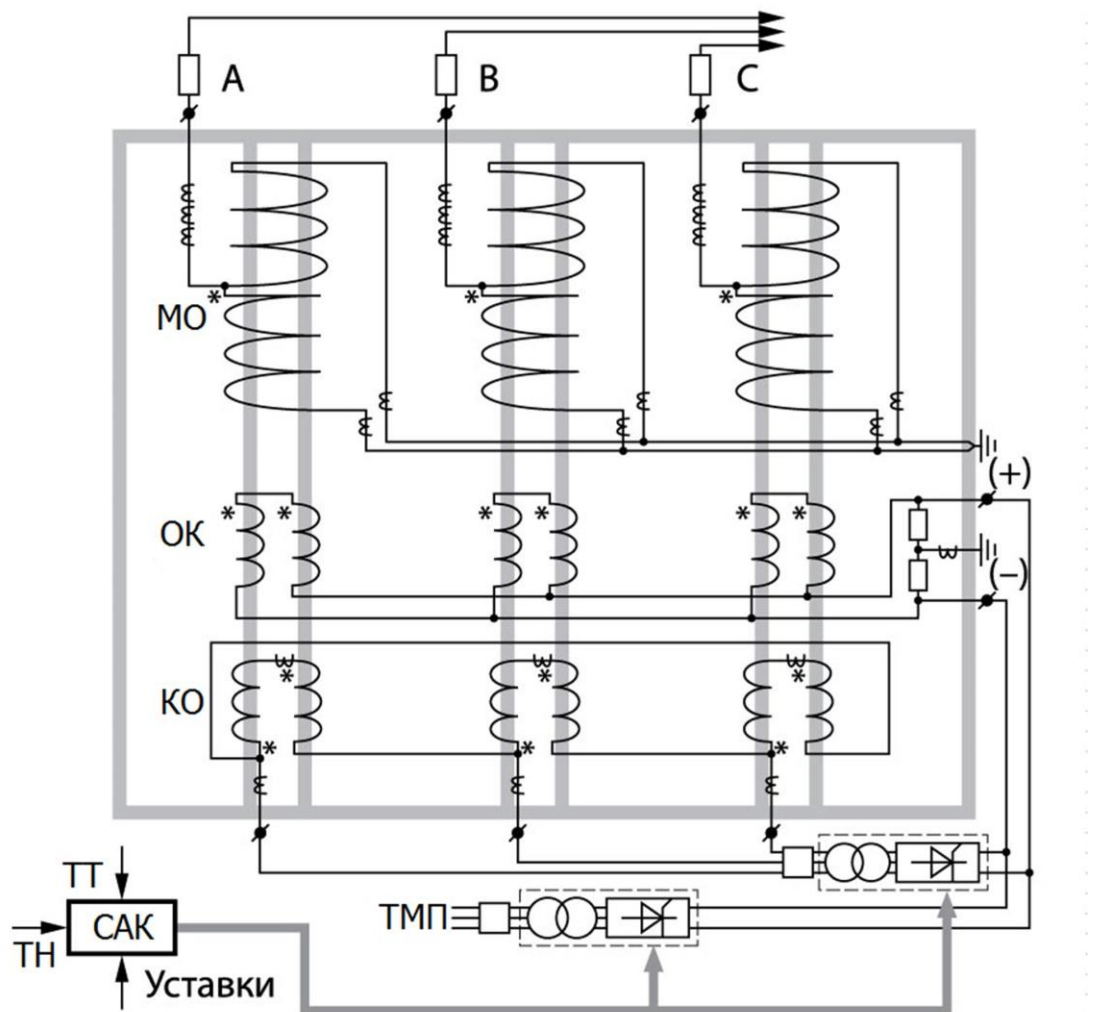


Рисунок 3.4 – Електромагнітна схема трифазного триобмоткового КШР з підмагнічуванням серії РТК (МО, ОК і КО – мережева обмотка, обмотка керування, компенсаційна обмотка реактора; ТМП – трансформатор з перетворювачем (основний і резервний); САК – система автоматичного керування; ТС, ТН - трансформатори струму і напруги.)

Кожна фаза МО виконується паралельними гілками з введенням в

середину і намотується поверх вторинних обмоток з охопленням обох напівстержнів. МО з'єднується в схему «зірка з заземленою нейтраллю», підключається до шин підстанції або до лінії та забезпечує споживання реактивної потужності відповідно до заданого законом регулювання.

КО з номінальною напругою 10 кВ, поєднана в «трикутник», виконує дві основні функції: виключення з споживаного струму мережі гармонік, кратних трьом, і живлення основного трансформатора з перетворювачем, що забезпечує необхідний рівень підмагнічування магнітопроводу через ОК.

Оскільки встановлена потужність ТМП становить 1 МВА (номінальний первинний струм менше 60 А), а споживана потужність в сталому номінальному режимі не перевищує 300 кВт, КО розраховується на тривале проходження максимального струму третьої гармоніки і має зменшений переріз (якщо на КО не передбачається інше додаткове навантаження, наприклад, при можливому підключенні конденсаторної батареї).

Завдяки зустрічному включенню своїх секцій обмотка управління має еквіпотенціальні виводи (+) і (-), на яких в нормальних сталих і перехідних режимах відсутня змінна напруга від обмоток МО або КО. При закритих тиристорах основного або резервного ТМП випрямлена напруга на цих виводах ОК також відсутня, відповідно відсутній і струм підмагнічування в ОК, тому магнітна система знаходиться в ненасиченому стані, а КШР – в режимі ХХ як звичайний трансформатор. У міру відкриття тиристорів і зростання випрямленої напруги наростає струм підмагнічування в секціях ОУ, в результаті чого відбувається насичення стрижнів магнітопроводу і зростання споживаного струму реактора.

Тиристори основного ТМП (а при його профілактиці або несправності – резервного) управляються від цифрової системи автоматичного керування (САК) за обраним алгоритмом стабілізації напруги або підтримки заданого значення споживаної реактивної потужності. Для реалізації цих алгоритмів в САК подаються сигнали від трансформаторів напруги та струму, а також

уставки регулювання, що задаються персоналом за вказівкою диспетчера енергосистеми. Після вибору режиму і завдання необхідних уставок втручання персоналу в автоматичну роботу реактора не потрібно.

На рис. 3.5 зображено вплив введення КШР на нормалізацію напруги шин підстанцій «Більшовик», «Геолог», «Залізний порт» та «ПС СЕС».

Як видно з рис. 3.5 рівень напруг не перевищує допустимого. Отже можна зробити висновок про доцільність застосування КШР в якості установки компенсації реактивної потужності в межах даного об'єкту.

3.3 Аналіз післяаварійних режимів за умови літнього мінімуму навантаження

Розглянемо післяаварійний режим при відключенні одного з найбільш завантажених фідерів мережі – фідера 7. Резервування цих навантажень виконано на лінії між підстанціями «ПС СЕС» та «Молодіжна». Перший крок моделювання проведено за відсутності генерації від сонячної електростанції. Рівні напруг в післяаварійному режимі вказані в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Рівні напруг в післяаварійному режимі за відсутності генерації від сонячної електростанції

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	32,66	0,933
	32,66	0,933
Бехтери	36,64	1,047
	35,85	1,024
Більшовик	34,33	0,981
Геолог	34,19	0,977
Грушівка	32,63	0,932
Долматівка	35,57	1,016
Зал. Порт	34,43	0,983
	33,55	0,959
Красна	33,14	0,947
Молодіжна	33,97	0,971
	33,97	0,971
Михайлівка	36,76	1,05
Морська	36,47	1,042
Н. Миколаївка	36,76	1,05

	36,76	1,05
Н. Російська	33,59	0,96
	33,59	0,96
Озерна	резерв	резерв
Приморська	32,73	0,935
	32,73	0,935
Скадовськ	32,73	0,935
	36,45	1,041
Сов. Азербайджан	34,97	0,999
	34,97	0,999
Таврія	32,59	0,931
	32,59	0,931
Широке	36,4	1,04

В результаті розрахунку можна зробити висновок про неоптимальність параметрів даного режиму, а саме – напруги на шинах підстанцій «Берегова», «Грушівка», «Приморська», «Скадовськ» та «Таврія» нижче мінімально допустимих. Наступним кроком проведемо моделювання аналогічного режиму з введеною в роботу на максимальну потужність сонячну електростанцію. Потужність КШР знижуємо до 2 МВАр. Рівні напруг в післяаврійному режимі за максимальної генерації СЕС вказані в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Рівні напруг в післяаврійному режимі за максимального рівня генерації від сонячної електростанції

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	35,33	1,009
	35,33	1,009

Бехтери	36,59	1,045
	36,64	1,047
Більшовик	36,53	1,044
Геолог	36,59	1,045
Грушівка	35,3	1,009
Долматівка	35,57	1,016
Зал. Порт	36,51	1,043
	33,55	0,959
Красна	35,77	1,022
Молодіжна	36,53	1,044
	36,53	1,044
Михайлівка	36,76	1,05
Морська	36,47	1,042
Н. Миколаївка	36,76	1,05
	36,76	1,05
Н. Російська	36,18	1,034
	36,18	1,034
Озерна	резерв	резерв
Приморська	35,39	1,011
	35,39	1,011
Скадовськ	35,4	1,011
	36,45	1,041
Сов. Азербайджан	34,97	0,999
	34,97	0,999
Таврія	35,27	1,008
	35,27	1,008
Широке	36,4	1,04
ПС СЕС	36,71	1,049

За результатами моделювання бачимо, що рівень напруг на шинах всіх

підстанцій знаходиться в допустимих межах. З цього можна зробити висновок про позитивний характер впливу джерел розподіленої генерації на нормалізацію рівнів напруги післяварійних відключень живлення в мережі. Тим не менш, враховуючи непостійний характер генерування та невисоку маневреність таких джерел як, наприклад, сонячні або вітрові електростанції виникає потреба в постійному регулюванні потужності. З метою обмеження перенапруг доцільно використовувати пристрої компенсації реактивної потужності, а для забезпечення балансової стійкості – резервні високоманеврені джерела генерації.

3.4 Аналіз режиму за умови літнього максимуму навантаження та реконфігурація схеми мережі з точки зору мінімізації втрат потужності

Розрахунок режиму літнього максимуму навантаження діючої мережі Скадовських електричних мереж виконано в програмному середовищі PowerFactory. Навантаження підстанцій в режимі літнього максимуму вказані в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Номінальні напруги та рівень навантаження підстанцій

№	Клас напруги	Назва	$S_{ном, TP}$, МВА	$S_{нав}$, МВА
1	2	3	4	5
1	35 кВ	Берегова	2x2,5	0,44
2	35 кВ	Бехтери	2x2,5	1,54
3	35 кВ	Більшовик	2,5	0,95
4	35 кВ	Геолог	0,63	0,10
5	35 кВ	Грушівка	2,5 та 1,6	0,28
6	35 кВ	Долматівка	4 та 2,5	1,83
7	35 кВ	Зал. Порт	6,3 та 10	4,50
8	35 кВ	Красна	2x4	1,07
9	35 кВ	Михайлівка	2,5	0,43

10	35 кВ	Молодіжна	2,5 та 6,3	3,08
11	35 кВ	Морська	2х4	0,05
12	35 кВ	Н. Миколаївка	2,5 та 4	0,48
13	35 кВ	Н. Російська	2,5 та 4	0,50
14	35 кВ	Озерна	2х1	0,00
15	35 кВ	Приморська	2,5 та 4	0,47
16	35 кВ	Скадовськ	10, 6,3 та 10	9,82
17	35 кВ	Сов. Азербайджан	2х2,5	1,07
18	35 кВ	Таврія	2,5 та 4	0,33
19	35 кВ	Широке	2,5	0,40
20	35 кВ	НС 21	1	0,42
21	35 кВ	НС 22	0,63	0,79
22	35 кВ	НС 23	1	0,91
23	35 кВ	НС 27	1	0,79
24	35 кВ	НС 203	1	0,79
25	35 кВ	НС 204	0,63	0,55
26	35 кВ	НС 205	1	0,61
27	35 кВ	НС 206	1	резерв
28	35 кВ	НС 207	2,5 та 1,6	1,21
29	35 кВ	НС 312	1 та 1,6	0,79
30	35 кВ	НС 317	1,6	1,33
31	35 кВ	НС 318	2х1	1,21
32	35 кВ	НС 319	1	1,21

Рівні напруг в усіх вузлах схеми після розрахунку усталеного режиму вказано в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Рівні напруг у вузлах розподільної мережі

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	34,9	0,997
	34,9	0,997
Бехтери	36,65	1,047
	37,15	1,061
Більшовик	38,22	1,092
Геолог	38,45	1,098
Грушівка	36,16	1,033
Долматівка	35,25	1,007
Зал. Порт	38,12	1,089
	32,79	0,937
Красна	32,63	0,932
Молодіжна	31,8	0,909
	31,8	0,909
Михайлівка	36,6	1,046
Морська	36,16	1,033
Н. Миколаївка	36,62	1,046
	36,62	1,046
Н. Російська	32,13	0,918
	32,13	0,918
Озерна	резерв	резерв
Приморська	33,49	0,957
	33,49	0,957
Скадовськ	33,38	0,954
	36,11	1,032

Сов. Азербайджан	34,56	0,987
	34,56	0,987
Таврія	36,7	1,049
	36,7	1,049
Широке	36,46	1,042
ПС СЕС	38,72	1,106

Втрати активної потужності в мережі становлять 2,5 МВт, втрати реактивної потужності – 3,13 МВАр. Беручи до уваги те, що на шинах багатьох підстанцій рівень напруги знаходиться поза допустимими границями, а також достатньо великі втрати потужності в мережі доцільним методом оптимізації визначення нових місць секціонування. Основним критерієм даної оптимізації буде мінімізація втрат потужності в мережі.

За оптимальні місця секціонування мережі приймемо найменш завантажені ділянки за результатом розрахунку режиму в повністю замкненій схемі. Назви ділянок секціонування та струми в них вказано в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Значення струмів найменш завантажених ділянок мережі

Назва лінії	Струм, А
1 – Бехтери	27,9
Чулаковська – Бехтери	37,02
Долматівка – Михайлівка	16,67
Долматівка – Сов. Азербайджан	25,37
НС206 – 11	3,77
Н. Миколаївська – Красна	20,54
Скадовська – Озерна	25,86
13 – Таврія	41,53
Красна - Скадовська	31,67

При обранні даних місць секціонування втрати активної потужності в мережі складають 541,64 кВт, а реактивної – 203,43 кВАр. Проте дана

оптимізована схема не може стабільно функціонувати так як сонячна електростанція працює в острівному режимі на певну групу споживачів, які не мають прямого зв'язку з зовнішньою мережею. Такий режим роботи є недопустимим у через непостійність генерування СЕС. Отже в наступному кроці оптимізації параметр мінімізації втрат потужності стає другорядним, після задачі недопущення роботи СЕС в острівному режимі.

Очевидно, що для вирішення задачі необхідно розімкнути мережу в місцях, максимально наближених до точок потокорозподілу, але таким чином аби зберегти зв'язок всіх споживачів. Для цього вживаємо наступних заходів:

- замикаємо роз'єднувач на лінії «Чулаковська – Бехтери»;
- замикаємо роз'єднувач на лінії «1 – Бехтери»;
- замикаємо роз'єднувач на лінії «Долматівка – Михайлівка»;
- розмикаємо шинний роз'єднувач ПС «Бехтери»;
- розмикаємо шинний роз'єднувач ПС «Н. Миколаївська».

Рівні напруг на шинах підстанцій в оптимально секціонованій мережі вказано в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Рівні напруг у вузлах розподільної мережі

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	36,65	1,047
	36,65	1,047
Бехтери	36,65	1,047
	36,25	1,036
Більшовик	35,63	1,018
Геолог	35,76	1,022
Грушівка	36,74	1,05
Долматівка	36,34	1,038
Зал. Порт	35,58	1,016

	35,58	1,016
Красна	35,51	1,015
Молодіжна	35,79	1,023
	35,79	1,023
Михайлівка	36,22	1,035
Морська	35,63	1,018
Н. Миколаївка	36,21	1,035
	36,75	1,05
Н. Російська	35,64	1,018
	35,64	1,018
Озерна	резерв	резерв
Приморська	36,59	1,045
	36,59	1,045
Скадовськ	35,52	1,015
	35,52	1,015
Сов. Азербайджан	34,66	0,99
	34,66	0,99
Таврія	36,76	1,05
	36,76	1,05
Широке	36,46	1,042
ПС СЕС	35,97	1,028

Втрати активної потужності в оптимально секціонованій електричній мережі становлять 904,59 кВт, а реактивної – 428,47 кВАр. Ці показники майже вдвічі більші, ніж в попередньому варіанті секціонування, але втрата живлення споживачів від зовнішньої мережі є недопустимим. З даних досліджень можна зробити висновок, що критерій мінімізації втрат електричної енергії не є основним в задачі секціонування мережі з наявністю ДРГ.

Висновки до розділу 3

Аналіз моделювання режимів роботи мережі з інтегрованими джерелами розподіленої генерації показав, що їх впровадження призводить до появи нових як позитивних, так і негативних явищ впливу. Основною проблемою в режимі мінімальних навантажень є значні перенапруги на шинах прилягаючих до ДРГ підстанцій, що призводить до необхідності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності, або штучного зниження потужності генерації за умови керованості ДРГ. В післяаварійних режимах ДРГ мають позитивний вплив на підтримання напруги в допустимих межах та відновлення живлення споживачів. Після введення в роботу мережі будь якого ДРГ необхідно визначити оптимальні місця її секціонування. Дана задача ускладнюється тим, що окрім досягнення мінімуму втрат потужності існує також критерій недопущення роботи станції в «острівному» режимі.

ВИСНОВКИ

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.

В даній магістерській дисертації були проаналізовані та запропоновані шляхи вирішення актуальної наукової задачі управління режимами роботи малозавантажених електричних мереж із ДРГ, що дозволяє підвищити надійність та ефективність систем електропостачання локальних об'єктів з ДРГ. У зв'язку з постійно зростаючою потужністю комплексів ВДЕ найбільш актуальними задачами на даний момент постають забезпечення якості електроенергії, балансової стійкості та надійності енергосистем.

Внаслідок моделювання розподільної мережі напругою 35 кВ з встановленою СЕС потужністю 18 МВт було розглянуто питання керування та оптимізації режиму роботи енергосистеми. Так як наявність некерованих ДРГ в електромережі здатна суттєво впливати на підвищення рівнів напруг доцільним буде встановлення пристрою компенсації реактивної потужності індуктивного характеру.

Отже задача вибору місць оптимального секціонування мережі стає багатокритеріальною і критерій втрати потужності відходить на другий план. З урахуванням різного ступеню генерації ДРГ в залежності від погодних умов, точки потокорозподілу можуть суттєво зміщуватись, що призведе до неминучого збільшення втрат потужності. Вирішенням даної задачі є резервування генерувальних потужностей високоманевреними електростанціями або накопичувачами електроенергії.

Для вирішення завдання балансування електричних мереж запропоновано впровадити технологію Smart Grid. Концепція Smart Grid включає зміну принципів управління електричними мережами за рахунок

запровадження єдиної централізованої системи управління.

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. 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.

3. 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).

4. Будько В.И. Современное состояние и развитие возобновляемой энергетики / В.И. Будько, С.А. Кудря, А.В. Пепелов // Альтернативная энергетика и экология. – 2017. – № 4-6. – С. 216–218.

5. IRENA, REmap 2030 Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні, IRENA, Абу-Дабі (2015) [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20_%202015.pdf

6. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020: редакція від 01.10.2014. / Кабінету Міністрів України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014%D1%80>

7. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>

8. Закон про електроенергетику: редакція від 01.01.2019. / Верховної Ради України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>.

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

10. 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.

11. 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.

12. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems. – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. – 379 p.

13. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006.

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

15. 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.

16. В центре Санкт-Петербурга будет построена интеллектуальная сеть [Електронний ресурс]. – Репортер, 6 мая 2010. – Режим доступа: <http://newsdesk.pcmag.ru/node/24272>.

17. 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.

18. Mahat P. Control and Operation of Islanded Distribution System. – Aalborg: Aalborg University, 2010. – 174 p.

- 19.55. Черноусенко О.Ю. Влияние работы энергоблоков ТЭС в маневровом режиме на надёжность и аварийность энергетического оборудования / О.Ю. Черноусенко, В.А. Пешко // Вестник НТУ «ХПИ». – 2016. – № 8(1180). – С. 100-106
20. Capacity Value of PV and Wind Generation in the NV Energy System S. Lu R. Diao N. Samaan P. Etingov Pacific Northwest National Laboratory Richland, Washington, - September 2012.
21. Billinton R. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods / R. Billinton – Springer Science+Business Media, LLC.1994. – 361 p
22. Кузнецов М.П. Особенности стохастической оптимизации гибридных энергосистем на базе ВДЕ / М.П. Кузнецов, О.В. Лисенко, О.А. Мельник // Возобновляемая энергетика. – 2018. – № 2. – С. 6-15.
23. Victor O. Okinda, A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. / O. Okinda Victor, A. Odero Nichodemus // IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology. – 2015. – №11. P.153-163
24. Reliability Standard Methodology. Annex C. Department of Energy&Climate Change [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223653/emr_consultation_annex_c.pdf.
25. Чукреев Ю.Я. Сравнительный анализ вероятностных показателей балансовой надёжности и методических принципов их определения при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2012, - № 3(11). – С.76 – 81.
26. Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, Report from the Commission, Brussels [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_report_en.pdf.

27. Горшков А.С. Технично-экономические показатели тепловых электрических станций / А.С. Горшков – [3-е изд., перераб. и доп.]. – М. : Энергоатомиздат, 1984. - 240 с.

28. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем.

2-е издание, переработанное и дополненное / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352с.

29. Про підготовку обладнання електростанцій і теплових мереж до надійної та ефективної роботи у 2017 році та в осінньо-зимовий період 2017/2018 року. Наказ 31.10.2016 № 684 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.zakoninformativ.info/index.php/component/lica/?href=0&view=text&base=1&id=163581&menu=1>

30. Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне: РД 34.25.504. – [Действующий от 1987-09-01]. – Минстерство энергетики и электрификации СССР, 1987. – 2 с. – (Руководящий Документ)

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

32. Онлайн-карти енергетичного сектору [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://map.ua-energy.org/categories/elektroenerhiia/tes#>

33. Єдиний державний веб-портал відкритих даних [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://data.gov.ua/dataset/31199018-e15e-4e87-bf5e-2a4293151f5c>

34. 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.

35. Renewables.ninja [Електронний ресурс]. Режим доступу:

<https://www.renewables.ninja/>

36. Korpikiewicz J. The Optimal Choice of Electrochemical Energy Storage Parameters / J. Korpikiewicz // Acta Energetica. – 2016. – № 1/26. P. 56–62.

37. Зорин В.В., Тисленко В.В. Надежность систем электроснабжения. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1984. – 192 с.

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

4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1. Опис ідеї проекту

Нерівномірність електричного навантаження – характерна проблема будь-якої країни. Необхідність покриття нерівномірного навантаження тісно пов'язана з погіршення якості електроенергії, зі зниженням надійності та економічності функціонування енергосистеми. Розвиток та поширення інтелектуальних енергетичних систем може призвести до кардинальних змін в керуванні енергетикою і взаємодією учасників як на ринку електроенергії, так і на рівні локальних систем енергопостачання. Причиною цього є тенденція децентралізації як систем керування, так і генеруючих потужностей, тобто перехід до інноваційного перетворення галузі на основі нової концепції «Smart Grid».

Для досягнення покращення режимів виробництва електроенергії, надійності, економічності функціонування енергосистеми та забезпечення необхідної якості електроенергії необхідно ефективно та цілеспрямовано керувати попитом споживачів на електричну потужність. Одним із можливих напрямків вдосконалення ринкових методів управління попитом споживачів на електричну потужність є створення нових більш ефективних механізмів заохочення електропостачальних організацій і споживачів активно приймати участь у вирівнюванні графіку електричного навантаження енергосистеми, тобто бути активними споживачами. Практика країн, які займаються розвитком ВДЕ показала ефективність застосування невичерпних джерел енергії таких як, енергія вітру чи сонячна енергія, тому доцільно використовувати у якості активного споживача сонячну фотоелектричну станцію (ФЕС) з акумуляторними батареями (АБ). Активний споживач — це споживач, який реагує та впливає на ринок енергії через систематичні дії і реакції, які націлені на мінімізацію витрат і збільшення власного та колективного прибутку. Пристосування до миттєвих цін на ринку та можливість керувати навантаженням для стабілізації графіка добового

споживання є одними з найважливіших стимулів до розвитку активних споживачів та формування мікромереж. Локальне розміщення ФЕС з АБ в місцях безпосереднього споживання електроенергії та її пряме підключення до розподільної мережі має ряд переваг, таких як: підвищення якості та надійності енергопостачання споживачів, оптимізація режимів роботи системи енергопостачання, часткове розвантаження мереж, продовження терміну експлуатації мереж та обладнання, зменшення перетоків електроенергії в мережі. У таблиці 4.1 подано опис ідеї стартап-проекту.

Таблиця 4.1. Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Будівництво СЕС з АБ, з використанням станції у ролі активного споживача, балансування потужності та продажу електроенергії за зеленим тарифом	1. Застосування системи для підвищення якості та надійності енергопостачання споживачів	Автономне джерело енергії, що дозволяє здійснювати продаж електроенергії за найвигіднішим тарифом, «зеленим тарифом»
	2. Застосування системи для оптимізації режимів роботи системи енергопостачання	
	3. для балансування, первинного, 2го, 3го регулювання .	
	4. Застосування системи для згладження графіків добового навантаження мережі	
	5. Застосування системи для зменшення перетоків електроенергії в мережі	
	6. Продаж електроенергії за зеленим тарифом	

За для успішного впровадження ідеї, перш за все необхідно визначити потенційні сильні та слабкі сторони проекту (таблиця 4.2)

Таблиця 4.2. Характеристики проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	Концепції			Слабка сторона	Нейтральна сторона	Сильна сторона
		ФЕС з АБ	Газотурбінні установки з АБ (ГТУ)	ГАЕС			
1	Потужність	5 МВт	5 МВт	10 МВт			
2	Питомі капіталовкладення, євро/кВт	1 400	1200	1 300		+	
3	Щорічні витрати на експлуатацію (% від капіталовкладень)	1	4	5			+
4	Можливість подальшого удосконалення системи	+	-	-			+

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Таблиця 4.3. Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Продаж електроенергії	Будівництво ФЕС з АБ	наявні	доступні
2	за зеленим тарифом	Модернізація існуючої ФЕС, шляхом встановлення АБ	наявні	доступні
Обрана технологія реалізації ідеї проекту була обрана з ціллю збільшення балансової надійності локальної електричної мережі, задля економії енергоресурсів				

У проекті розглядається фотоелектрична електростанція з акумуляторними батареями, технологічні рішення щодо об'єкту доступні та піддаються реалізації.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для визначення ринкових можливостей і можливості виходу на ринок необхідно провести аналіз попиту та опис цільових груп потенційних споживачів. Дана інформація приведена в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. Характеристика потенційних клієнтів стартап-

проекту

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія (цільові сегменти ринку)	Готовність споживачів сприйняти продукт	Конкуренція в сегменті	Простота входу в сегмент
1	Балансуюча потужність регулювання резерву, системні послуги	Будь-який учасник ринку електроенергії (Офіси, підприємства та ін.)	За наявності основної лінії надходження електроенергії є можливість споживати та видавати в мережу електричну енергію, за найвигіднішим тарифом	Відсутня	Наявність технічних умов
2			Може застосовуватися як основне, так і додаткове джерело електроенергії для відокремлених споживачів електроенергії та продаж самої електроенергії	Відсутня	Наявність технічних умов

Для розрахунку рентабельності інвестицій використаємо формулу:

$$R_i = \frac{\Pi_p}{K}, \quad (6.1)$$

де R_i – норма прибутку;

Π_p – прибуток за період n ;

K – величина початкових інвестицій.

Інвестором у даному випадку виступає приватна особа. Потужність ФЕС складає 2 МВт та АБ – 3 МВт.

Величина початкових інвестицій складає 248 млн. грн., з яких:

- Вартість ФЕС – 76,2 млн.грн;
- Вартість АБ – 123,3 млн.грн;
- Вартість встановлення – 27 млн.грн;
- Вартість програмного забезпечення – 2 млн.грн;
- Вартість пуско-налагоджувальних робіт – 1 млн.грн.
- Вартість схеми видачі потужності (3 500 грн/кВт) – 17,5 млн.грн.

Враховуючи орієнтовну кількість електроенергії проданої від роботи ФЕС та АБ, річний дохід складає близько 31,1 млн.грн. (від ФЕС близько 12,6 млн. грн та від АБ близько 18,5 млн. грн)

Експлуатаційні витрати (B_e) прийняті за статистикою 1% на рік від вартості основних фондів ($B_e = 1\%/100\% \times 248$ млн. грн. = 2,48 млн. грн./рік

Розрахунок рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{(31,1 - 2,48)}{248} = 0,123 \text{ (1/рік)}$$

У відсотках це значення складає 12,3%.

Розрахунок періоду окупності проекту:

$$T_{ok} = \frac{K}{P_p} = \frac{248}{30,62} = 8,1$$

З розрахунку бачимо, що період окупності інвестицій складає близько 8 років.

На аналізі вище перерахованих факторів був виконаний SWOT – аналіз (таблиця 4.5).

Таблиця 4.5 SWOT – аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони: відсутність затрат на паливо для виробництва енергії; повна автономність та незалежність системи від загальної електромережі; відсутність залежності від постачальників палива; відсутність необхідності утилізації відходів; покращення екологічної ситуації в регіоні та соціального стану шляхом створення додаткових робочих місць</p>	<p>Слабкі сторони: велика вартість обладнання для генерації енергії з відновлювальних джерел та акумуляторних батарей; необхідні великі площі земельних ділянок для розміщення сонячних фотоелектричних модулів з акумуляторними батареями; складна процедура впровадження системи .</p>
<p>Можливості: збільшення прибутку за рахунок продажу електроенергії за зеленим тарифом; отримання додаткового фінансування від міжнародних організацій; статус «зеленої» компанії і підвищення лояльності клієнтів, підключення всіх</p>	<p>Загрози: неможливість точно прогнозувати кількість виробленої енергії, а відповідно і доходи в довгостроковому періоді через нестабільність кліматичних умов, розробка аналогів конкурентами.</p>

елементів електрообладнання станції до централізованої системи моніторингу	
---	--

Висновки до розділу 4

У даному розділі було розглянуто ідею стартап-проекту та перспективи її майбутнього впровадження, ґрунтуючись на потребах енергосистеми та відсутності конкурентності в галузі.

Згідно з обраною стратегією розвитку основний напрямок реалізації має базуватися одночасно на ідеї диференціації використовуючи ідею чистої енергії та екологічного виробництва електроенергії та ідеї зменшення витрат шляхом впровадження джерел розосередженої генерації. Беручи до уваги той факт, що розглянута система має позитивний вплив на енергосистему в цілому і держава в цьому вкрай зацікавлена, даний проект має всі шанси на швидку експансію ринку. До слабких сторін можна віднести достатньо великі початкові інвестиції, є перспективи впровадження з огляду на потенційні групи клієнтів.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Мету розділу – розроблення заходів та засобів, щодо запобігання та зменшення впливу на працівників небезпечних та шкідливих виробничих чинників (НШВЧ), що виникають у ході експлуатації сонячних фотоелектричних станцій (ФЕС).

Предмет досліджень – забезпечення безпечного перебування обслуговуючого персоналу на території ФЕС.

5.1. Технічні характеристики і вибір місць розташування нового енергетичного устаткування

Основні техніко-економічні показники електротехнічної частини будівництва електростанції (табл.5.1):

Таблиця 5.1. – Основні техніко-економічні показники електротехнічної частини будівництва електростанції

№ п/п	Найменування показника	Значення
1	Загальна кількість фотогальванічних панелей потужністю 270 Вт (шт.)	18 530
2	Кількість інверторів SUN2000-60KTL-HV-D1	70
3	Кількість розподільчих щитів 0,8 кВ для приєднання двох стрінгових інверторів (шт.)	35
4	Кількість трансформаторних підстанцій	2

	0,8/10 кВ потужністю 2500 кВА (шт.)	
5	Номінальна потужність електростанції (МВт)	4,2

ФЕС має зовнішнє розташування. У даній роботі ФЕС розташована за межами населених пунктів. Територія ФЕС характеризується наступними параметрами:

- кліматичний район – I [3];
- характеристичне значення снігового навантаження – 1400 Па;
- характеристичне значення вітрового навантаження – 500 Па [2];
- характеристичне значення вітрового навантаження при ожеледі - 250 Па [2];
- сейсмічність будівельного майданчика 6 балів.

Температура зовнішнього повітря згідно [3]:

- середньорічна температура зовнішнього повітря – плюс 7,2 °С;
- найбільш холодної п'ятиденки - мінус 22°С.
- найбільш теплої п'ятиденки - плюс 22°С.

На території ФЕС передбачається розташування адміністративно-побутової будівлі для розміщення допоміжного устаткування, комп'ютерів, систем контролю та автоматизації.

Для роботи ФЕС не потрібні паливо, вода, теплова енергія. Електрична енергія використовується тільки для живлення основного живлення власних потреб трансформаторних підстанцій, інверторів та живлення електроосвітлення, електроопалення та вентиляції адміністративно-побутової будівлі та ТП. Живлення власних потреб напругою 0,22 кВ передбачається від трансформатора власних потреб. Скид дощових стоків планується природним способом по поверхні рельєфу, оскільки ФЕС не порушує рельєфу та не впливає на геологічне та водне середовище.

В результаті планованої діяльності не створюються фактори, які можуть мати негативний вплив на навколишнє середовище. Фотоелектрична сонячна

наземна електростанція проектується з метою генерації електричної енергії шляхом перетворення сонячного випромінювання за допомогою фотоелектричного ефекту безпосередньо в електричну енергію та видачі її в районну електричну мережу. Це викликано потребою в збільшенні долі електричної енергії, виробленої з альтернативних відновлювальних джерел енергії для покращення екологічної ситуації в Україні, зменшення викидів парникових газів, забруднюючих та шкідливих речовин. Виробництво електричної енергії забезпечується методом прямого перетворення сонячного випромінювання.

Постійний персонал на території ФЕС відсутній. Присутність оперативного персоналу має місце тільки в денний час періодично. Оперативне керування станцією здійснюється віддалено. В результаті планованої діяльності створюються тверді відходи діяльності: відпрацьовані рукавички, залишки та відходи від упаковки, побутове сміття, які утворюються на площадці та направляються на полігони твердих побутових чи промислових відходів. Господарчо-побутові стічні води відсутні. Викид шкідливих речовин твердих, рідких та газоподібних відсутній. ФЕС не має факторів, які впливають на навколишнє середовище. Розрахунки викидів в атмосферу не проводились, оскільки жодних викидів від планової діяльності ФЕС не існує, тому діяльність ФЕС не може негативно впливати на дозволені рівні для житлової зони населених місць України.

Згідно Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів, даний об'єкт не має класу небезпечності та не має санітарно-захисної зони. Стан атмосферного повітря характеризується величинами фонових концентрацій. Зважаючи на те, що діяльність підприємства не вносить змін у фонові концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, контроль за викидами та забрудненням повітря від об'єкту недоцільний через відсутність будь-яких викидів.

5.2. Дослідження та аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Склад оперативного-ремонтного персоналу, що періодично обслуговує електрообладнання сонячних фотоелектричних станцій становить 8 працівників. (табл.5.2):

Таблиця 5.2. – Склад оперативного-ремонтного персоналу

Групи з електробезпеки	Кількість (чол.)
4	4
3	2
2	2

Під час експлуатації ФЕС необхідно дотримуватися загальних заходів безпеки, що застосовуються до всього електрообладнання, що розташоване на електричній станції. Керівник повинен мати розряд допуску до роботи з електричною частиною більший ніж його робітники. Робітник повинен бути захищений від удару електричним струмом, а також від пошкоджень, викликаних механічною полумкою машини і навколишнього обладнання.

У процесі експлуатації фотоелектричних модулів необхідно виконувати:

- візуальний огляд устаткування;
- контроль кріплення устаткування і вузлів;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану засобів вимірювальної техніки (ЗВТ);
- проведення спеціальних вимірів, перевірок і регулювань;
- відновлення лакофарбового покриття у разі його пошкодження;
- перевірку й випробування електричного устаткування.

Під час експлуатації слід забезпечувати підтримку вихідних ландшафтних умов (усувати затінювання) та зсуви орієнтації модулів, викликаних ерозією ґрунту, вібрацією або ослабленням кріплень, перевірку точності орієнтування панелей ФЕС.

Потрібно регулярно виконувати оцінку запиленості (забрудненості) поверхні сонячних модулів і, у разі необхідності, виконувати їх очищення. За звичай сонячні панелі самостійно очищуються під час дощу або скаткування снігу. За

кутів нахилу 70-90°, як правило, панелі не потребують додаткового очищення. У випадку суттєвого забруднення панелі необхідно промити підготовленою водою без застосування миючих засобів за допомогою шланга з водою та м'якої губки або спеціальної техніки. З метою усунення мікропошкоджень сонячних панелей забороняється витирати їх запилену поверхню сухими предметами. Не рідше 1 раз в пів року необхідно оглядати систему і перевіряти:

- жорсткість кріплень та відсутність корозії;
- якість та цілісність електричних з'єднань;
- цілісність сонячних панелей.

Забороняється проводити обслуговування сонячних панелей в ясну сонячну погоду оскільки сонячні панелі можуть бути нагрітими до високої температури.

Трудомісткі види технічного обслуговування та регламентні ремонтні роботи на ФЕС, пов'язані з фотоелектричними модулями (ФЕМ) або фотоелектричними батареями (ФЕБ), треба планувати на період малої освітленості ФЕМ (ФЕБ) та/або виконувати за умови затінення модулів.

Можливі потенційні небезпеки та шкідливості у нормальних режимах експлуатації устаткування ФЕС:

- ураження електричним струмом $I = 9.09$ (А);
- підвищена та понижена температура поверхонь ФЕМ $t = -30 \div +40$ °С;
- небезпечний рівень напруги електричного кола (стрінга), замикання якого може відбутися через тіло людини $U = 800$ (В);
- підвищена відносна вологість повітря в зимку дорівнює 75—80%;

Можливі потенційні небезпеки та шкідливості у аварійних режимах експлуатації устаткування ФЕС:

- потрапляння під крокову напругу при знаходженні в зоні розтікання струму замикання на землю;
- дотик або наближення на небезпечну відстань до струмовідних частин під напругою без ізоляції або з пошкодженою ізоляцією підвищена та

понижена температура повітря робочої зони;
 Ступінь шкідливості умов праці – шкідливі умови I ступеню.

5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5.3. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
1	2	3
Електричного походження		
Напруга	0,8 кВ	6 В
Струм	9,09А	0,6 мА
Неелектричного походження		
Зміна погодних умов протягом року	Зміна температури протягом року від -20 ⁰ С до +35 ⁰ С	
	Дощ, град, будевій.	
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

5.4 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Згідно із [2], в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмовідних частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з [3], в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Перед допуском до роботи з фотоелектричними панелями слід виконати такі організаційні та технічні заходи:

Таблиця 5.4. 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 обслуговування електрообладнання	Обслуговування обладнання	Роботи з чищення та перевірки кріплення електричних панелей 1 раз на 6 міс.

5.5. Вибір та розрахунок технічних засобів і заходів безпеки до електроустановок

Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату

наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основні електрозахисні засобами (до 1000 В): ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками. Засоби основного захисту (табл. 5.5.):

Таблиця 5.5. – Основні електрозахисні засоби

Вид	Марка	Призначення
Ізолювальні та струмовимірювальні кліщі	UNI-T UTM 1209A	Для вимірювання змінного та постійного струму і напруги
Покажчик 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

Додаткові електрозахисні засоби (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Засоби індивідуального захисту (табл. 5.6.):

Таблиця 5.6. – Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Технічні характеристики

Захисний одяг	Захист від знижених температур	ТБН «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:

- виконувати вимоги з охорони праці;
- дотримуватися правил електробезпеки;
- знати правила, інструкції з охорони праці, інші нормативні правові акти, що містять вимоги охорони праці;
- знати шкідливі і (або) небезпечні виробничі фактори, пов'язані з виконанням робіт, а також заходи захисту від їх впливу;
- дотримуватися правил користування засобами індивідуального та колективного захисту;
- дотримуватися вимог щодо забезпечення пожежо- та вибухобезпеки, знати місце розташування первинних засобів пожежогасіння та вміти ними користуватися;
- дотримуватися правил поведінки на території організації, в виробничих, допоміжних і побутових приміщеннях;
- знати порядок дій в аварійних і нестандартних ситуаціях;
- знати прийоми надання першої (долікарської) медичної допомоги при нещасних випадках і вміти її надавати;
- використовувати обладнання за призначенням відповідно до вимог експлуатаційних документів заводу-виготовлювача.

Роботи по обслуговуванню електрообладнання.

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електрообладнання, необхідно на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає розпорядження.

5.6. Розрахунок захисного заземлення електроустановок напругою до 1 000 В з глухозаземленою нейтраллю

Вихідні дані для розрахунку заземлення:

1. Напруга обладнання, що заземлюється: $U_{\text{обл.}} = 0,8$ (кВ)
2. Кабельна лінія з алюмінієвими жилами з полівінілхлоридною оболонкою та ізоляцією, довжиною 90 (м), площа перерізу 70 мм².
3. Автоматичний вимикач $I_{\text{ном}}=50$ (А), характеристика вимкнення С.
4. КТП-2500 10/0,8 кВ, схема з'єднання обмоток: зірка/зірка, $r_{\text{Ф}}=r_{\text{РЕ}}=0,45$ (Ом), $r_{\text{ТР}}=0,4$ (Ом).

Розрахунок на вимикаючу здатність:

Розрахункова формула для визначення $I_{\text{КЗ}}$ для кабельних мереж (КЛ) має вигляд:

$$I_{\text{КЗ}} = U_{\text{Ф}} / (r_{\text{Ф}} + r_{\text{РЕ}} + (r_{\text{ТР}} / 3)), \quad (5.1)$$

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{800}{0,45 + 0,45 + (0,4/3)} = 774,19 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{КЗ}} \geq 1,25 I_{\text{авт}}^{\text{НОМ}}, \quad (5.2)$$

$$774,19 \text{ (A)} \geq 62,5 \text{ (A)}$$

Зовнішній індуктивний опір петлі фазний-захисний провідник приймаємо $x_{\text{ЗВ}} = 0,3$ (Ом/км).

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки:

Без повторного заземлення захисного провідника визначаємо напругу на корпусі $U_{\text{к}}$ ЕУ:

$$U_{\text{к}} = I_{\text{КЗ}} \cdot Z_3 \leq U_{\text{д}}(t_c), \quad (5.3)$$

$$U_{\text{к}} = 774,19 \cdot 0,45 = 348,39 \text{ (В)}$$

Умови рівності виконуються. Отримане значення $U_{\text{к}}$ не перевищує допустиме значення:

$$U_{\text{к}} \leq U_{\text{д}}(t_c). \quad (5.4)$$

5.7. Надзвичайні ситуації

Приміщення сонячної станції відноситься до категорії Д – негорючі речовини у холодному стані з зонами П-I (місця встановлення трансформаторів), де застосовуються горючі рідини з температурою спалаху більше 61 °С.

Будівлі сонячної станції характеризуються III ступенем вогнестійкості.

До III ступенем вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Біля входу станції необхідно встановити 1 порошковий вогнегасник. На території повинно бути розташовано 2 пожежних щита, до комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на ньому, включені: вогнегасники – 3 шт., ящик

з піском - 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3,0 м³ та укомплектований совковою лопатою. Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

Забороняється проводити роботи в негоду та в сонячні дні, так як існує вірогідність отримання травм від природних чинників та нагріву фотоелектричних панелей в сонячну погоду. Роботи потрібно проводити в затемнену пору доби.

СЕС розташовані на території яка знаходиться подалі від річок та озер що виключає варіант небезпечної ситуації – повінь. Водовідведення на СЕС проводиться природним чином.

Висновки до розділу 5

У даному розділі було проаналізовано небезпечні фактори, які присутні на ФЕС, розглянуто необхідні умови для забезпечення електробезпеки на об'єкті. Також були розглянуті організаційні засоби безпеки, щодо поведження персоналу під час перебування на ФЕС та можливі потенційні небезпеки і шкідливості у нормальних режимах експлуатації устаткування ФЕС.

Для захисту персоналу від електричної напруги були обрані:

- ізолювальні та струмовимірювальні кліщі UNU-T UTM 1209A
- показчик напруги до 1000 В Поиск-1Ф
- рукавички гумові діелектричні Ен
- слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками НЭМ-101

Для захисту від інших шкідливих чинників були обрані захисний одяг в холодну пору року, черевики для захисту від механічних ушкоджень, захисні рукавиці та захист голови (каска).

Для захисту від непрямого дотику було розраховане захисне заземлення.

Також розглянуто надзвичайні ситуації – пожежі, грози, та повені, можливі причини займання, розглянуто профілактичні заходи пожежної безпеки – методи гасіння пожеж в електроустановках.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1.Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.
- 2.Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017. – 760 с.
- 3.ДСТУ – Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія.
- 4.Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.
- 5.ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.
- 6.ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
- 7.НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.
- 8.ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж
- 9.ДСТУ 20494:2003 Штанги ізолювальні оперативні та штанги переносних заземлень. Загальні технічні умови
10. ДСТУ EN ISO 13688:2016 Одяг захисний. Загальні вимоги
11. ДСТУ EN ISO 20346:2010 Засоби індивідуального захисту. Захисне взуття
12. ДСТУ ІЕС 60903:2008 Робота під напругою. Рукавички з ізоляційного матеріалу
13. ДСТУ EN 397:2017 Каски захисні промислові

14. ДСТУ EN 168-2001 Засоби індивідуального захисту очей

15. ДСТУ EN 352-1:2017 Засоби індивідуального захисту органа слуху.

Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 1. Шумозахисні навушники

16. ДСТУ EN 352-3:2017 Засоби індивідуального захисту органа слуху.

Вимоги щодо безпеки та випробування. Частина 3. Шумозахисні навушники, приєднані до промислової захисної каски

17. ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання