

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

“Допущено до захисту ”

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛЄШКОВ

“ ____ ” _____ 2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої** **освіти**

на тему

**“ Розробка автономної інтегрованої системи електропостачання
локальних об’єктів з використанням відновлювальних джерел
енергії”**

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

_____Олег Тикул

« ____ » _____ 2023 р.

Керівник роботи

д.т.н., професор

_____Василь КЛИМЕНКО

« ____ » _____ 2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плещков П.Г.

«_____» _____ 2023 р.

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

Тикула Олега Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Розробка автономної інтегрованої системи

електропостачання локальних об'єктів з використанням відновлювальних

джерел енергії

Development of an autonomous combined power supply system for local facilities
using renewable energy sources

2. Керівник роботи (проекту) Клименко Василь Васильович, д.т.н., професор

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 30.12.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Метою цього дослідження є розробка наукового аналізу інтегрованої автономної системи електропостачання, яка використовує відновлювані джерела енергії із заданими функціональними характеристиками. В рамках цього дослідження будуть враховуватися особливості електропостачання та закономірності надійності та вартісних показників з метою підвищення надійності та ефективності систем з локальним електропостачанням.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	<i>10.10.23</i>	
2	<i>Дослідження і оцінка систем електропостачання з джерелами відновлюваної енергетики.</i>	<i>16.10.23</i>	
3	<i>Оптимізація роботи систем електропостачання з використанням відновлюваних джерел енергії для збільшення їх енергоефективності.</i>	<i>28.10.23</i>	
4	<i>Розроблення автономної системи електропостачання для об'єктів відновлюваними джерелами енергії.</i>	<i>16.11.23</i>	
5	<i>Техніко-економічний підвищення енергетичної ефективності системи електропостачання за допомогою автономної системи</i>	<i>30.11.23</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>06.12.23</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>12.12.23</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації магістерської роботи</i>	<i>25.12.22</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Тикул О.О. Розробка автономної інтегрованої системи електропостачання локальних об'єктів з використанням відновлювальних джерел енергії

Development of an autonomous combined power supply system for local facilities using renewable energy sources

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

У кваліфікаційній роботі здійснено дослідження сумісної роботи локальної системи електропостачання відновлюваними джерелами енергії із заданими функціональними властивостями. Беручи до уваги характер електричних навантажень, визначено їхній вплив на надійність та ефективність систем локального електропостачання.

Проведено аналіз наявних відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) для побудови поєднаних автономних систем електропостачання та їхніх особливостей на території України.

Досліджено можливість практичного застосування відновлюваних джерел енергії в поєднаній автономній системі електропостачання для оцінки енергоефективності.

Виконано оптимізацію структури сумісної локальної системи електропостачання та ВДЕ, що підвищує енергетичну ефективність її функціонування.

ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЛОКАЛЬНА СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, СОНЯЧНА ГЕНЕРАЦІЯ, ВІТРОГЕНЕРАЦІЯ.

ABSTRACT

TYKUL O. Development of an autonomous combined power supply system for local facilities using renewable energy sources.

Розробка автономної інтегрованої системи електропостачання локальних об'єктів з використанням відновлювальних джерел енергії

Specialty 141 - "Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". - EPP "Electrical systems of power consumption". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2023

The qualification work explores the collaboration of a local power supply system with renewable energy sources with specified functional properties. Considering the nature of electrical loads, their impact on the reliability and efficiency of local power supply systems has been determined.

An analysis of available renewable energy sources (RES) has been conducted for the development of integrated autonomous power supply systems and their features within the territory of Ukraine.

The feasibility of practical application of renewable energy sources in the integrated autonomous power supply system has been investigated to assess its energy efficiency.

Optimization of the structure of the combined local power supply system and RES has been performed, enhancing the energy efficiency of its operation.

Keywords: RENEWABLE ENERGY SOURCES, LOCAL POWER SUPPLY SYSTEM, ENERGY EFFICIENCY, SOLAR GENERATION, WIND GENERATION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП	9
1. АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	12
1.1 Теоретичне дослідження ситуації в енергосистемі	12
1.2 Аналіз побудови гібридних електромереж.....	13
Висновки до розділу 1.....	29
2. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ІНТЕГРОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	30
2.1 Методи підвищення ефективності роботи відновлювальних джерел енергії	30
2.2 Використання технології з модуляцією ширини імпульсів.....	33
2.3 Технологія відстеження точки максимальної потужності	35
2.4 Схемні реалізації методів контролю оптимальної швидкості турбіни вітрогенератора	42
Висновки до розділу 2.....	47
3. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ДИЗЕЛЬНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ	48
3.1 Аналіз експлуатаційних режимів дизелів	48
3.2 Розробка комплексної структурної схеми інверторної ДЕС	52
3.3 Визначення оптимальної кількості та потужності дизельних станцій в локальних децентралізованих електросистемах	57
3.4 Регулювання технічних аспектів споживання електроенергії.....	68
Висновки до розділу 3.....	70

4. ПОБУДОВА МІСЦЕВОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	71
4.1 Структурні схеми та алгоритми управління компонентами локальних систем електропостачання з ВДЕ	71
4.2 Структурні схеми та алгоритми управління системами електропостачання із фото-дизельними електростанціями	77
4.3 Методологія створення гібридного енергокомплексу	80
Висновки до розділу 4.....	85
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	86
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	88
ДОДАТКИ.....	92
Додаток А	93
А1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві та заходи по їх усуненню	93
А.2. Розрахунок блискавкозахисту для будівлі	94

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АКБ - акумуляторна батарея;

ВДЕ - відновлювані джерело енергії;

ВЕУ - вітрова електроустановка;

УРС - джерело безперебійного живлення;

ДЕУ - дизельна електрична установка;

МРРТ – пристрій контролю заряду сонячних батарей;

ПЕР - паливно-енергетичні ресурси;

РН - регулятор напруги;

СГ - синхронний генератор;

СЕУ - сонячна електрична установка;

ШІМ - широтно-імпульсна модуляція;

ВСТУП

Активна інтеграція альтернативних джерел відновлювальної енергії до традиційних енергосистем є ключовим напрямком енергетичної стратегії України з 2010 року. Збільшення частки виробництва енергії з альтернативних джерел до 30% у енергетичній системі країни сприятиме перерозподілу джерел енергії, зниженню витрат на теплопостачання, обмежить викиди вуглецю, а також сприятиме енергетичній незалежності.

Сьогодні та в майбутньому найбільшого поширення як альтернатива паливній енергетиці отримує відновлювана енергетика. Нестабільність енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії підвищує роль інтелектуальних способів їх інтеграції в електроенергетичну систему. Зокрема, термін «Smart Grid», під якими розуміють інтелектуально-інформаційний принцип керування навантаженнями в електричній мережі, вперше введено в кінці 2000 років при розробці контролерів для синхронізації вітрогенераційних електроустановок з електричною системою.

Іншими чинниками системи електропостачання, що впливають на ефективність її роботи, є тимчасові зміни споживаної потужності та ступінь їх кореляції зі змінами енергетичного потенціалу використовуваних відновлюваних енергоресурсів.

Ці основні чинники визначають раціональну структуру системи електропостачання за участі відновлюваних джерел енергії та алгоритми управління елементами енергосистеми і взаємодії між ними. Стохастичний характер збурень визначає необхідність використання інтелектуальних алгоритмів з адаптивними властивостями, які забезпечують поліпшення техніко-економічних характеристик електроенергетичної системи.

Техніко-економічні характеристики виражають відомими

показниками. Технічні - коефіцієнтом використання встановленої потужності, питомою витратою палива на вироблену електроенергію, скороченням витрат вуглеводневого палива, надійністю електропостачання тощо. Економічні - собівартістю виробленої електроенергії, терміном окупності витрат на енергокомплекс, питомою вартістю встановленої потужності і іншими.

Окрім техніко-економічних показників енергокомплексу, варто враховувати екологічні та соціально-політичні аспекти його створення.

Отже, можна запропонувати визначення інтелектуальних енергетичних систем. Інтелектуальними енергетичними системами є ті, які з декількох цілей функціонування обирають найбільш доцільну на поточний часовий інтервал, залежно від зовнішніх і внутрішніх чинників, прогножуючи зміни зовнішніх чинників і свій власний стан.

На даний час інтелектуальні властивості набуває не лише відновлювана, але й паливна енергетика.

Завдяки сучасним технологіям інтелектуальні мережі можуть застосовуватися як у масштабах будівель, підприємств, електроенергетичних систем, так і для звичайних домашніх електроприладів, наприклад, холодильника чи пральної машини. Всі пристрої, що входять до складу інтелектуальних мереж, мають бути оснащені взаємопов'язаними інформаційно-технічними засобами.

Оцінки ефекту від впровадження інтелектуальної енергетики ґрунтуються на істотному зниженні встановлених потужностей, що вводяться в нових електростанціях і пов'язаних з ними мережевих об'єктах для передачі потужності. Внаслідок цього, найбільш значущим системним економічним ефектом є зниження капіталовкладень.

Метою даного дослідження є розробка науково-технічного аналізу для створення інтегрованої автономної системи електропостачання з

використанням відновлюваних джерел енергії та врахуванням заданих функціональних властивостей, що відповідають характеру електропостачання та закономірностям надійності та енергоекономічних характеристик.

Об'єктом дослідження є процеси функціонування інтегрованих автономних систем електропостачання з використанням відновлюваних джерел енергії, інтегрованих у систему.

Предметом дослідження є методи оптимізації структури функціонування інтегрованих систем електропостачання та процеси вироблення електроенергії генеруючими установками через використання відновлюваних джерел енергії.

У ході дослідження використано сучасні системного аналізу, прикладного статистичного аналізу, синтезу комплексних систем та аналізу за допомогою сучасних комп'ютерних програм.

Науковою новизною результатів є використання системного підходу та комплексних досліджень функціонування інтегрованих автономних систем електропостачання, що дозволило виявити напрямки підвищення надійності електропостачання та ефективного використання енергоресурсів. Також була розроблена енерго-економічна оптимізація структур інтегрованих автономних систем електропостачання з різними видами енергії, що дозволило реалізувати задані функціональні властивості систем на основі аналізу їхньої економічної ефективності з урахуванням показників надійності.

РОЗДІЛ 1

1. АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

1.1 Теоретичне дослідження ситуації в енергосистемі

Основними генеруючими джерелами систем автономного електропостачання України є паливні електростанції. При виборі потужності паливних електростанцій, які використовуються як основне джерело електропостачання, зазвичай орієнтуються на покриття максимуму електричного навантаження та забезпечення можливості запуску електродвигунів.

В автономних об'єктах присутні пристрої з малою потужністю (зарядні пристрої, телевізор, ноутбук). Отже, для добового навантаження автономного об'єкта характерні зміни від декількох ватів до декількох кіловатів. Паливна електростанція, обрана за максимальним електричним навантаженням, буде змушена працювати при навантаженні набагато менше номінального. Робота паливної електростанції на мале навантаження пов'язана з такою проблемою, як висока питома витрата палива при зниженні ККД паливної електростанції. Отже, знижується ефективність паливної електростанції.

Одним з альтернативних варіантів вирішення проблеми можуть бути акумуляторні батареї, які використовуються спільно з паливною електростанцією. Формування автономної комбінованої системи електропостачання об'єктів на основі паливної електростанції і акумулятора електроенергії передбачає знаходження певної частки заміщення паливної електростанції акумуляторними батареями, яка відповідатиме оптимальним параметрам системи електропостачання.

Автономне електропостачання є актуальною темою для України. У більшості дрібних населених пунктів наявні мережі досягли високого ступеня зношеності і не можуть забезпечити електроенергією всіх споживачів.

У світі існує безліч джерел відновлюваної енергії, наприклад: енергія хвиль, сонячного світла, припливів і відливів, а також енергія вітру. Ще в середні століття люди будували вітряні млини для помелу зерна і підйому води.

В якості одного з найбільш перспективних джерел енергії виділяють енергію сонячного випромінювання. Відзначається, що сонячна енергія є найкращим варіантом через її поширеність, значне сонячне випромінювання та загальний надлишок у природі. У свою чергу, вітер – невичерпне джерело енергії, використання якого у порівнянні з іншими ВДЕ може сприяти підвищенню ефективності енергоустановок.

Деякі об'єкти виявилися віддалені від централізованих електричних систем, зокрема, від ліній електропередачі на значну відстань. Заповнити відсутність централізованого енергопостачання і виключити недоліки паливних електростанцій можуть автономні системи електропостачання, що використовують як традиційні джерела енергії (паливо), так і нетрадиційні, відновлювані джерела енергії (ВДЕ).

Тому необхідно дослідити можливі ВДЕ для використання в комбінованій системі електропостачання, їх оцінку як джерела енергії, а також можливі ризики, які можуть виникнути під час роботи системи. Основна мета – побудувати найраціональнішу комбіновану систему електропостачання для майбутнього об'єкта.

1.2 Аналіз побудови гібридних електромереж

Серед наукових досліджень і публікацій відомо використання

відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) для живлення віддалених мобільних споживачів та впровадження комбінованих систем резервного живлення, об'єднуючи ВДЕ і паливні електростанції (ПЕ).

Існують різні способи поєднання вітроенергетичних установок (ВЕУ), фотоелектричних установок (ФЕУ) та дизель-генераторів (ДГ) для електропостачання. Однак всі ці варіанти гібридних електростанцій відрізняються як за використаною технікою, так і за техніко-економічними параметрами.

Стаття [3] описує схему вітро-сонячної станції з уточненим конвертувальним обладнанням на шині змінного струму зі вставкою шини постійного струму (ШПТ). Ця система не передбачає використання дизель-генераторів, що суттєво впливає на надійність електропостачання.

У доповіді [5] пропонується модель вітро-дизельної станції, яка працює виключно на змінному струмі. Цей варіант не включає перетворювачі, але вимагає вирішення проблем синхронізації напруги і частоти, що потребує складних систем управління.

У роботі [5] реалізована модель гібридної станції з використанням енергії вітру і сонця, а також дизель-генератора. Ця модель побудована на трифазній мережі зі вставкою ШПТ та включає всі необхідні перетворювачі, що дозволяє проводити розрахунок короткострокового періоду, але вимагає багато часу для моделювання довгострокового періоду.

Стаття [6] містить порівняльний аналіз трьох основних способів поєднання джерел енергії (ФЕП, ВЕУ, ДГ) і вибрана як основа для даної роботи.

В першому варіанті на рисунку 1.1, використовується з'єднання на шині змінного струму без будь-яких перетворювачів. Цей підхід має

переваги у простоті та можливості масштабування, проте вимагає узгодження параметрів електричних генераторів для забезпечення сталої напруги та частоти мережі, що зростає вартість обладнання ВДЕ.



Рисунок 1.1 - ВЕС на шині постійного струму

При переході до розгляду іншої альтернативи (рис 1.2) використано принцип додаткового накопичувача. Цей підхід є практичним, оскільки дозволяє збільшити маневрові можливості станції, зменшуючи тим самим вартість. Тим не менше, через використання додаткових перетворювачів та існуючі проблеми втрат потужності, цей варіант може становити сумнів у своїй ефективності та вимагати додаткового детального аналізу.



Рисунок 1.2 - ВЕС на шині з додатковим накопичувачем

Також розглядається ще одна поширена конфігурація для з'єднання за допомогою інвертора відображена на (рис. 1.3). Використання цієї схеми вже забезпечує кілька переваг порівняно з попередніми варіантами: уникнення проблем з синхронізацією напруги і частоти при включенні ВЕУ, простота та вартісна доступність перетворювачів енергії, а також зручність масштабування. Забезпечується можливість ефективного окремого управління кожним джерелом електроенергії. Досягається висока якість відпускається енергії, оскільки споживачі живляться від одного інвертора.



Рисунок 1.3 - Структура взаємодії джерел на високочастотній шині змінного струму

Ключову роль у формуванні будь-яких гібридних електростанцій відіграють буферні акумулятори електроенергії. Приєднані до спільної шини будь-якого типу за допомогою відповідного перетворювача, вони можуть істотно удосконалити функціонування системи.

Використання додатково акумуляторів енергії у гібридних електростанціях дозволяє зменшити частку використання палива за рахунок заміщення енергії, що виробляється дизель-генератором, енергією, збереженою у накопичувачі під час роботи відновлюваних джерел; ефективно оптимізувати робочі режими дизелів, збільшуючи їхній ресурс;

підвищити надійність живлення споживачів за рахунок введення у систему власне безперебійного джерела енергії; поліпшити показники якості енергії, яку генерує система, особливо в динамічних режимах [8].

1.3 Дослідження оптимального підходу до вибору обладнання

Ключовою складністю при розробці комбінованих електростанцій є виклик знаходження оптимального рішення щодо витрат та ефективного розподілу кількості використаних елементів. Зараз не існує єдиного та налагодженого методу оптимізації, існують лише концептуальні алгоритми, які мають свої переваги та недоліки.

У власних дослідженнях [9,11] використовується ефективна схема на постійному струмі, передові алгоритми оптимізації (генетичний алгоритм та метод рою частинок), однак вони не враховують використання акумуляторів енергії. Роботи базуються на широкому спектрі вихідних даних щодо сонячної та вітрової енергії, але обмежені географічним охопленням - лише Іспанія, ускладнюючи адаптацію алгоритму для інших регіонів.

У дослідженні [10] використовується програмний комплекс «HOMER» - «Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources», який застосовує свій алгоритм оптимізації після аналізу. Однак, ретельний огляд авторського коду вказує на обмеження використання жорстких параметрів, а «HOMER» - комерційний продукт, не надає можливості моделювання фізичних процесів, ускладнюючи розуміння роботи системи.

У роботі [11] наведено формалізований опис окремих елементів гібридної схеми на постійному струмі, використано простий, але коректний метод оптимізації витрат, порівняно з складнішими алгоритмами. Однак відсутність резервного джерела живлення (альтернативного джерела або лінії приєднання до магістралі) ставить під сумнів надійність такої схеми.

У роботі [12] використані актуальні дані для будь-яких територій, надаючи вигідну схему комбінованої електростанції. Застосований сучасний генетичний алгоритм для поетапної оптимізації, проте відсутність опублікованого відкритого коду ускладнює використання їх методики.

1.4 Огляд джерел енергії для використання в комбінованій системі електропостачання

Сучасні тенденції в енергетичній галузі обумовлюють інтерес до використання альтернативних джерел енергії в комбінованих системах електропостачання. Це необхідно з урахуванням викликів, пов'язаних із змінами клімату, споживчою потребою та пошуком стійких та ефективних енергетичних рішень. Декілька ключових альтернативних джерел енергії може стати значущими у подальшому розвитку комбінованих систем електропостачання.

Сонячні панелі використовують сонячне випромінювання для генерації електроенергії. Вони можуть бути інтегровані в комбіновані системи як одне з основних джерел електроенергії. Важливою перевагою є відсутність викидів CO₂ та низькі експлуатаційні витрати на зберігання сонячної енергії.

Вітряні турбіни можуть бути використані для виробництва електроенергії з вітру. Комбіновані системи можуть поєднувати сонячні панелі і вітряні генератори для забезпечення стабільного та надійного електропостачання в умовах різноманітних погодних умов.

Використання потоків води для генерації електроенергії може стати ефективним в комплексі з іншими джерелами. Мікрогідроенергетика або гідроакumuлюючі системи можуть доповнювати інші джерела енергії.

Використання біомаси, біогазу та біопалива може забезпечити додаткові джерела енергії для комбінованих систем. Це включає в себе

використання відходів або вирощування енергетичних культур.

Використання тепла землі для генерації електроенергії може бути інтегровано в комбіновані системи. Геотермальні насоси та теплові насоси можуть забезпечити сталий потік енергії.

1.4.1 Електростанції на традиційних видах палива

В сучасний період для автономного електропостачання насамперед використовуються традиційні паливні електростанції. Структура автономної системи електропостачання, що базується на ТПЕ складається з електромеханічного генератора, що приводиться в рух бензиновим, газовим або дизельним двигуном внутрішнього згоряння, об'єднаних в єдиний агрегат на монтажній рамі. Традиційні паливні електростанції є найбільш універсальними джерелами електроенергії змінного та постійного струму із широким спектром потужностей і напруг. Вони мають високий ККД та технологічності виготовлення.

Основним недоліком подібних систем є обмежений обсяг заміщення дизельної генерації.

Однією з переваг генераторів на бензині є їх доступна ціна та низький рівень шуму до 70 дБ. Такі джерела енергії застосовують для короткочасних та невеликих завдань. Однак в роботі з бензиновими електростанціями виникають ряд проблем:

- Бензиновий двигун не може забезпечити велику потужність, тому що переносні генератори мають потужність до 5 кВт.
- Велика витрата бензину призводить до високих витрат на електроенергію.

Газові електростанції, засновані на газо-поршневих двигунах внутрішнього згоряння, вирізняються простою та надійною конструкцією. При використанні якісного природного газу ККД газової електростанції складає 43-48 %. Вони мають тривалий термін служби порівняно з

бензиновими та дизельними електростанціями.

Значною перевагою газових генераторів є екологічна безпека. Деякі газові електростанції можуть працювати при температурі -15°C , але це може впливати на стабільність генератора через недостатнє випаровування рідкого газу в балоні, збільшуючи витрати палива.

Сучасні удосконалення газотурбінних двигунів робить їх конкурентоспроможними в порівнянні з бензиновими та дизельними двигунами.

Головною їх перевагою є низька собівартість електроенергії, завдяки невеликому споживанню газу, який коштує приблизно у два рази менше, ніж бензин або дизельне паливо.

Основним джерелом електроенергії для автономних споживачів в Україні вважаються дизельні станції, і це обумовлено різними факторами. Дизельні електричні станції мають численні переваги, зокрема:

- універсальність використання;
- відносно низька вартість;
- надійність;
- безпечне для навколишнього середовища і працівникам.

Однак у дизельних електростанціях, як частини автономної системи електропостачання, виявляються недоліки при роботі на низьких навантаженнях. Такі проблеми, як збільшення споживаної палива на одиницю електроенергії та виникнення ефекту карбонізації, негативно впливають на ресурс двигуна.

Для розв'язання цих проблем можна використовувати інші джерела енергії, такі як сонячні електростанції (СЕС), вітроелектростанції (БГУ) або мікрогідроелектростанції (мГЕС), для часткового задоволення енергетичних потреб та запобігання значному недовантаженню традиційних паливних електростанцій.

1.4.2 Вітрогенераторні установки

Вітрогенераторна установка (ВУ) використовує принцип виникнення підйомної сили, що діє на лопаті турбіни. Ця сила призводить до обертання генератора, який виробляє електроенергію.

Загальний вигляд структурної схеми автономної системи електропостачання, заснованої на використанні вітрових установок, представлений на рисунку 1.4. Застосування швидкісних вітродвигунів в ВУ дозволяє зменшити кількість редукторів, що, в свою чергу, призводить до зниження розмірів, вартості та експлуатаційних витрат енергосистеми.



Рисунок 1.4- Загальний вигляд структурної схеми автономної системи електропостачання з використанням вітрових установок

1.4.3 Сонячні перетворювачі

Найсуттєвішим недоліком даної концепції полягає у непередбачуваності вітрового потоку, оскільки вітер може бути відсутнім протягом кількох днів, що може викликати відмову в електропостачанні. Таким чином, безпосереднє живлення споживачів від ВЕС стає неможливим, і рекомендується використовувати вітроенергетичні установки для автономного використання лише в поєднанні з резервними джерелами електроенергії.

1.4.4 Фотоелектричні системи генерації електроенергії

На сьогодні перетворення сонячної енергії в електричну реалізується через фотоелектричні перетворювачі, які визначаються як пріоритетні з числа наступних причин:

- безшумна експлуатація;
- високі експлуатаційні характеристики.
- відсутність рухливих частин;
- екологічна чистота процесу перетворення енергії;
- екологічна безпека;

Недоліком сонячного випромінювання як джерела енергії є його нерівномірність на земній поверхні, зумовлена добовою і сезонною циклічністю, а також погодними умовами. Для отримання значущої електричної потужності необхідно використовувати великі площі, покриті дорогими напівпровідниковими сонячними елементами. Вартість отриманої електроенергії таким чином значно вища, ніж вартість традиційно виробленої електроенергії. Ця проблема є однією з ключових обмежень розвитку масштабної сонячної енергетики.

Електроенергія, отримана від фотоелектричних перетворювачів, може використовуватися безпосередньо. Структурна схема автономної системи

електропостачання на основі ФЕС представлена на рисунку 1.5.

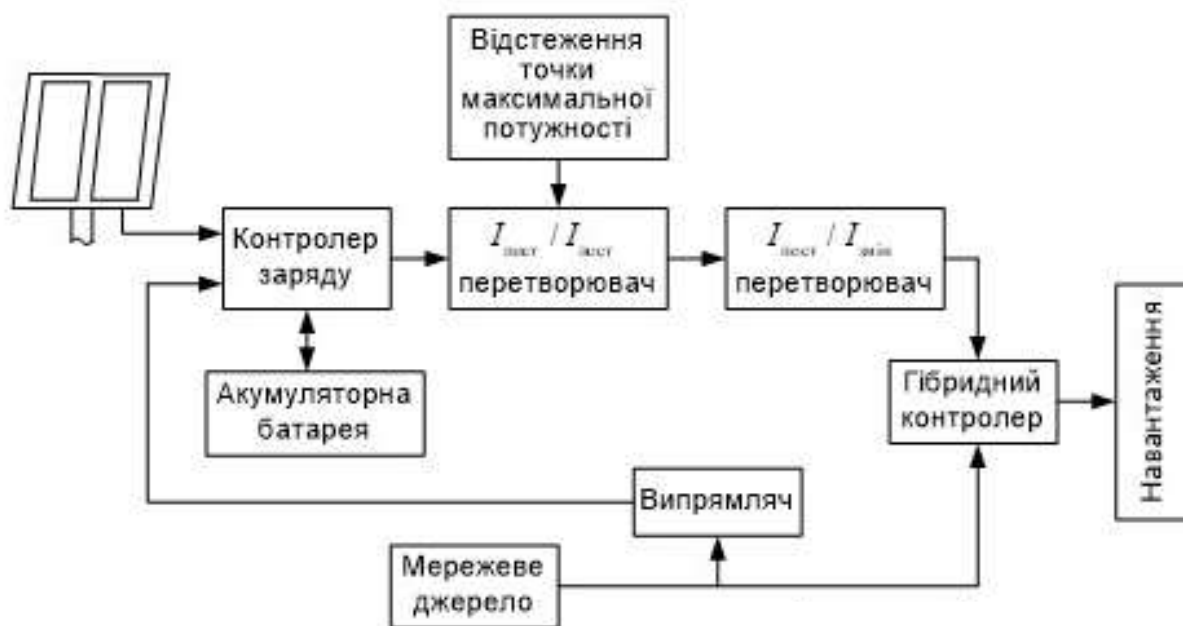


Рисунок 1.5 - Загальний огляд структурної конфігурації автономної системи електропостачання, заснованої на ФЕС

Ці системи вирізняються своєю доступною вартістю. Завдяки непостійному надходженню сонячної енергії, такий електрогенератор має обмежену енергетичну стійкість.

1.5 Відновлювальні енергетичні ресурси та їх перспективи глобального використання

Енергетична стійкість розвинених країн світу нерозривно пов'язана із доступністю надійних джерел вуглеводневої сировини, зокрема, нафти та газу.

Основні споживачі нафти та газу відзначаються серед високорозвинених держав, і велика частка експорту цих ресурсів

концентрується в обмеженій групі країн з перехідною економікою. Наприклад, США, споживаючи 26,4% світового обсягу нафти, лише видобуває 9,9%. Розвинені країни Північно-Східної Азії, такі як Японія, Південна Корея і Тайвань, не видаючи свою нафту, використовують 10% світового виробництва. Китай, швидко розвиваючись, хоч і видобуває 6,8% світового обсягу нафти, споживає 8,4%.

Нафтовим експортером залишається Близький Схід, видобуваючи 31,5% світового обсягу нафти, але споживає лише 6,1%.

За поточними темпами видобутку і споживання, запасів нафти вистачить на століття. Саудівська Аравія може експлуатувати свої 24% світових запасів ще протягом 90 років. Запасів у Африці значно менше, і при поточному рівні споживання, їх вистачить на 30 років. У Південно-Тихоокеанському регіоні запасів вистачить на 15 років. Європа та СНД мають найбільші доведені запаси, яких вистачить на 20 роки.

Стратегія енергетичного розвитку у всесвітньому масштабі, що ґрунтується на використанні вуглеводневих викопних ресурсів, багаторазово наголошує на складнощах, пов'язаних із обмеженістю цих паливних джерел. Структура споживання енергетичних ресурсів в Світі вказує на стрімкий ріст відновлювальної енергетики. Ілюстрацією цьому служать кругові графіки, які можна відзначити на рисунку 1.6.

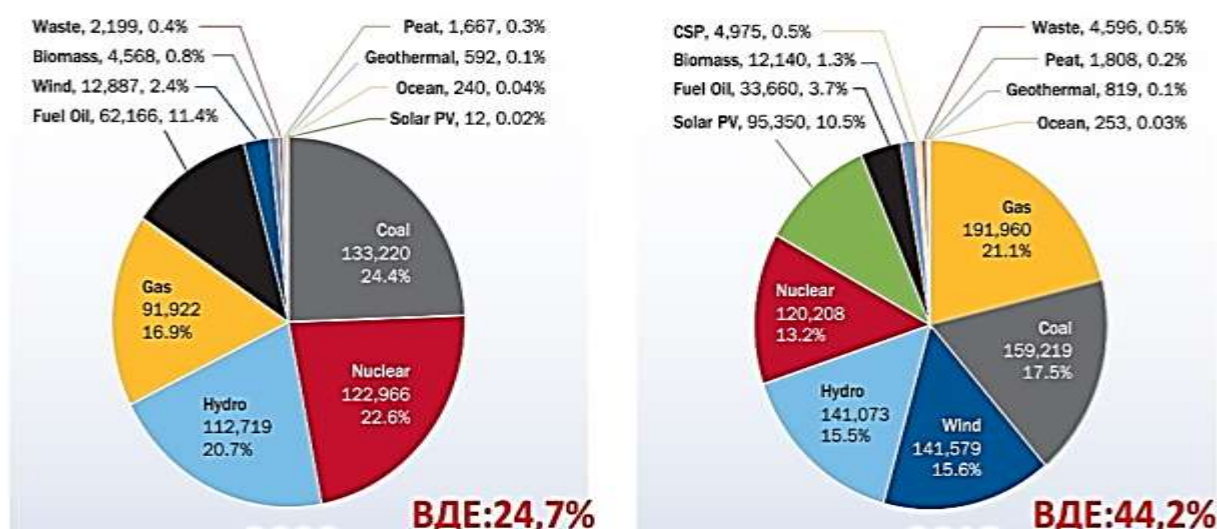


Рисунок. 1.6 - Структура споживання енергетичних ресурсів

Проте запаси традиційних ресурсів все одно швидко зменшуються.

Впровадження альтернативних джерел енергії має не тільки позитивний вплив на екологію, зменшуючи викиди парникових газів, але й сприяє енергетичній стабільності регіонів, які обмежені в доступі до традиційних паливно-енергетичних ресурсів. Крім того, використання відновлюваних джерел дозволяє зберегти обмежені запаси енергетичних ресурсів, сприяти розвитку нових технологій і машин, а також розширювати можливості використання палива (газ, нафта, вугілля) для неенергетичних цілей.

Необхідність впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в Україні визначається кількома ключовими чинниками:

- розв'язанням енергетичних проблем віддалених, важкодоступних та екологічно чутливих регіонів;
- зменшенням необхідності у будівництві довгих ліній електропередач, особливо в умовах важкодоступних та віддалених районів;
- зменшенням викидів CO₂, NO та інших забруднюючих речовин;
- впровадженням децентралізованого енергопостачання там, де централізовані підходи економічно неперспективні, з урахуванням ускладненої доставки палива та неефективного його використання.

Позитивний досвід країн Європейського союзу демонструє, що ефективні системи державного економічного стимулювання є ключовим фактором у впровадженні відновлюваних джерел енергії. Вони стали активними учасниками виконання зобов'язань Кіотського протоколу, спрямованих на зменшення викидів парникових газів. Рисунок 1.7 ілюструє використання нетрадиційних відновлюваних джерел енергії.

Вартість численних технологій, спрямованих на використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та виробництво електроенергії, постійно зменшується завдяки їхньому постійному удосконаленню і збільшенню обсягів виробництва. Альтернативні ВДЕ стають дедалі більш конкурентоспроможними в таких галузях енергетики, як виробництво

електроенергії, системи теплопостачання та інтегровані енергетичні рішення для автономних споживачів.

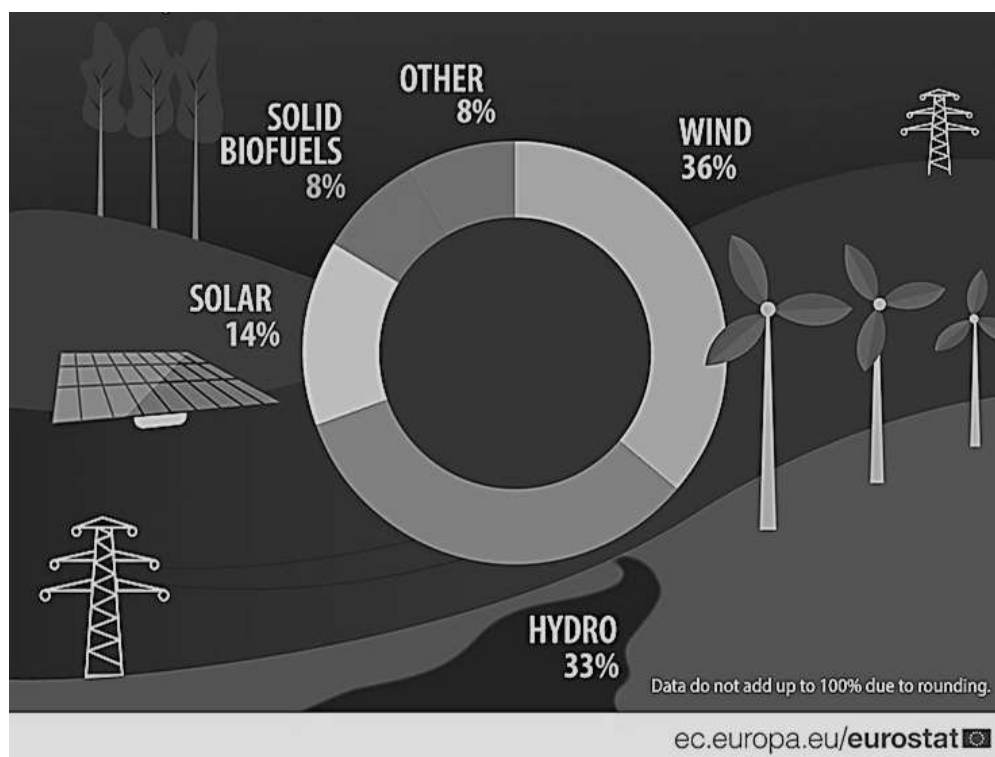


Рисунок 1.7 Використання нетрадиційних відновлюваних джерел енергії в Європі (згідно даних Eurostat).

Протягом першої половини XXI століття альтернативні ВДЕ можуть здобути статус одного з ключових енергетичних ресурсів. Їх внесок у енергетичний баланс багатьох країн може досягти вражаючих 48–55%.

В Україні велика різноманітність відновлюваних джерел енергії простягається практично по всій території. Важливими складовими сектору відновлюваної енергетики в Україні є вітроенергетика, сонячна енергетика, мала гідроенергетика, біоенергетика, геотермальна енергетика і енергетика, спрямована на збереження навколишнього середовища. Загальний технічний річний сумарний енергетичний потенціал головних видів відновлюваних нетрадиційних джерел енергії в Україні (рис. 1.8).

Загальний енергетичний потенціал головних видів відновлюваних нетрадиційних джерел енергії



Рисунок 1.8 - Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні

Але слід відзначити, що економічно ефективний енергетичний потенціал значно менший.

У найближчі десятиліття країни, що розвиваються, залишатимуться основними споживачами енергії від нетрадиційних відновлюваних джерел енергії. Це визначатиметься, в першу чергу, зниженням темпів зростання використання біомаси, оскільки з розвитком економіки і підвищенням рівня життя населення вона буде витіснятися органічним паливом. У 2020 році біомаса і горючі тверді відходи складали приблизно 25% від загального споживання первинних енергоресурсів в цих країнах, а цей показник до 2030 року знизиться до 14%.

Збільшення обсягів наукових досліджень в галузі відновлювальної

енергетики, впровадження ефективної законодавчо-правової та нормативної бази, а також системи державного економічного стимулювання дозволять широко та ефективно використовувати нетрадиційні відновлювані джерела енергії.

Україна, з часткою ВДЕ приблизно 2,8% у загальному енергозабезпеченні і близько 7,1% у електрозабезпеченні, є типовим прикладом країни, яка має вже розвинуту систему централізованого електропостачання, але водночас виявляє значний інтерес до децентралізованих джерел енергії.

Висновки до розділу 1

У розділі виконано аналіз різноманітних конфігурацій гібридних електростанцій, у якому враховано можливості комбінування відновлюваних джерел енергії та паливних електростанцій. Особлива увага приділена вивченню перспектив використання відновлюваних джерел енергії у глобальному масштабі.

Проведено детальний аналіз використання нетрадиційних відновлюваних джерел енергії та визначено обсяг споживання первинної енергії в Україні в цьому контексті.

Проаналізовано проблематику оптимального вибору обладнання для гібридних електростанцій, і це аналізовано на фоні результатів попередніх досліджень та наукових робіт, що розглядали це питання. Отримані результати дозволяють визначити найбільш ефективні рішення для оптимізації гібридних систем енергопостачання.

РОЗДІЛ 2

2. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ІНТЕГРОВАНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Методи підвищення ефективності роботи відновлювальних джерел енергії

Методи підвищення ефективності роботи відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) представляють собою ключовий аспект стійкого енергетичного майбутнього. Зростаюча увага до екологічних проблем та потреба в обмеженні використання викопних палив зумовлюють необхідність оптимізації та підвищення продуктивності ВДЕ.

Одним із методів є удосконалення процесів перетворення сонячної енергії, вітрової сили, гідроенергії та інших джерел у використовувану електроенергію дозволяє ефективніше використовувати потенціал ВДЕ.

Іншим методом є розробка ефективних систем зберігання енергії. Оскільки відновлювальні джерела енергії часто залежать від природних умов та коливань, створення ефективних систем для зберігання надлишкової енергії на час недостатку стає стратегічно важливим завданням.

Впровадження інноваційних матеріалів виробничих елементів може значно підвищити ефективність ВДЕ. Розробка нових матеріалів для сонячних панелей, вітрогенераторів і акумуляторів дозволяє збільшити їх витрато- та енергоефективність.

Збільшення ефективності систем управління і моніторингу ВДЕ відкриває можливості для оптимізації роботи енергетичних комплексів. Використання інтелектуальних технологій та систем штучного інтелекту може допомогти пристосовувати роботу ВДЕ до змінних умов і підвищувати їх ефективність.

Узагальнюючи, методи підвищення ефективності ВДЕ спрямовані на створення стабільної та продуктивної енергетичної системи, яка зменшуючи вплив на довкілля та забезпечить сталість в енергетичному секторі.

Характерною особливістю вітро- та фотоелектричних перетворювачів є властивість змінювати свої режими в залежності від енергетичного потенціалу первинного енергоносія і потужності, яку вони передають у навантаження.

Різні режими можуть виявляти різну енергоефективність, тому для максимального використання потужності та енергії первинного енергоресурсу, а відповідно, і встановленої потужності енергетичного обладнання, необхідно налаштовувати оптимальні робочі режими вітрової- та сонячної генерації.

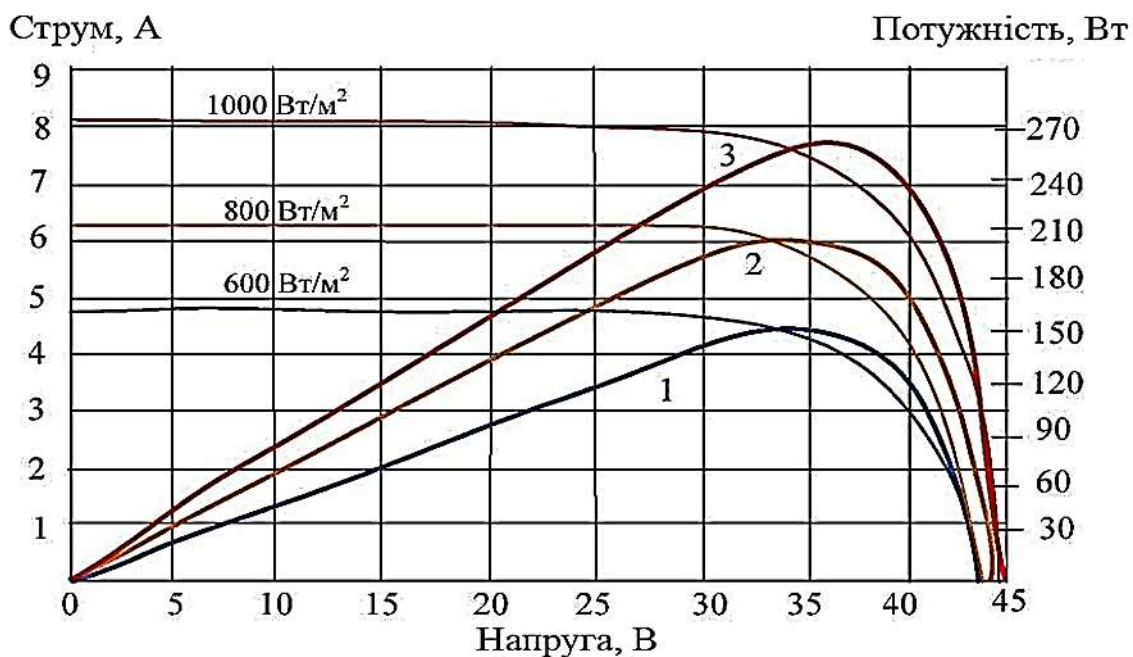


Рисунок 2.1 - Електричні характеристики фотоелектричного модуля за різною інтенсивності сонячного випромінювання

- 1- сонячна полікристалічна панель 600 Вт/м²
- 2- сонячна полікристалічна панель 800 Вт/м²
- 3- сонячна полікристалічна панель 1000 Вт/м²

Фотоелектричні генератори використовують принцип безпосереднього перетворення сонячного випромінювання в електроенергію, який був відкритий у 1839 році французьким фізиком Беккерелем. В основному, фотоелементи представляють собою напівпровідникові фотодіоди на основі кремнію. Під час поглиблення світла напівпровідниковою структурою, енергія фотонів передається електронам матеріалу, спричиняючи виникнення вільних носіїв заряду. Ці носії заряду створюють потенційний градієнт в області р-n переходу, що призводить до виникнення електричного струму.

Середня величина різниці потенціалів становить приблизно 0,5 В, а щільність фотоструму досягає 200 А/м^2 при питомій потужності сонячного випромінювання 1 кВт/м^2 . Характерні вольт-амперні закономірності фотоелектричного модуля, при різній інтенсивності інсоляції, наведені на рисунку 2.1.

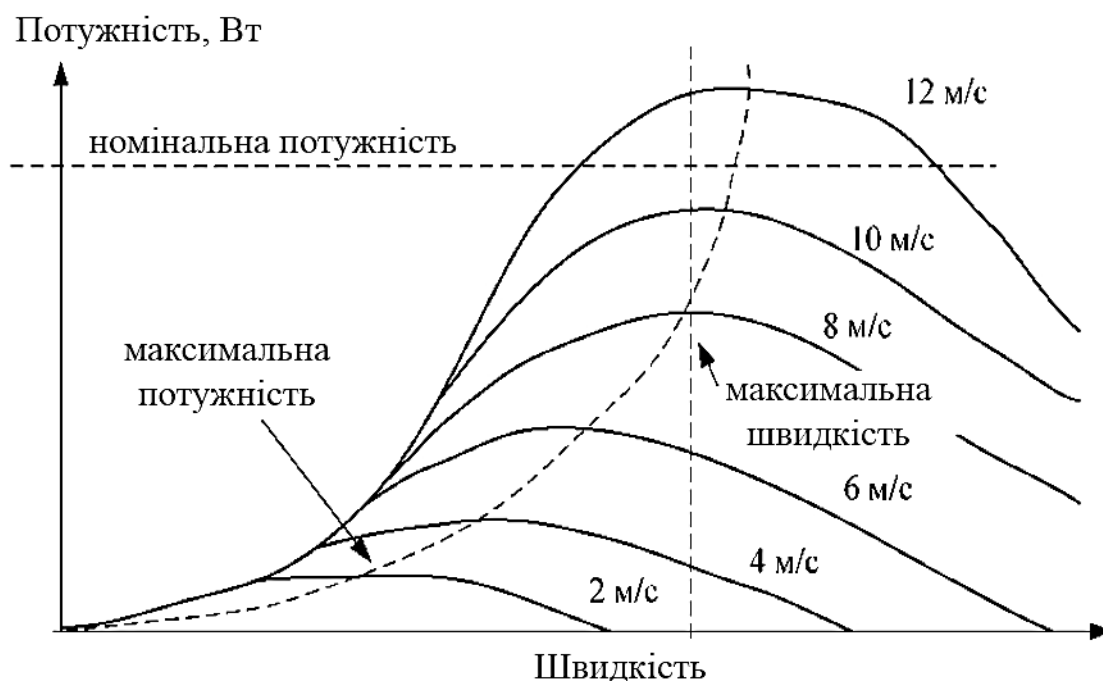


Рисунок 2.2 – Енергетичні характеристики турбіни вітрогенератора

З рисунку 2.2 видно, що для кожного рівня інсоляції існує свій

піковий вироблення. Піковий струм і напруга фотоелектричного модуля відповідають максимальній потужності. Таким чином, можливість отримання максимальної електричної потужності від фотоелектричних модулів досягається шляхом налаштування навантаження, яке відповідає поточній інсоляції, забезпечуючи генерацію максимальної потужності. Зазвичай, як непрямий навантаження на масив фотоелектричних модулів використовується акумуляторна батарея з відповідним контролером заряду або мережевий інвертор. Таким чином, ефективність використання потужності та енергії, що генерується фотоелектричними модулями, залежить від характеристик контролера заряду або інвертора.

Відомо, що потужність турбіни вітрогенератора пропорційна кубу швидкості вітру. Однак для ефективного передачі цієї потужності до електричного навантаження потрібно ретельно підібрати його величину. Енергетичні характеристики, характерні для крильчатих турбін, представлені на рисунку 2.2.

Отже, для співставлення потужності вітрового потоку з потужністю електричного навантаження так само, як у фотоелектричних станціях, необхідні відповідні контролери заряду акумуляторів або інвертори.

2.2 Використання технології з модуляцією ширини імпульсів

Модуляція ширини імпульсів (ШІМ) - це процес отримання змінюваного аналогового сигналу за допомогою цифрових пристроїв. Технології ШІМ використовуються для генерації прямокутних імпульсів - сигналу, який постійно перемикається між максимальним і мінімальним значеннями. Цей сигнал моделює напругу між максимальним і мінімальним значеннями, змінюючи при цьому тривалість часу, протягом якого включене максимальне значення, в порівнянні з тривалістю включення мінімального наведено на рис. 2.3.

Ширина імпульсу буде визначає тривалість часу, протягом якого

включене максимальне значення. За допомогою зміни ширини імпульсу можна отримати змінні аналогові величини.

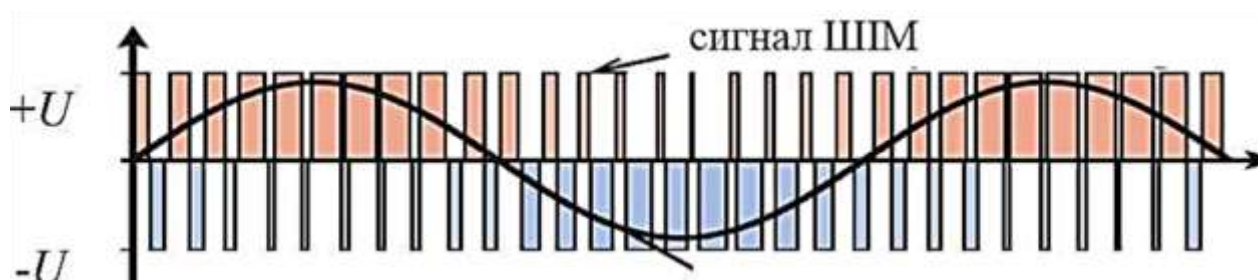


Рисунок 2.3 – Представлення сигналом ШІМ вихідної синусоїдальної напруги

Ця технологія дозволяє підтримувати стабільний рівень напруги. Зазвичай система ШІМ включає електронне реле з мікропроцесорним управлінням.

Контролер з ШІМ забезпечує повний рівень заряду акумуляторів. Це відбувається на чотирьох стадіях, які автоматично виконуються в залежності від фактичного рівня заряду акумуляторної батареї. Графічне зображення процесів заряду акумуляторів представлено на рисунку 2.4.

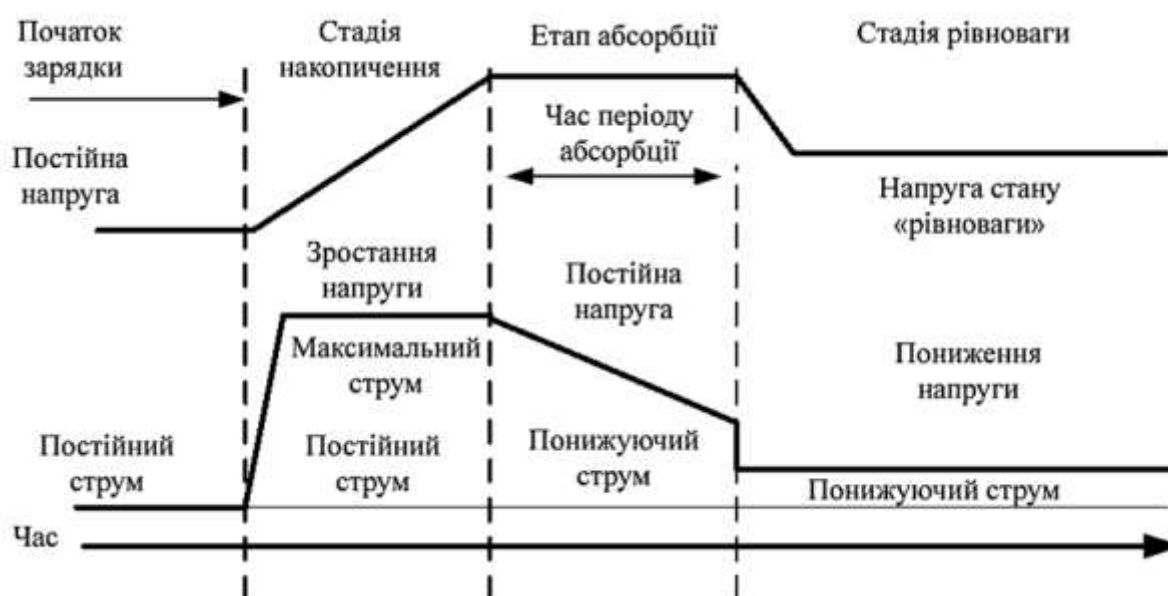


Рисунок 2.4 - Етапи заряду акумуляторів

Первинна зарядка - етап накопичення, де акумулятори отримують повний струм від фотоелектричних модулів.

Етап насичення чи абсорбції. При досягненні певного рівня напруги в акумуляторній батареї контролер вводить постійну напругу, використовуючи ШІМ для струму заряду. Це запобігає перегріванню та випуску газу з акумуляторів. Струм поступово зменшується протягом заряду.

Етап підтримання заряду є характерним для повністю зарядженої батареї. На цьому етапі напруга та струм зменшуються, щоб уникнути нагрівання та газоутворення у триманій в зарядженому стані батареї.

Для акумуляторів з рідким електролітом може використовуватися додатковий етап - вирівнювання. Ця стадія включає періодичний заряд до моменту газоутворення, сприяючи вирівнюванню напруги на різних банках акумуляторів, очищенню пластин та перемішуванню електроліту.

Отже, до переваг контролерів з ШІМ можна віднести: уникнення перегріву та закипання акумулятора, високий коефіцієнт корисної дії та рівномірне заряджання різних банків акумулятора та різних акумуляторів. Недоліком таких контролерів є обмежений діапазон зміни напруги у фотоелектричних модулів, що може викликати втрату частини енергії.

2.3 Технологія відстеження точки максимальної потужності

Така технологія використовується не лише в контролерах, але й у інверторах. Звичайний контролер ТМП неперервно моніторить струм і напругу фотомодулів, перемножує їх значення і визначає комбінацію струму та напруги, при якій потужність фотоелектричних модулів буде максимальною враховуючи температуру і рівень освітленості.

Вбудований процесор також слідкує за стадією заряду акумулятора (накопичення, насичення, підтримка, вирівнювання) і на цій основі регулює

величину зарядного струму. Процесор може також включати інші функції, такі як відображення параметрів на екрані, зберігання даних та інші.

Технологія ТМП вважається найбільш ефективною серед контролерів заряду, що дозволяє підвищити ККД використання сонячної енергії на 20-30%, порівняно із контролерами, які використовують технологію ШІМ.

Ілюстрація принципу роботи контролерів ТМП та ШІМ фотоелектростанцій наведена на рисунку 2.5.

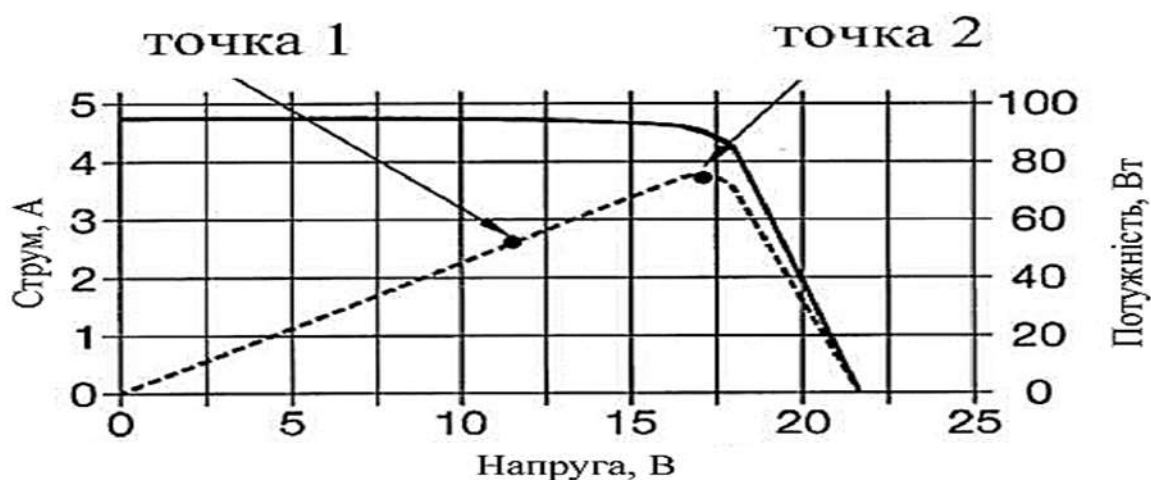


Рисунок 2.5 - Ефективність застосування ШІМ і МТТ для керування роботою контролерів сонячних панелей

Аналізуючи графіки на рис 2.5. видно, що для заряду акумулятора напругою 12 В, контролер ШІМ обмежує напругу фотомодуля на рівні заряду - трохи вище 12 В. Відповідно, зарядна потужність становить 53 Вт (точка 1). Контролер ТМП дозволяє використовувати діапазон напруги фотомодулів від 12 В до максимальної, яка, виражаючись точними цифрами, дорівнює 17 В (точка 2). ТМП контролер перетворює збільшену напругу в зарядний струм, забезпечуючи величину зарядної потужності 75 Вт.

Для впровадження даної технології можна використовувати кілька методів, які розділяються на прямі і непрямі.

Непрямі методи ґрунтуються на періодичному відстеженні точки

оптимальної потужності шляхом простих вимірювань різних параметрів.

Прямі методи включають безпосередні вимірювання струму, напруги або потужності і характеризуються більш точними і швидкими результатами, ніж непрямі методи [13].

До найбільш знаних з них відносяться:

- алгоритм постійної напруги/струму;
- алгоритм формування напруги, що становить певну частку від напруги холостого ходу;
- алгоритм випадкових збурень;
- алгоритм доповненої провідності.

2.3.1 Аналіз алгоритму постійної напруги

Даний метод ґрунтується на коригуванні робочої напруги сонячного модуля (PV) залежно від сезону. Зазвичай, більш висока напруга ТМП(МРР) очікується взимку в порівнянні з літом за тихих самих рівнів інсоляції через більш низькі температури (Рисунок 2.6).

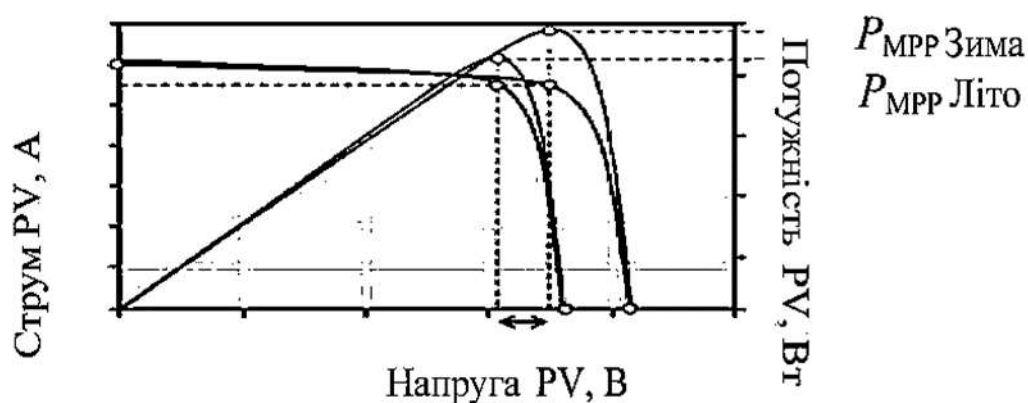


Рисунок 2.6 – Робота алгоритму корекції постійної напруги

Даний метод не відрізняється високою точністю. Точність зростає, якщо реалізація методу відбувається з урахуванням мінімальних коливань

освітленості в певний день, що веде до розробки пошукового алгоритму.

Метод, який використовує напругу, що становить певну частку від напруги холостого ходу, базується на припущенні, що відношення напруги точки максимальної потужності $U_{\text{макс}}(\text{ТМП})$ до напруги холостого ходу ($U_{\text{хх}}$) практично залишається незмінним: $U_{\text{макс}}/U_{\text{хх}} \cong k < 1$, де k - коефіцієнт пропорційності між напругами ХХ та ТМП.

На рис. 2.7 принцип формування напруги ТМП, відповідно напрузі холостого ходу фотоелемента сонячної батареї.

Використання цього методу передбачає такі етапи:

1. Вимірювання напруги холостого ходу фотоелементів.
2. Обчислення коефіцієнта пропорційності.
3. Налаштування напруги в пристрої ТМП відповідно коефіцієнта пропорційності.

Ця процедура може повторюватися, оскільки точка ТМП змінюється залежно від погодних умов. Зазвичай значення коефіцієнта пропорційності рухається в діапазоні $0,7 \dots 0,8$.

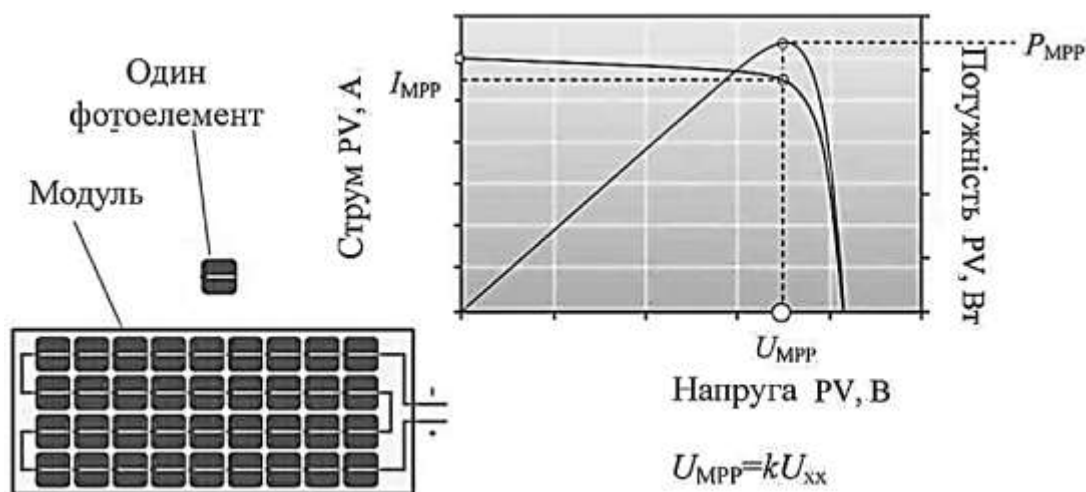


Рисунок 2.7 - Принцип формування напруги ТМП, відповідно напрузі холостого ходу фотоелемента сонячної батареї.

Отже, визначення точки максимальної потужності (ТМП) представляє

собою складний процес через неоднозначність при виборі коефіцієнта. Кожен вимір супроводжується втратою енергії. Для спрощення визначення коефіцієнта пропорційності може бути використана невелика модифікація даного методу, яка включає в себе вимір параметрів одного фотоелемента. Цей фотоелемент відповідатиме всім іншим сонячним панелям, що спрощує процес визначення коефіцієнта пропорційності.

2.3.2 Аналіз роботи алгоритму випадкових збурень

Алгоритм випадкових збурень здійснюється наступним чином. Припустимо, що робоча точка масиву сонячних панелей знаходиться в точці А, яка не відповідає точці максимальної потужності (рис. 2.8).

У випадковому алгоритмі робоча напруга масиву сонячних панелей збільшується на невелике значення. Потім вимірюється зміна потужності, яка відбирається перетворювачем від сонячної батареї. Якщо зміна потужності позитивна, тоді зміни напруги в тому ж напрямку будуть зрушувати робочу точку ближче до ТМП, в даному випадку до точки В (див. на рис. 2.8).

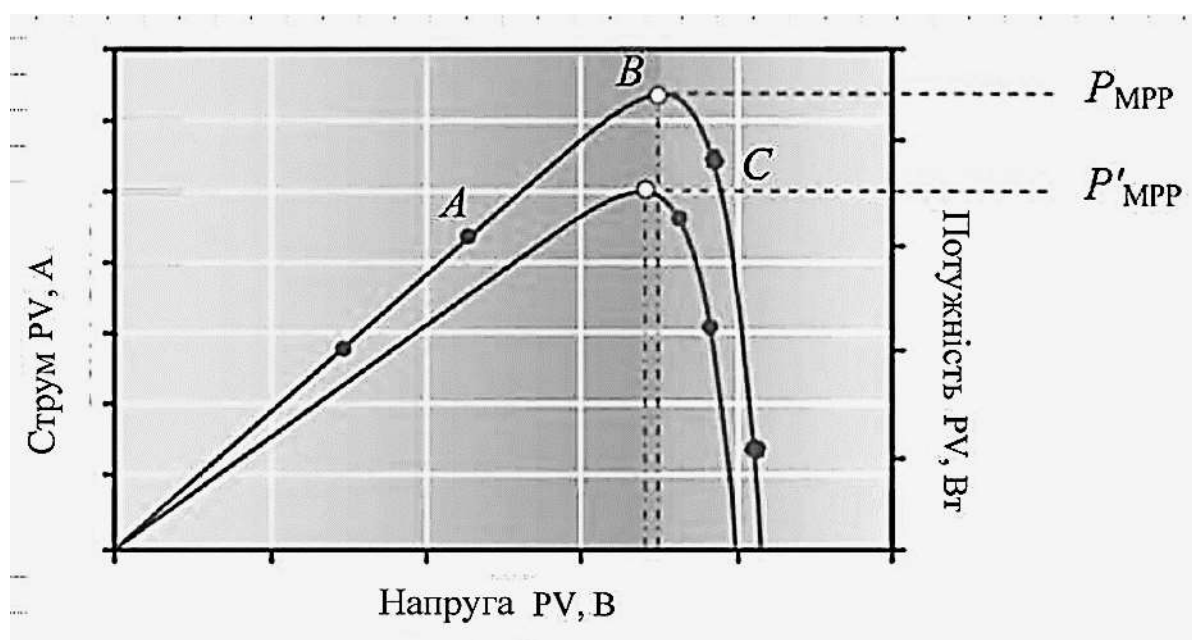


Рисунок 2.8 – Робота панелі за алгоритмом випадкових збурень

Коли зміна напруги призводить до зниження потужності (точка С), система починає змінювати його в протилежному напрямку. Таким чином, при досягненні точки максимальної потужності (ТМП) система приходить в стан динамічної рівноваги, де відношення зміни потужності і напруги дорівнює нулю.

Алгоритм випадкових збурень характеризується коливаннями робочої точки навколо точки максимальної потужності, що знижує його ефективність. Також, при тестуванні в певних режимах, алгоритм може давати помилкові результати. Ця аномальна поведінка спостерігається в алгоритмі випадкових збурень при різкій зміні рівня освітлення (нижня крива на рис. 2.8).

Перевагою даного алгоритму є його простота серед прямих методів. Однак він має ряд недоліків, які призводять до зниження ефективності. При низьких рівнях освітлення вольт-амперна характеристика стає менш чіткою, що ускладнює визначення точки максимальної потужності, оскільки зміни в потужності стають меншими порівняно зі зміною напруги. Інший недолік полягає в тому, що він не може точно визначити момент досягнення регулятором ТМП.

Помилкові результати можуть виникати, коли зміни потужності внаслідок зміни освітленості перевищують зміни потужності, спричинені дією алгоритму (ітераціями пошуку ТМП). Алгоритм випадкових збурень також може залежати від зміни робочої напруги на постійні або змінні величини.

2.3.3 Аналіз методу збільшення провідності

У методі додаткової провідності здійснюють вимірювання поступових змін струму і напруги масиву для прогнозування ефекту зміни напруги. Цей метод використовує приріст провідності у відношенні зміни струму (I) до зміни напруги (U) масиву фотоелементів для обчислення

знаку зміни потужності відносно зміни напруги.

Метод збільшення провідності визначає точку максимальної потужності, порівнюючи приріст провідності відносно нахилу вольт-амперної характеристики ВАХ сонячний модуль, похідна струму за відношенням до напруги з провідністю масиву I/V , і визначає точку, де вони рівні. Ця точка є точкою максимальної потужності. Після цього рівновага підтримується до моменту зміни умов експлуатації блок-схема та принцип роботи алгоритму наведено на рис. 2.9 і 2.10.



Рисунок 2.10 – Блок-схема роботи алгоритму доповненої провідності

Поточний струм та напруга є параметрами, які можна відзначити, причому напруга також представляє собою параметр, який піддається контролю. U_{ref} - це напруга, яка спостерігається на фотоелектричних модулях та регулюється пристроєм МПТ. Зазвичай це останнє значення напруги в точці максимальної потужності.

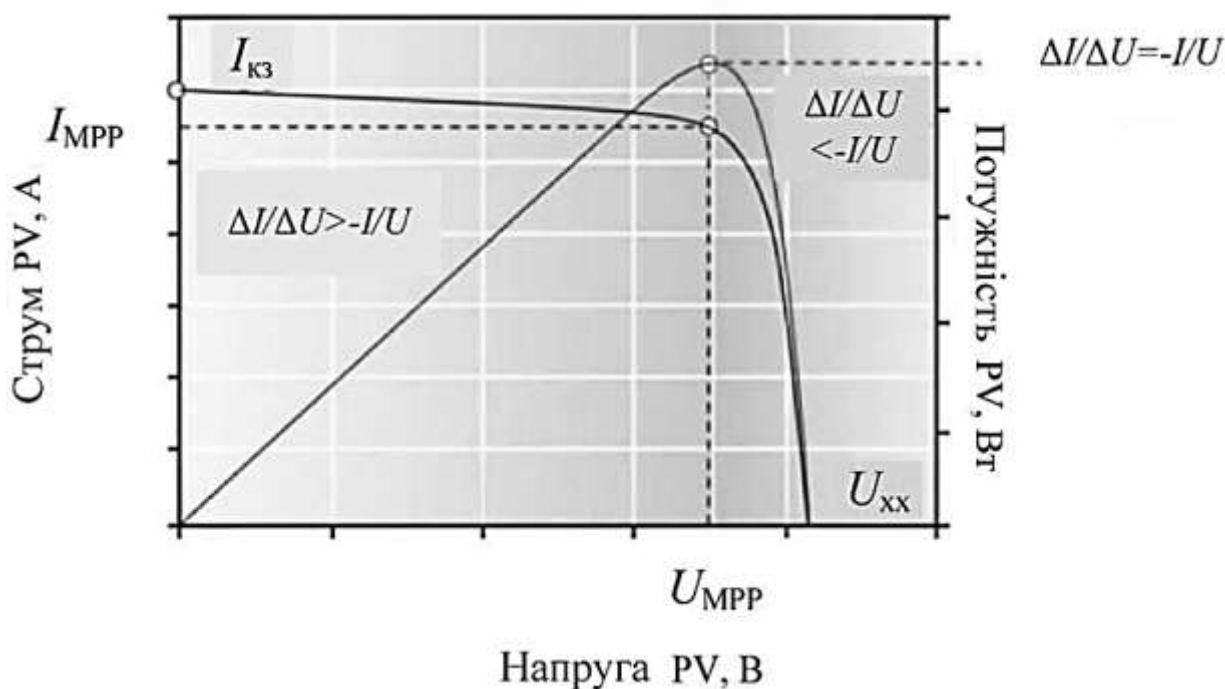


Рисунок 2.10 – Графік ВАХ сонячної панелі при застосуванні алгоритму доповненої провідності

Зазначений метод є одним із найбільш ефективних. При обчисленні ТММ алгоритм не застрягає в околицях цієї точки, проявляючи стійкість, що відрізняє його від алгоритму випадкових збурень.

Крім того, короткі інтервали вимірювань роблять його менш чутливим до постійних змін умов освітлення. Проте за дуже швидкозмінних умов або часткового затінення алгоритм доповненої провідності може бути менш ефективним.

Основним недоліком цього методу є складність його апаратної реалізації, оскільки вимагає вимірювання не лише струмів і напруг, але й розрахунку миттєвих і додаткових значень провідності.

2.4 Схемні реалізації методів контролю оптимальної швидкості турбіни вітрогенератора

Потужність вітрогенератора залежить від швидкості вітру і частоти

його обертання, при цьому для кожного значення швидкості вітру існує відповідна частота обертання, при якій він розвиває максимальну потужність.

Для досягнення максимальної потужності від вітроелектростанції при будь-яких швидкостях вітру необхідно регулювати оберти турбіни. Регулювання частоти обертання валу вітрогенератора зазвичай відбувається за допомогою зміни його електричного навантаження. В автономних системах в якості регульованого навантаження використовуються акумуляторні батареї та баластні навантаження. У мережеских вітроелектростанціях використовують можливості регулювання потужності, що віддається в електричну систему.

Заряд акумуляторної батареї від вітрогенератора та забезпечення його ефективної роботи здійснюються за допомогою контролерів енергії вітру.

Основними функціями контролерів енергії вітру є:

- Випрямлення трифазного змінного струму вітрогенератора в постійний.
- Регулювання струму заряду в залежності рівня зарядженості акумулятора.
- Саморозгін ротора при слабких вітрах на холостому ходу.
- Захист акумуляторів від вітрогенератора при заряді.
- При великих швидкостях вітру включення навантаження для захисту акумуляторних батарей та зменшення частоти обертання ротора.
- Моніторинг параметрів робочого режиму.

Контролер вітроелектростанції з технологією МПТ забезпечує оптимальну роботу вітрогенератора на кожній робочій швидкості вітру.

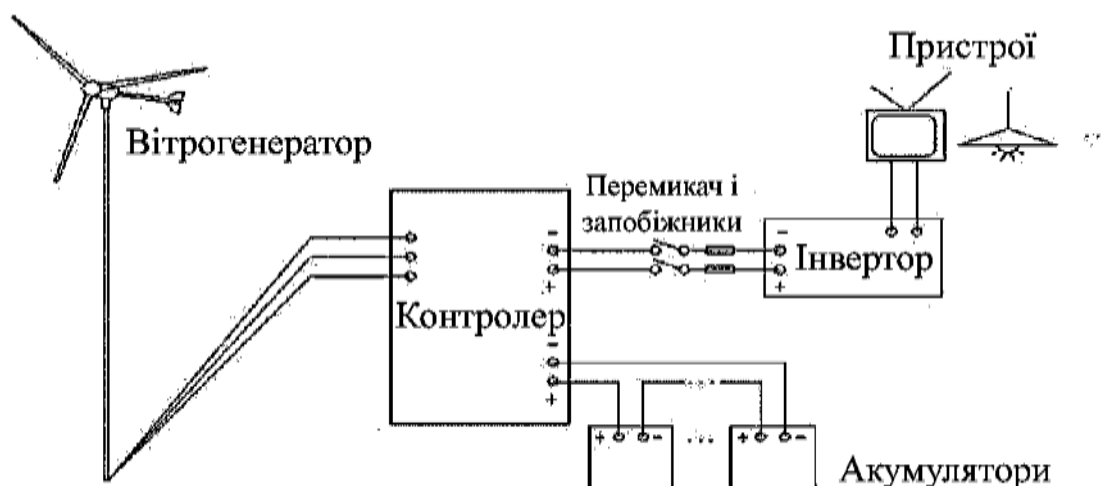


Рисунок 2.11 - Структурна схема локальної вітроелектростанції без доступу до мережі

Для досягнення максимальної потужності від вітрового генератора необхідно утримувати оптимальну частоту обертання вітрового генератора, яка відповідає точці його максимальної потужності, при кожній швидкості вітру.

Існують два основних типи алгоритмів для відстеження точки максимальної потужності: ті, що базуються на відомих параметрах і характеристиках вітрового генераторів, і ті, що працюють без потреби в знанні характеристик конкретного вітрового генератора [13].

Серед поширених методів пошуку точки максимальної потужності вітрового генератора варто відзначити метод, який підтримує оптимальну швидкохідність вітрового генератора шляхом регулювання частоти обертання та електричної потужності навантаження.

Цей метод передбачає вимірювання поточної швидкості вітру та частоти обертання ротора вітрового генератора, а також вимагає знання технічних параметрів турбіни, зокрема, її оптимальної швидкохідності. На рис. 2.12. наведена структурна схема використання даного методу

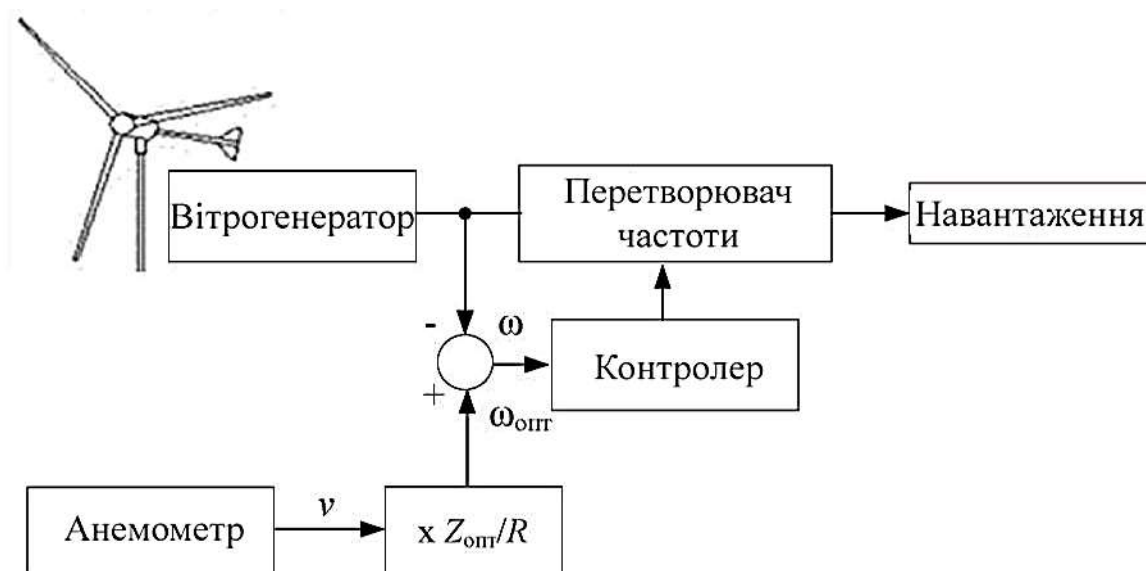


Рисунок 2.12 – Структурна схема за методом оптимальної швидкості вітрової турбіни

Альтернативний метод пошуку точки максимальної потужності вітрового генератора вимагає збереження в пам'яті мікроконтролера залежності максимальної потужності турбіни від частоти обертання. На рис. 2.13 наведена структурна схема використання цього методу.

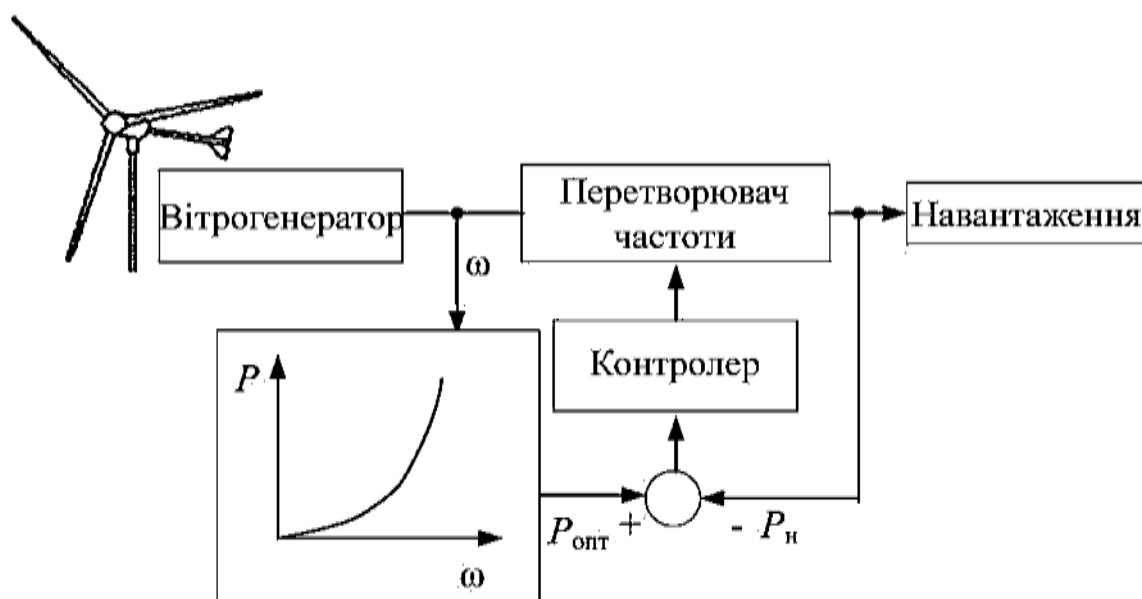


Рисунок 2.12 – Структурна схема за методом ТМП вітрової турбіни

Визначення оптимальної потужності при поточній швидкості вітру шляхом вимірювання частоти обертання турбіни і порівняння отриманих даних з фактичним значенням вихідної потужності.

Розглянуті методи базуються на відомих характеристиках роботи вітрогенераторів. Зазвичай виробник не надає повної інформації про ці параметри, тому їх доводиться визначати самостійно через експерименти або моделювання, що може тривалим процесом.

Третій метод досягнення максимальної енергоефективності вітрогенератора уникає зазначених недоліків. Окрім пошуку точки максимальної потужності, контролери енергії вітру, застосовуючи інтелектуальні технології, розширюють діапазон використання енергії вітру. Зокрема, існують контролери, які дозволяють вітроелектростанціям працювати при слабких вітрах. Контролер фіксує "обороти включення" і "обороти виключення", при яких відбувається збір потужності від вітроелектростанції.

Підтримання діапазону обертів вітрогенератора призводить до того, що на слабкому вітру контролер відключає його від навантаження. Без навантаження вітрогенератор, навіть на слабкому вітру, набирає робочі оберти відповідно до розрахункового профілю і кута атаки його лопатей. Після набору робочих обертів, контролер підключає вітрогенератор до акумуляторної батареї і знімає енергію. Вітрогенератор знову знижує швидкість і знову відключається контролером. Таким чином, при слабкому вітрі, енергія накопичується порціями, і в підсумку її кількість перевищує можливості звичайного контролера, оскільки енергія знімається при частотах обертання вітрогенератора, близьких до оптимальних.

Отже, збільшення виробництва електроенергії від фотоелектричних та вітроенергетичних генераторів досягається за допомогою інтелектуальних контролерів заряду акумуляторів та інтелектуальних інверторів, причому технології МПТ є найбільш поширеними в цих відновлюваних енергоустановках.

Висновки до розділу 2

Розглянуті технології керування максимальною потужністю сонячних та вітрових електроустановок

Розроблений і реалізований алгоритм оптимізації для вибору обладнання системи електропостачання для децентралізованих споживачів.

Критерієм оптимізації є мінімізація витрат цільової функції, що дозволяє визначити необхідний і достатній набір обладнання для надійного забезпечення споживачів енергією.

РОЗДІЛ 3

3. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ДИЗЕЛЬНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

3.1 Аналіз експлуатаційних режимів дизелів

Найважливішим показником ефективності використання дизельних електростанцій (ДЕС) є конкретна витрата пального для вироблення 1 кВт·год електричної енергії. Оскільки витрати на паливо становлять значну частину собівартості електроенергії (до 80%), цей показник визначає економічні характеристики ДЕС. Конкретна витрата пального дизельним двигуном залежить від його завантаження та обертання валу.

На графіку ефективної потужності N_{ef} в залежності від частоти обертання валу n , представленому на рис. 3.1, показано поле можливих режимів роботи дизельних двигунів. Робочі режими дизелів обмежені вгорі кривою 3, що відповідає максимальній потужності для конкретних значень, і праворуч прямою 4, відповідною максимально допустимим обертам n_{max} . Мінімально стійке число обертів дизеля позначено точкою b .

В залежності від конкретного застосування дизельні двигуни працюють в різних робочих режимах. Робочі режими суднових двигунів характеризуються на кривою 2, що є параболою. Можливі режими експлуатації дизелів транспортних засобів визначені на рис. 3.1 заштрихованою областю, яка обмежена зверху кривою 3 і праворуч прямою 4.

У стаціонарних умовах експлуатації загальнопромислових дизельних електростанцій (ДЕС) відповідає лінія 1, яка проходить через значення номінального числа обертів дизеля $n_{\text{ном}}$, і обмежена точкою a , що відповідає потужності цього швидкісного режиму. Знизу поле припустимих навантажень дизельних двигунів обмежене лінією 5, що визначає

мінімальні потужності, допустимі при тривалій роботі дизеля.

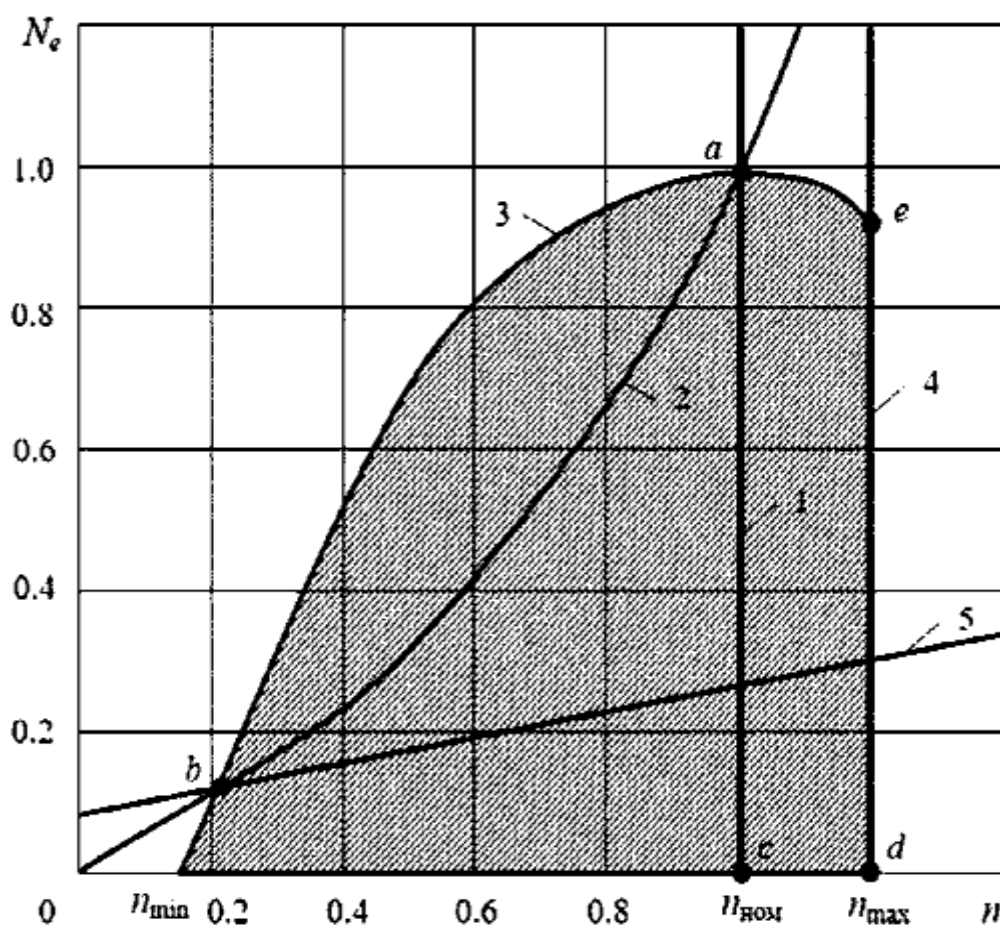


Рисунок 3.1 - Допустимі робочі режими дизельних двигунів

Перевагами ДЕС з регуляторами частоти і напруги є її максимальна простота як з точки зору електромеханічної частини, так і систем регулювання. Відсутність силових електронних перетворювачів забезпечує високий коефіцієнт корисної дії електричної частини системи і сприяє зниженню витрат на побудову ДЕС. Ця схема може бути успішно використана для створення електростанцій різної потужності - від одиниць до тисяч кВт. Однак, важливим недоліком є низька ефективність при роботі з раптово змінюваними та нерівномірними навантаженнями, що є типовими для автономних споживачів.

Підвищення ефективності ДЕС можливе лише за рахунок зменшення питомих витрат палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії. Проте

основні принципи управління, які лежать в основі роботи промислових ДЕС, не гарантують мінімальних витрат палива при різних рівнях завантаження станції.

Методи підвищення енергоефективності автономних дизельних систем електропостачання можна поділити на кілька груп: підвищення коефіцієнта корисної дії дизельної енергоустановки, оптимізація режимів роботи ДЕС, вирівнювання графіків електроспоживання, використання місцевих видів палива та застосування поновлюваних джерел енергії.

Оптимізація режимів роботи ДЕС включає в себе використання дизель-генераторів на режимах, що наближаються до оптимальних за коефіцієнтом завантаження. Реалізація таких умов роботи досягається через оперативне управління групою дизель-генераторів у складі ДЕС, враховуючи добові та сезонні зміни в графіку електроспоживання. Зазвичай цей метод використовується для ДЕС великої потужності.

Перспективним рішенням для оптимізації режимів ДЕС, особливо для невеликої потужності (до десятків кВт), є використання інверторних ДЕС, які забезпечують економічніші режими дизеля відповідно до поточної потужності електроспоживання.

Підвищення ККД потужної дизельної енергоустановки може бути досягнуто завдяки впровадженню когенерації.

Ефективним засобом вирівнювання графіків електричних навантажень є застосування накопичувачів електричної енергії. Зараз цей метод є цілком доцільним для потужностей до десятків кВт.

Найбільш універсальним способом поліпшення техніко-економічних характеристик локальних систем електропостачання є використання відновлюваної енергетики.

В рамках енергетичної стратегії України до 2035 року передбачається розвиток технологій використання ВДЕ, зокрема для "електропостачання і теплопостачання автономних споживачів, розташованих поза систем централізованого енергопостачання" [13].

У відповідності із стратегією передбачається зростання частки використання поновлюваних джерел енергії до 2035 року до 3,7% у загальному обсязі введення потужностей електростанцій та до 2,2% у виробництві електроенергії, з подальшим заміщенням місцевої дизельної генерації.

Україна має значні поновлювані енергоресурси, і технічний потенціал використання ВДЕ перевищує сучасне споживання енергії. Однак ці можливості використовуються обмежено: менше 10% загального обсягу виробленої енергії електростанціями малої потужності припадає на частку відновлюваної енергетики (табл. 3.1).

Поширення, практично нескінченний потенціал та екологічна чистота - основні переваги ВДЕ. Однак практичне застосування обмежується їхньою варіабельністю в просторі і часі, а також низькою щільністю енергетичних потоків. Це призводить до нерівномірності вироблення електроенергії, залежно електрогенерації від метеорологічних умов, що визначає актуальність комбінованого використання ВДЕ з гарантованими паливними джерелами енергії.

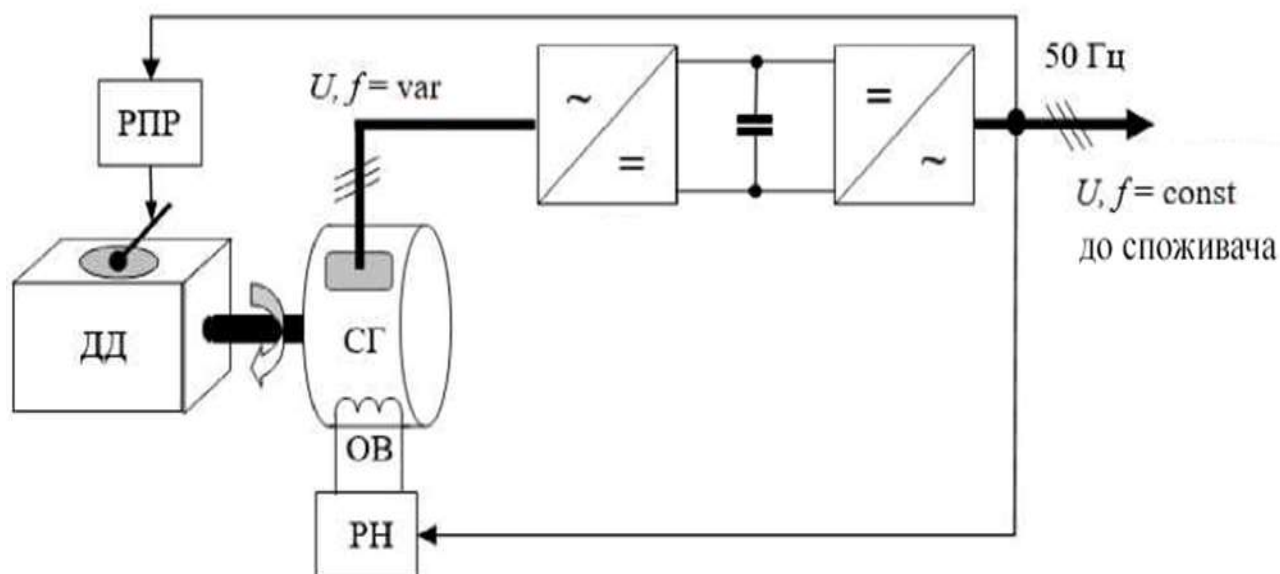
Таблиця 3.1 - Структура ВДЕ малої потужності.

Тип джерела	Встановлена потужність, %	Генерація електроенергії, %
ВЕС	0,1	0,04
Геотермальні ТЕС	0,78	2,06
ГПУ	17,51	24,4
ГТУ	0,64	0,73
ДЕС	54,95	36,13
мГЕС	3,72	5,68
ПУ на біомасі	0,98	2,22

3.2 Розробка комплексної структурної схеми інверторної ДЕС

Підвищення продуктивності інверторних ДЕС можна досягти, змінюючи режим роботи дизельного двигуна з фіксованою частотою обертання на змінну. На рисунку 3.1 показано, що при навантаженні нижче номінальної потужності можна забезпечити стабільну та тривалу роботу дизеля при менших частотах обертання, що супроводжується значно меншою питомою витратою палива. Переведення дизельного двигуна на змінну частоту обертання призводить до зміни параметрів вихідної напруги, яку генерує синхронний генератор.

Для забезпечення стабільних характеристик вихідної напруги інверторної ДЕС потрібно впроваджувати силові перетворювачі (керовані випрямлячі, конвертори та інвертори), що ускладнює всю систему. Узагальнена структурна схема інверторної ДЕС наведена на рисунку 3.2.



Малюнок 3.2 - Загальна структурна схема ДЕС з інверторами

Генерація електроенергії в цій електростанції виконується дизель-

генератором (ДГ), що включає в себе дизельний двигун (ДД) і синхронний генератор (СГ) із електромагнітним збудженням. В залежності від електричного навантаження регулятор положення рейки (РПР) паливного насоса автоматично керує робочими режимами ДД відповідно до визначеного закону. Регулятор напруги (РН) генератора регулює струм збудження обмотки (ОЗ), забезпечуючи необхідний рівень напруги на виході генератора.

Стабілізація вихідної напруги і частоти здійснюється за допомогою силового напівпровідникового каскаду, який складається з керованого випрямляча-перетворювача (ВП), фільтра (Ф) і автономного інвертора напруги (АІ). Випрямляч-перетворювач, крім того, що перетворює трифазну змінну напругу в постійну, підтримує величину коефіцієнта потужності на вході, близьку до одиниці, і стабілізує вихідну напругу в усіх режимах експлуатації.

Переваги цієї схеми включають стабільні параметри вихідної електричної мережі при різких змінах навантаження, високу якість генерованої електроенергії, можливість максимальної уніфікації використовуваного електротехнічного обладнання для простого впровадження модельного ряду дизельної станції в широкому спектрі потужностей. Крім того, дана схема дозволяє підключати споживачі постійного струму безпосередньо до шини постійного струму дизельної станції.

Недоліком цієї схеми є необхідність застосування повної потужності силової електроніки на електростанції, складність систем управління. Подвійне перетворення енергії знижує ККД електричної частини ДЕС і обмежує область практичного використання таких станцій від одиниць до сотень кВт, а подальше збільшення потужності пов'язане з різким збільшенням вартості силової перетворювальної техніки.

Перетворення ДЕС з постійною частотою обертання на змінну вимагає проведення аналізу її робочих режимів для визначення діапазону

зміни керуючих параметрів, які забезпечують оптимальну експлуатацію генеруючого обладнання.

Однією з основних характеристик будь-якої енергетичної установки, яка виконує перетворення енергії, є коефіцієнт корисної дії (ККД). Повний розгляд питомої витрати палива на вироблення 1 кВт·год електричної енергії чітко визначає ефективність дизельного двигуна.

Для вивчення енергетичних характеристик дизеля зручно використовувати його характеристику завантаження-швидкості, що встановлює взаємозв'язок між ефективною потужністю N_e , абсолютною витратою палива G або питомою витратою палива g_e та частотою обертання валу n . Отримати залежність $N_e = f(n)$ дизеля можна експериментально на основі результатів обробки низки завантажувальних характеристик, що відповідають різним частотам обертання. На рис. 3.3 представлено сімейство характеристик швидкості дизеля $N_{ef} = f(n)$ для різних значень абсолютної витрати палива.

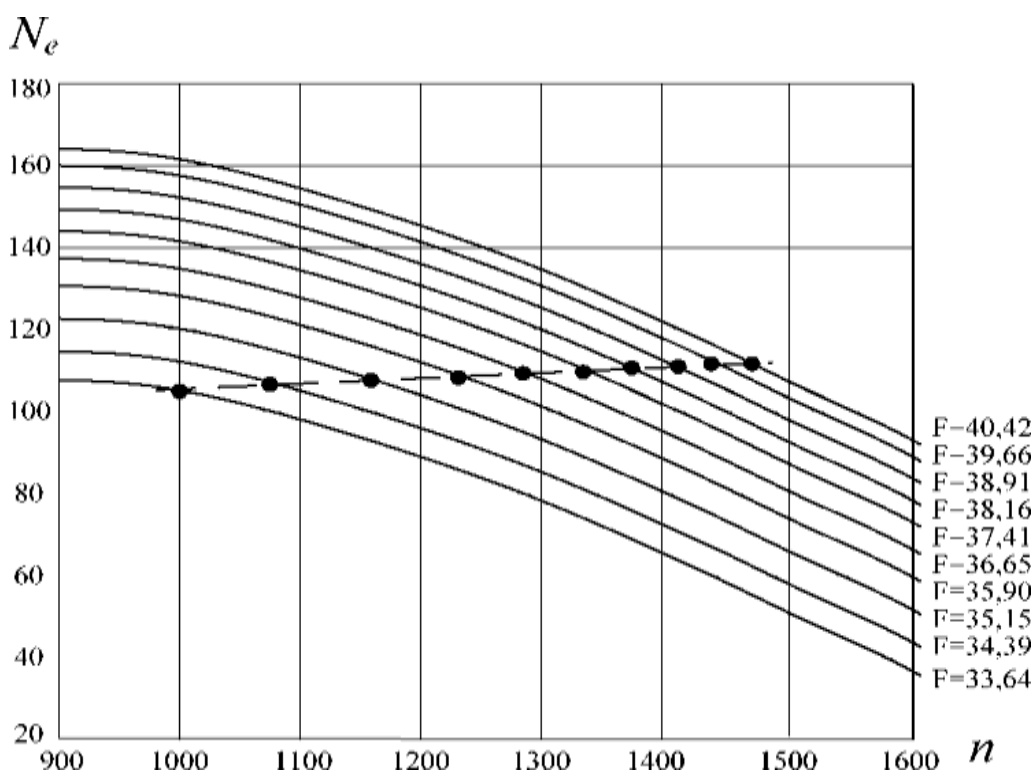


Рисунок 3.3 - Навантажувальні характеристики дизеля $N_{ef} = f(n)$

На малюнку 3.3 представлено сімейство характеристик швидкості дизеля $N_e=f(n)$ для різних значень абсолютної витрати палива. З графіка видно, що стабільний режим роботи дизеля при навантаженні 103 кВт забезпечується при витратах палива 41 кг/год. При цьому робочий діапазон частот обертання становить 1000-1500 об/хв.

На малюнку 3.4 відображені межева (крива 1) та оптимальна з погляду мінімізації витрат палива (крива 2) вихідні потужності синхронного генератора при різних частотах обертання.

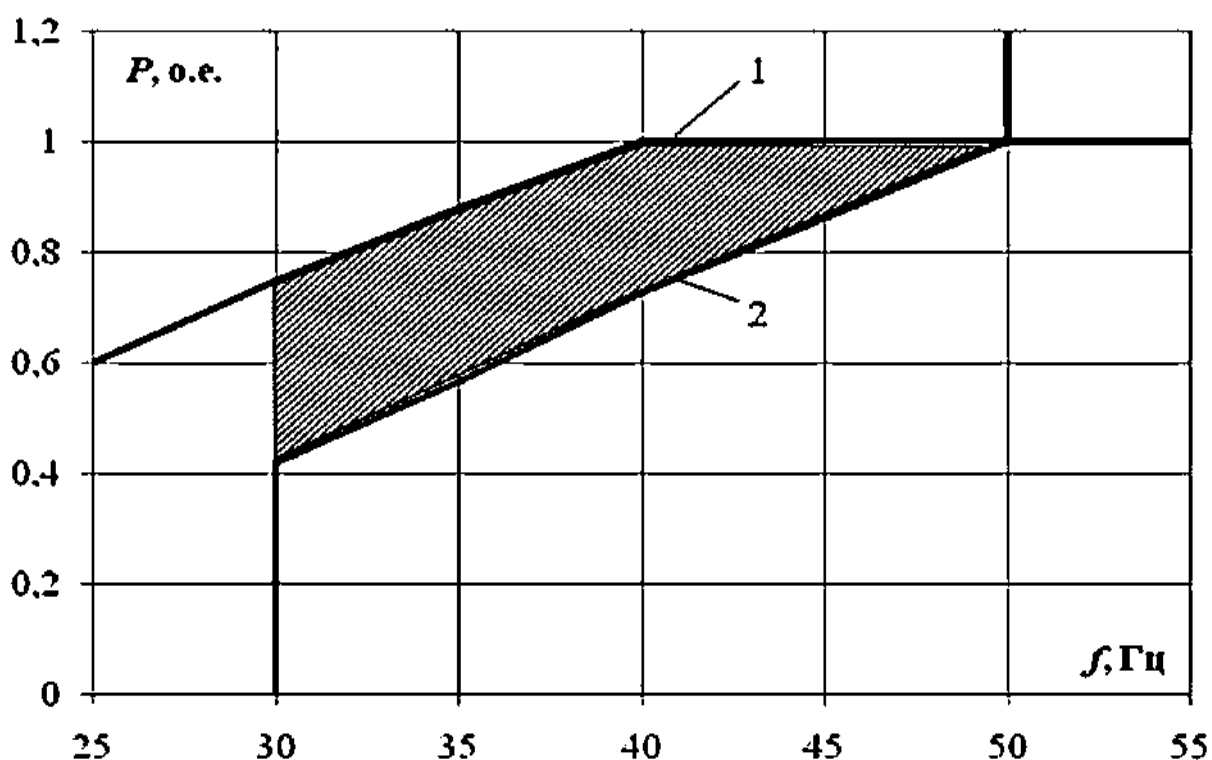


Рисунок 3.4 – Межі максимальної та оптимальної потужності СГ на різних швидкостях

Проаналізовано енергетичні характеристики дизельного двигуна, і виявлено, що його перехід на низьку частоту обертання при невеликих навантаженнях призводить до зменшення витрат палива до 35% порівняно з

номінальним режимом при зниженні обертання до 45%. Для типового графіка навантажень автономного споживача ефективність економії палива становить від 30% [17].

Характеристики викладені у відносних одиницях, використовуючи номінальну потужність активного навантаження як базову. Здобуті дані дозволяють оцінити можливості генератора за ступенем використання на різних частотах, де обмеженням є номінальний струм обмотки збудження, струм обмотки статора і напруга.

Крива 1 на рис. 3.4 представляє максимальну активну потужність синхронного генератора при врахуванні вказаних обмежень. Горизонтальний сегмент кривої 1 обмежений напругою, а на похідному відрізку крива обмежена номінальним струмом обмотки збудження.

Важливо відзначити, що синхронний генератор в інверторній ДЕС працює з активним навантаженням, що призводить до невеликого "запасу" по струму збудження, на відміну від типової ДЕС.

Зниження частоти обертання (похила ділянка кривої 1 на рис 3.4) суттєво зменшує ЕРС холостого ходу. У той же час можливості регулювання напруги обмежені тепловим режимом обмотки збудження. Так, при частоті $f = 30 \text{ Гц}$, неможливо досягти навіть в режимі холостого ходу.

Крива 2 на рис. 3.4. відображає оптимальне завантаження синхронного генератора з точки зору мінімізації питомих витрат палива генератора. З діаграми видно, що генератор при регулюванні збудження забезпечує необхідну потужність на всіх робочих частотах. При цьому максимальне відхилення вихідної напруги (на частоті 30 Гц) не перевищує 20,5%. Зона робочих режимів генератора обмежена багатокутником, виділеним штрихуванням.

Ключовою характеристикою дизельної електростанції (ДЕС), що забезпечує живлення децентралізованих споживачів, є кількість і потужність встановлених силових агрегатів. Цей показник визначає

надійність електропостачання та впливає на ефективність роботи ДЕС. Згідно з [18], загальна потужність дизельних генераторів повинна покривати максимальне розрахункове навантаження з урахуванням внутрішніх потреб ДЕС і забезпечувати запуск електродвигунів.

Кількість робочих агрегатів визначається відповідно до графіка навантажень і наявної номенклатури електроагрегатів. Нормативні документи не надають конкретних рекомендацій і методик вибору числа і потужності дизель-генераторів. Однак цей параметр вкрай важливий, оскільки від нього залежать техніко-економічні характеристики електростанції.

3.3 Визначення оптимальної кількості та потужності

3.4 дизельних станцій в локальних децентралізованих електросистемах

Методика оптимізації визначення кількості та стандартної потужності робочих дизельних електроагрегатів для автономних децентралізованих електростанцій, які використовуються як основне джерело електропостачання, включає кілька етапів [16]. У якості критерію оптимізації використовується мінімізація річних витрат при заданому рівні надійності електропостачання споживачів, що визначається наступним виразом:

$$Z = E_n \cdot K + I + Z \Rightarrow \min \quad (3.1)$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень; K - капітальні вкладення в ДЕС; I - річні витрати на експлуатацію станції; Z - економічний збиток від порушення електропостачання споживачів.

Вартість ДЕС визначається з використанням каталогів виробників і постачальників дизельних електростанцій [21,22]. Питому ефективну

витрату палива визначено за технічними характеристиками дизель-генераторних установок.

Коефіцієнт технічного використання $K_{тв}$ для дизельних двигунів різних типорозмірів отримано з [20] і характеризує частку часу, протягом якого об'єкт знаходиться в працездатному стані, у порівнянні з загальною тривалістю експлуатації:

$$K_{тв} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{\sum_{i=1}^n t_i + \sum_{i=1}^m \tau_i + \sum_{j=1}^{\tilde{k}} \tau_j} \quad (3.2)$$

де t - час збереження працездатності в одному циклі функціонування об'єкта; τ_i - час відновлення (ремонт) після першої відмови; τ_j - тривалість проведення профілактичних заходів.

Зазначено, що об'єкт може перебувати тільки в одному з двох можливих станів, тому сума коефіцієнтів, що характеризують його стан, дорівнює одиниці.

У теорії надійності, період, протягом якого об'єкт перебуває у непрацездатному стані, оцінюється за допомогою коефіцієнта вимушеного простою. Загальний час вимушеного простою об'єкта, як правило, включає в себе час для виявлення та усунення відмови, час на регулювання та налаштування об'єкта після усунення відмови, простій через відсутність запасних елементів та час на проведення профілактичних робіт. Оскільки технічний об'єкт може перебувати тільки в одному з двох можливих станів, сума коефіцієнтів, які характеризують стан об'єкта, завжди дорівнює одиниці визначається за формулою:

$$K_{тв} + K_{в} = 1 \quad (3.3)$$

Розглянемо оптимізаційне завдання щодо вибору дизель-генераторів для стаціонарної дизельної електростанції (ДЕС), яка призначена для

живлення автономного об'єкта з незмінним добовим графіком навантаження протягом року, поданого на рис. 3.5. Для уточнення припустимо, що графік розроблено з урахуванням витрат електроенергії на внутрішні потреби ДЕС.

Вибір кількості та потужності дизель-генераторів ДЕС буде проводитися з урахуванням наступних умов:

Загальна потужність агрегатів повинна перевищувати добовий максимум навантаження на 20%:

$$P_{\Sigma} = 1,3 P_{\text{макс_аг}} \quad (3.4)$$

Виконання цієї умови гарантує, що дизелі будуть працювати під максимальним навантаженням не більше 80% часу.

Усі дизельні генератори повинні мати однакову потужність для зручності обслуговування. Максимальна кількість агрегатів ДЕС обмежена вісьмома одиницями.

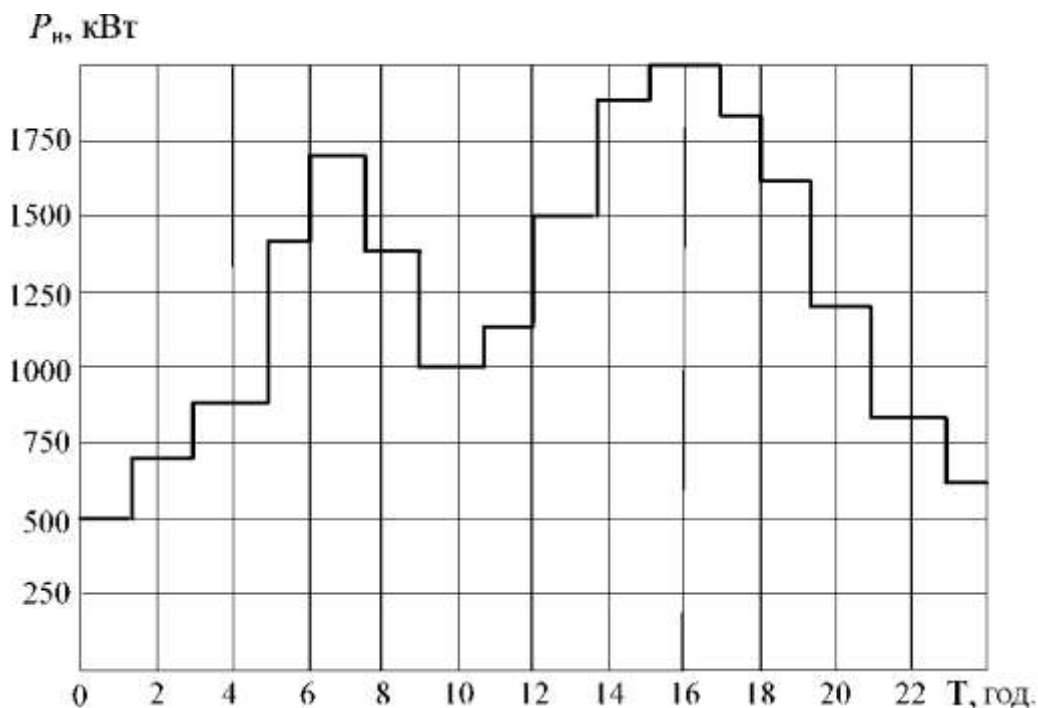


Рисунок 3.5 - Графік добового навантаження децентралізованого

споживача

Для поданого на рис.3.5 добового графіка навантаження можливі різні варіанти конструкції дизельної електростанції (ДЕС):

- 2 агрегати потужністю 1600 кВт;
- 4 агрегати потужністю 1200 кВт;
- 6 агрегатів потужністю 800 кВт;
- 8 агрегатів потужністю 400 кВт.

Для оцінки рівня надійності генеруючих агрегатів у системі електропостачання зазвичай застосовують біноміальний закон розподілу ймовірностей [24], відповідно до якого коефіцієнт готовності (одночасного функціонування) m елементів з n обчислюється за формулою:

$$K_{Г(m)} = C_n^m \cdot K_{ГБ}^m \cdot K_{Б}^{(n-m)}; \quad (3.5)$$

$$C_n^m = \frac{n!}{m! \cdot (n-m)!}; C_n^0 = 1; C_n^n = 1. \quad (3.6)$$

За вибраною потужністю дизель-генераторів [22], можна визначити коефіцієнт технічного використання, використовуючи функцію (3.3). Далі, за допомогою виразу (3.5) і (3.6), можна обчислити розподіл коефіцієнтів завантаження електроагрегатів за їхньою потужністю в робочому стані. У виразі, індекс відповідає потужності ДЕС, при якій агрегати працюють.

Також можна представити навантаження станції у вигляді ряду коефіцієнтів, що визначають відносну тривалість споживаної потужності, і розрахувати їх, використовуючи відповідну формулу:

$$K_H^{P_{Hj}} = \frac{t(P_{Hj})}{24}; \quad (3.7)$$

де $t(P_{nj})$ - час споживання потужності згідно заданого добового графіку, год; j – розрахункове число ступеней добового графіка.

При перевищенні значення навантаження, потужності працюючих генераторів ДЕС, в системі буде виникати дефіцит потужності:

$$P_{nj} > P_{rj}; \quad (3.8)$$

Визначимо ймовірність виникнення дефіциту потужності в локальній системі:

$$K_d^{P_{dk}} = K_{\Gamma}^{P_{\Gamma i}} \cdot K_n^{P_{nj}}; \quad (3.9)$$

де k - число можливих варіантів, за умови: $P_{nj} > P_{rj}$;

Математичне очікування, через дефіцит потужності, річного дефіциту електроенергії визначається, кВт·год:

$$\Delta E = 8760 \sum_k P_{dk} \cdot K_d^{P_{dk}}; \quad (3.10)$$

Математичне очікування збитків споживачів через дефіцит електроенергії становить:

$$\Pi = \Delta E \cdot y_0, \text{ грн.}; \quad (3.11)$$

де y_0 - питомий збиток через неотриману електроенергію, грн/кВт·год.

Приклад виконання обчислень для визначення математичного очікування шкоди від дефіциту електроенергії на прикладі ДЕС, що має чотири агрегати із номінальною одиночною потужністю 800 кВт.

Для цих дизель-генераторів коефіцієнт технічного використання становить 0,91.

Таблиця 3.2 – Розрахунок ймовірності одночасного перебування ДЕС у робочому стані

Кількість(n)	0	1	2	3	4
P_n , кВт	0	510	950	1450	2000
$K_{\Gamma}^{P_i}$	$5,2 \cdot 10^{-7}$	$3,3 \cdot 10^{-5}$	0,00091	0,01239	0,08832

У міжнародній практиці розглядається специфічна величина збитків від раптових обмежень у діапазоні від 2 до 4.5 доларів США за кіловат-годину. При розрахунках економічної ефективності, вартість збитків від аварійних обмежень до їх офіційного визначення Урядом України рекомендується оцінювати, виходячи з міжнародного досвіду компенсації збитків для споживачів у розмірі до 35 гривень за кіловат-годину [26]. Ці дані є посередніми і можуть використовуватися лише для приблизної оцінки збитків в разі аварійних перерв електропостачання в мережі з різним споживачами.

Для визначення конкретного значення питомих збитків також можна використовувати статистичні дані про збитки, отримані від споживачів. Розглянемо значення коефіцієнта вимушеного простою:

$$K_{\text{в}} = 1 - K_{\text{тв}} = 1 - 0,91 = 0,09;$$

$$K_{\text{в}} = 9\%;$$

Розрахунку коефіцієнта готовності наведені в табл. 3.1. Розрахункова кількість можливих станів i локальної системи з ДЕС дорівнює п'яти:

$$i = n + 1; \quad (3.12)$$

Кожен робочий режим характеризується конкретною потужністю. Добовий графік навантаження, який подано на рис. 3.5, розділений на шістнадцять інтервалів, кожен з тривалістю півтори години ($j = 16$). Ймовірність роботи ДЕС протягом кожного інтервалу графіка визначимо за формулою (3.7):

$$K_H^{P_{nj}} = \frac{t(P_{nj})}{24} = 0,0625;$$

Таблиця 3.3 - Імовірність роботи ДЕС на навантаження споживача

j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$P_{nj}, \text{МВт}$	0,4	0,6	0,8	1,3	1,6	1,2	0,9	1,0	1,4	1,8	2	1,7	1,5	1,1	0,7	0,5

Для даної локальної системи згідно параметрів, наданих в табл. 3.2 та 3.3, всього можливо 42 станів, коли має місце дефіцит потужності ($k = 42$).

За визначеною формулою (3.9) визначимо математичне очікування дефіциту потужності в електропостачанні, а з виразу (3.10) знайдемо математичне очікування дефіциту електроенергії протягом року через дефіцит потужності.

Для визначення матеріальних збитків від можливих раптових перерв електропостачання споживачів, необхідно знати питомі показники збитку, які, в загальному випадку, залежать від структурного складу споживачів (включаючи промисловість, побут, сферу обслуговування, сільське господарство, транспорт і будівництво) і ступеня їх обмеження.

Приймаючи у розрахунках величину питомого збитку рівною грн/кВт·год, за формулою (3.11) можна визначити математичне очікування збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, грн.

$$\Delta E = 8760 \sum_k P_{dk} \cdot K_d^{P_{dk}} = 11,695 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

Для визначення річних експлуатаційних витрат на обслуговування ДЕС, найзручніше використати типову структуру витрат, індивідуальну для кожного підприємства. Значна частина в цій структурі припадає на витрати на паливо, грн:

$$Ш = \Delta E \cdot y_0 = 11695 \cdot 20 = 233900$$

де - річні витрати на паливо (з урахуванням ціни та доставки), грн; - витрати на обслуговування (зарплата персоналу, витратні матеріали і т.д.), грн.

$$B = B_{\text{п}} + B_{\text{обсл.}}; \quad (3.13)$$

Якщо відома частка витрат на паливо в загальній структурі витрат, то за відомими витратами на паливо можна визначити річні експлуатаційні витрати на обслуговування ДЕС:

$$D_{\text{т}} = \frac{B_{\text{п}}}{B}; \quad (3.14)$$

де - частка витрат на паливо в загальній структурі витрат на експлуатацію та обслуговування ДЕС.

Витрата палива ДЕС залежить від типорозміру використовуваних дизель-генераторів, їх завантаження та зносу. Для раціональної витрати палива в режимі малих навантажень, ненавантажені дизелі повинні бути виведені з роботи. При цьому для максимального збереження моторесурсу агрегатів і необхідного запасу по потужності, їх завантаження на кожному етапі добового графіка не повинно перевищувати 70-80% від номінальної. Відповідно, вибір числа працюючих агрегатів m з n можливих для кожного типу ДЕС у розрахунках визначається за формулою:

$$m = \min \{0,8 \cdot m \cdot P_{\text{ном}} > P_{\text{вт}}\};$$

(3.15)

Приклад роботи дизель-генераторів ДЕС, який складається з чотирьох ідентичних агрегатів, відповідно до графіка електроспоживання, наведено на рис.3.6.

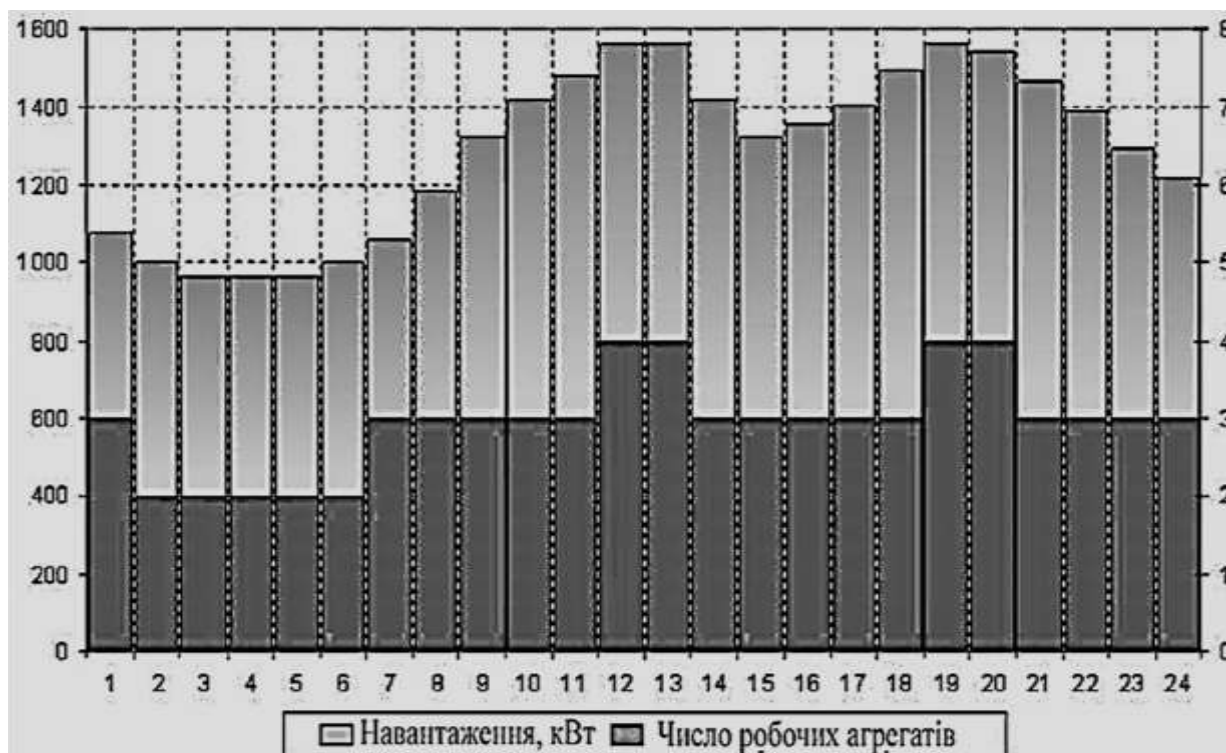


Рисунок 3.6 – Порівняльний добовий графік роботи генераторів та навантаження

Витрата палива дизель-генераторами визначається відповідно до "Методики розрахунку нормативів питомих витрат палива по дизельним електростанціям" [27]. Згідно з цією методикою, абсолютна витрата палива дизель-генератором на кожній i -тій ступені добового графіка обчислюється за формулою, т;

$$G = g_{п(ном)} \cdot K_{зн} \cdot K_{реж} \cdot E_{ген i} \cdot 0,001 \quad (3.16)$$

де g_{π} - питома витрата палива дизелем при номінальній потужності (за паспортними даними), г/кВт·год; $K_{зн}$ - коефіцієнт зносу, який для дизель-генераторів, що пройшли капітальний ремонт або мають закінчений термін служби, приймається рівним 1,05; $K_{реж}$ - режимний коефіцієнт, який враховує зміну питомої витрати палива при роботі дизель-генератора з навантаженням, меншим за номінальний:

$$K_{реж} = \frac{g_{\pi i}}{g_{\pi(ном)}}; \quad (3.17)$$

де g_{π} - питома витрата палива на розглянутому частковому режимі, г/кВт·год, яка визначається за навантажувальною характеристикою дизеля, наведеною в технічній документації або взятою з довідкових даних.

При відсутності видаткової характеристики і при рівномірному завантаженні дизель-генераторів коефіцієнт може бути розрахований за емпіричною формулою:

$$K_{реж i} = 0,87 + 0,13 \cdot m \cdot \frac{P_{ном}}{P_{спож}}; \quad (3.18)$$

де $P_{н}$ - номінальна потужність дизель-генератора, кВт; m - кількість працюючих агрегатів на i -тій ступені добового графіка; $P_{спож}$ - споживана потужність на i -тій ступені добового графіка, кВт;

Згенерована одним дизель-генератором електрична енергія на i -тій ступені добового графіка, кВт·год.

$$E_{ген i} = \frac{P_{спож i} \cdot t_i}{m}; \quad (3.19)$$

Добова витрата палива ДЕС визначається за формулою:

$$G_{\pi} = m \cdot G_{\pi i}; \quad (3.20).$$

Вирази (3.15 - 3.20) дозволяють розрахувати режимні характеристики ДЕС різного типорозміру для кожної ступені добового графіка навантаження.

При використанні в розрахунках вартості однієї тонни природного палива у розмірі 8000 грн. і при частці витрат на паливо у загальній структурі витрат на обслуговування ДЕС, яка становить 64%, можна за формулою (3.14) визначити річні експлуатаційні витрати на обслуговування ДЕС. Результати оптимізації для різних типів ДЕС подані в таблиці 3.4. При цьому розрахунки виконані без врахування зношування агрегатів та без урахування витрати палива дизель-генераторами при пуску і на холостому ході.

Таблиця 3.4. Результати розрахунку оптимального числа ДЕС при нерівномірному навантаженні

Розрахункові значення	Кількість силових агрегатів ДЕС			
	2	3	4	8
Загальні капітальні вкладення в ДЕС	9037	6125	6034	5097
Збитки від недовідпуску електроенергії (тис. грн.)	6181	3962	243	604
Коефіцієнт технічного використання	0,874	0,873	0,914	0,912
Недовідпуск електроенергії в рік (тис. кВт·год)	309,1	198,12	12,13	30,5
Номінальна потужність ДЕС (кВт)	1600	1200	800	400
Питома витрата палива ДЕС (г / кВт·год)	165	172	172	186
Річні витрати на обслуговування ДЕС	24192	23845,5	24533	25498
Річні витрати на паливо (тис. грн.)	15724	15500	15947	16574
Сумарна річна витрата палива (тон)	2011,6	1982,7	2039,9	2120,1
Ціна комплектної ДЕС (тис. грн.)	4522	1533	1006,7	638

Аналізуючи розрахункові залежності, можна зробити висновок, що найменший рівень розглядуваних витрат відповідає конфігурації дизельної електростанції із чотирьох дизель-генераторів потужністю по 800 кВт кожен. Запропонована методика є досить універсальною і може бути рекомендована для оптимізації складу автономних дизельних електростанцій, які функціонують в конкретних умовах експлуатації.

3.5 Регулювання технічних аспектів споживання електроенергії

Проблема перевищення встановленої потужності та обмеження споживання електроенергії існує, ймовірно, з часів активного використання електроенергії в промисловості та побуті. Технологічний прогрес і підвищення рівня життя нерозривно пов'язані із збільшенням енергетичних потреб і, відповідно, постійним зростанням електроспоживання. Застосування різноманітних верстатів у побуті, використання зварювального, деревообробного обладнання, будівництво енергоємних котеджів у зонах існуючої індивідуальної забудови - це загальнопоширені явища. Часто можливості живлення електричних мереж і побажання споживачів не збігаються. Неконтрольований розвиток цього процесу може мати серйозні наслідки.

На сьогодні існують технічні засоби, які дозволяють регулювати електроспоживання: обмежувачі потужності та інтелектуальні електролічильники.

Обмежувач потужності необхідний для контролю за використаною потужністю, і, в разі перевищення встановленого ліміту, відключає споживача [28].

Обмежувачі потужності також використовуються для захисту електропроводки та недозволених підключення інших споживачів до мережі, яка знаходиться під захистом. Такі обмежувачі використовуються

як у трифазних, так і в однофазних мережах.

Відключення споживача не відбувається миттєво, але протягом певного часового інтервалу, встановленого обмежувачем потужності. Цей час може коливатися від кількох секунд до декількох хвилин, залежно від типу обмежувача потужності.

Також обмежувачі потужності можуть мати функцію автоматичного відновлення споживача після відключення через визначений проміжок часу, який також можна налаштовувати від кількох секунд до кількох хвилин, залежно від можливостей і типу обмежувача потужності.

Електронні лічильники мають свої переваги. Окрім вимірювання миттєвої потужності, вони можуть фіксувати інші параметри, такі як коефіцієнт потужності та реактивна потужність. Ці дані можна вимірювати та зберігати з певними інтервалами, що дозволяє обслуговуючим компаніям пропонувати послуги з різною ціною політикою залежно від часу доби.

Висновки до розділу 3

В розділі досліджено інтелектуальні способи підвищення продуктивності фотоелектричних та вітрових електростанцій. Розглянуто зміни їх режимів роботи.

У цьому розділі розглянуто два типи технологій, які найчастіше використовуються в двох компонентах фотоелектричної установки – контролерах заряду та інверторах.

Здійснено техніко-економічний аналіз використання джерел електроживлення в автономних системах електропостачання.

Визначено переваги та недоліки електронних лічильників, які використовуються в автономній системі електропостачання.

РОЗДІЛ 4

4. ПОБУДОВА МІСЦЕВОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

4.1 Структурні схеми та алгоритми управління компонентами локальних систем електропостачання з ВДЕ

Енергетичні вітрові зони в Україні розташовані головним чином на південному узбережжі Азовського та Чорного морів, а також на західній та південно-західній частині країни. Приблизно 35% економічного потенціалу вітроенергетики сконцентровано на західній та південно-західній частині, близько 17% - на південному узбережжі, проте через складний рельєф на заході використання цього потенціалу вкрай складне.

Навіть в районах із високим вітроенергетичним потенціалом вітроелектростанції не можуть забезпечити стабільне електропостачання через велику мінливість вітру. Одним із очевидних рішень цієї проблеми є будівництво комбінованого енергетичного комплексу з двома типами електростанцій: дизельною і віровою. Такий поєднаний комплекс генеруючих установок сприяє зменшенню витрат палива і, отже, поліпшенню екологічних та можливо економічних показників гібридної електростанції.

Вітро-дизельний комплекс представляє собою установку, що включає в себе вітрогенератор та дизель-генератор. Крім того, можуть бути використані перетворювачі електроенергії, акумулятори та баластні навантаження.

На глобальному ринку виділяється німецький гігант у сфері вітро-дизельних енергокомплексів, концерн "Enercon". Щодо оптимізації значних початкових витрат на будівництво вітро-дизельних комплексів, концепція використання рекомендацій концерну передбачає реалізацію проекту в два

етапи [31].

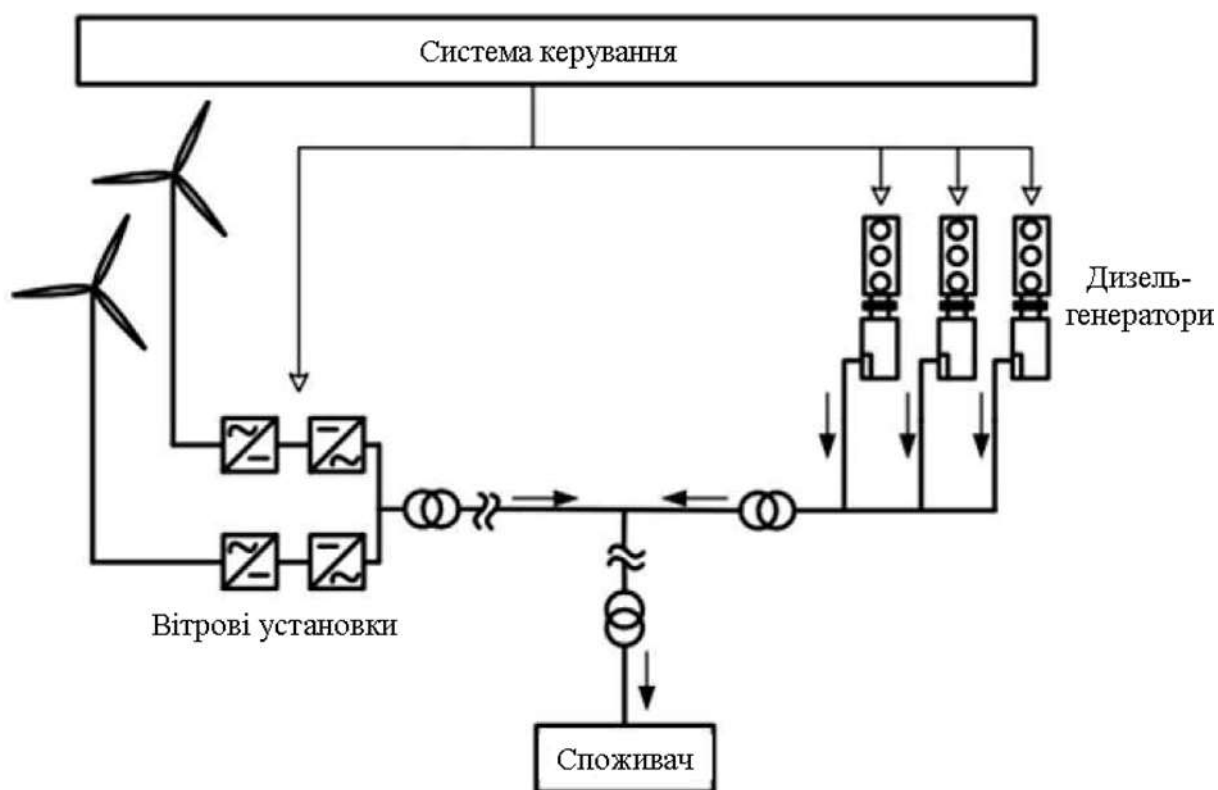


Рисунок 4.1 - Структура системи з ВДЕ малої ефективності

Структура низько ефективного ВДК представлена на рис.3.2. Вона передбачає підключення до існуючих дизель-генераторів до 50% проектних потужностей вітроустановок. Для забезпечення стійкості роботи системи потужність вітроустановок повинна залишатися меншою за 35% потужності дизель-генераторів. Вітрогенератори та дизель-генератори працюють паралельно. Використання мережевих інверторів дозволяє інтегрувати роботу вітрогенераторів у локальну дизельну електричну систему. Такий підхід теоретично може призвести до економії до 20% палива, споживаного дизель-генераторами.

У випадку виправдання початкових інвестицій і надійної ефективності системи з ВДЕ, передбачається введення другої черги вітроелектростанції.

Введення в експлуатацію високоефективного вітро-дизельного комплексу передбачає активацію всіх задуманих вітроустановок. У цьому

випадку будівництво "вітроенергетичної складової", яка генерує до 150% потрібної потужності електроенергії, є розумним кроком. Комплекс доповнюється інерційними накопичувачами, що, при належній швидкості вітру, дозволяє вимкнути дизель-генератори. Для забезпечення цього автоматичного запуску дизель-генераторів встановлюють відповідні пристрої. Структура такого енергетичного комплексу представлена на рис.4.2.

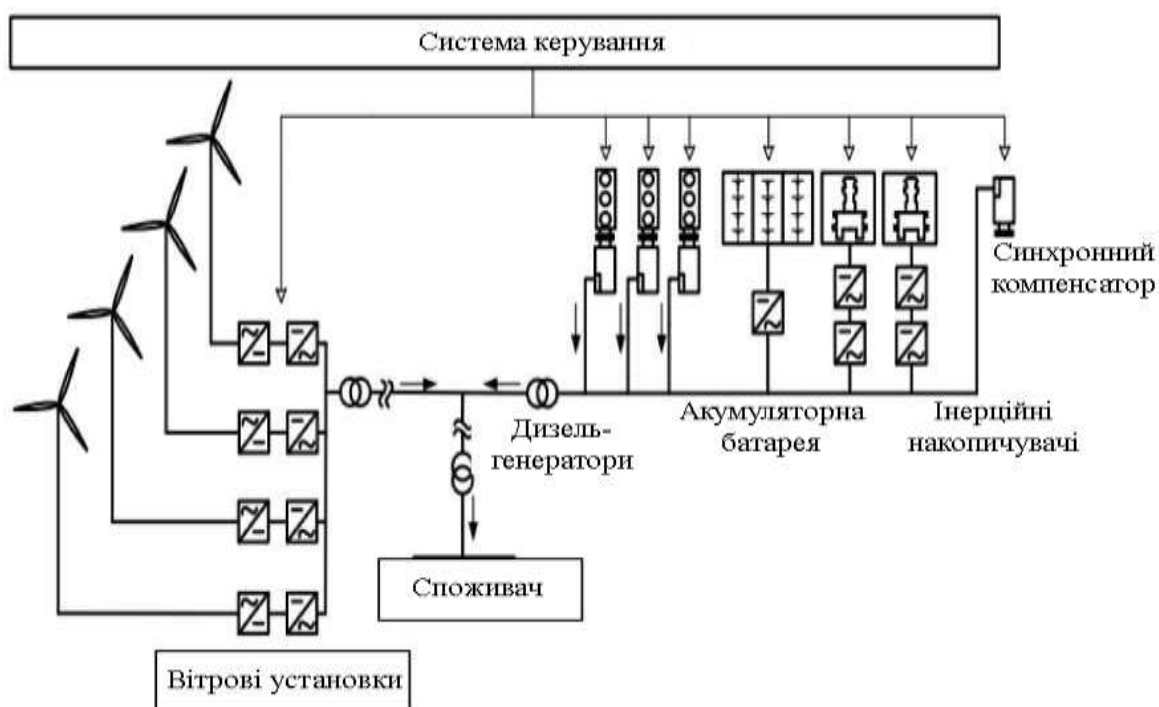


Рисунок 4.2 - Структура високоефективного вітрого та дизельного комплексу

У випадку, коли вітроустановки виробляють недостатньо електроенергії, а батареї та інерційні накопичувачі розряджаються, дизель-генератори автоматично ввімкнуться в роботу за допомогою пристроїв синхронізації. Зайвий електроенергійний обсяг від вітрогенераторів у разі низького споживання (наприклад, вночі) може бути спрямований на обігрів води чи вуличне освітлення, що дозволяє ефективніше використовувати

вітрові ресурси.

У розглянутому вітро-дизельному комплексі вітрогенератори можуть функціонувати автономно чи взаємодіяти з іншими джерелами енергії, такими як ДЕС або накопичувачі електроенергії. Залежно від цього, інвертори вітрогенераторів повинні бути самостійними або гібридними. Управління усіма функціями в системі реалізується за допомогою SCADA-системи вручну або в автоматичному режимі.

Незважаючи на всі переваги, вітро-дизельні комплекси мають кілька недоліків, таких як використання складних систем управління, відсутність стандартних контролерів, необхідність кваліфікованого персоналу, великі витрати на будівництво (до 6000 євро за 1 кВт потужності), використання великої місткості акумуляторів електроенергії та довгий термін окупності (до 20 років), що часто перевищує термін служби окремих компонентів вітро-дизельної системи.

За цих умов вітро-дизельні комплекси не здобули широкого розповсюдження у світі. На практиці вискоєфективні вітро-дизельні системи часто будуються з роздільною роботою вітрової і дизельної частин енергокомплексу, яку можна спостерігати на малюнку 4.2.

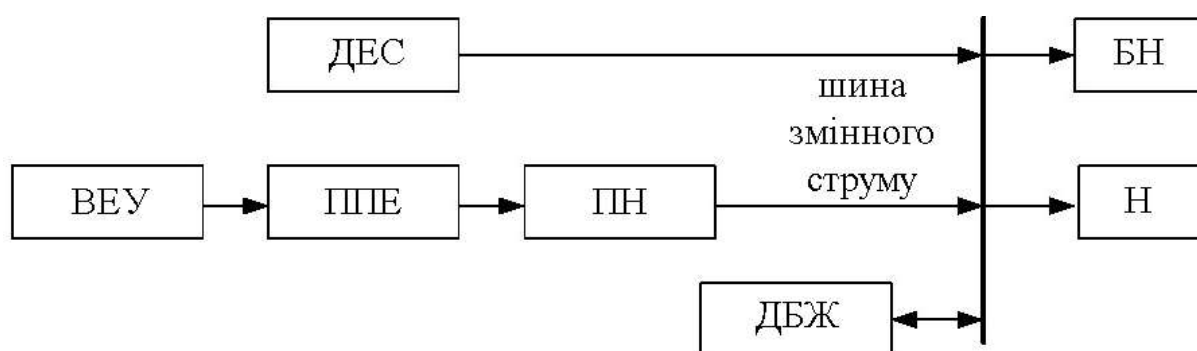


Рисунок 4.3 - Спрощена схема системи з ВДЕ з різними каналами керування ВЕС і ДЕС

ДЕС - дизельна електростанція; - первинний перетворювач енергії вітру
 ВДЕ; ПН - перетворювач напруги; ДБЖ - джерело безперебійного
 живлення; Н - навантаження; БН - баластні навантаження.

Алгоритм управління гібридного енергокомплексу має визначати керуючі дії: живлення навантаження від ВЕС, ДБЖ або ДЕС – Н1; заряд акумуляторів ДБЖ – Н2; розряд акумуляторів ДБЖ – Н3; комутація навантаження для – Н4; комутація ДЕС – Н5.

Відповідно до теорії функцій алгебри логіки, означимо функцію увімкнення електричного навантаження на джерело живлення як $H1 = 1$, вимкнення $H1 = 0$; увімкнення ДБЖ на заряд $H2 = 1$, вимкнення $H2 = 0$; увімкнення ДБЖ на розряд $H3 = 1$, вимкнення $H3 = 0$; підключення навантаження для $H4 = 1$, відключення $H4 = 0$; увімкнення ДЕС $H5 = 1$, вимкнення $H5 = 0$. Параметрами алгоритму управління є потужність ВЕС – $X1$ і рівень заряду акумуляторної батареї – $X2$. Якщо потужність ВЕС перевищує поточні потреби навантаження, то $X1 = 1$, у протилежному випадку $X1 = 0$. Якщо акумулятори ДЖБ заряджені, то $X2 = 1$, в іншому випадку $X2 = 0$. Зрозуміло, що логічні значення $X2$ визначаються обраними граничними значеннями рівня заряду акумуляторів відповідно до їх технічних характеристик (наприклад, допустима величина розряду не повинна перевищувати 30% від номінальної ємності акумулятора). Опис алгоритму може бути сформульовано як прості правила управління енергокомплексом в режимі роздільної роботи:

1. Якщо доступна потужність ВЕС, відповідна поточній швидкості вітру, перевищує потреби навантаження, то живлення навантаження здійснюється від ВЕС, а ДЕС вимкнена. При заряджених акумуляторах ДЖБ вимкнений, а баластні навантаження підключені до ВЕС для утилізації надлишкової потужності.

2. Якщо доступна потужність ВЕС менше поточної потужності навантаження, то навантаження живиться від ДЖБ при заряджених акумуляторах. При розряджених акумуляторах ВЕС відключається. Також може включатися ДЕС для живлення навантаження і заряду акумуляторів. Алгоритм може бути представлений у вигляді таблиці 3.1 для зручності. У

алгебраїчній формі функції можна виразити наступним чином.

$$\begin{aligned} Y.1 &= 1; & Y.2 &= \bar{X}1 \& \bar{X}2 \vee X.1 \& \bar{X}2 = X.2; & Y.3 &= \bar{X}1 \& X.2; \\ & & Y.4 &= X.1 \& X.2; & Y.5 &= \bar{X}1 \& \bar{X}2 . \end{aligned}$$

Керуючі впливи здійснюються за допомогою логічних функцій:

$Y.1 = 1$, $Y.1 = 0$ вмикає або вимикає батарейний режим роботи гібридного інвертора;

$Y.2 = 1$, $Y.2 = 0$ вмикає або вимикає мережевий режим роботи інвертора ФЕС;

$Y.3 = 1$, $Y.3 = 0$ вмикає або вимикає ДЕС;

$Y.4 = 1$, $Y.4 = 0$ вмикає акумуляторну батарею на заряд або розряд.

Логіка функціонування фото-дизельної системи електропостачання в залежності від зміни незалежних змінних наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Матриця керуючих впливів в гібридному енергокомплексі

X1	X2	Y.1	Y.2	Y.3	Y.4	Y.5
0	0	1	0	1	0	1
0	1	1	1	0	0	0
1	0	1	0	0	1	0
1	1	1	1	0	0	0

Схема управління гібридним енергетичним комплексом представлена на рис. 4.4.

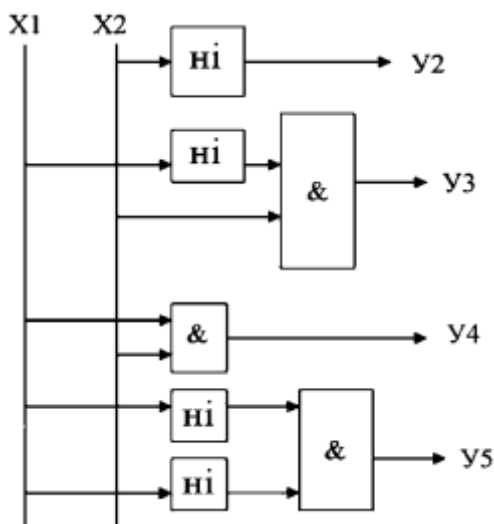


Рисунок 4.4 - Логіка роботи алгоритму керування системою з ВДЕ

Отримана конфігурація логічної схеми дозволяє створювати систему керування енергетичним об'єктом на основі різних елементів. Таким чином, аналізовані підходи до логічного проектування систем керування гібридним енергетичним об'єктом є першим кроком у розробці відповідних технічних пристроїв.

Різноманітність структури та алгоритмів керування вітро-дизельними енергетичними комплексами може варіюватися залежно від вітроенергетичного потенціалу, встановленої потужності гібридної електростанції, економічних показників силового обладнання і вартості дизельного палива.

4.2 Структурні схеми та алгоритми управління системами електропостачання із фото-дизельними електростанціями

Покращення техніко-економічних показників автономних дизельних систем електропостачання можливе шляхом впровадження в них енергетичних установок відновлюваної енергії, зокрема фотоелектростанцій (ФЕС). Вигода від економії палива, тривалий термін служби та низька експлуатаційна витрата ФЕС дозволяють зменшити

тарифи на електроенергію гібридного комплексу порівняно з дизельним виробництвом.

Суттєві зміни інсоляції протягом доби та сезону, а також нерівномірний графік споживання електроенергії на об'єкті електрифікації, зазвичай невеликому селищу, вимагають раціональних рішень щодо вибору структури, потужностей та алгоритмів роботи автономного енергокомплексу.

Складність енергоперетворення в фото-дизельних енергоустановках автономних систем електропостачання вимагає проведення досліджень для оптимізації їх структури та режимів роботи в різних умовах експлуатації.

У цьому розділі формулюються рекомендації щодо вибору раціональної схеми гібридної фото-дизельної системи електропостачання в залежності від широти розташування, взятої за приклад території України.

Існують кілька можливих схем інтеграції фотоелектростанцій (ФЕС) в автономну електроенергетичну систему, а саме:

Роздільна робота дизельної електростанції (ДЕС) і фотоелектростанції з накопичувачем електроенергії (див. рис. 4.5, а).

Робота ФЕС паралельно з локальною електричною мережею, створеною ДЕС (див. рис. 4.5, б).

Гібридний варіант, який передбачає можливість реалізації як роздільної, так і спільної роботи ФЕС і дизельної електростанції (див. рис. 4.5, в).

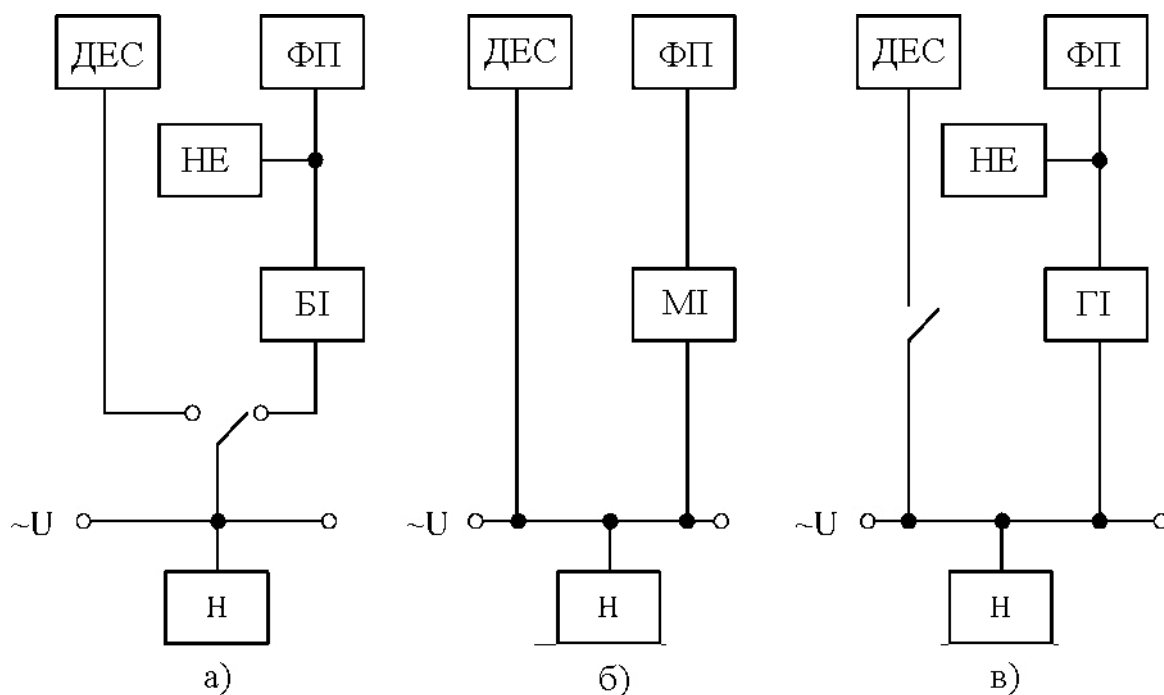


Рисунок 4.5 - Схеми конфігурації фото-дизельних систем електропостачання

Кожна з представлених схем має свої переваги та недоліки. У випадку роздільної роботи фотоелектростанції (ФЕС) та дизельної електростанції (ДЕС) (рис. 4.5, а), досягається економія дизельного палива і проста реалізація за допомогою засобів автоматизації. Потужність встановленої ФЕС має забезпечувати електроенергією споживачів в період світлого часу доби, тоді як ДЕС працює в період темряви.

Доступна потужність ФЕС, що визначається поточною сонячною активністю, повинна задовольняти потреби в електроенергії споживачів і забезпечувати заряд акумуляторів накопичувача, що підтримує їхню роботу у буферному режимі. У випадку нестачі потужності ФЕС, зазвичай вранці, ввечері і вночі, навантаження живиться від ДЕС. Коливання сонячної активності та навантаження компенсуються енергією акумуляторів, запобігаючи неpravомірним запускам ДЕС.

Значні коливання інсоляції протягом доби та сезону призводять до необхідності обмеження часу генерації ФЕС або збільшення її потужності.

Обидва варіанти зменшують коефіцієнт використання встановленої потужності, що негативно позначається на економічних показниках фото-дизельної системи електропостачання. Проте, в літній період значна частина електроенергії може споживатися від ФЕС.

Схема паралельної роботи ФЕС та ДЕС передбачає постійну дію ДЕС і часткове заміщення дизельної генерації електроенергією від ФЕС. Перевагою цієї схеми є можливість максимального використання встановленої потужності ФЕС без використання акумуляторів. Недолік полягає в необхідності обмеження потужності мережевого інвертора ФЕС до рівня менше половини поточної потужності генерації фото-дизельного енергокомплексу. Таким чином, в часи високої інсоляції, доводиться обмежувати потужність ФЕС на рівні 30-40% від споживаної електроенергії об'єкта. Це знижує рівень заміщення дизельної генерації, що впливає на економічну доцільність таких систем.

Система фото-дизельного електропостачання з гібридним інвертором надає більше гнучкості у поєднанні переваг і недоліків схем з батарейними і гібридними інверторами. У періоди високої інсоляції, коли ФЕС повністю задовольняє потреби, ДЕС може бути відключена. Гібридний інвертор ФЕС може працювати в автономному або батарейному режимі, обмінюючись енергією з акумуляторами накопичувача і підтримуючи буферний режим їхньої роботи.

У періоди слабкої сонячної активності активується ДЕС. Інвертор ФЕС переходить в мережевий режим, щоб забезпечити паралельну роботу з ДЕС. Обмеження стосовно співвідношення потужностей генерації ДЕС і ФЕС для забезпечення стабільно

4.3 Методологія створення гібридного енергокомплексу

Об'єкти відновлювальної енергетики визначаються унікальністю

через варіативність природних умов, різноманітність компоновок, склад та методи будівництва, а також взаємодію з навколишнім середовищем. Врахування оптимального варіанту проекту включає багато факторів і вимагає послідовних розрахунків для уточнення деталей.

Нестабільність енергетичних характеристик відновлюваних джерел, таких як вітер і сонячне випромінювання, суттєво обмежує можливості створення автономних енергосистем, заснованих виключно на сонячних або вітрових електростанціях. Наприклад, енергетичний потенціал сонячного випромінювання влітку на середній широті України перевищує зимовий в 10 і більше разів. Сезонні варіації вітрової енергії також виявляються значними.

З економічної точки зору, чисті системи відновлювальної енергії можуть ефективно використовуватися лише для електрифікації об'єктів з невеликим споживанням, навіть не перевищуючи 1 кВт. Для великих потужностей рекомендуються гібридні системи, що об'єднують вітрову або сонячну енергію з дизельною генерацією.

Компонування та структура гібридного енергетичного комплексу залежать від тимчасових змін енергетичного потенціалу відновлюваних ресурсів та електроспоживання об'єкта. З економічної точки зору, гібридні системи призводять до значного збільшення вартості енергетичного обладнання при фактично незмінних обсягах виробленої електроенергії. Це може негативно впливати на економічні показники, такі як обмеження зниження тарифів на електроенергію.

Між позитивними аспектами можна виділити: економію палива та ресурсів у дизельних генераторів, тривалий термін служби устаткування відновлюваної енергії, покращення надійності електропостачання та сприяння екологічному становищу.

Отже, головною метою раціональної побудови гібридної системи є досягнення кращих техніко-економічних показників порівняно із базовим варіантом - дизельною системою.

Структурна схема гібридного енергокомплексу представлена на рис.

4.6. Вихідні дані для побудови системи включають енергетичні характеристики об'єкта електрифікації, такі як пікова потужність та обсяги споживаної електроенергії протягом року. Аналіз характеристик споживання електроенергії рекомендується проводити за кілька років, наприклад, за 5-10 років.

Іншою групою вихідних даних є енергетичні характеристики вітру та



сонця в районі будівництва гібридного енергокомплексу. Ці характеристики визначаються на основі баз даних метеорологічних спостережень. На основі аналізу цих даних визначається пріоритетне для даного району джерело відновлювальної енергії. З урахуванням характеристик відновлюваних джерел та об'єкта електрифікації вибирається енергетичне обладнання для гібридного енергокомплексу. Визначається виробництво «зеленої» електроенергії та складається помісячний енергетичний баланс між виробництвом та споживанням. Зазвичай можливі як недоліки, так і надлишки «зеленої» енергії, які потрібно вирішувати за допомогою дизельних генераторів або інших засобів.

Рисунок 4.6 - Структурна схема гібридного енергокомплексу

Розглядаються різноманітні варіанти конфігурації комбінованих електростанцій, які відображені на схемі цифрами 1,2,3,4. Перший варіант

передбачає створення системи електропостачання на основі дизельних генераторів. Другий варіант включає комбіновану систему з постійною роботою дизельної електростанції та паралельним з'єднанням фотоелектростанції з дизельною системою через мережевий інвертор. Третій варіант передбачає комбіновану систему з роздільною роботою дизельної та фотоелектричної компонент, що живить навантаження за допомогою автономного інвертора. Четвертий варіант використовує гібридний інвертор в складі фотоелектростанції, дозволяючи реалізувати режими, подібні до варіантів 2 і 3.

Оптимізацію побудови дизельної системи електропостачання доцільно провести з мінімізацією вартості електроенергії. Цей процес включає вибір кількості, потужностей та режимів роботи дизельних генераторів відповідно до графіка електроспоживання об'єкта. Мінімальна вартість електроенергії, виробленої дизельною електростанцією, служить базовою величиною, яка підлягає зниженню через інтеграцію з фотоелектростанцією. Комбінована система електропостачання дозволяє покращити техніко-економічні характеристики дизельної системи та є перспективною для впровадження.

Один з практично найбільш поширених варіантів фото-дизельних електростанцій передбачає паралельну роботу фотоелектростанції з дизельною системою електропостачання через мережевий інвертор у варіанті 2. Оптимізація цієї системи можлива шляхом підбору потужності фотоелектростанції з урахуванням сезонних змін режимів роботи та умов паралельної роботи мережевого інвертора фотоелектростанції з дизельною системою електропостачання з обмеженою потужністю.

Більш продуктивний третій варіант фото-дизельної системи передбачає можливість роздільної роботи дизельної та фотоелектричної частин комбінованої електростанції. Фотоелектростанція в цьому випадку живить споживача через автономний інвертор, а для згладжування змін режимів включається накопичувальний пристрій. Параметри оптимізації

цього варіанту системи включають встановлену потужність фотоелектростанції та ємність акумуляторів накопичувального пристрою.

Використання гібридних інверторів (див. варіант 4) дозволяє використовувати як мережевий, так і автономний (батареєний) режими роботи фотоелектростанції. Це дозволяє отримати більше виробленої фотоелектроенергії. Параметри оптимізації в цьому варіанті комбінованої системи електропостачання включають встановлену потужність фотоелектростанції та ємність накопичувальних пристроїв, при урахуванні технічних та економічних обмежень.

Висновки до розділу 4

В результаті розв'язання оптимізаційної задачі були визначені пріоритетні енергопотоки та річні питомі показники приведених витрат на функціонування комбінованої автономної системи електропостачання.

За допомогою математичної моделі, розробленої в цьому розділі, та проведеного дослідження енергетичних потоків генерації електроенергії можна зробити висновок, що використання відновлюваних джерел енергії є економічно виправданим заходом.

Найбільш перспективним варіантом побудови комбінованих автономних систем електропостачання є впровадження проектів з вітро- та фотоелектричними генеруючими установками.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі представлено вирішення наукових завдань щодо підвищення енергетичної ефективності комбінованих автономних систем електропостачання з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) через застосування методів дискретного програмування. Результати досліджень призвели до наступних основних висновків.

Вартість електричної енергії, виробленої від ВДЕ, залежить від об'єму виробленої електроенергії протягом періоду експлуатації станції. Питома вартість установки включається в загальну вартість 1 кВт-год.

Розроблено концепцію автономної комбінованої системи електропостачання на основі відновлюваних джерел енергії.

Вартість електроенергії від вітро- та сонячних електростанцій прямо залежить від регіону, де розташовані ці установки, і визначається часом, необхідним для генерації потужності.

Витрати на генерацію електроенергії від дизельних електростанцій перевищують вартість закупівлі електроенергії від об'єднаних енергосистем в години пік. В умовах нормальної експлуатації дизельна електростанція не генерує електроенергію, а виступає як резервне джерело під час перерв у постачанні від об'єднаної енергосистеми.

Обрано схему з використанням системи дискретного програмування для всіх розглянутих варіантів сонячно-вітрових електростанцій (СВЕС). Це усуває потребу в узгодженні робочих режимів ВДЕ між собою, і дає можливість вибрати відокремлені системи автоматичного управління для кожного генератора. Така система легко масштабується, дозволяючи змінювати кількість та характеристики пристроїв, не впливаючи на основну структуру схеми.

Розроблений і реалізований алгоритм оптимізації для вибору обладнання системи електропостачання для децентралізованих споживачів.

Критерієм оптимізації є мінімізація витрат цільової функції, що дозволяє визначити необхідний і достатній набір обладнання для надійного забезпечення споживачів енергією.

Представлено результати використання розробленого алгоритму для вибору обладнання та прогнозовані процеси експлуатації комбінованої автономної електростанції з визначеними параметрами. Встановлено рекомендовані параметри конфігурації автономної системи для децентралізованого споживача.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії : монографія / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 164 с.
2. Касл Дж. Аналіз переваг гібридної концепції вітру / фотоелектрики для автономних систем. Текст. / Дж. Касл, Дж. М. Калліс, С. М. Мойт, Н.А.Маршалл // Збірник 13-ї конференції спеціалістів з фотоелектричних процесів IEEE. 1981. - С. 738-742.
3. Калінчик В. П. Планування енергозабезпечення регіонів України на основі відновлюваних джерел енергії / В. П. Калінчик, М. Т. Кокоріна // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського / Наук. журнал. - Кременчук .: КрНУ імені Михайла Остроградського, 2013. - №3 (80). - С. 60-65.
4. Гібридна сонячна та вітряна енергія: необхідне значення для інфраструктури інформаційних комунікацій та людей у сільських громадах / Лос-Анджелес. Adejumbi, S.G.Oyagbinrin, F.G.Akinboro & M.B. Оладжіде // IJRRAS 9 (1) - жовтень 2011 - С.130-138
5. Гібридна система генерації електроенергії / Gagari Deb, Ramananda Paul та Sudip Das // Міжнародний журнал комп'ютерів та електротехніки. Вип.4. No 2. Квітень 2012 - С. 141-144
6. Конфігурація автономного гібридного вітродизельного фотоелектричного блоку для гарантованого електропостачання об'єктів мінерально-сировинної промисловості / А.А. Бельський, А. Н. Скамін, Є.В. Яковлева // Міжнародний журнал прикладних інженерних досліджень ISSN 0973-4562 Том 11. Номер 1 (2016) - С. 233-238
7. Порівняльний аналіз схем побудови автономних електростанцій, що використовують установки відновлюваної енергетики / Обухів С.Г., Плотніков І.А. // Промислова енергетика. - 2012 - №. 7 - С. 46-

51.

8. Застосування буферних накопичувачів енергії для підвищення енергоефективності вітро-дизельної електростанції / Лукутин Б.В., Обухів С.Г., Шутов Е.А., Хошнау З.П. // «Електрика» №6 - 2012 - С. 24-29

9. Оптимальний розмір гібридної енергосистеми з фотоелектричною вітром та біомасою, підключеною до мережі / Арнан Гонсалес, Жорді-Роджер Ріба та Антоні Ріус // Сталий розвиток 2015. 7. С. 12787-12806.

10. Аналіз економічних вигоди від само оптимізованого гібридного сонячно-вітрового гідро енергопостачання порівняно з оптимізацією HOMER / А. Амеві, Б.Х. Ессель, Б. М. Матіас // Міжнародний журнал комп'ютерних програм (0975 - 8887) Березень 2015 р. С. 32-38

11. Простий метод оптимізації розмірів для гібридних систем відновлюваної енергії з фотоелектричними батареями / С.М.Р. Тіто, Т.Т. Брехня, Т. Андерсон-2013. С.8-13

12. Моделювання та оптимізація незалежної гібридної системи відновлюваних джерел енергії / Аніта Гудель та Мая Крцум // Транс-маріт. наук. 2013; 01. С. 28-35

13. Шкрадюк І.Е. Тенденції розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні та світі. - М.:, 2010. - с. 88

14. Пученкін А.В., Титов В.Г., Ходикіна І.В. Аналіз алгоритмів управління регулятором точки максимальної потужності для сонячних батарей // http://ivdon.ua/uploads/article/pdf/IVD_6_puchenkin.pdf 2020.pdf

15. Норми технологічного проектування дизельних електростанцій // Затверджено Міненерго. Протокол від 19 липня 1990 р №38

16. Степанов С.Ф., Павленко І.М., Ерба Е.Т. Забезпечення ефективної роботи мульти модульної вітроелектростанції при зміні швидкості вітру і навантаження // Сучасні проблеми науки та освіти. - 2013.- № 6.

17. Лукутин Б.В., Обухів С.Г., Шутов Е.А., Парник Н.М.

Оптимізація числа і потужності дизель-генераторів автономної дизельної електростанції // «Промислова енергетика». - 2009 - №11. - С.27-33.

18. Довідник з проектування електричних мереж / за редакцією Д.Л.Файбісовіча. - М.: Видавництво НЦ ЕНАС, 2005. - 320 с.

19. Родольфо Дуфо-Лопес, Хосе Л. Берналь-Агустін, Хосе М. Юста-Лойо, Хосе А. Домінгуес-Наварро, Ігнасіо Ж. Рамірес-Росадо, Хуан Лухано, Ісмаель Асо. Багатоцільова оптимізація, що мінімізує витрати та викиди життєвого циклу автономних PV-вітро-дизельних систем із акумуляторними батареями // Applied Energy. 2011. В. 88. С. 4033-4041.

20. Мінна Ранджева, Аніл К. Кулкарні. Оптимізація проектування гібридної, малої, децентралізованої електростанції для віддалених / сільських районів // Енергетична процедура. 2012. Т. 20. С. 258 - 270.

21. Калінчик В. П. Оцінка ризиків генерації енергії з відновлюваних джерел / В. П. Калінчик, М. Т. Кокоріна // Техніка в сільськогосподарському ВИРОБНИЦТВІ, галузевих машинобудування, автоматизація / Збірник наукових праць КНТУ. - Кіровоград: КНТУ, 2013. - № 26. - С. 225-230.

22. Другий спільний звіт ЄС-Україна в енергетичній галузі. Про хід реалізації положень Меморандуму про взаємопорозуміння між ЄС та Україною щодо співробітництва в енергетичній сфері протягом 2007 року [Електронний ресурс] / Співробітництво між Україною та ЄС в енергетичній галузі. - Режим доступу: <http://mfa.gov.ua/ua/page/open/id/>

23. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» N 555-IV від 20 лютого 2003 р. / Верховна Рада України. - Офіц. вид.- К.: Відомості Верховної Ради України, 2003. - N 24. - ст.155

24. Сталий розвиток України в контексті використання відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії [Електронний ресурс] / А. О. Рожко. - Режим доступу: [www.confcontact.com/2007may/ 1_rozhko .htm](http://www.confcontact.com/2007may/1_rozhko.htm)

25. Проект Постанови Верховної Ради України "Про концепцію

переходу України до сталого розвитку" № 5749 від 02.07.2004 р

26. Енергетична стратегія України на період до 2030 р.: розпорядження Кабінету Міністрів від 24.07.2013 № 1071/ Кабінет Міністрів України / Офіц. вид. - К.: Парлам. вид-во, 2013. - 166 с.

27. Перспективи розвитку «зеленої» економіки [Електронний Ресурс] : звіт Фонду ім. Фрідріха Еберта / Ю. Огаренко, А. Мартинюк. - Режим доступу: http://www.fes.kiev.ua/new/wb/media/publikationen/green_economy_perspectives.pdf

28. Находов В.Ф. Ймовірносно-статистичний підхід до побудови енергобалансів виробничо-господарських об'єктів / В.Ф. Находов, О.В. Бориченко // Промислова електроенергетика та електротехніка “Промелектро”. - 2007. - № 6. - С.45-54.

ДОДАТКИ

ОХОРОНА ПРАЦІ

А1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві та заходи по їх усуненню

Сонячних фотоелектричні установки не належать до пристроїв підвищеної безпеки для життєдіяльності людини. Для енергетичних об'єктів, що використовуються як промислові пред'являються вимоги підвищеної безпеки. Наведемо причини травматизму, що характерні при експлуатації сонячних електростанцій.

Небезпечна дія електричного струму спостерігається :

- при випадковому дотику до струмопровідних частин електрообладнання;
- поява напруги на металевих частинах електроустаткування через пошкодження ізоляції;
- поява напруги струмопровідних елементах через помилкове включення;
- виникнення крокової напруги через замикання проводу на землю.

Основними заходами захисту від ураження електричним струмом є:

- недоступність струмопровідних елементів для випадкового дотику;
- трансформаторний поділ мережі;
- використання захисних систем або малих напруг;
- використання огорож та подвійної ізоляції;
- контроль стану ізоляції;
- компенсація ємнісних струмів;

- використання електрозахисних засобів;
- дотримання вимог техніки безпеки.

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення це навмисне електричне з'єднання з для усунення небезпеки ураження струмом у випадку дотику до елементів електроустановки.

Заземлення блискавкозахисту служить для захисту обладнання та використовується для створення шляху стікання струмів блискавки в землю.

Фахівці служб охорони праці контролюють безпечну експлуатацію електроустановок. Оперативне обслуговування електрообладнання здійснюється найманими чи власними оперативно-ремонтними працівниками. Оперативне обслуговування можуть здійснювати працівники, вимоги до кваліфікації та робіт оперативного персоналу зазначаються у внутрішніх інструкціях. Оперативне обслуговування електроустановок виконують працівники, які посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції НПАОП та пройшли навчання перевірку знань з охорони праці та безпечної експлуатації електрообладнання.

А.2. Розрахунок блискавкозахисту для будівлі

Розрахунок блискавозахисту визначає тип захисту. За типом блискавозахист може бути однострижневим, багатострижневим та тросовий.

Для розрахунку обраного об'єкта перерахуємо вихідні данні:

$h = 25$ м, $h_x = 6$ м, $B = 100$ м, $n = 2$, тип блискавкозахист однострижневий.

где h – повна висота стрижневого блискавкозахисту, м;

h_x – висота споруди, що підлягає захисту, м;

B – ширина об'єкта ;

n – питома щільність блискавки, 1 / (км/год).

Визначаємо параметри блискавкозахисту:

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м} \quad (\text{A.2.1})$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м} \quad (\text{A.2.2})$$

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h)(h - 1,2 \cdot h_x) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 6) = 18,7 \text{ м} \quad (\text{A.2.3})$$

$$h_m = h - h_0 = 25 - 21,25 = 3,75 \text{ м} \quad (\text{A.2.4})$$

$$h_a = h - h_x = 25 - 6 = 19 \text{ м} \quad (\text{A.2.5})$$

$$\alpha = \arctg \frac{r_0}{h_0} = \arctg \frac{26,25}{21,25} = 51^\circ \quad (\text{A.2.6})$$

Визначаємо габаритні розміри обраного об'єкта, для якого виконується розробка блискавкозахисту:

$$\varphi = \arcsin \frac{B}{2r_x} = \arcsin \frac{100}{2 \cdot 18,7} = 69^\circ, \cos \varphi = \cos(69^\circ) = 0,35 \quad (\text{A.2.7})$$

$$A = 2r_x \cos \varphi = 2 \cdot 18,7 \cdot 0,35 = 13,09 \text{ м} \quad (\text{A.2.8})$$

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

Визначаємо максимальне число уражень блискавкою за відсутності системи блискавкозахисту:

$$\begin{aligned} N &= \left[(B + 6h_x)(A + 6h) - 7,7h_x^2 \right] n \cdot 10^{-6} = \\ &= \left[(100 + 6 \cdot 6)(13,9 + 6 \cdot 6) - 7,7 \cdot 6^2 \right] \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 3,81 \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (\text{A.2.9})$$

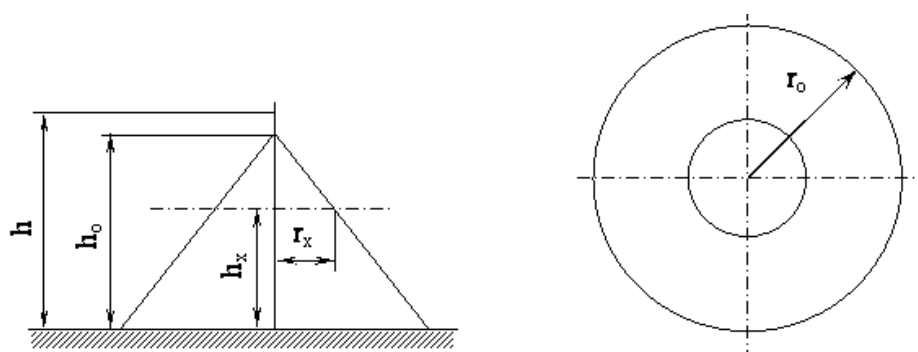


Рис. А.1 Зона захисту одиночним стрижневим блискавководом