

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра відновлюваних джерел енергії

«На правах рукопису»
УДК 621.311

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

Степан КУДРЯ

«___»_____ 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

за освітньо-професійною програмою

«Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

**на тему: «Регулювання потужності об'єктів відновлюваної енергетики з
використанням систем акумулювання електричної енергії»**

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕД-91мп

Провада Микита Васильович _____

Науковий керівник:

докт. техн. наук., доцент

Будько Василь Іванович _____

Рецензент:

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

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра відновлюваних джерел енергії

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Степан КУДРЯ

«___» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Проваді Микиті Васильовичу

1. Тема дисертації «Регулювання потужності об'єктів відновлюваної енергетики з використанням систем акумулювання електричної енергії», науковий керівник дисертації Будько Василь Іванович, докт. техн. наук, доцент, затверджені наказом по університету від «09» листопада 2020 р. №3260с

2. Термін подання студентом дисертації: «17» грудня 2020 р.

3. Об'єкт дослідження: Процеси перетворення енергії сонячного випромінювання та вітру в комплексних системах з електрохімічним резервуванням потужності

4. Вихідні дані: місце розташування – Херсонська область, метеорологічні данні, географічне розташування.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

а) розглянути принципи роботи Smart Grid та потенціал для України

б) оцінити можливості об'єднаної електричної мережі України

розрахунок СЕС для домашнього господарства;

в) оцінити сонячний та вітровий потенціал та обрати місцерозташування майданчику під будівництво;

г) розрахувати техніко-економічні параметри системи СЕС;

г) розрахувати техніко-економічні параметри системи ВЕС;

- д) розрахунок техніко-економічних параметрів системи резервації потужності;
- е) розробити схеми підключення;
- є) розрахувати термін окупності;
- ж) розробити проект стартапу;
- з) описати охорону праці.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- а) плакат (назва магістрської дисертації);
- б) опис проекту;
- в) вибір місцевості за відповідними критеріями;
- г) техніко-економічні розрахунки СЕС та ВЕС, системи акумулювання;
- г) однолінійна схема СЕС постійного струму;
- д) схема приєднання вітро-сонячної станції до мережі;
- е) розроблення стартап проекту та оцінка терміну окупності;
- є) висновки.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1 тези в міжнародному науково-технічному журналі молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики», 2020р.

8. Дата видачі завдання «02» листопада 2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістрської дисертації	Термін виконання етапів магістрської дисертації	Примітка
1	Робота з літературою	01.11.2020 – 07.11.2020	
2	Розділ 1 Вивчення систем EES у сукупності з об'єктами ВДЕ та перспективи розвитку в Україні.	07.11.2020 – 09.11.2020	
3	Розділ 2 Опис місцевості та клімату. Вивчення потреб об'єкту	09.11.2020 – 11.11.2020	
4	Розділ 3 Технічні рішення та розрахунки ФЕС	11.11.2020 – 14.11.2020	
5	Розділ 4 Технічні рішення та розрахунки ВЕС	14.11.2020 – 20.11.2020	
6	Розділ 5 Вибір та розрахунок системи резервації потужності	20.11.2020 – 27.11.2020	
7	Розділ 6 Економічний розрахунок	27.11.2020 – 07.12.2020	
8	Розділ 7 Стартап проект	07.12.2020 – 11.12.2020	
9	Розділ 8 Охорона праці	11.12.2020 – 14.12.2020	
10	Загальні висновки	14.12.2020 – 15.12.2020	
11	Оформлення та додатки	15.12.2020 – 17.12.2020	

Студент

Микита ПРОВАДА

Науковий керівник

Василь БУДЬКО

Реферат

Магістерська робота складається зі вступу, восьми розділів, загальних висновків, переліку відповідних посилань та додатків. Загальний обсяг становить 126 сторінок, серед них 99 сторінок основного тексту, великої кількості рисунків та таблиць, переліку використаних посилань та 9 додатків.

Актуальність теми. В останній час проблема балансування електричних систем стає край гостро. Обладнання в Об'єднаній Електричній Мережі України знаходиться в критичному стані. Перехід на відновлювані джерела енергії стрімко розвивається з року в рік. Це ставить для об'єктів Відновлюваної Енергетики нові виклики та виникає потреба у регуляції потужності. Резервування потужності електрохімічними акумуляторами енергії є актуальним вирішенням цього виклику.

Зв'язок роботи з планами. Дана робота тісно пов'язана з стратегією удосконалення електричної мережі шляхом впровадження системи «Smart Grid».

Мета. Удосконалення роботи комплексної вітро-сонячної електростанції шляхом резервування її потужності електрохімічними акумуляторами енергії для задоволення потреб домашнього господарства та продажу електричної енергії за «Зеленим тарифом».

Задачі дослідження.

- Розглянути існуючі підходи до пректування СЕС та ВЕС
- Проаналізувати існуючі варіанти резервування потужності відновлюваних джерел електричної енергії
- На основі аналізу технічних характеристик обрати основне обладнання, розробити електричні схеми та сформовано техніко-економічне рішення
- Оцінити техніко-економічні показники комплексної вітро-сонячної системи з електрохімічним резервуванням потужності
- Розробити стартап проект удосконалення роботи комплексної вітро-сонячної електростанції шляхом резервування її потужності

електрохімічними акумуляторами енергії для задоволення потреб домашнього господарства у Херсонській області

Об'єкт дослідження. Процеси перетворення енергії сонячного випромінювання та вітру в комплексних системах з електрохімічним резервуванням потужності.

Предмет дослідження. Режимні характеристики комплексної вітро-сонячної системи з електрохімічним резервуванням потужності.

Методи дослідження. Наукові роботи про акумуляування електричної енергії електрохімічними акумуляторами енергії, статистичні аналізи, математичне моделювання та обрахунки у середовищах Microsoft Office, моделювання в програмному забезпеченні AutoCAD.

Наукова новизна. Запропоновано підхід удосконалення роботи комплексної вітро-сонячної електростанції шляхом резервування її потужності електрохімічними акумуляторами енергії для заданої площадки з урахуванням клімато-метеорологічних умов місцевості.

Практичне значення. Запропоновані схемні рішення комплексної вітро-сонячної електростанції з резервування її потужності електрохімічними акумуляторами енергії для Херсонської області

Публікації. «Аналіз системи Electrical Energy Storage та використання їх у Енергомережі України з об'єктами Відновлюваних Джерел Енергії» // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики», 2020 р. Київ

Ключові слова. Відновлювані джерела енергії, фотоелектрична станція, вітроелектрична станція, Smart Grid, електрохімічне акумуляування

Зміст

ВСТУП	10
РОЗДІЛ 1 ВИВЧЕННЯ СИСТЕМ ЕЕС У СУКУПНОСТІ З ОБ'ЄКТАМИ ВДЕ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ В УКРАЇНІ.....	11
1.1. Принцип роботи Smart Grid	12
1.2. Стан об'єднаної енергосистеми України	21
1.3. Перспективи розвитку Smart Grid в Україні.....	27
1.4. Вивчення існуючих технологій виготовлення фотомодулів.....	30
1.5. Огляд класів якості сонячних панелей	33
1.6. Аналіз ринку сонячної енергетики України	35
1.7. Типи сонячних електростанцій.....	37
1.8. Існуючі СЕС в Україні.....	40
1.9. Класифікація вітрогенераторів	43
1.10. Аналіз ринку вітроенергетики України.....	46
1.11. Існуючі ВЕС в Україні.....	47
1.12. Висновок	49
РОЗДІЛ 2 СТАН ТА ОПИС МІСЦЕВОСТІ ТА КЛІМАТА. ВИВЧЕННЯ ПОТРЕБ ОБ'ЄКТУ.....	51
1.1. Опис місцевості та клімата.....	52
1.2. Аналіз власних потреб об'єкту домогосподарства.....	53
1.3. Вітроенергетичний потенціал ділянки.....	54
1.4. Сонячний потенціал ділянки	55
1.5. Висновок	55
РОЗДІЛ 3 ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ТА РОЗРАХУНКИ СЕС.....	56
3.1 Розрахунок інсоляції.....	57
3.2. Розрахунок основних параметрів для встановлення фотомодулів.....	61

3.3. Розрахунок встановлення сонячних панелей, інверторів та виробітку фотоелектростанції	63
3.4. Розрахунок виробітку ФЕС.....	68
3.5. Розрахунок кабельного господарства	70
3.6. Висновок.....	72
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ТА РОЗРАХУНКИ ВЕС.....	74
4.1 Розрахунок потужності генератора вітроустановки	75
4.2 Вибір вітрогенератора та перетворюючого обладнання	78
4.3 Розрахунок виробітку вітроелектростанції.....	79
4.4 Розрахунок кабельного господарства.....	83
4.5 Висновок	84
РОЗДІЛ 5 ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ РЕЗЕРВАЦІЇ ПОТУЖНОСТІ.....	85
5.1 Розрахунок виробітку електростанції і потреби у регуляції потужності	86
5.2 Вибір системи акумуляування	88
5.3 Висновки	88
РОЗДІЛ 6 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК	90
6.1 Кошторисний розрахунок комплексної системи	91
6.2 Капітальні витрати	91
6.3 Поточні витрати	92
6.4 Інвестиційні затрати	93
6.5 Амортизація	94
6.6 Собівартість електроенергії	94
6.7 Прибуток та рентабельність	95
6.8 Термін окупності.....	96
6.9 Висновок	96
РОЗДІЛ 7 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП ПРОЕКТУ	98

7.1	Впровадження системи комплексного моніторингу за параметрами вітро-сонячної станції з елементами резервації потужності	99
7.2	Опис ідеї стартап-проєкту	99
7.3	Переваги стартап-проєкту	99
7.4	Технологічний аудит стартап-проєкту.....	100
7.5	Аналіз можливостей для запуску стартап-проєкту	100
7.6	Висновок	101
РОЗДІЛ 8 ОХОРОНА ПРАЦІ		102
8.1	Аналіз факторів небезпеки під час використання обладнання вітрогенераторів та сонячного обладнання напругою 0,4 кВ	103
8.2	Засоби захисту від електричного струму мережі за нормального функціонування електрообладнання	104
8.3	Пожежна безпека	105
8.4	Заходи обмеження ризику небезпек на ВЕС	108
8.5	Висновок	109
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....		111
ДОДАТОК А.....		114
ДОДАТОК Б		115
ДОДАТОК В.....		121
ДОДАТОК Г		122
ДОДАТОК Ґ.....		123
ДОДАТОК Д.....		124
ДОДАТОК Е		125
ДОДАТОК Є.....		126

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітроелектрична станція
ФЕС	– фотоелектрична станція
ФЕМ	– фотоелектричний модуль
АКБ	– акумулюючі батареї
СЕС	– сонячна електростанція
EESS	– система накопичення електричної енергії
EES	– зберігання електричної енергії
КЗ	– коротке замикання
ККД	– коефіцієнт корисної дії

ВСТУП

Зберігання електричної енергії є однією з ключових технологій у питанні використання електричних мереж сьогодні. Використання інтелектуальних електричних мереж дозволяє керувати системою враховуючи погодинні коливання попиту, зберігаючи електроенергію, отриману в непікові періоди – котра дешевша, коли система в ній не має потреби, для використання у пікові періоди – коли вона дорожча. В Україні на сьогодні до 80% мережевого обладнання експлуатується понад 40 років та вичерпало свій запас. Використання таких технологій дозволяє вирішити проблеми, такі як надмірні коливання потужності і ненадійне енергопостачання, які пов'язані з використанням великої кількості відновлюваної енергії.

Високий рівень застарілості обладнання, недостатній рівень автоматизації та оптимізації роботи мережі призводить до того, що продуктивність електромережі неефективна і значною мірою не відповідає європейським стандартам. Такий стан питання ставить завдання щодо розробки нових методів підвищення якості використання відновлюваних джерел енергії.

Даний метод також тягне за собою ряд як переваг так і недоліків. До переваг методу акумулювання за допомогою ресурсів резерву електричної енергії можна віднести більш стабільну роботу об'єктів ВДЕ на мережу та можливість керовано використовувати резерви задля покриття потреб у пік споживання мережі. До недоліків: висока вартість реалізації таких проектів, питання утилізації джерел акумулювання після виходу із ладу та по завершенню строку експлуатації.

В даній магістерській дисертації представлено розрахунок об'єднаної станції з використанням енергії вітру та сонця з акумулюванням литиевими елементами збереження енергії, що розташовується в с. Новолодимирівка, Херсонської області потужністю 50 кВт з 100% акумулювання. Також представлено вибір електротехнічного обладнання та вибір оптимального кута нахилу фотоелектричних панелей

РОЗДІЛ 1
ВИВЧЕННЯ СИСТЕМ ЕЕС У СУКУПНОСТІ З ОБ'ЄКТАМИ ВДЕ ТА
ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ В УКРАЇНІ

1.1. Принцип роботи Smart Grid

Зберігання електричної енергії, EES, є однією з ключових технологій в областях, охоплених МЕК. Методи EES показали унікальні можливості щодо деяких критичних характеристик електроенергії, наприклад, погодинних коливань попиту і ціни. У найближчому майбутньому EES стане незамінним помічником на ринках, що розвиваються, які мають відношення до МЕК, в галузі використання більшої кількості поновлюваних джерел енергії, скорочення викидів CO² і використання інтелектуальних мереж. [1]

Історично EES грала три головні ролі. По-перше, EES знижує витрати на електроенергію, зберігаючи електроенергію, отриману в непікові періоди, коли її ціна нижча, для використання в пікові періоди часу замість електроенергії, купленої тоді за вищими цінами. По-друге, для підвищення надійності енергопостачання системи EES підтримують користувачів, наприклад, при збоях в електромережі через стихійних лих. Їх третя роль полягає в підтримці і поліпшенні якості електроенергії, частоти і напруги. всі зацікавлені сторони EES.

Що стосується потреб ринку, що розвивається, в областях мережі, EES, як очікується, вирішить проблеми, такі як надмірні коливання потужності і ненадійне енергопостачання, які пов'язані з використанням великої кількості відновлюваної енергії.

Широко використовуваний підхід для класифікації систем EES - це визначення відповідно до форми використовуваної енергії. На рис. 1.1 системи EES класифіковані на механічні, електрохімічні, хімічні, електричні та теплові системи зберігання енергії. Водень і синтетичний природний газ є вторинними енергоносіями і можуть використовуватися для накопичення електричної енергії шляхом електролізу води з отриманням водню і, при необхідності, на додатковому етапі метану. Цей комбінований процес електроліз-паливний елемент є електрохімічним EES. Однак обидва газу є багатоцільовими енергоносіями. Наприклад, електрику може бути вироблено в газовій або паровій турбіні.

Прикладами є гарячі розплавлені солі в концентрованих сонячних електростанціях і накопичення тепла в установках стисненого повітря з використанням адіабатичного процесу для підвищення ефективності.

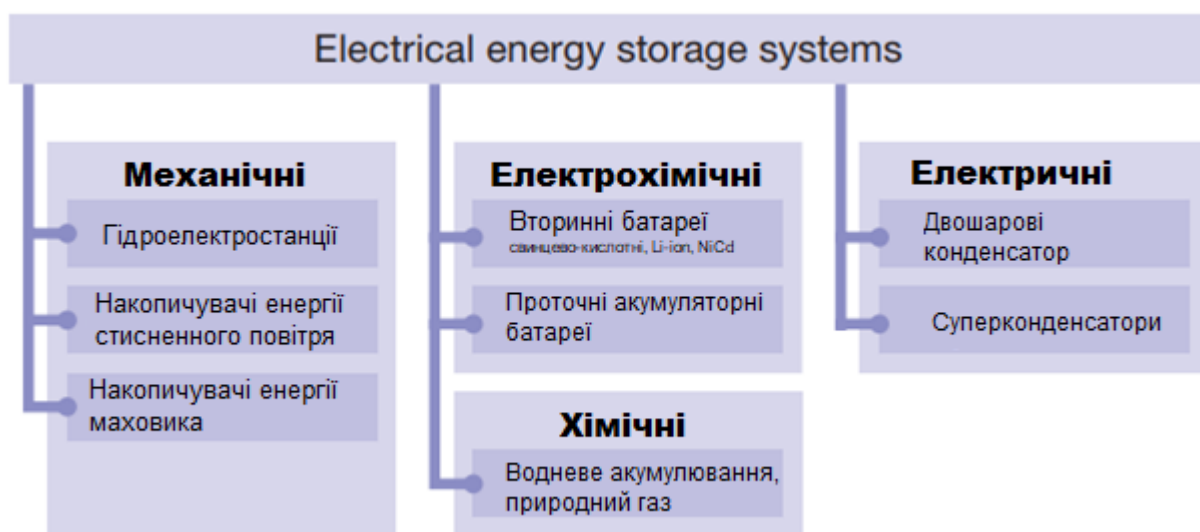


Рисунок 1.1 - Класифікація систем накопичення електричної енергії за формою енергії

1.1.1. Механічні системи зберігання

Найпоширенішими механічними системами накопичення є насосні гідроелектростанції (насосні гідроакумулятори, PHS), накопичувачі енергії стисненого повітря (CAES) та накопичувачі енергії маховика (FES).

1. Відкачуваний гідроакумулятор (PHS).

Звичайні насосні гідроакумуляторні системи використовують два резервуари для води на різних висотах для перекачування води в непікові години від нижнього до верхнього водосховища (завантаження). При необхідності вода тече назад з верхнього в нижній резервуар, живлячи турбіну з генератором для виробництва електроенергії (скидання). Перевагами є дуже тривалий термін служби та практично необмежена стабільність циклу установки. Основними недоліками є залежність від топографічних умов та великого землекористування.

2. Зберігання енергії стисненого повітря (CAES).

Види та особливості середовищ накопичувачів енергії завдяки їх доступності. Електроенергія використовується для стиснення повітря і зберігання його або в підземній споруді, або в надземній системі судин або труб. За потреби стиснене повітря змішують із природним газом, спалюють та розширюють у модифікованій газовій турбіні. Перевагою CAES є його велика ємність; Недоліками є низька ефективність поїздки в обидва кінці та географічне обмеження розташування

3. Накопичувач енергії маховика (FES).

Енергія підтримується в маховику, підтримуючи тіло, що обертається, на постійній швидкості. Збільшення швидкості призводить до збільшення кількості накопиченої енергії. Для прискорення маховика електроенергія подається передавальним пристроєм. Якщо швидкість обертання маховика зменшена, електроенергія може витягуватись із системи тим же пристроєм передачі.

1.1.2. Електрохімічні системи зберігання

- Вторинні батареї

1. Свинцево-кислотна батарея (LA).

Типи та особливості систем акумуляції енергії акумуляторів для стаціонарних систем можуть призвести до зниження ціни. Одним недоліком свинцево-кислотних акумуляторів є зменшення корисної ємності при розряді великої потужності. Наприклад, якщо акумулятор розряджається за одну годину, доступно лише приблизно від 50% до 70% від номінальної ємності. Іншими недоліками є нижча щільність енергії та використання свинцю, небезпечного матеріалу, забороненого або обмеженого в різних юрисдикціях.

2. Нікель-кадмієва та нікельметалгідридна батарея (NiCd, NiMH).

NiCd-акумулятори працюють у масштабі, подібному до свинцево-кислотних. Однак через токсичність кадмію ці батареї в даний час використовуються лише для стаціонарного використання в Європі. З 2006 року вони заборонені для споживчого використання. Спочатку розроблені NiMH-батареї для заміни NiCd-батареї. Дійсно, NiMH-батареї мають усі

позитивні властивості NiCd-батарей, за винятком максимальної номінальної ємності, яка все ще вдесятеро менша порівняно з NiCd та свинцевою кислотою. Крім того, NiMH-акумулятори мають набагато вищу щільність енергії (вага на вагу).

3. Літій-іонна батарея (Li-ion)

Літій-іонні акумулятори, як правило, мають дуже високу ефективність, як правило, в діапазоні 95% - 98%. Може бути реалізований майже будь-який час розряду від секунд до тижнів, що робить їх дуже гнучкою та універсальною технологією зберігання. Типи та особливості систем накопичення енергії термічно нестійкі і можуть розкладатися при підвищених температурах, виділяючи кисень, що може призвести до теплового втечі. Щоб мінімізувати цей ризик, літій-іонні акумулятори оснащені блоком контролю, щоб уникнути перезарядки та перезарядки. Зазвичай ланцюг балансу напруги також встановлюють для контролю рівня напруги кожної окремої комірки та запобігання відхиленням напруги серед них.

- Проточні акумуляторні батареї

У звичайних вторинних батареях енергія заряджається і розряджається в активних масах електродів. Проточна батарея - це також акумуляторна батарея, але енергія зберігається в одному або декількох електроактивних видах, які розчинені в рідких електролітах. Електроліти зберігаються зовні в резервуарах і перекачуються через електрохімічний елемент, який перетворює хімічну енергію безпосередньо в електрику і навпаки. Потужність визначається розміром та конструкцією електрохімічного елемента, тоді як енергія залежить від розміру резервуарів. За допомогою цього характерного потоку батареї можна встановлювати в широкому діапазоні стаціонарних застосувань. Спочатку розроблені НАСА на початку 70-х років як ЕЕС для тривалих космічних польотів, потокові батареї зараз приділяють увагу збереженню енергії протягом годин або днів потужністю до декількох МВт. Проточні акумулятори класифікуються на окисно-відновлювальні та гібридні.

1. Окисно-відновна батарея (RFB)

У окисно-відновних батареях (RFB) два розчини рідкого електроліту, що містять розчинені іони металів в якості активних мас, перекачуються на протилежні сторони електрохімічної комірки. Електроліти на негативному та позитивному електродах називаються анолітом та католітом відповідно. Під час зарядки та розряду іони металу залишаються розчиненими в рідині електролітом у вигляді рідини; ніякої фазової зміни цих активних мас не відбувається. Аноліт і католіт протікають через пористі електроди, розділені мембраною, яка дозволяє протонам проходити через нього для процесу переносу електронів. Під час обміну зарядом по електродах протікає струм, який може використовуватися пристроєм, що працює від батареї. Під час розряду електроди постійно подаються з розчинених активних мас з резервуарів; після їх перетворення отриманий продукт видаляється в резервуар. Теоретично RFB можна «зарядити» протягом декількох хвилин, відкачавши розряджений електроліт і замінивши його зарядженим електролітом. Ось чому батареї окисно-відновного потоку обговорюються для мобільних додатків. Однак до цього часу щільність енергії електролітів була занадто низькою для електромобілів.

2. Гібридний акумулятор (HFB)

У акумуляторі з гібридним потоком (HFB) одна з активних мас зберігається всередині електрохімічної комірки, тоді як інша залишається в рідкому електроліті і зберігається зовні в резервуарі. Тому гібридні проточні елементи поєднують особливості звичайних вторинних батарей та окисно-відновних батарей: ємність батареї залежить від розміру електрохімічної комірки. Типовими прикладами HFB є системи Zn-Ce та Zn-Br. В обох випадках аноліт складається з кислотного розчину іонів Zn^{2+} . Під час зарядки Zn осідає на електроді, а при розряді Zn^{2+} повертається в розчин. В якості мембрани використовується мікропористий поліолефіновий матеріал; більшість електродів - це вуглецево-пластичні композити.

1.1.3. Хімічні системи зберігання

1. Водневе акумулювання.

Типова система зберігання водню складається з електролізера, резервуара для зберігання водню та паливного елемента. Електролізер - це електрохімічний перетворювач, який розщеплює воду за допомогою електрики на водень та кисень. Це ендотермічний процес, тобто під час реакції потрібно тепло. Водень зберігається під тиском у газових пляшках або ємностях, і це можна робити практично необмежений час. Для виробництва електроенергії обидва гази потрапляють у паливний елемент, де відбувається електрохімічна реакція, яка є зворотною до розщеплення води: водень і кисень реагують і виробляють воду, виділяється тепло і виробляється електрика. З економічних та практичних міркувань кисень не зберігається, а видаляється в атмосферу при електролізі, а кисень із повітря береться для виробництва електроенергії. Окрім паливних елементів, для виробництва електроенергії обговорюються газові двигуни, газові турбіни та комбіновані цикли газових та парових турбін. Водневі системи з паливними елементами (менше 1 МВт) та газовими двигунами (менше 10 МВт) можуть бути використані для комбінованого виробництва тепла та електроенергії в децентралізованих установках. Газові та парові турбіни потужністю до декількох сотень МВт можуть бути використані як пікові електростанції. Загальна ефективність змінного та змінного струму становить близько 40%. Існують різні підходи до зберігання водню у вигляді газу під високим тиском, рідини при дуже низькій температурі, адсорбованої на гідридах металів або хімічно пов'язаної у складних гідридах. Однак для стаціонарних застосувань газоподібне зберігання під високим тиском є найбільш популярним вибором. Менші кількості водню можна зберігати у надземних резервуарах або пляшках під тиском до 900 бар. Для більшої кількості водню можна використовувати підземні трубопроводи або навіть соляні каверни об'ємом 100 000 м³ під тиском до 200 бар. До цього часу не існувало жодної комерційної системи зберігання водню, яка використовувалася б для відновлюваних джерел енергії. Різні науково-дослідні проекти, здійснені за останні 25 років, успішно продемонстрували доцільність використання водневих технологій, наприклад,

проект на самодостатньому острові Утсіра в Норвегії. Інший приклад - гібридна електростанція з Німеччини, яка зараз будується. Енергія вітру використовується для отримання водню за допомогою електролізу, якщо потужність не може бути подана безпосередньо в мережу. За запитом накопичений водень додається до біогазу, що використовується для роботи газового двигуна. Крім того, вироблений водень буде використовуватися для станції заправки водню в міжнародному аеропорту в Берліні.

2. Акумулювання природним газом

Синтез метану (також званий синтетичним природним газом, СНГ) є другим варіантом зберігання електроенергії як хімічної енергії. Тут потрібен другий етап, окрім процесу розщеплення води в електролізері, етап, при якому водень і вуглекислий газ реагують на метан в реакторі метанації. Як і у випадку з воднем, вироблений СНГ можна зберігати в резервуарах під тиском, під землею або подавати безпосередньо в газову мережу. Для процесу метанізації можливо кілька джерел CO₂, такі як електростанції, що працюють на викопному паливі, промислові установки або біогазові установки. Щоб мінімізувати втрати в енергії, транспортуйте гази CO₂ (від джерела CO₂) та H₂ (від електролізної установки) до метанального заводу слід уникати. Виробництво СНГ є кращим у місцях, де доступні CO₂ і надлишок електроенергії. Зокрема, перспективним є використання CO₂ у процесі виробництва біогазу, оскільки це широко застосовувана технологія. Тим не менше, потрібно проміжне зберігання газів на місці, оскільки метанізація - це постійно запущений процес. Нещодавно це поняття «енергія до метану» було предметом різних науково-дослідних проектів (наприклад, у Німеччині, де будується пілотний завод). Головною перевагою цього підходу є використання вже існуючої інфраструктури газових мереж (наприклад, у Європі). Чистий водень може подаватися в газову сітку лише до певної концентрації, щоб утримати газову суміш у межах специфікацій (наприклад, значення нагрівання). Більше того, метан має вищу щільність енергії, а транспортування в трубопроводах вимагає менше енергії (більша щільність газу). Основним

недоліком СНГ є відносно низька ефективність внаслідок конверсійних втрат при електролізі, метанації, зберіганні, транспортуванні та подальшій генерації електроенергії. Загальна ефективність змінного та змінного струму, <35%, навіть нижча, ніж для водню.

- Двошарові конденсатори (DLC)

Електрохімічні двошарові конденсатори (DLC), також відомі як суперконденсатори, - це технологія, відома вже 60 років. Вони заповнюють прогалину між класичними конденсаторами, що використовуються в електроніці, та загальними батареями, завдяки їх майже необмеженій стабільності циклу, а також надзвичайно високій потужності та їх на багато порядків вищій можливості накопичення енергії в порівнянні з традиційними конденсаторами. Ця технологія все ще демонструє великий потенціал розвитку, який може призвести до набагато більшої ємності та щільності енергії, ніж звичайні конденсатори, завдяки чому з'являються компактні конструкції. Дві основні особливості - це надзвичайно високі значення ємності порядку близько тисячі фарад, а також можливість дуже швидких зарядів і розрядів через надзвичайно низький внутрішній опір, що є характеристиками, недоступними для звичайних батарей. Іншими перевагами є довговічність, висока надійність, відсутність технічного обслуговування, тривалий термін експлуатації та експлуатація в широкому діапазоні температур та в різних середовищах (гаряча, холодна та волога). Термін служби досягає одного мільйона циклів (або десять років експлуатації) без будь-яких деградацій, за винятком розчинника, що використовується в конденсаторах, недоліком якого є те, що він погіршується через 5 або 6 років незалежно від кількості циклів. Вони екологічні та легко переробляються або нейтралізуються. Ефективність, як правило, становить близько 90%, а час розряду становить від секунди до години. Вони можуть досягти питомої щільності потужності, яка приблизно в десять разів більша, ніж у звичайних батарейок (лише дуже потужні літєві батареї можуть досягти майже однакової питомої щільності потужності), але їх питома щільність енергії приблизно в десять разів нижча. Завдяки своїм

властивостям, DLC підходять особливо для застосувань з великою кількістю коротких циклів заряду/розряду, де можуть бути використані їх високоефективні характеристики. DLC не підходять для накопичення енергії протягом більш тривалих періодів часу через їх високу швидкість саморозряду, низьку щільність енергії та високі інвестиційні витрати. Приблизно з 1980 року вони широко застосовуються в побутовій електроніці та силовій електроніці. DLC також ідеально підходить як ОЕС для подолання коротких відмов напруги. Новим застосуванням може стати електромобіль, де їх можна використовувати як буферну систему для процесу прискорення та регенеративного гальмування.

- Надпровідний накопичувач магнітної енергії (SMES)

Системи надпровідного магнітного накопичення енергії (SMES) працюють за електродинамічним принципом. Енергія зберігається в магнітному полі, створюваному потоком постійного струму в надпровідній котушці, яке утримується нижче критичної температури надпровідного. Сто років тому при відкритті надпровідності була потрібна температура близько 4°K . Багато досліджень і трохи удачі в даний час створили надпровідні матеріали з більш високими критичними температурами. Сьогодні доступні матеріали, які можуть працювати при температурі близько 100°K . Основним компонентом цієї системи зберігання є котушка, виготовлена з надпровідного матеріалу. Додаткові компоненти включають обладнання для кондиціонування енергії та криогенно охолоджену холодильну систему. Головною перевагою SMES є дуже швидкий час відгуку: запитувана потужність доступна майже миттєво. Крім того, система характеризується своєю високою загальною ефективністю в обидва кінці (85% - 90%) та дуже високою вихідною потужністю, яка може бути забезпечена протягом короткого періоду часу. В основній частині SMES немає рухомих частин, але загальна надійність вирішальним чином залежить від холодильної системи. В принципі, енергія може зберігатися необмежено довго, доки система охолодження працює, але більший час зберігання обмежується

потребою в енергії холодильної системи. Великі системи SMES потужністю понад 10 МВт в основному використовуються в детекторах частинок для експериментів з фізики високих енергій та ядерного синтезу. На сьогоднішній день декілька, досить невеликих продуктів МСП, є комерційно доступними; вони в основному використовуються для контролю якості електроенергії на таких заводах, як виробництво мікрочипів

1.2. Стан об'єднаної енергосистеми України

Об'єднана енергосистема України, згідно із Законом України про електроенергетику, представлена сукупністю електростанцій, електричних та теплових систем та інших енергетичних об'єктів, що мають спільний режим виробництва, передачі та розподілу електроенергії та теплової енергії до централізованого управління цим режимом, де об'єктом електроенергетичної системи є електрична станція (крім ядерної частини АЕС), електрична підстанція, електрична мережа, підключена до зведеної енергетичної системи України та котельня, підключена до магістральна тепла мережа та магістральна тепломережа.

склад та характеристики ОЕС України, згідно звітності ДП «НЕК» Укренерго» за 2019 рік, такі:

Об'єднана енергосистема (ОЕС) України сьогодні є одним з найбільших енергетичних об'єднань Європи. ОЕС України включає 244 ліцензіата, що виробляють електроенергію, з них 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90% загального виробництва, 8 регіональних енергосистем та 45 ліцензіатів на передачу електроенергії через (місцеві) електричні мережі.

Встановлена потужність ОЕС України (включаючи Кримську електроенергетичну систему) [2] становила 54 303,4 МВт (у тому числі АЕС - 13 835 МВт, ТЕС ТЕЦ - 21 842 МВт, ГЕС - 4812 МВт, ТЕЦ - 6070 МВт, ВЕС - 1071 МВт, СЕС - 5006 МВт, біомаса – 180 МВт).

П'ять енергетичних компаній ПАТ "Дніпроенерго ДТЕК", ПАТ "Донбасенерго", ПАТ "Центренерго", ПАТ "Західенерго ДТЕК" і ПАТ

"Східенерго ДТЕК" об'єднують 14 потужних ТЕС з енергоблоками потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт. Загальна кількість енергоблоків на ТЕС та ЦЗК України становить 102 одиниці, у тому числі 150 МВт - 6 одиниць, 200 МВт - 42 одиниці, 250 МВт - 5 одиниць, 300 МВт - 42 одиниці та 800 МВт – 7 одиниць.

ПАТ "Укргідроенерго" включає каскади гідроелектростанцій на Дніпрі та Дністрі. Загальна кількість гідравлічних агрегатів - 102.

Чотири атомні електростанції ДП Енергоатом НАЕК формують 15 блоків, 13 з яких мають реактори ВВЕР-1000, встановлені потужністю 1000 МВт, і 2 реактори ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт.

Структура ОЕС України включає основні електричні мережі 220-750 кВ, що перебувають у державній власності та експлуатуються ДП НЕК "Укренерго", та розподільні електричні мережі 0,4-150 кВ, що підтримуються 45 ліцензіатами на передачу електроенергії через (місцеві) електричні мережі.

ОЕС України межує з енергосистемами Білорусі, Росії (Центр ОЕС, ОЕС Північного Кавказу), Молдови та ENTSO-E. Електричні зв'язки між ОЕС України та сусідніми енергосистемами підтримуються через мережі 110 - 750 кВ.

Загальне річне виробництво електроенергії на ОЕС України в 2019 році (без енергосистеми Криму) становило 181,9 млрд кВт-год (у тому числі АЕС - 88,4 млрд кВт-год; ТЕС ТЕЦ - 68,5 млрд кВт-год; ТЕС - 6,5 млрд кВт-год; ГЕС - 8,2 млрд кВт-год; ГЕС - 0,8 млрд. кВт · год; станційні блоки та інші джерела - 7,8 млрд. кВт · год; альтернативні джерела (ВЕС, СЕС, біомаса) - 1,7 млрд. кВт · год; споживання електроенергії ОЕС України склало 167,5 млрд. кВт · год, передача електроенергії до Криму - 5,4 млрд. кВт-год., А експорт електроенергії до сусідніх мереж склав 8 млрд. кВт-год.

Основними об'єктами енергетики в контексті цього проекту є магістральні та міждержавні електромережі (BIPN) 220-750кВ та засоби автоматизації управління BIPN, автоматизована система управління ОЕС та

енергосистемами різних рівнів, поновлювані джерела електроенергії та інструменти управління для тих самих.

Відповідно до [4], електричні мережі ДП «НЕК» Укренерго » включають обладнання підстанцій та повітряних ліній електропередач, пристрої релейного захисту та аварійну автоматику, інструменти управління та управління процесами, будівлі, споруди та інженерні мережі.

Згідно з [4], станом на 01 січня 2019 року баланс ДП «НЕК»Укренерго »включає:

1) Підстанції 137 110-750 кВ, у тому числі:

- 8 підстанцій 750 кВ;
- Підстанції 2500 кВ;
- 244 кВ підстанції;
- Підстанції 88 330 кВ;
- 33 підстанції 220 кВ;
- 4 підстанції 110 кВ

Загальна встановлена потужність автоматизованих трансформаторів та трансформаторів підстанцій становить 445 шт / 78585,1 МВА, у тому числі потужність трансформаторів для власних потреб - 538 шт. / 444 047 МВА;

2) 22969 км (по ланцюгах) магістральних та міжнародних повітряних ліній 35-800 кВ, включаючи:

- 99 км 800 кВ;
- 4121 км 750 кВ;
- 375 км 500 кВ;
- 339 км 400 кВ;
- 13432 км 330 кВ;
- 3976 км 220 кВ;
- 538 км 110 кВ (міждержавний);

- 98 км 35 кВ (міждержавний). 22 км повітряних ліній електропередачі 110 кВ та 14 км ліній 35 кВ (по колах) без міжнародного значення;

3) пристрої релейного захисту та аварійної автоматики 75995,5;

4) засоби управління та управління процесами, включаючи 185 перемикачів управління, 165 ОВД, 11560,3 км магістральних сполучних та оптичних ліній зв'язку, 2597 систем ущільнення, 2537 одиниць обладнання зв'язку та дистанційного керування, 724 системи живлення, 637 акумуляторів та 37 дизель-генераторів;

5) 1125 підсистем САУ, включаючи систему ASDC (142 одиниці), AMR (190 одиниць), ASVT (308 одиниць), ASUE (283 одиниці) та локальні обчислювальні мережі (183 одиниці);

6) вимірювальні системи, включаючи 6368 лічильників електроенергії та 59766 інших вимірювальних інструментів для вимірювання геометричних та механічних значень; параметри потоку; споживання, рівень та обсяг речовин; тиск; фізико-хімічна будова та властивості речовин; час і частота; електричні та магнітні значення; акустичні значення; характеристики іонізуючого випромінювання та ядерних констант; вакуумні, температурні та теплові, радіотехнічні та радіоелектронні, оптико-фізичні значення;

7) 2739 будівель та споруд, 180 систем інженерних послуг, включаючи нафтопроводи, ємності для нафти, масляні колектори, водопроводи, каналізацію, системи локалізації стічних вод, пожежні водойми та водойми;

8) 43 ремонтно-виробничі бази та 29 ремонтно-експлуатаційних пунктів, а також 600 одиниць автотранспорту та спецтехніки, включаючи крани (85 одиниць);

Автомобільні свердлильні верстати (6 одиниць), вежі та підйомники ТМ (232 одиниці), пересувна електромеханічна майстерня (13 одиниць), електролабораторії (84 одиниці) та бригадні машини (180 одиниць).

Зазначене обладнання значною мірою застаріло і не відповідає сучасним вимогам та показникам ефективності. Отже, 17,3% обладнання підстанцій та

56% ліній електропередач працюють понад 40 років. Ситуація в розподільчих мережах 6-110 кВ є ще більш критичною. До 80% мережевого обладнання DSO працює понад 40 років і вичерпало свої резерви.

Високий рівень застарілості обладнання, недостатній рівень автоматизації та оптимізації роботи мережі призводить до того, що продуктивність ОЕС неефективна і в основному не відповідає європейським стандартам.

Енергетична стратегія України до 2035 року (проект) визначає основні напрямки та цілі, яких слід досягти в ОЕС України в 2020-2035 роках (табл. 1.2). [4]

Таблиця 1.1 - Стан та склад енергетичного обладнання

#	Показник	2020	2030
1	Споживання електричної енергії, млн кВт-год	199260	222290
2	Встановлена енергетика, ГВт	54,30	62,07
3	Частка маневреної потужності, %	12	16
4	Піковий попит, ГВт	33,11	40,82
	Інтеграція ВДЕ		
5	Встановлені ВДЕ, ГВт	6256,6	12,7
	Надійність мереж		
6	SAIDI (відключення на споживача), хв. На рік	400	200
7	SAIFI (частота відключень на споживача), кількість на рік	4	2
	Втрати в електричних мережах		
8	Втрати в розподільчих мережах, %	11	9
9	Втрати в електричних мережах, %, формують звіти DSO (в середньому)	11	9

Ці показники повинні бути досягнуті шляхом модернізації обладнання енергетичних мереж, впровадження нових генеруючих потужностей, включаючи ВДЕ, за допомогою розумного управління ОЕС та впровадження нових інтелектуальних систем та інструментів, що дозволяють використовувати нові технології в ОЕС, такі як управління попитом, віртуальні електростанції, HVDC і інші.

Безсумнівно, при реконструкції та будівництві нових енергетичних об'єктів, включаючи лінії електропередачі, підстанції, обладнання та техніку,

слід враховувати вимоги об'єднання, інтеграції та інтелектуалізації автоматизованого управління ОЕС, що спочатку вимагає створення сучасної платформи для впровадження Технології Smart Grid в Україні, що є головним завданням проекту.

Поточний стан магістральних електромереж та обладнання підстанцій станом на 01 січня 2019 року вказаний у [4]:

Загальна кількість основного обладнання (силові автотрансформатори та трансформатори, автоматичні вимикачі, трансформатори струму та напруги), встановлених на підстанціях НЕК «Укренерго», становить понад 14,7 тис. Одиниць. Станом на 01 січня 2019 року кількість цього обладнання з перевищенням (понад 25 років) терміну експлуатації становила 55,3%, у тому числі кількість обладнання, що експлуатується понад 40 років - 17,3%, а саме (табл. 1.2):

Таблиця 1.2 - Стан та склад енергетичного обладнання

Назва	Загальна кількість	в обслуговуванні (років)					
		менше ніж 25		більше ніж 25		включаючи більше ніж 45	
		кількість	%	кількість	%	кількість	%
Автотрансформатори та трансформатори	444	125	28.2	319	71.8	72	16.2
Роз'єднувачі	3247	1134	34.9	2113	65.1	749	23.0
Трансформатори струму	7938	4065	51.2	3873	48.8	1171	14.8
Трансформатори напруги	3093	1276	41.3	1817	58.7	558	18.0
Загальна кількість	14722	6584	44.7	8138	55.3	2525	17.3

Окрім обладнання, перерахованого в табл. 2, підстанції ДП «НЕК«Укренерго» експлуатують шунтуючі реактори (75 одиниць), обмежувачі перенапруги (1220 одиниць), роз'єднувачі (11464 одиниці), розрядники (3161 одиниць), компресори (476 одиниць), SCB (15 агрегати загальною потужністю 596,9 МВА) та інше обладнання.

Із загальної кількості підстанцій 220 - 750 кВт (137 підстанцій) понад 50% об'єктів (72 підстанції) експлуатуються протягом 40 років і більше без реконструкції, включаючи кількість введених в експлуатацію підстанцій:

- у 50-х роках минулого століття - 18 підстанцій (підстанція Дніпровська - 3 СС, підстанція Донбаська - 7 СС, підстанція Західна - 3 СС, підстанція Кримська - 1 СС, підстанція Південна - 2 СС, підстанція Північна - 1 СС, Центральна підстанція - 1 СС);
- у 60-х роках минулого століття - 40 підстанцій (підстанція Дніпровська - 8 СС, підстанція Донбаська - 8 СС, підстанція Західна - 7 СС, підстанція Кримська - 4 СС, підстанція Південна - 1 СС, підстанція Південно-Західна - 3 СС, Підстанція Північна - 5 СС, підстанція Центральна - 4 СС);
- у 1970-74 рр. - 14 підстанцій (підстанція Дніпровська - 4 ПС, у тому числі 1 ПС-750 кВ, підстанція Донбаська - 5 ПС, у тому числі 1 ПС-750 кВ, підстанція Західна - 2 ПС, у тому числі 1 СС-750 кВ; підстанція «Південна» 1 підстанція, підстанція Південно-Західна - 1 ПС; ПС Центральна - 1 ПС).

У більшості цих підстанцій електрообладнання працювало своїм ресурсом; обладнання фізично та морально застаріло та потребує заміни.

Станом на 01 січня 2019 року ДП «НЕК» Укренерго» експлуатує 22923,1 км (по контурах) повітряних ліній, включаючи довжину тих, що проходять через ліси та зелені насадження - 2477 км, а через очеретяні – 260 км.

Що стосується терміну експлуатації, то довжина лінії електропередачі за класом напруги за останні три роки зазначена у додатку Д

За даними таблиць, наданих ДП «НЕК»Укренерго», 18347,5 км ліній електропередачі експлуатуються більше 25 років (90,8% усіх ліній), у тому числі 12890,0 км ліній електропередач експлуатуються більше 40 років (56,0% усіх рядків).

1.3. Перспективи розвитку Smart Grid в Україні

В даний час перед енергетичною системою України стоїть низка важливих завдань, пов'язаних з реструктуризацією та модернізацією галузі,

дерегуляцією енергетичного ринку, енергетичною незалежністю та приєднанням до європейської спільноти. [9]

Українську енергосистему, яка виникла та розвивалась як частина енергетичного сектору Радянського Союзу, слід кардинально реструктурувати відповідно до європейських та світових стандартів. Незважаючи на те, що Україна має налагоджені виробничі потужності як для задоволення внутрішніх потреб, так і для експорту електроенергії (перевищення встановленої потужності станом на лютий 2012 року становило 59%), параметри якості електроенергії, надійності та ефективності електроенергії пропозиція все ще далека до європейських стандартів.

Україна прийняла низку законів та нормативних актів, що сприяють розвитку ВДЕ законотворчий процес у цьому сегменті триває. Як результат, розвиток ВДЕ в Україні відбувається досить швидко і продовжує пришвидшуватися.

Так, станом на жовтень 2020 року встановлена потужність вітрових електростанцій становила 1071 МВт, що в 2 рази вище, ніж у 2015 році (514 МВт). Що стосується сонячної енергетики, то у 2015 року встановлена потужність сонячних станцій була на рівні 434 МВт, а на даний момент у 12 разів більше (5006 МВт). [2]

Загальна встановлена потужність ВДЕ на 2020 рік становить 11,52% (6 256,6 МВт) від загальної генеруючої потужності ОЕС України (54 303,4 МВт).

Враховуючи стохастичний характер генерації ВЕС та СЕС, так потужність призводить до значних проблем з регулюванням та балансуванням ОЕС, оскільки існуючі маневрові потужності та засоби регулювання в ОЕС недостатні для управління та забезпечення визначених режимів та якості електроенергії відповідно до європейських стандарти ENTSO-E. Цю проблему можна вирішити лише за умови розробки інструментів Smart Grid на всіх рівнях ОЕС в Україні.

Більше того, поточний статус ОЕС характеризується низкою проблем [3], серед яких низька спостережливість стану ОЕС в ASDC, неповна структура телекомунікаційних мереж, як магістральних (оптоволоконних), так і "останньої милі", відсутність повного резервного копіювання основні обчислювальні вузли, комутаційне обладнання та комунікаційні мережі, відсутність каналів для підключення частини TES до системи AFCC тощо.

Втрати електроенергії в ОЕС України станом на 2019 рік становлять 11,74% валового споживання, що на 60-70% перевищує середній європейський рівень. [3] Таким чином, 77,87% загального споживання електроенергії припадає на розподільні мережі 0,4-150 кВ. Крім того, традиційною проблемою розподільчих мереж є низька якість електроенергії (невідповідність нормативним параметрам за рівнем напруги, надійності електропостачання тощо), наявність дефіциту електроенергії в регіоні, застарілий стан або відсутність засобів контролю в розподільчих мережах.

Таким чином, ефективний розвиток ОЕС з точки зору інтеграції ВДЕ та досягнення європейської енергоефективності та якості електроенергії вимагає вжиття комплексних заходів для модернізації та реорганізації основних технологічних та бізнес-процесів. Перш за все, таким кроком є впровадження Smart Grid, що втілює найкращі світові практики з урахуванням характеристик та поточного стану ОЕС України.

Основною метою для ОЕС України є забезпечення безпеки, надійності та ефективності передачі електроенергії з точки зору інтеграції ВДЕ в ОЕС, а також впровадження передових технологій інтелектуального управління енергосистемами та мережами для оптимізації їх функціонування. Пов'язаною ціллю проекту та цільовим показником його ефективності є зменшення викидів парникових газів звичайними електростанціями, що використовують викопне паливо, шляхом заміни обсягу їх вироблення електростанціями на базі або ВДЕ завдяки впровадженню сучасних технологій інтелектуальної мережі, Smart Grid, в ОЕС України.

1.4. Вивчення існуючих технологій виготовлення фотомодулів

Ринок сонячної енергетики розвивається дуже швидко та різноманіття сонячних фотомодулів не перестає вражати. Нові види відкриваються для нових потреб, які потрібно задовольнити, чи то домашня дахова фотостанція, чи то сонячна станція індустріального масштабу. Розглянемо розповсюджені типи сонячних модулів на даний момент:

1. Монокристалічні. Такі елементи і відповідно панелі на їх основі мають на сьогоднішній день найвищу ефективність - до 22% серед серійно випускаються і до 38% у використовуваних в космічній галузі. Монокристалічний кремній виробляється з сировини високої міри очищення (99,99%). У порівнянні з полікристалічний модулями, монокристалічні накопичувальні елементи більш складні у виробництві, тому їх вартість вище. Основна перевага даного виду панелей полягає в тому, що вони здатні витягувати сонячну енергію навіть в умовах поганої освітленості - в похмурі і дощові дні, а також в північних регіонах, де сутінки і ніч тривають більшу частину доби. А основними недоліками є вища ціна за полікристалічні, та більша кількість відходів при виробництві. У монокристалічних елементів кути округлені і поверхня однорідна. Закруглені кути пов'язані з тим, що при виробництві монокристалічного кремнію отримують циліндричні заготовки. Однорідність кольору і структури монокристалічних елементів пов'язана з тим, що це один вирощений кристал кремнію, а кристалічна структура є однорідною.
2. Полікристалічні. Мають ефективність до 18%. Більш низька ефективність пов'язана з тим, що при виробництві полікристалічного кремнію використовують не тільки первинний кремній високого ступеня очищення, а й вторинну сировину (наприклад, перероблені сонячні панелі або кремнієві відходи металургійної промисловості). Це призводить до появи різних

дефектів в полікристалічних елементах, таких як кордону кристалів, мікродефекти, домішки вуглецю і кисню. Перевагою є дешевизна виробництва, вища ефективність в хмарні дні та широка доступність. В свою чергу недоліками є швидке старіння елементу та нижчий ККД за монокристалічні. Полікристалічні елементи мають квадратну форму через те, що при виробництві отримують прямокутні заготовки. Неоднорідність кольору і структури полікристалічних елементів пов'язана з тим, що вони складаються з великої кількості різнорідних кристалів кремнію, а також включають в себе незначну кількість домішок.

3. HJT (Гетероперехід з ультратонким шаром). Гібридна технологія, що поєднує в собі технології кристалічних кремнієвих пластин і ультратонких шарів аморфного кремнію, що призводить до більш високої ефективності модульного перетворення. Перевагою є, крім більш високої ефективності, аморфні шари допомагають збільшити виробіток (тобто збирання енергії протягом дня), оскільки вони менш схильні до впливу тіні та хмар. Вважаються одними з найефективніших фотоелементів, оскільки ККД досягає 22%. Недоліком можна вважати більш високу вартість виробництва, ніж у інших представників цього списку.
4. PERC (Passivated Emitter Rear Cell). У звичайному фотоелементі на тильній стороні наноситься шар алюмінію, що виконує функцію контактора для знімання струму. Алюміній наносять по всій задній поверхні кремнію, що забезпечує суцільний контакт. При виготовленні PERC елемента між кремнієм і алюмінієм наноситься діелектричний шар з мікроотворами зробленими лазером. У результаті, контакт відбувається, саме, через ці мікроскопічні отвори. А шар діелектрика забезпечує функцію екрану відбивача. В результаті цього збільшується поглинальна здатність, зменшується перегрів фотоелемента. ККД цього типу

фотоелементів досягає 22%. Вони ще вивчаються, тому мають дуже високу ціну.

5. Двосторонні. Особливість двосторонньої сонячної панелі полягає в тому, що, на відміну від стандартних фотомодулів з алюмінієвої основою, алюміній знизу забирається. Це дає можливість відкрити напівпровідниковий матеріал, який, в свою чергу, продукує енергію від падаючого з обох сторін світла. Система поглинає світло лицьовій і тильній сторонами. Ефективність таких елементів досягає значень, які на 22-30% вище, ніж при стандартній виробленні енергії від односторонніх панелей. Тобто, ККД лицьової сторони сягає 18%, а зворотньої приблизно 15%. Панель покрита подвійним ізолюючим склом, завдяки чому термін експлуатації сонячних модулів зростає до 30 років. А недоліками є низька ефективність при розсіяному сонячному випромінюванні та висока собівартість.
6. Тонкоплівкові. Щоб виготовити тонкоплівкову батарею використовуються спеціальні напівпровідники з міді-індію, селеніду і телуриду кадмію. Їх безперечною перевагою є гнучкість, що дає можливість використовувати навіть на одязі. Але ККД таких фотоелементів значно нижче вищезазначених, він сягає 6-14%, в залежності від матеріалу. Ще одною перевагою є дешевизна та простота виробництва. Також вони ефективно працюють в умовах розсіяного сонячного випромінювання. А недоліками є необхідність у великих площах встановлення, низька міцність елемента, швидка деградація.
7. Halfcell. Такі сонячні елементи відрізняються конструкцією – замість 6 комірних стрігів мають 12. Тобто, зменшується вплив затінення, знижуються втрати завдяки генерування менших струмів. ККД таких елементів сягає 17-20%. Але суттєвим недоліком є, що через збільшення комірних стрігів, збільшується

кількість з'єднань, тим самим знижується надійність фотоелементу.

1.5. Огляд класів якості сонячних панелей

Сонячна панель - основний елемент сонячної електростанції, їх надійність, продуктивність і довговічність визначають ефективність роботи всієї системи в цілому.

Загальноприйнято класи якості сонячних панелей позначати «Класу першого», «Класу другий» і «Класу третій» - саме таку класифікацію ввів і щорічно коригує Bloomberg. На рис. 1.2 зазначено відношення класів панелей.

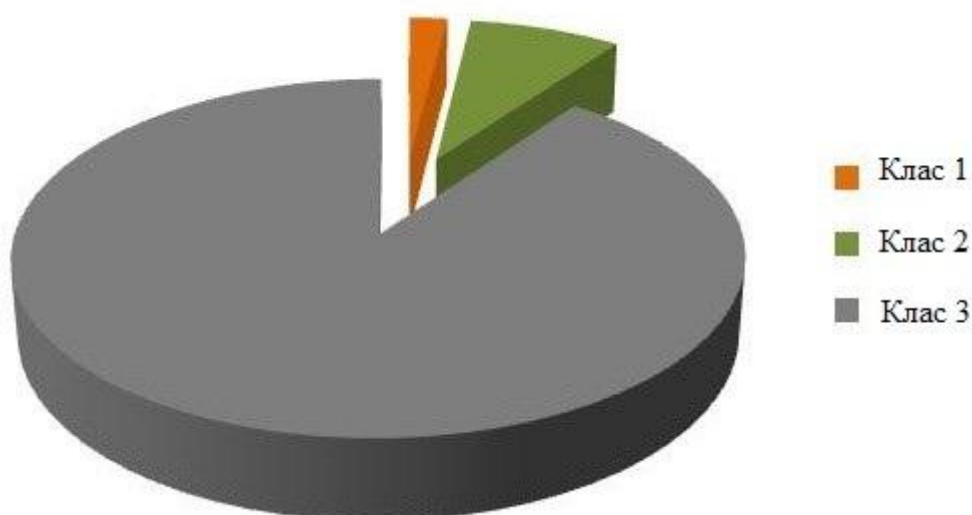


Рисунок 1.2 - Діаграма світового виробництва

При цьому варто розуміти що це рейтинг, перш за все - виробників сонячних батарей, брендів, а не власне самих сонячних панелей.

Клас перший. До цього класу належать виробники топових брендів, вони відмінно зарекомендували себе на світовому ринку завдяки висококласної продукції. Виробництво займає лише 2% від ринку фотомодулів. Ось кілька основних особливостей виробників, які відносяться до класу Класу першого:

1. Мають власне вертикально інтегроване виробництво. Тобто компанія-виробник не тільки проводить збірку сонячних панелей, використовуючи для цього матеріали та комплектуючі інших

виробників, а й має власний повний цикл виробництва, починаючи від вирощування кремнієвих пластин і виробництва фотоелектричних елементів і закінчуючи складанням фотоелектричних модулів. При цьому здійснюючи жорсткий контроль якості на всіх виробничих етапах.

2. Дані компанії мають високий рівень автоматизації виробничого процесу, завдяки чому вплив людського фактора зведено до мінімуму. При цьому вдосконалення виробництва є одним із факторів Класу першого.
3. На світовому ринку сонячних технологій компанії перевіряються часом, компанії Класу першого працюють не менше 5 років. Чим довше, тим вище ймовірність того, що вона виконає всі заявлені нею гарантійні зобов'язання. Такі виробники дають гарантію на свою продукцію (сонячні модулі та панелі) на строк не менше 10-15 років.
4. Виробники інвестують значні кошти в проведення науково-дослідних робіт, мають власні патенти, постійно впроваджуючи нові інноваційні підходи та рішення в організацію виробництва і технологічних процесів.

В Україні користуються попитом продукти компаній Trina Solar, Ja Solar, Jinko Solar.

Клас другий. Вважається свого роду «золотою серединою» між топовим класом Класу першого та нижчим Клас третій. На сьогодні, Клас другий володіє 8-9% від ринку у світі.

Розглянемо особливості представників цього класу:

1. Виробничий процес панелей автоматизований, але вплив людського фактору більший за Класу першого.
2. Компанії інвестують в проведення науково-дослідних розробок, але куди меншими масштабами, ніж у компанії рівня Класу першого. Виробники активно впроваджують отримані власні

розробки для оптимізації існуючої продукції та запуску виробництва нових типів і зразків модулів.

3. Компанії-виробники сегмента Клас другий в більшості випадків знаходяться на ринку виробництва від 2 до 5 років. Вони мають потенціал, як науковий, так і виробничий, який допоможе їм піднятися в класі і перейти в категорію Класу першого, але у них для якісного стрибка поки що немає коштів чи досвіду.

Клас третій. Покриває найбільший сегмент фотомодулів, при найнижчому класі якості. На долю сонячних панелей Клас третій припадає біля 90% всього світового ринку сонячних батарей. Особливостями цього класу є:

1. Компанія лише збирає сонячні панелі, використовуючи компоненти та фотомодулі, виготовлені іншими виробниками.
2. Виробничий процес має низький рівень автоматизації. Висока залежність від ручного труду.
3. Не займаються дослідницькою діяльністю.
4. За рахунок низького рівня виробничого процесу витікає те, що дійсні показники не завжди співпадають із заявленими виробником.

1.6. Аналіз ринку сонячної енергетики України

Для вибору сонячних панелей потрібно проаналізувати ринок, який може запропонувати Україна. Треба також враховувати зміни у «Зеленому тарифі» при виборі обладнання. Розглянемо KNEES, ABi-Solar, Solarcity та Jinko Solar.

KNEES PV. Компанія KNESS відкрила найбільший в Україні завод-виробник фотопанелей для сонячних станцій. KNESS PV зайняв 6600 м² в промзоні Вінниці на вулиці Енергетична. Завод розбили на дві черги, кожна - по 200 МВт річний потужності. Другу планують реалізувати до кінця 2019 року. На заводі обладнання розробляв Національний інститут КНР, один з провідних технологічних центрів світу в сфері відновлюваної енергетики.

Виробничі лінії заводу дозволяють виробляти різні типи сонячних панелей - рамкових і безрамкових номінальною потужністю 270-370 Вт. Всі характеристики вироблених сонячних панелей відповідають світовим вимогам, що дозволить реалізовувати готову продукцію не тільки в Україні, а й за межами країни.

ABI-Solar. Один з лідерів серед європейських виробників компонентів фотоелектричних систем. На даний момент виробництво обладнання ведеться на східно-азіатських підприємствах (Sunrise Solartec, Q-Solar, APC, Stark-Country). Головний офіс розташований у Великобританії. Полікристалічні фотомодулі ABi-Solar мають одні з кращих показників ефективності в галузі - 16%. Допуск по потужності становить всього $\pm 3\%$, що зафіксовано тестами кожної сонячної батареї. Абсолютно всі компоненти Abi-Solar адаптовані спеціальним чином для використання в умовах центрально-європейського рівня інсоляції і призначені для побудови найбільш ефективних і рентабельних фотоелектричних станцій. ABi-Solar виробляє фотоелектричні модулі виключно найвищого класу – Класу першого.

Solarcity (Panasonic). Головний офіс розташований в Японії. Порівняно недавно відбулося об'єднання великої японської корпорації з американським виробником електромобілів Tesla Motors. Інвестиції Panasonic в виробництво фотоелектричних модулів на фабриці Tesla, розташованій в Нью-Йорку (акціонери Tesla Motors викупили завод Solar City), складають понад 250 млн доларів. Розроблений компанією Panasonic прототип сонячної батареї має потужність 270 Вт і складається з 72 осередків. На відміну від SolarCity, яка використовує стандартні фотоелектричні елементи, в конструкції сонячних батарей Panasonic застосовуються тонкошарові фотоелементи.

Jinko Solar. Китайський виробник, один із загальновизнаних світових лідерів у виробництві обладнання для сонячної енергетики (постійний учасник ТОП-5 в списку Tier-1 виробників сонячних батарей). Компанія створила вертикально інтегровану виробничий ланцюжок виробництва обладнання, яка дозволяє випускати щорічно сонячних модулів і панелей сумарною

потужністю понад 15 ГВт. Компанія нараховує понад 15 тисяч співробітників, 6 виробничих об'єктів в Китаї, Південній Африці та Португалії, 15 дочірніх компаній за кордоном.

У сонячних модулях встановлюються фотоелементи, які мають чотири шини - така конструкція дозволила отримувати генерований струм з найменшими втратами з усією площі пластини. Це дало можливість домогтися підняти продуктивність сонячного модуля до 21%, це один з найвищих показників на ринку сонячних модулів. Ми дуже активно застосовуємо ці сонячні панелі в своїх проектах. Наприклад в нашому готовому проекті: сонячна електростанція 15 кВт використовується цей виробник. Використання прогресивної текстурованою поверхні скла і фотоелементів дозволило підвищити показники виробництва електроенергії в умовах низької освітленості. Сонячна панель Jinko Solar здатна витримувати дуже великі зовнішні навантаження, які підтверджені відповідними сертифікатами: максимальна аеродинамічна (вітрова) навантаження складає 2,4 кПа, сніжна навантаження - 5,4 кПа. Сертифікат TUV NORD гарантує високий ступінь захисту від впливу аміаку і солі.

1.7. Типи сонячних електростанцій

Автономні СЕС – такі станції можуть працювати в якості основного джерела електроенергії або джерела безперебійного електроживлення. Вони незамінні там, де немає можливості підключитися до електромережі загального користування, але є необхідність у надійному джерелі електроенергії стабільної якості: відокремлені котеджі і готелі, АЗС, віддалені від комунікацій виробничі і комерційні об'єкти.

Вони зазвичай використовуються при:

1. *Перебої в електромережі.* Що є типовою ситуацією для будь-якого регіону України. Старі електромережі радянського зразка не розраховані на навантаження сучасних електроприладів: бойлерів, насосів для свердловин і опалення, систем поливу та ін. Як наслідок - трансформатор виходить з ладу і знеструмлюється весь район.

2. *Повна відсутність електромережі.* Підключення до районної електромережі часто вимагає чималих фінансових вкладень. Особливо коли справа стосується будинків розташованих у видаленні від існуючих ліній електропередач. У таких випадках доцільно використовувати СЕС.
3. *Брак виділеної потужності.* Фермерським господарствам або виробництвам, які знаходяться у видаленні від великих міст або електростанцій часто не вистачає максимальної потужності, яку районна електромережа може виділити. В такому випадку автономні сонячні електростанції повністю або у комбінації з іншими видами ВДЕ вирішують проблему.

Мережеві СЕС – основні компоненти цієї системи сонячні батареї і мережевий інвертор. Для нормальної роботи такої системи необхідно підключення до зовнішньої електромережі. Наявність і якість зовнішньої електромережі (крім, зрозуміло, сонця) має критичне значення для роботи цього типу СЕС. При її відсутності, або невідповідності нормам така СЕС стає марною навіть в саму сонячну і безхмарну погоду. Ця залежність від центрального електропостачання є головним недоліком таких СЕС.

До переваг слід віднести відносну, але істотну низьку вартість СЕС і більш високий загальний ККД системи (90-95%) у порівнянні з іншими типами СЕС. Ці дві якості роблять цей тип СЕС безсумнівно більш привабливим для вироблення електроенергії для її продажу по «Зеленому тарифу».

Мережева сонячна електростанція - про оптимальний вибір для виробництва і продажу електроенергії. Підключення зображене на рис. 1.3.

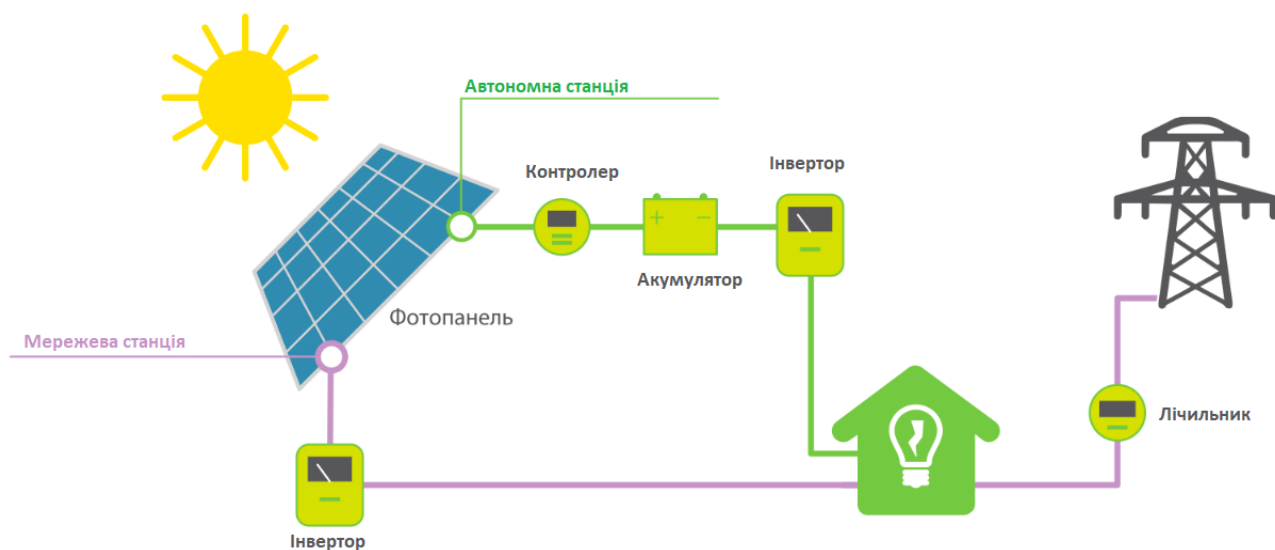


Рисунок 1.3 - Схеми підключення СЕС автономної та мережевої

Гібридні СЕС. Являє собою базову схему мережевої СЕС з додаванням банку акумуляторних батарей (АКБ), контролера заряду і заміною мережевого інвертора на гібридний. Відмінною особливістю є можливість запасати частину виробленої в сонячний період електроенергії в АКБ. Схема підключення на рис. 1.4.

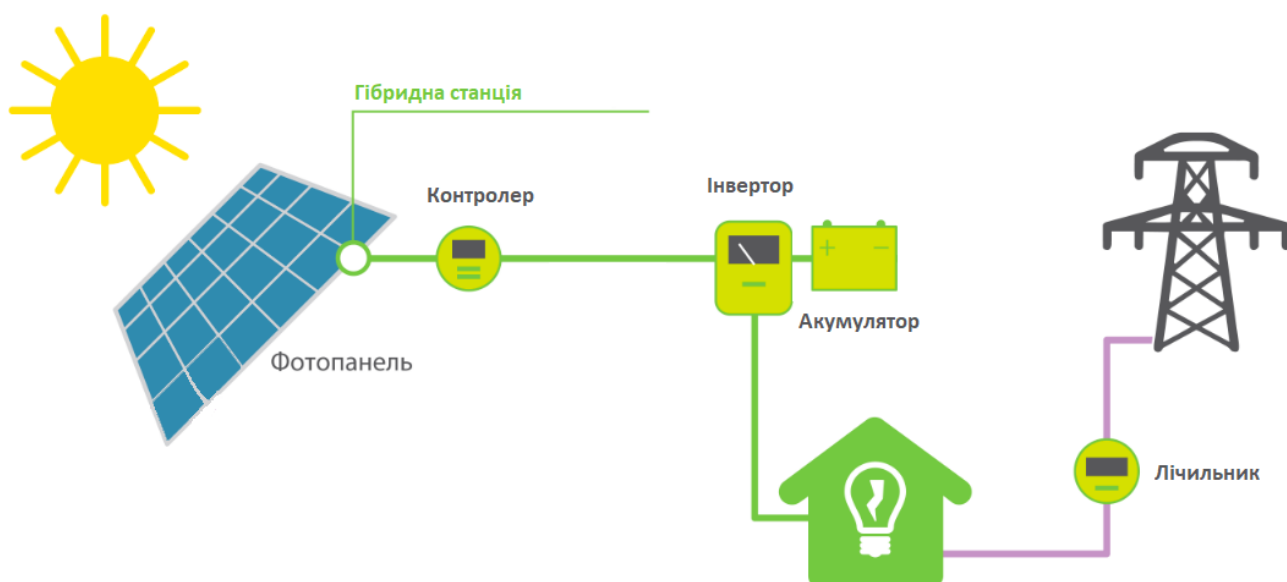


Рисунок 1.4 - Схема підключення гібридної СЕС

Завдяки наявності банку АКБ вони менш залежні від джерела центрального електропостачання. Такі СЕС застосовують переважно як частина системи безперебійного живлення там, де центральне електропостачання недостатньо або нестабільно.

Відмінною особливістю є можливість запасати частину виробленої в сонячний період електроенергії в АКБ, з подальшим її використанням, за відсутності зовнішньої електромережі.

До недоліків слід віднести високу ціну системи, за рахунок банку АКБ і потужності інвертора, які повинні бути тим більше, чим більше потрібно часу безперебійної роботи і підключаються навантажень відповідно.

1.8. Існуючі СЕС в Україні

Розвиток сонячної енергетики в Україні набирає щороку значних обертів. На сьогодні вже існує більше 100 промислових СЕС в різних областях. Найбільша кількість промислових СЕС в таких областях, як Вінницька, Херсонська та Кіровоградська. Найбільш відомими представниками проектно-будівельних компаній сонячних станцій в Україні вважаються[8]:

- *D-TEK*. В середині січня компанія Солар-Фарм-1 з групи ДТЕК Ріната Ахметова ввела в експлуатацію найбільшу в Україні сонячну електростанцію потужністю 246 МВт (рисунок 1.12). СЕС розташована в Нікопольському районі Дніпропетровської області. Вона зможе виробляти до 290 млн кВт·год електроенергії в рік. Цей глобальний проект - лише початок великих змін в Україні, які впроваджує компанія ДТЕК. Електростанція побудована на кошти приватних інвесторів з Китаю і України - China Machinery Engineering Corporation і ДТЕК. В цілому вартість будівництва станції становить 230 мільйонів доларів.

У ДТЕК ВДЕ до кінця року мають намір побудувати електростанції, які в цілому дадуть 1000 МВт за допомогою зеленої генерації. За попередніми підрахунками, робота однієї сонячної електростанції дозволяє знизити викиди CO² на 300 тис. тонн в рік - робота таких об'єктів найбезпечніша генерація

електроенергії для екології країни. Також компанія ДТЕК має в планах вітроелектростанції, загальною потужністю 300 МВт в Запорізькій області.

- CNBM New Energy Engineering Co. придбала в Україні 10 сонячних електростанцій загальною потужністю 301 МВт.

Китайська національна група корпорацій за будівельними матеріалами (CNBM) - одна з найбільших державних корпорацій КНР, була створена в 1984 році і знаходиться під безпосереднім контролем Комітету з контролю і управління державним майном при Держраді Китаю. CNBM входить в топ-500 найбільших компаній світу рейтингу Fortune Global з річним доходом понад 31,71 млрд \$.

Група є найбільшим в світі виробником цементу, гіпсокартону та скловолокна а також одним зі світових лідерів з виробництва устаткування для поновлюваної енергетики - сонячних батарей і вітряних лопатей. У бізнес групи входить також торгівля вугіллям, сталлю, продуктами лісу, будівельним обладнанням, верстатами, мінеральними продуктами і ін.

В Україні CNBM належать 10 СЕС загальною встановленою потужністю 267,02 МВт, що, за оцінками компанії, становить понад 60% всієї встановленої потужності СЕС країни. Зокрема, в Одеській області це ТОВ «Приозерне 1» і ПрАТ «Приозерне 2» (Кілія) потужністю 27,36 МВт і 27,4 МВт, ТОВ «Лиманська Енерджі 1» і ТОВ «Лиманська Енерджі 2» (Рені) потужністю 21,39 МВт і 21,98 МВт.

ТОВ Дунайська СЕС-1 »(с. Долинівка, Арцизький р-н) та ТОВ« Дунайська СЕС-2 »(с. Павлівка, Арцизький р-н) потужністю 21,52 МВт і 21,62 МВт, ТОВ «Франко Солар» і ТОВ «Франко Піві» (с. Старокозаче, Білгород-Дністровський р-н) потужністю 21,18 МВт і 21,77 МВт.



Рисунок 1.5 – Нікопольська СЕС 246 МВт

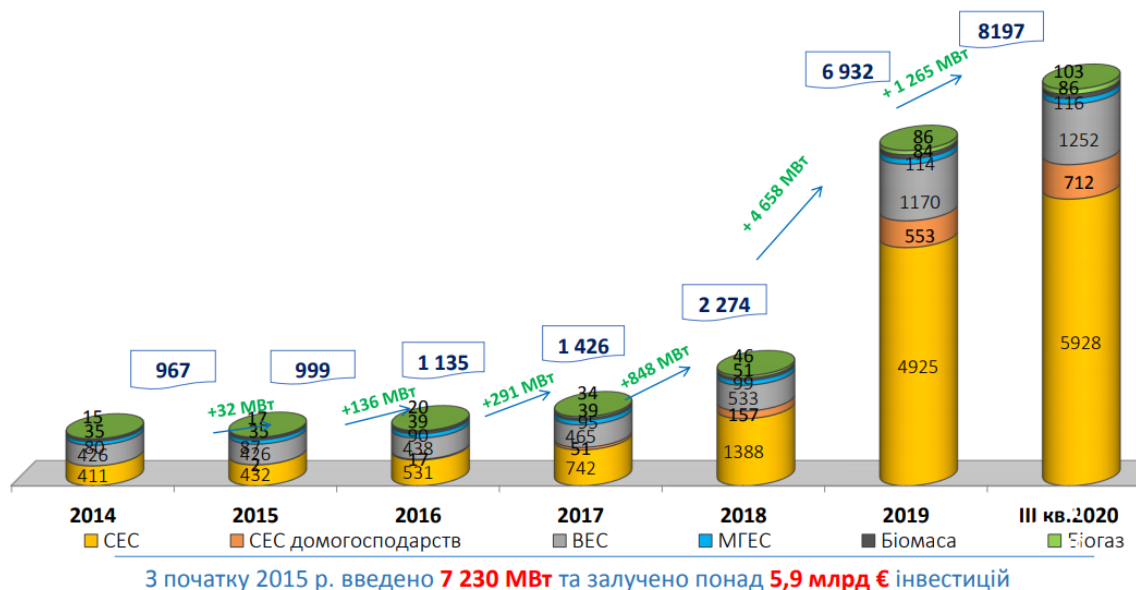
У Миколаївській області компанія володіє ПрАТ «Нептун Солар» (с.Таборовка, Вознесенський р-н) потужністю 29,37 МВт і ТОВ «Схід Солар» (смт Березанка, Березанський р-н) потужністю 52,9 МВт.

Рентехно. Інженерно-проектувальна компанія, яка займається комплексною даховими, промисловими, наземними середньої потужності фотостанціями. В Україні їх силами збудовано: мережева сонячна станція «Тавань-22 у Херсонській області потужністю 8.2 МВт, наземна сонячна станція «Комишувате» у Кропивницькій області потужністю 1,045 МВт, наземна фотостанція «Гута-2» по замовленню ООО «Інтернережи» потужністю 3.48 МВт у Ужгородському районі, наземна сонячна станція «Озерна» 9.9 МВт у Львівській області. Та багато інших.

На сьогодні в Україні існує дуже багато компаній, які досліджують та поповнюють ринок сонячної енергетики приватного домогосподарства. Безумовними перевагами таких СЕС є можливість як використовувати їх задля власних потреб, так і для віддачі у мережу по «Зеленому тарифу»



Встановлена потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики, що працюють за «зеленим» тарифом, МВт
(оперативні дані станом на 01.10.2020 року)



* - потужності малих ГЕС у 2019 р. скориговані на 11МВт у зв'язку із зміною визначення потужності ГЕС.

Рисунок 1.6 – Динаміка збільшення кількості об'єктів відновлюваної електроенергетики

З рис. 1.6 видно, що питання сонячної енергетики у кожному будинку з кожним днем цікавить все більше. Кількість приватних СЕС зростає. На кінець 3 кварталу 2020 року було встановлено більше 700 електростанцій, приріст кожного кварталу більше 25%. Це пояснюється тим, що сонячна електростанція на даний момент є гарним джерелом прибутку.

1.9. Класифікація вітрогенераторів

Вітроенергетика - галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас в атмосфері в електричну, механічну, теплову або у будь яку іншу форму енергії, зручну для використання в народному господарстві. Таке перетворення може здійснюватися такими агрегатами, як вітрогенератор (для отримання електричної енергії), вітряк (для перетворення в механічну енергію), вітрило (для використання в транспорті) та іншими.

Енергію вітру відносять відновлюваної. Вітроенергетика є бурхливо розвивається галуззю, так в кінці 2010 року загальна встановлена потужність

усіх вітрогенераторів склала 196,6 гігават. У 2014 році кількість електричної енергії, виробленої всіма вітрогенераторами світу, склало 706 терават-годин (3% всієї виробленої людством електричної енергії).

Вітроенергетичні установки класифікують за:

1. Відповідно до положення осі обертання вітроколеса.

Вісь обертання може бути паралельна або перпендикулярна повітряному потоку. У першому випадку установка буде горизонтально-осьовою, у другому - зазвичай вертикально-осьовою.

2. За типом сили, що приводить установку в рух.

Обертає силою може бути сила опору або підйомна сила. Установки, які використовують силу опору (драг-машини), як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою швидкості вітру, а установки, що використовують підйомну силу (ліфт-машини), мають лінійну швидкість кінців лопатей, суттєво більшу швидкості вітру.

3. За геометричному заповнення вітроколеса.

Для більшості установок воно визначається числом лопатей. ВЕУ з великим геометричним заповненням вітроколеса розвивають значну потужність при відносно слабкому вітрі і максимум потужності досягається при невеликих оборотах колеса. ВЕУ з малим заповненням досягають максимальної потужності при великих оборотах і довше виходять на цей режим. Тому перші установки використовуються, наприклад, в якості водяних насосів і навіть при слабкому вітрі зберігають працездатність, другі - як електрогенераторів, де потрібна висока частота обертання.

4. За кількістю лопатей

- однолопастний
- Двухлопастні і трилопатеві вітрогенератори
- багатолопатеви вітрогенератори

Багатолопатеви вітряки справді починають обертатися на менших швидкостях, ніж одно-, дво- і трилопатеві, але для вироблення електроенергії важливий не сам факт обертання, а вихід на потрібні обороти. Для порівняння

малооборотних генератори на постійних магнітах видають номінал при 400 оборотах в хвилину і вище.

Кожна додаткова лопать збільшує загальний опір вітроколеса, а це ускладнює вихід на робочі обороти генератора, збільшуючи необхідну робочу швидкість вітру. Таким чином, багатолопатева дійсно будуть починати обертатися при менших швидкостях, для вироблення ж електроенергії, багатолопатева вітряки створюють лише видимість роботи. Своє застосування багатолопатева вітряки знаходять там, де потрібна підтримка низьких оборотів: перекачування води, робота найпростішої механіки. Можлива установка підвищують редукторів, проте варто зазначити, що це в цілому знижує надійність системи, а також вимагатиме регулярного обслуговування.

5. За матеріалами лопатей

- Жорсткі лопаті вітрогенератора
- Вітрильні вітрогенератори

При діаметрі вітроколеса в 3 метри на робочих оборотах генератора (400-600 оборотів в хвилину) кінець лопаті рухається зі швидкостями в 500 км /годину. Навіть в ідеальних умовах це серйозне випробування, а якщо врахувати, що в повітрі завжди є суспензія з пилу і піску, то навіть для жорстких лопатей потрібні щорічне обслуговування (заміна антикорозійного плівки на кінцях лопатей). Однак без обслуговування жорстка лопать продовжить працювати, трохи втративши в своїх характеристиках і додавши неприємного гудіння.

Для парусної ж лопаті може знадобитися повна заміна не через рік, а вже після перших сильних вітрів. Тому для автономного електропостачання, де потрібна значна надійність компонентів системи, застосування вітрильних лопатей не рекомендується.

6. По кроку гвинта

- Фіксований крок гвинта
- Змінний крок гвинта

Вітрогенератори з фіксованим кроком гвинта, на жаль, мають великий ефективністю лише на певному діапазоні швидкостей. Змінний крок гвинта безумовно дозволяє збільшити цей діапазон. Але впровадження цього механізму неминує веде до ускладнення конструкції лопаті, зменшення загальної надійності вітрогенератора, обваження вітроколеса, а значить будуть вимагатися додаткові посилення конструкції і додаткове обслуговування. Все це призводить до подорожчання всієї системи, як при покупці, так і при експлуатації. Кращим варіантом, ми думаємо, буде фіксований крок лопатей, але із змінним кутом закрутки. Даний крок дозволяє кілька розсунути діапазон швидкостей, а також не приводить до загального значного подорожчання вітроколеса або зменшення надійності.

Найбільш поширені в світі вітроелектричні установки з горизонтальною віссю обертання. Як правило, вони мають три лопаті. Це оптимальне число лопатей, відповідно до теорії "ідеального вітроколеса". Вертикально-осьові установки набули меншого поширення, в основному через більш масивної конструкції і низького коефіцієнта використання вітру. Основні типи вертикально-осьових установок - чашковий ротор, ротор Дарині (з підтипами - Н-ротор Дарині, ротор Еванса, Масгроува, гелікоїдний ротор Горлова), ротор Савоніуса.

1.10. Аналіз ринку вітроенергетики України

На сьогодні в Україні встановлено більше 1000 МВт потужності. За даними УВЕА, до 2021 року очікується стабільне зростання потужності ВЕС на рівні 200 МВт на рік. Нові ВЕС буде зведено насамперед у Запорізькій, Херсонській, Миколаївській, Одеській, Львівській та Івано-Франківській областях. Забезпеченням попиту займається велика кількість виробників БЕУ, серед яких Vestas, General Electric, GoldWind, Siemens Gamesa, Enercon, Nordex, Guodian, Envision та інші.

Обираючи БЕУ для дипломному проекту було розглянуто обладнання наступних компаній-виробників.

Flamingo Aero

Компанія Flamingo Aero є одним з найбільших виробників вітрогенераторів з горизонтальним розташуванням лопатей в Україні для домашнього використання. Компанія виробляє вітрогенератори потужністю від 0,8 кВт до 20 кВт для забезпечення електроенергією об'єктів домашнього господарювання від рівня невеликих котеджів до середніх підприємств

ГРЕСА-ГРУПП

Компанія ГРЕССА-ГРУПП представляє на ринок вітрогенератори українського виробництва з вертикальною віссю обертання

Viking Aero

Датська компанія Viking Wind виробляє надійні та міцні домашні а також побутові трилопатеві турбіни потужністю 25 кВт. На ринку більше 10 років

1.11. Існуючі ВЕС в Україні

Упродовж останніх років в Україні надзвичайно актуальним став розвиток альтернативної енергетики. Це зумовило збільшення встановленої потужності виробників енергії з відновлювальних джерел до 6000 МВт (станом на кінець 2020 року). Одним з видів альтернативної енергетики, що активно розвивається в Україні, є вітроенергетика. У третьому кварталі 2020 року встановлена потужність ВЕС становила більше 1000 МВт.

Ботієвська ВЕС. Ботієвська вітрова електростанція, побудована в 2014 році енергетичним холдингом ДТЕК і досі займає почесне перше місце серед найбільших ВЕС в Україні. Кожен хоч раз чув новина про Ботієвської ВЕС, яка на момент установки входила в п'ятірку найпотужніших в Європі. 64 турбін Vestas V-112 3 МВт кожна, загальною потужністю 200 МВт, з щорічним виробленням енергії близько 686 млн кВт · год. У 2014 році на Ботієвської ВЕС була зафіксована максимальна швидкість вітру - 40 м / с, але, на щастя, все вітротурбіни витримали шторм, незважаючи на те, що кожна ВЕУ має досить великі габарити, наприклад, висоту вежі 94 м, а діаметр ротора 112 м

Приморська ВЕС. 1 листопада 2019 введена в експлуатацію друга черга Приморської ВЕС компаній ДТЕК ВДЕ і GE Renewable Energy. Ще один гігант вітрової енергетики України від компанії ДТЕК має в загальному 52 вітротурбіни (моделі GE-130 і GE-137), одиничною потужністю 3,8 МВт кожна. Висота вежі 110 м, а діаметр ротора 137 м. В цілому, ВЕС потужністю 200 МВт виробляє 650-700 млн кВт · год енергії на рік, тим самим скорочуючи викиди CO₂ на 700 тис. Тонн в рік. Цікавий факт, що ВЕС обладнана двома цифровими підстанціями 150/35/10 кВ, які автоматично реагують на несправності або збої в системі

Мирненська ВЕС. Влітку 2019 стартувало будівництво ВЕС "Мирненська" загальною потужністю 163 МВт на Херсонщині. Проект ВЕС, що складається з 35 вітротурбін V-150 (це самі вітротурбіни Vestas) потужністю 4,2 кожна і 4 ВЕУ тієї ж моделі по 4 МВт, втілює компанія WindKraft. Зазначалося, що вартість одного комплексу вітрової установки коштує близько 3 млн євро. Генерувати станція може близько 574 млн кВт · год енергії на рік і скорочує викиди на 455 тис тонн CO₂ щорічно. Підключення до ОЕС України здійснюється за рахунок високовольтної лінії 150 кВ протяжністю близько 22 км і підстанції 220/150/35 кВ "Каїрка". Нова ВЕС забезпечує електроенергією Каланчацький район Херсонської області, раніше отримував електроенергію з підстанції «Титан», на даний момент розташованої в окупованому Криму. Третя за потужністю ВЕС України розташується на землях Мирненська об'єднаної територіальної громади на площі 55 га. Цей проект став новим диханням для Херсонської області і, зокрема, для скадовського порту, який вперше за 4 роки отримав великий контракт.

Орловська ВЕС. 15 листопада 2019 була введена в експлуатацію третя ВЕС енергетичного холдингу ДТЕК потужністю 98,8 МВт. Інвестиції в Орловську ВЕС становлять 131 млн євро і близько 40 млн євро з них - це обладнання і послуги українських підрядників. Розташована вона в Приморському районі Запорізької області. Всього Орловська ВЕС має 26

вітротурбін V126 компанії Vestas потужністю 3,8 МВт. Висота вежі становить 112 м, а діаметр ротора - 126 м. Вітрові для Орловської ВЕС стали найбільшим вантажем в історії порту Маріуполя. Помітно, що з будівництвом кожної наступної вітроелектростанції, ДТЕК розвиває всі великі потужності одиначної ВЕУ. Це пов'язано з тим, що на генерацію вітротурбіни впливає діаметр її ротора - при тій же швидкості вітру турбіна з великим діаметром ротора виробляє електроенергії більше, а свої номінальної потужності досягає при меншій швидкості вітру.

1.12. Висновок

На сьогодні питання виробітку, передавання та використання електричної енергії стоїть край гостро.

EES дає можливість впливати на витрати електроенергії, зберігаючи електрику, отриману в непікові періоди споживання, коли є надлишок та ціна нижче для використання в пікові періоди часу замість електроенергії, придбаної по підвищеній ціні.

Система електропостачання стає більш стабільною, за рахунок оптимізації генерування та використання електричної енергії, в тому числі за рахунок джерел відновлюваної енергії.

Це у свою чергу дає можливість використовувати відновлювані джерела енергії, коли система в них не має потреби, оскільки прихід сонячної радіації чи вітер неможливо врегулювати. Є два виходи – або відмовлятися від електроенергії, що видається в мережу від відновлюваних джерел, коли не маємо потребу у ній, або використовувати різні види перетворення і акумулювання енергії для резервації потужності. Цей резерв нам надає можливість підтримувати користувачів при проблемах в електромережі через стихійні лиха або аварії у системах енергопостачання, у тому числі теплової енергії.

Електричні мережі в Україні наразі знаходяться у аварійному стані, так як вони не проходили на реновацію з часу розпаду радянського союзу, враховуючи недоліки, система Smart Grid зробить мережі України більш

стабільними та гнучкими, дозволять використовувати відновлювані джерела енергії у більшому масштабі. В нас може бути «зелене» майбутнє!

РОЗДІЛ 2
СТАН ТА ОПИС МІСЦЕВОСТІ ТА КЛІМАТА. ВИВЧЕННЯ ПОТРЕБ
ОБ'ЄКТУ

1.1. Опис місцевості та клімата

Площа майданчика для розміщення комплексного об'єкту для домашнього господарства «Нововолодимирівка» 2000 кв. м. [16]

Клімат району дослідження помірно-континентальний, характеризується посушливим спекотним літом і помірно холодною зимою, з не стійким сніговим покривом. Середньорічна температура повітря, відповідно до СНиП 2.01.01-82, становить $+9,8^{\circ}\text{C}$, найхолоднішого місяця - січня - мінус $3,5^{\circ}\text{C}$, найтеплішого місяця - липня - плюс $23,2^{\circ}\text{C}$. Абсолютний максимум температури - плюс 40°C , абсолютний мінімум – мінус 30°C . Переважний напрямок вітру - північно-східне в січні (Повторюваність 21%), північно-західний, північний, північно-східне - в липні (Повторюваність 18-23%). Середньомісячна відносна вологість повітря найбільш холодного місяця - 82%, найбільш жаркого - 41%. Кількість опадів за рік - 499 мм, з них рідких і змішаних - 469 мм при добовому максимумі 144 мм. Опади протягом року розподіляються рівномірно, найбільша кількість опадів випадає в червні. Відносна річна вологість повітря складає 73-74 %.



Рисунок 2.1 - Фото місця встановлення об'єкту

Безморозний період триває в середньому 183 дні у році. Тривалість сонячного саява складає 2286 годин на рік. Для характеристики клімату

використані дані багаторічних спостережень найближчих метеостанцій міста Херсон. [18]

Територія досліджень належить до акумулятивної водороздільної рівнини із характерною розчленованістю рельєфу яружно-балочною мережею.

На поверхні плато поширені плоскодонні місцями заболочені закриті западини – поди, які мають розміри від 1 до 5 км у діаметрі і різну форму. Відносне зниження їх поверхні порівняно із оточуючою територією складає 2 - 3 м.

Поди є відображенням у рельєфі зон підвищеної проникності осадових відкладів, а їх генезис, вірогідно, пов'язаний не лише із осіданням лесових суглинків, а також із виносом твердого матеріалу за рахунок підвищеної проникності відкладів. Поди є зонами підвищеного інфільтраційного живлення підземних вод.

1.2. Аналіз власних потреб об'єкту домогосподарства

Планування роботи електрогосподарства має на меті визначення потреби в електроенергії на календарний рік і за періодами року, а також витрат на його експлуатацію. Витрати електроенергії планують окремо для виробничих і невиробничих потреб. Перші включають витрати електроенергії на роботу електродвигунів, електрокотлів та інших струмоприймачів і нагрівальних приладів технологічного (виробничого) призначення для опалення, гарячого водопостачання й освітлення виробничих приміщень (цехів, майстерень, складів, сховищ, гаражів, корівників, свинарників, пташників тощо), а також для освітлення виробничих територій (машинних і скотних дворів) і невиробничих приміщень (приміщення правління підприємства). Невиробничими є потреби електроенергії на комунально-побутові та інші невиробничі витрати споживачів сільського господарства, а саме: житлових будинків, гуртожитків, клубів, будинків культури, кінотеатрів, стадіонів, вулиць, дитячих дошкільних закладів, їдалень, магазинів тощо.

Для подальшого розрахунку електрообладнання частини ВЕС та СЕС системи ВДЕ з регулювання виробітку для приватного будинку потрібно знати власні потреби об'єкту.

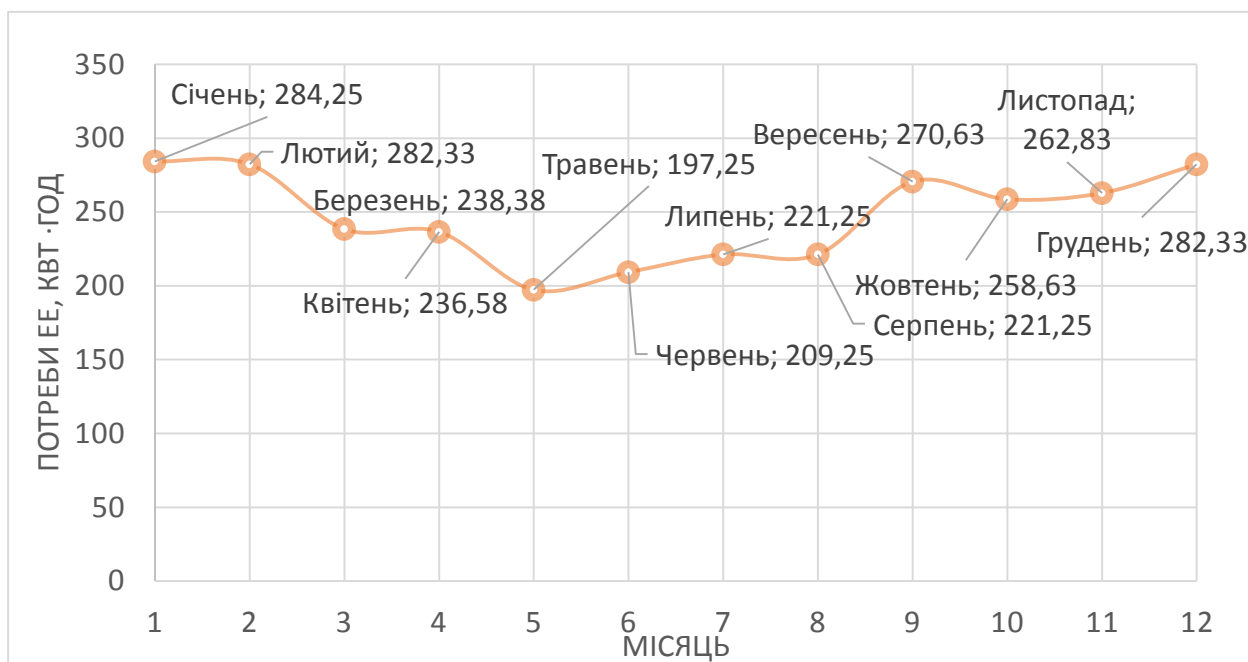


Рисунок 2.2 - Графік необхідної електричної енергії по місяцям

В додатку Г зазначено характер навантаження домашнього господарства

1.3. Вітроенергетичний потенціал ділянки

Для оцінки вітроенергетичного потенціалу необхідно проаналізувати середньомісячну швидкість вітру та максимальну швидкість вітру на висоті флюгера та на висоті опори. Дані про середньомісячну швидкість вітру отримані з метеостанції №190 «Хорли» поблизу м. Херсон [17]. Висота флюгера складає 11 м. Отримані дані відображено в табл. 2.2:

Таблиця 2.2 – Середньомісячна швидкість вітру метеостанція

№190 «Хорли»

Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік
Середньомісячна швидкість, м/с	6,1	6,5	6,6	6,1	6,0	5,6	5,4	5,4	5,1	5,6	5,8	6,1	5,9

1.4. Сонячний потенціал ділянки

Середні щогодинні величини інтенсивності прямої (I_S) та розсіяної (I_D) сонячної радіації ($\text{Вт}/\text{м}^2$) та їх денні суми ($\text{Вт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$) для всіх місяців для міста Херсон наведені в Додатку А:

Сумарна інтенсивність прямої та розсіяної радіації [20], що надходить на горизонтальну поверхню представлена в табл. нижче

Таблиця 2.4 - Сумарне надходження прямої та розсіяної радіації на горизонтальну поверхню, $\text{Вт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$

Is горизонт	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
	476	769	1550	2524	2953	3839	4386	3780	2832	1896	711	351
Id горизонт	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
	791	1103	1604	1849	2178	1989	1803	1638	1524	1233	920	664

1.5. Висновок

Обрана ділянка має сприятливі умови для використання об'єктів ВДЕ, а саме вітроенергетики та сонячної енергетики протягом всього року. Вітроенергетичний потенціал показав що середня швидкість за весь рік на висоті флюгера 11 м становить 6 м/с, що є доцільною для використання вітрогенератора. Щодо сонячної енергетики - Херсонська область знаходиться на півдні України, де для використання сонячної енергетики максимально сприятливі умови, а саме інтенсивність сонячної радіації дає можливість використати корисну площу сонячної панелі з найвищою можливою потужністю для об'єктів СЕС, що розташовані в Україні.

РОЗДІЛ 3
ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ТА РОЗРАХУНКИ СЕС

3.1 Розрахунок інсоляції

Основними кліматичними параметрами для розрахунку СЕС є інтенсивність сонячної радіації (СР). Розрахунок проводиться за годинними сумами прямої та розсіяної СР[11].

Інтенсивність СР, що надходить на поверхню сонячної панелі (ск) будь-якого просторового положення кожної години світлової доби $q_{пад,i}$, визначається за формулою 3.1:

$$q_{пад,i} = P_A P_S I_S^{гор} + P_D I_D^{гор} + P_R (I_S^{гор} + I_D^{гор}) a \quad (2.16)$$

де, P_A - коефіцієнт, що враховує азимут розташування ск;

P_S - коефіцієнт положення ск для прямої СР;

$$P_S = I_S^{нах} / I_S^{гор},$$

де, I_S – інтенсивність прямої СР, яка надходить на горизонтальну поверхню, Вт/м²;

I_D – інтенсивність розсіяної СР, яка надходить на горизонтальну поверхню, Вт/м²;

β - кут нахилу ск до горизонту

Прихід сонячної радіації потрібен для визначення кута нахилу сонячних панелей у даній місцевості в різні періоди року. [19] Показники сонячного випромінювання зображені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Річний прихід сонячної радіації для міста Херсон

Місяць	Пряма СР, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{\text{м}^2\cdot\text{добу}}$	Розсіяна СР, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{\text{м}^2\cdot\text{добу}}$	Сумарна СР, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{\text{м}^2\cdot\text{добу}}$	Альбедо, %
Січень	0,476	0,791	1,267	36
Лютий	0,769	1,103	1,872	33
Березень	1,550	1,604	3,154	21
Квітень	2,524	1,849	4,373	17
Травень	2,953	2,178	5,131	19
Червень	3,839	1,989	5,828	18
Липень	4,386	1,803	6,189	18

<i>продовження табл. 3.1</i>				
Серпень	3,780	1,638	5,418	18
Вересень	2,832	1,524	4,356	19
Жовтень	1,896	1,233	3,129	18
Листопад	0,711	0,920	1,631	19
Грудень	0,351	0,664	1,015	26

Для запобігання втрат за рахунок відхилення від південної орієнтації фотомодулів в даних розрахунках коефіцієнт $P_A = 1$, тому що у системі буде використаний корегуючий сонячний трекер за дійсним півднем.

P_S визначає відношення величин інтенсивності прямої СР, яка надходить на площину фотомодулів південної орієнтації, нахилу під кутом β до горизонту, до інтенсивності прямої СР яка надходить на горизонтальну поверхню і визначається за формулою 3.2:

$$P_S = I_S^{\text{нахил}} / I_S^{\text{горизонт}} = 2,44 \quad (3.2)$$

Значення коефіцієнта положення наведено в табл. 3.2:

Таблиця 3.2 – Значення коефіцієнта положення сонячної панелі P_S

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
$\beta=45^\circ$	2,44	1,78	1,29	1	0,83	0,77	0,79	0,91	1,16	1,59	2,27	2,71

$\beta=45^\circ$ – оптимальний кут нахилу сонячної панелі до горизонту, але він буде регульованим;

P_D – коефіцієнт положення колектора для розсіяної СР розрахуємо за формулою 3.3:

$$P_D = \cos^2 \beta / 2 = \cos^2(45^\circ) / 2 = 0,250 \quad (3.3)$$

P_R – коефіцієнт положення колектора для відбитої радіації розрахуємо за формулою 3.4:

$$P_R = \sin^2 \beta / 2 = \sin^2 45^\circ / 2 = 0,250 \quad (3.3)$$

Таблиця 3.3 – Альbedo α , % для кожного місяця для м. Херсон

Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
36	33	21	17	19	18	18	18	19	18	19	26

Приведена інтенсивність поглинутої СР визначається за формулою 3.4:

$$q_{\text{погл},i} = P_A P_S I_S^{\text{гор}} + [P_D I_D^{\text{гор}} + P_R (I_S^{\text{гор}} + I_D^{\text{гор}}) \alpha] \quad (3.4)$$

Розрахунок приведеної інтенсивності падаючої СР у січні місяці за день розрахуємо за формулою 3.1:

$$\begin{aligned} q_{\text{пад},i} &= 1 \cdot 2,44 \cdot 0,85 \cdot 476 + 0,75 \cdot [0,25 \cdot 791 + 0,25 \cdot (476 + 791) \cdot 0,36] \\ &= 1473,22 \left(\text{Вт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{м}^2} \right) \end{aligned}$$

Розрахунок приведеної інтенсивності поглинутої СР у січні місяці за день розрахуємо за формулою 3.4:

$$\begin{aligned} q_{\text{погл},i} &= 1 \cdot 2,44 \cdot 476 + 0,25 \cdot 791 + 0,25 \cdot (476 + 791) \cdot 0,36 \\ &= 1074,23 \left(\text{Вт} \cdot \frac{\text{год}}{\text{м}^2} \right) \end{aligned}$$

Інтенсивність сонячної радіації, що надходить на поверхню сонячного колектора для кожного місяця за день та за місяць показані на табл. 3.4:

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку інтенсивності сонячної радіації для кожного місяця за день та за місяць

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Епад день, Вт*год/м ²	1473,22	1799,01	2566,09	3172,10	3239,21	3715,54	4194,20	4093,11	3873,03	3463,70	1921,44	1183,19

<i>продовження таблиці 3.4</i>												
Енап місяць, кВт*год/м ²	44,20	52,17	79,55	95,16	100,42	111,47	130,02	126,89	116,19	107,37	57,64	36,68
Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
К-ть днів	30	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Розрахунки приведеної інтенсивності поглинутої СР приведено у табл. 3.5
нижче:

Таблиця 3.5 - Розрахунки приведеної інтенсивності поглинутої СР

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Епогл день, Вт*год/м ²	1277,45	1526,02	2169,10	2714,48	2700,16	3223,26	3747,95	3687,71	3495,84	3158,53	1693,74	1018,85
Епогл місяць, кВт*год/м ²	38,32	44,25	67,24	81,43	83,70	96,70	116,19	114,32	104,88	97,91	50,81	31,58

У результаті ми отримали суміщений графік надходження сонячної
радіації та поглинання її фотомодулями, зображений нижче на рис. 3.1:

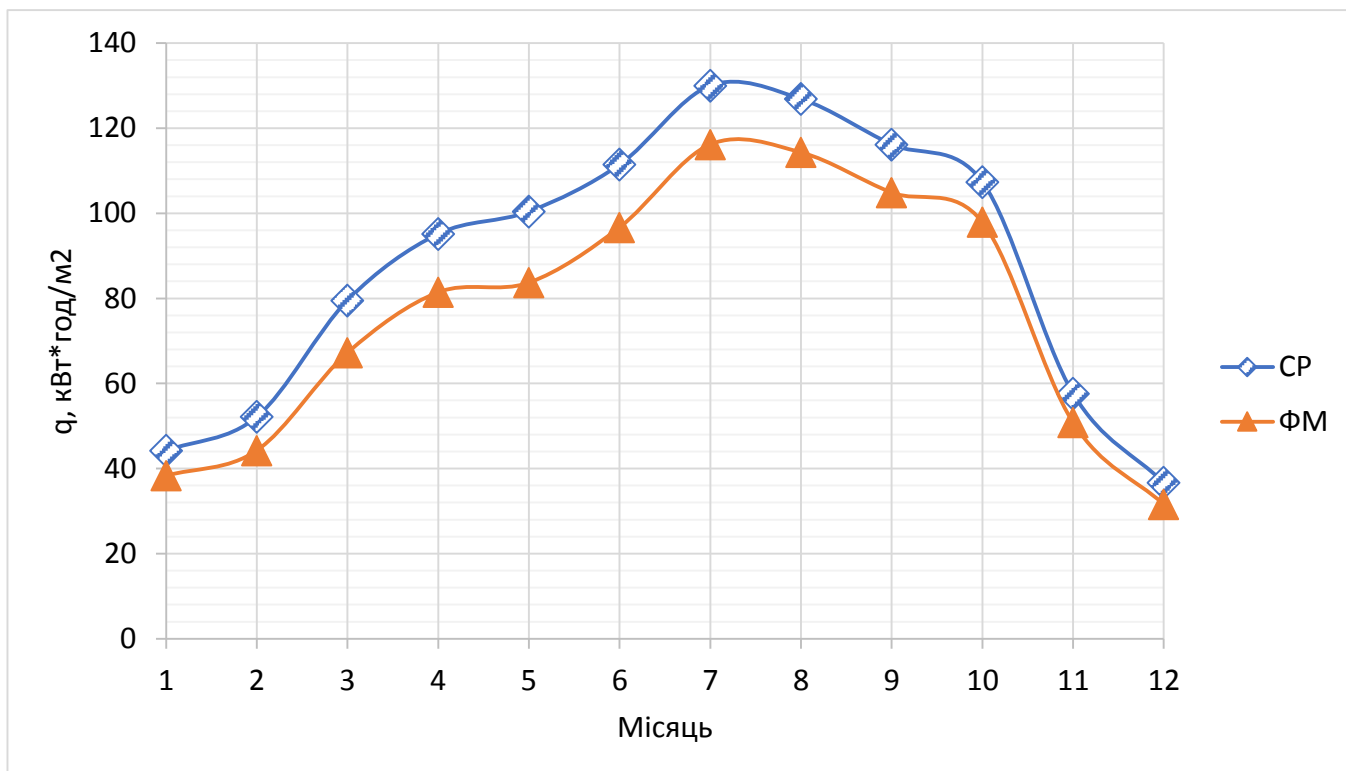


Рисунок 3.1 - Суміщений графік надходження CP та її поглинання поверхнею ск

Таким чином проведені розрахунки основних величин, для доцільності роботи сонячної станції з кутом встановлення $\beta=45^\circ$ і використанням комплексної системи трекінгу за дійсним півднем.

3.2. Розрахунок основних параметрів для встановлення фотомодулів

Методика проведення розрахунку протяжності тіні починається з позиції Сонця в небі під час зимового сонцестояння 21 грудня. Потрібно отримати мінімальну висоту сонцестояння α , яка є мінімальним кутом, за яким Сонце проходить навколо Землі в незатемненому сонячному вікні, рис. 3.2

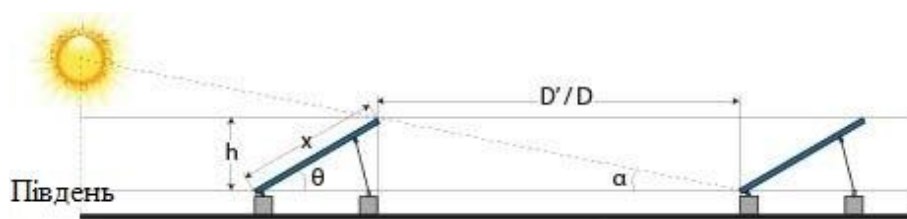


Рисунок 3.2 - Вплив висоти сонцестояння на нахил панелей сонячних батарей (вид збоку)

Протягом 4 годин сонячного вікна потрібно визначити висоту сонцестояння о 10 годині ранку або о 2 годині пополудні 21 грудня, тому що в цей день Сонце знаходиться в найнижчої точці небосхилу.

Протягом 5-годинного вікна, необхідно знайти висоту Сонця в 9.30 або 14.30. Коли висота сонцестояння знайдена, можна знайти азимутальний кут Сонця ψ . При відхиленні положення Сонця від лінії півдня (рисунок 2), потрібно розрахувати мінімально допустима відстань між рядами.

Після знаходження висоти сонцестояння і азимутального кута Сонця, можна приступати до визначення відстані між рядами сонячних панелей. Для більшості систем з наземними кріпленнями і систем з плоскими тримачами на даху відстань між рядами дуже важливо, висота перешкоди може бути отримана за допомогою величини сонячної панелі та кута нахилу.

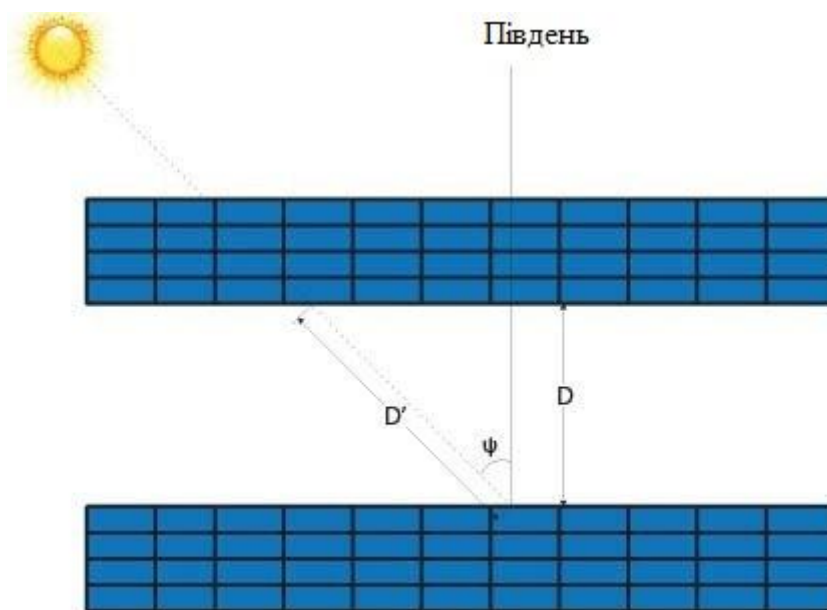


Рисунок 3.3 - Корекція азимутального кута Сонця при відхиленні від лінії півдня (вид зверху)

Вона може бути виміряна або як різниця висоти між нижнім / переднім краєм одного ряду і максимальної висоти наступного ряду, який розташовується на південь, або може бути виміряна безпосередньо, незалежно від перешкоди, яку передбачається уникнути. Протяжність тіні визначається наступним чином 3.5:

$$D_{\text{тіні}} = \frac{h_{\text{перепони}}}{\tan \alpha} = \frac{4,2}{\tan 0,4338} = 9,5 \text{ м}^2. \quad (3.5)$$

де α - висота сонцестояння

$h_{\text{перепони}}$ визначається за формулою 3.6:

$$h_{\text{перепони}} = X \cdot \sin \theta = 6 \cdot \sin 45 = 4,2 \text{ м}^2. \quad (3.6)$$

де θ – кут нахилу,

X – довжина модуля в нахиленому положенні.

Виходячи з цього, за допомогою всього лише одного дії знаходиться мінімальна відстань між рядами, необхідне для уникнення затінення в середині сонячного вікна. Це називається «Азимутальною корекцією Сонця». Використовуючи ранкове положення Сонця, отримуємо рівняння 3.7:

$$D = D_{\text{тіні}} \cdot \cos(180 - \varphi) = 9,5 \cdot \cos(180 - 150) = 8,2 \text{ м}^2 \quad (3.7)$$

де, φ – Азимутальний кут Сонця.

За формулою 3.8 знайдемо, яку площу займатимуть 4 двухвісних трекерів одиничної потужності 6 кВт:

$$S_{\text{забуд}} n_{PV} = D \cdot n_{PV} = 8,2 \cdot 5 = 32,8 \text{ м}^2 \quad (3.8)$$

З врахуванням розміщення сонячних модулів під кутом азимуту, та перепон і затінь можливо встановити 76 модулів.

3.3. Розрахунок встановлення сонячних панелей, інверторів та виробітку фотоелектростанції

Для забезпечення максимального виробітку та з економічної точки зору, для «Зеленого тарифу» буде використане українське обладнання. Фотомодулі компанії KNEES PV на даний момент є одними з найякісніших у сегменті ціна/якість, що виготовляються в Україні. Після порівняльного аналізу (Додаток Е) характеристик за найвищим ККД та струмами короткого замкнення було обрано фотомодулі марки KNEES PV модель SNRG-390-FR72-5BB-MONOPERC[6], характеристики якого приведені в табл. 3.6.

В якості обладнання інвертора після аналізу доступного обладнання на ринку (Додаток Е) за технічними показниками гібридних інверторів необхідним струмом MPPT контролера для послідовного, з'єднання

фотоелектричним модулів, максимальним значення напруги від ФЕМ, регульованими струмами заряду АКБ у ширшому діапазон та економічною доцільністю було обрано інвертор фірми ABi-Solar марки HT 10K3P.

Існують стандарти оцінки якості фотомодулів – STC та NOCT:

STC – номінальні характеристики фотоелектричного модуля (Стандартні технічні умови) при температурі фотоелектричного елемента 25°C , сонячній радіації 1000 Вт/м^2 .

NOCT – робоча характеристика фотоелектричного модуля при температурі повітря 20°C , сонячна радіації 800 Вт/м^2 , та швидкістю вітра 1 м/с .

В табл. 3.7 представлені характеристики обраних інверторів – ABi- Solar HT 10K3P 10 кВт[5].

Таблиця 3.6 - Характеристики фотоелектричного модуля SNRG-390-FR72-5BB-MONOPERC

Параметр	STC	NOCT
Максимальна потужність (P_{max})	390 Вт	290 Вт
Оптимальна напруга (U_{nom})	49 В	45.2 В
Оптимальний струм (I_{nom})	9.99 А	8.07 А
Напруга холостого ходу (U_{xx})	40.5 В	38.2В
Струм короткого замикання ($I_{кз}$)	9.56А	7.57 А
ККД	20.1%	
Робоча температура	$-40^{\circ}\text{C} \sim +85^{\circ}\text{C}$	
Максимальна напруга системи ($U_{фм}$)	1000 В	
Температурний коефіцієнт напруги (K_u)	$-0,36\%/^{\circ}\text{C}$	
Температурний коефіцієнт струм (K_I)	$0,07\%/^{\circ}\text{C}$	
Номінальна робоча температура елемента	$45 \pm 2^{\circ}\text{C}$	

На рис. 3.4 зображено графік залежності виробітку фотомодуля від сонячної інсоляції для стандартів STC та NOCT.

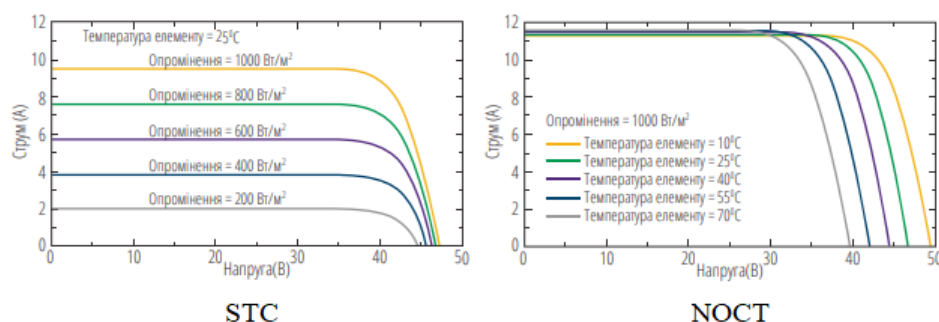


Рисунок 3.4 – Графік виробітку фотомодуля при STC та NOCT

Таблиця 3.7 - Електричні характеристики сторони постійного струму стрінгового інвертора Abi- Solar HT 10K3P 10 кВт

Максимальна рекомендована вхідна потужність постійного струму	14 850 Вт
Максимальне допустиме значення напруги від ФЕМ (U_{pvmax})	900В
Максимальний допустимий струм на вході постійного струму одного МРРТ контролера	14,5 А на фазу
Максимальний допустимий струм короткого замикання від ФЕМ ($I_{кз}$) одного МРРТ контролера	30А
Допустимий діапазон постійної напруги на вході	350-850В
Кількість входів постійного струму	2 шт.

Вибір кількості фотоелектричних модулів, з'єднаних послідовно (лінійки ск), виконується за максимальною напругою фотоелектричного модуля при температурі елемента -30°C та радіації 1000 Вт/м^2 для даної території.

Максимальна напруга фотоелектричного модуля визначається як 3.9:

$$U_{xxmax} = U_{xx} \cdot (1 + (-30 - 25) \cdot K_u) \quad (3.9)$$

$$= 40,5 \cdot (1 + (-30 - 25) \cdot -0,0036) = 48,51 \text{ В},$$

де U_{xx} – напруга холостого ходу фотомодуля;

K_u – температурний коефіцієнт.

Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів $N_{фмс}$ визначається як 3.10:

$$N_{фмс} = \frac{U_{інв}}{U_{xxmax}} = \frac{900}{48,51} = 18 \text{ шт.} \quad (3.10)$$

де $U_{інв}$ – максимальне допустиме значення вихідної напруги від фотомодуля до інвертора.

Приймаємо кількість послідовно з'єднаних модулів $N_{фмс}$, рівною 13 шт.

Розрахуємо напругу, яка буде на інверторі від фотомодулів 3.11:

$$N_{inv} = N_{фмс} \cdot U_{xxmax} = 13 \cdot 48,51 = 630,63 \text{ В} \quad (3.11)$$

Оскільки $N_{inv} < N_{invmax}$, 582,12 В < 900 В, інвертор працюватиме без перевантаження при кількості послідовно з'єднаних модулів, рівною 12 шт.

Розрахунок максимальної кількості модулів, з'єднаних паралельно, виконується за максимальним струмом КЗ ФЕМ при температурі елемента 80°C та радіації 800 Вт/м2 для оптимального струму.

1500 Вт/м2 для даної території.

Максимальний струм короткого замкнення 3.12 визначається як:

$$I_{кзmax} = I_{кз} \cdot (1 + (80 - 25) \cdot K_I) = 9,56 \cdot (1 + (-30 - 25) \cdot 0,0007) \quad (3.13)$$

$$= 9,928 \text{ А}.$$

де $I_{кз}$ – струм короткого замкнення фотомодуля,

K_I – температурний коефіцієнт.

Максимальна кількість паралельно з'єднаних модулів 3.14 визначається як:

$$N_{паралель} = \frac{N_{фмс}}{I_{кзmax}} = \frac{13}{9,981} = 1 \text{ шт.} \quad (3.14)$$

Приймаємо максимальну кількість паралельно з'єднаних лінійок на один MPPT контролер $N_{рmax}$ рівною 1 шт.

Розрахунок сумарної номінальної потужності (STC) ФЕМ, приєднаних до одного інвертору Abi- Solar HT 10K3P, що характеризується максимальною потужністю генерації.

Максимальна генерація за стандартом STC визначається як 3.15:

$$P_{STCmax} = P_{STC} \cdot N_{\text{фмс}} \cdot N_{\text{паралель}} \cdot n = 390 \cdot 13 \cdot 2 \cdot 1 = 10\,140 \text{ Вт}, \quad (3.15)$$

де P_{STC} - потужність фотомодуля по стандарту STC,

n – кількість MPPT портів інвертора.

Отримане значення не перевищує значення РСТУ більш ніж на 2%, наведене в паспорті інвертору Abi- Solar HT 10K3P. Проте потрібно враховувати, що розрахунок виконувався на основі умов STC, які можуть існувати, для даної широти тільки 1 годину в період з травня по серпень за умови, що температура фотоелектричного елемента буде рівною 25°C (що майже неможливо, враховуючи те, що фотоелектричні елементи під час роботи нагріваються до 45°C). Більшість часу фотоелектричні модулі будуть працювати за умов NOCT, тоді потужність, що видається у систему, становитиме 3.16:

$$P_{NOCTmax} = P_{STC} \cdot N_{\text{фмс}} \cdot N_{\text{паралель}} \cdot n = 290 \cdot 13 \cdot 2 \cdot 1 = 7\,540 \text{ Вт} \quad (3.16)$$

де P_{NOCT} - потужність фотомодуля по стандарту NOCT,

n – кількість MPPT портів інвертора,

$N_{\text{паралель}}$ – кількість паралельних з'єднань фотомодулів.

Тобто, у мережу буде видано 10 КВА, що не є навантаженням для інверторів.

Буде використано 3 інвертори, щоб забезпечити максимальну видачу енергії в мережу, з максимальним використанням встановленої потужності для домашнього господарства з «Зеленим тарифом».

Тоді кількість встановлених фотомодулів дорівнює 3.17:

$$N_{\text{фмзагальна}} = N_{\text{фмс}} \cdot n \cdot N_{\text{паралель}} \cdot N_{\text{інверторів}} = 13 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 1 = 78 \text{ шт.} \quad , \quad (3.17)$$

де $N_{\text{фмс}}$ - кількість фотомодулів у одному стрінгу,

n – кількість MPPT портів інвертора,

$N_{\text{паралель}}$ – кількість паралельних з'єднань фотомодулів,

$N_{\text{інверторів}}$ – кількість інверторів.

Маючи загальну кількість фотомодулів розрахуємо максимальну потужність фотоелектричної станції за формулою 3.18 для стандарту STC:

$$P_{\text{станції}STC} = P_{STCmax} \cdot N_{\text{інверторів}} = 10\,140 \text{ Вт} \cdot 3 = 30\,420 \text{ Вт} \quad (3.18)$$

Для стандарту NOCT за формулою 3.19:

$$P_{\text{станції}NOCT} = P_{NOCTmax} \cdot N_{\text{інверторів}} = 7\,540 \text{ Вт} \cdot 3 = 22\,620 \text{ Вт} \quad (3.19)$$

Отже, з результатів розрахунків отримано потужність, яку можна виробити маючи 78 фотомодулів, встановлених по 13 штук на 4 двовісних сонячних трекери AS-Sunflower-20[10] та підключених до 3-х гібридних інверторів Abi- Solar HT 10K3P, кожен з яких має по 2 MPPT порту, яка дорівнює 30,4 кВт по стандарту STC, та 22,6 кВт по стандарту NOCT.

3.4. Розрахунок виробітку ФЕС

Для розрахунку виробітку фотоелектричної станції використаємо розраховані данні у підрозділі 3.1 для поглинутої сонячної радіації на обраний кут встановлення:

Таблиця 3.5 - Розрахунки приведеної інтенсивності поглинутої СР

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Еногл день, Вт*год/м ²	1277,45	1526,02	2169,10	2714,48	2700,16	3223,26	3747,95	3687,71	3495,84	3158,53	1693,74	1018,85
Еногл місяць, кВт*год/м ²	38,32	44,25	67,24	81,43	83,70	96,70	116,19	114,32	104,88	97,91	50,81	31,58

Розрахуємо виробіток фотоелектричної станції для червня місяця за формулою 3.20:

$$Q_{\text{січень}} = q_{\text{погл.січень}} \cdot \eta_{\text{ск}} \cdot \eta_{\text{ІНВ}} \cdot S_{\text{ск}} = 96,70 \cdot 0,201 \cdot 0,986 \cdot 150,7 = 3519,37 \text{ кВт}, \quad (3.20)$$

де $q_{\text{погл.січень}}$ - кількість поглинутої енергії фотомодулем на січень місяць на 1 м² площі ск

$\eta_{\text{ск}}$ - паспортний ККД перетворення фотоелектричної енергії фотомодуля

$\eta_{\text{ск}}$ - паспортний ККД перетворення електричної енергії інвертора

$S_{\text{ск}}$ - загальна площа встановлення фотоелектричної поверхні фотомодулів

Розрахуємо виробіток фотоелектричної станції для інших місяців за формулою вище.

Річний виробіток фотоелектричної станції розрахуємо за формулою 3.21:

$$Q_{\text{річна}} = \sum_{1}^{12} Q_{\text{місяць}} = 27696,77 \text{ кВт год}, \quad (3.21)$$

Розрахунки представлені в табл. 3.8:

Таблиця 3.8 - Розрахунки приведеної інтенсивності поглинутої СР

	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Зі рік
Q, кВт·год	1144,59	1321,73	2008,29	2432,17	2499,98	2888,04	3470,10	3414,32	3132,27	2924,37	1517,59	943,31	27696,77

Діаграма виробітку СЕС наведена на рис. 3.5:

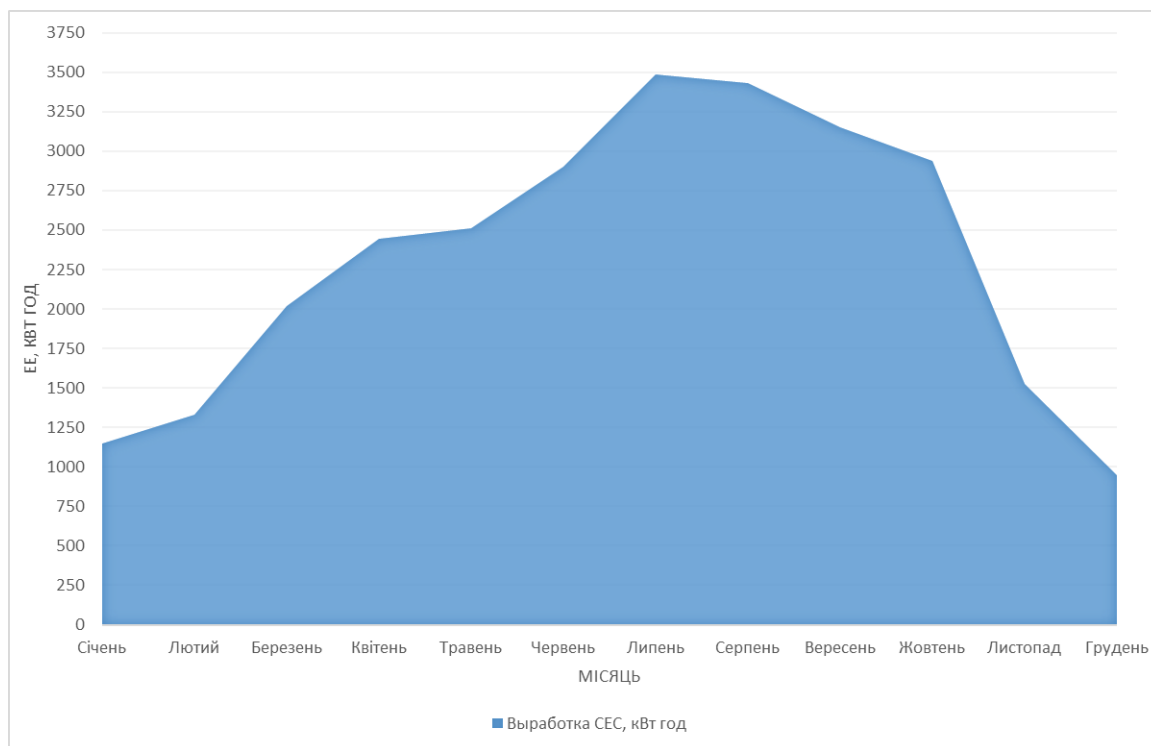


Рисунок 3.5 – Порівняльна діаграма вироботку СЕС по місяцям

3.5. Розрахунок кабельного господарства

З'єднання фотоелектричних модулів в ланцюг стрінг, буде що складається з 19 фотоелектричних модулів з послідовним підключенням використовується кабельно-провідникова продукція марки BETAflam 1x6, табл. 3.9.

Кабелі повністю задовольняють наші потреби, напруга змінного струму у системи не перевищує 1000В. Оптимальний переріз становить 6 мм².

Таблиця 3.9 - Характеристики кабеля BETAflam 1x6

Характеристики	Значення
Тип	Фотогальванічний електричний кабель
Номінальна напруга, В	600 / 1000 змінного струму 1000 / 1800 постійного струму
Категорія	PV кабеля
Максимальна напруга, кВ	6,5 при 50 Гц з часом 5 хвилин
Температурний діапазон, °C	від -40 до +125
Систем з'єднань	Сумісна з всіма системами
Переріз, мм ²	6
Кількість жил, кількість/мм	78x0,30;

З'єднання сонячних кабелів виконується за допомогою конекторів «папа-мама» марки MC4. Прокладка кабелю здійснюється по гофротрубам під землею та на опорних рамах для кріплення панелей.

Розрахуємо підключення інверторів до зовнішньої електричної мережі, необхідний переріз кабелю для якого ми знайдемо з струму, що проходить через кабель за формулою 3.22:

$$I_{\text{інв-мережа}} = \frac{P_{\text{станції STC}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{зф}}} = \frac{30420}{\sqrt{3} \cdot 380} = 45 \text{ А} \quad (3.22)$$

В додатку Г зображено стандарти вибору перерізу кабелю. Виходячи з струму проходження та того, що ми використовуємо трифазну систему 380В, необхідний переріз струмоведучих жил дорівнює 10 мм².

Підключення інверторів, та щитів збору потужності буде виконано за допомогою силового кабелю з мідними жилами з ізоляцією з пероксидноспіваемого поліетилену, з міжфазним заповненням з крейдонаповненої невулканізованої гумової суміші, екрановано екструзією з електропровідного пероксидноспіваемой поліетиленовою композиції, марки ВВГнгд 5х10 10 мм² відповідно до розрахунку на тривало-допустимий струм та втрати напруги. Також обрано релейний захист спрацювання за струмом у ЩЗП від інверторів до шинопровіду – EATON PL7-B50/3, за струмом спрацювання 50 А, та від інверторів до ЩЗП – EATON PLHT-D63/3, за струмом спрацювання 63 А.

Характеристики кабелю ВВГнгд 5Х10 представлені у табл. 3.10

Таблиця 3.10 - Характеристики кабеля ВВГнгд 5х10

Характеристики	Значення
Тип	Силовий кабель
Номінальна напруга, В	1000
Температурний діапазон, °С	від -50 до +50
Максимальна температура жили, °С	160
Довготривале струмове навантаження на змінному струмі при 50 Гц, А	242
Переріз, мм ²	10
Кількість жил, кількість/мм	5х10

3.6. Висновок

За результатами розрахунків приходу сонячної радіації зробимо висновки помісячно для можливих кутів встановлення фотомодулів у системи сонячної станції.

Для максимального використання об'єкту кут встановлення буде регульованим, за допомогою встановлення двовісних сонячних трекерів AS-Sunflower-20.

Розрахунки буде проведені для кута встановлення модулів сонячної електростанції 45 градусів, оскільки більша частина виробітку припадає на весінній, літній та один місяць осіннього сезону.

У цьому проекті буде використано сонячні модуля від компанії KNEES GROUP, SNRG-390-FR72-5BB-MONOPERC. Фотопанелі виготовлені за технологією PERC в Україні. Використання українських продуктів є одною з найбільших переваг, тому що ми інвестуємо у наш ринок, та отримуємо підвищений «Зелений тариф» від держави.

Був обраний гібридний інвертор Abi- Solar HT 10K3P для подальшого використання у системи з вітрогенератором та системою резервування потужності. До кожного входу інвертора підключається 1 стрінг по 13 фотомодулів. Загалом буде підключено 78 сонячних панелей до 3 інверторів. Також було проведено розрахунок кабельного господарства та обрано для з'єднання фотомодулів між собою та з інверторами марки сонячний одножильний кабель ВЕТАflam 1х6. Для підключення інверторів до мережі було обрано силовий кабель з мідними жилами з ізоляцією з пероксидноспіваемого поліетилену, з міжфазним заповненням з крейдонаповненої невулканізованої гумової суміші, екрановано екструзією з електропровідного пероксидноспіваемой поліетиленовою композиції, марки ВВГнгд 5х10.

Сумарна потужність, на яку розрахована ця сонячна станція площею становить 30,4 кВт по стандарту STC, та 22,6 кВт по стандарту NOCT.

Виробіток сонячної станції становить по підрахунку за рік
27696,77 кВт · год.

РОЗДІЛ 4
ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ТА РОЗРАХУНКИ ВЕС

4.1 Розрахунок потужності генератора вітроустановки

Практика вітровикористання передбачає врахування двох акцентів при проектуванні агрегатів: – досягнення максимального виробітку енергії (робота вітроелектричних установок на загальну мережу); – забезпечення технологічного числа годин роботи виробничих механізмів (автономні вітроустановки). В залежності від врахування цих двох моментів вибирається економічно доцільна номінальна швидкість вітру (розрахункова швидкість), за якою розвивається номінальна потужність (v_H) вітроустановки, і починається регулювання її потужності. В першому випадку відношення v_H до середньорічної швидкості вітру, складає від 1,5 до 2. В другому випадку – це співвідношення не рекомендується перевищувати 1,25. Важливою характеристикою є вертикальний профіль вітру, тобто зміна величини його швидкості за висотою. Тому для узгодження отриманих значень спостереження з висотою розташування вісі ротора застосовують залежність, що запропонована Д.Т. Лайхтманом.

За таблицею 2.2 ми отримали середні швидкості вітру по місяцям та у рік для найближчого населеного пункту до місця розташування об'єкту:

Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік
Середньомісячна швидкість, м/с	Хорли №178												
	6,1	6,5	6,6	6,1	6,0	5,6	5,4	5,4	5,1	5,6	5,8	6,1	5,9

Номінальну швидкість вітроустановки розраховано відповідно до першого випадку за формулою 4.1 для висоти флюгера 11 метрів:

$$v_H = 1.5 \cdot v_{cp} = 5,9 \cdot 1.5 = 8.85 \frac{m}{c}. \quad (4.1)$$

Для подальшого розрахунку нам потрібно проаналізувати навантаження об'єкту, виходячи з даних у Додатку Г:

Аналіз характеру навантаження протягом доби

1. З 1 до 4 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник+ бойлер + кондиціонер) – 2.9 кВт; - активне навантаження – роутер (0.015 кВт). Сумарне : 2.915 кВт;
2. О 5 години– активно - індуктивне навантаження (холодильник+ бойлер + кондиціонер) – 2.9 кВт; - активне навантаження – роутер, освітлення (0.115 кВт). Сумарне : 3.015 кВт;
3. О 6 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник + кондиціонер+ мікрохвильова піч) – 1.4 кВт; - активне навантаження – роутер, освітлення, пральна машина, чайник (2.115 кВт). Сумарне : 3.515 кВт;
4. О 7 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник + кондиціонер) – 1 кВт; - активне навантаження – роутер, освітлення, пральна машина, чайник (1.115 кВт). Сумарне : 2.115 кВт;
5. О 8 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник + кондиціонер) – 1 кВт; - активне навантаження – роутер, освітлення (0.115 кВт). Сумарне : 1.115 кВт;
6. О 9 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник + кондиціонер) – 1 кВт; - активне навантаження – роутер (0.015 кВт).
Сумарне : 1.015 кВт;
7. З 10 до 13 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник) – 0.2 кВт; - активне навантаження – роутер (0.015 кВт).
Сумарне : 0.215 кВт;
8. З 14 до 17 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник, кондиціонер) – 1 кВт; - активне навантаження – роутер (0.015 кВт).
Сумарне : 1.015 кВт;
9. О 18 години– активно - індуктивне навантаження (холодильник, кондиціонер,) – 1 кВт; - активне навантаження – роутер, телевізор (0.055 кВт).
Сумарне : 1.055 кВт;

10. О 19 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник + кондиціонер) – 1 кВт; - активне навантаження – роутер + пральна машина+ телевізор (1.055 кВт).

Сумарне : 1.055 кВт;

11.О 20 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник) – 0.2 кВт; - активне навантаження – телевізор + роутер + освітлення + ноутбук + пральна машина (1.285 кВт).

Сумарне: 1.485 кВт;

12.О 21 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник) – 0.2 кВт; - активне навантаження – роутер + ноутбук+ телевізор+ освітлення (0.285 кВт).

Сумарне: 0.485 кВт;

13.3 22 до 23 години– активно - індуктивне навантаження (холодильник) – 0.2 кВт; - активне навантаження – роутер + телевізор+ освітлення (0.155 кВт).

Сумарне: 0.355 кВт;

14.О 24 години – активно - індуктивне навантаження (холодильник) – 0.2 кВт; - активне навантаження – роутер +освітлення (0.115 кВт).

Сумарне: 0.315 кВт;

Вимоги генератора за потужністю у визначені періоди доби:

$$P_{\Sigma} = 1,36 \frac{P_{нав.}}{k} \quad \text{де } k=1 - \text{активне навантаження;}$$

$k=0,9$ – привод з вентиляторним моментом;

$k=0,35$ – привод з постійним моментом.

В табл. 4.1 нижче приведені навантаження по годинам у добі та розрахована потужність вітрогенератора для задовільнення потреб об'єкту:

Таблиця 4.1 – Навантаження об'єкту по годинам та розрахована
рекомендована потужність вітрогенератора

Час	Разом, кВт	RL, кВт	R, кВт	P _Г RL кВА	P _Г R кВА	P _Г сум кВА
1	2,92	2,90	0,02	4,38	0,02	4,40
2	2,92	2,90	0,02	4,38	0,02	4,40
3	2,92	2,90	0,02	4,38	0,02	4,40
4	2,92	2,90	0,02	4,38	0,02	4,40
5	3,02	2,90	0,12	4,38	0,16	4,54
6	3,52	1,40	2,12	2,12	2,88	4,99
7	2,12	1,00	1,12	1,51	1,52	3,03
8	1,12	1,00	0,12	1,51	0,16	1,67
9	1,02	1,00	0,02	1,51	0,02	1,53
10	0,22	0,20	0,02	0,30	0,02	0,32
11	0,22	0,20	0,02	0,30	0,02	0,32
12	0,22	0,20	0,02	0,30	0,02	0,32
13	0,22	0,20	0,02	0,30	0,02	0,32
14	1,02	1,00	0,02	1,51	0,02	1,53
15	1,02	1,00	0,02	1,51	0,02	1,53
16	1,02	1,00	0,02	1,51	0,02	1,53
17	1,02	1,00	0,02	1,51	0,02	1,53
18	1,06	1,00	0,06	1,51	0,07	1,59
19	2,06	1,00	1,06	1,51	1,43	2,95
20	1,49	0,20	1,29	0,30	1,75	2,05
21	0,49	0,20	0,29	0,30	0,39	0,69
22	0,36	0,20	0,16	0,30	0,21	0,51
23	0,36	0,20	0,16	0,30	0,21	0,51
24	0,32	0,20	0,12	0,30	0,16	0,46

Як бачимо з табл. 4.1, для задовільнення потреб об'єкту нам достатньо потужності вітрогенератора у 5 кВА.

Але ми будемо працювати на виробітку електроенергії у мережі та для акумулювання і резервації її для подальшого використання. Тому одинична потужність вітрогенератора буде обрана в 20 кВт для максимального використання об'єкту домашнього «зеленого тарифу».

4.2 Вибір вітрогенератора та перетворюючого обладнання

Для забезпечення максимального виробітку та з економічної точки зору, для «Зеленого тарифу» буде використане українське обладнання.

Вітрогенератори компанії Flamingo Aero на даний момент є одними з найякісніших та найдоступніших генераторів, що виготовляються в Україні. На основі порівняння характеристик вітроагрегатів (Додаток Є), що представлені на ринку України за найбільшою одиничною потужністю та стартову швидкістю було обрано трьохлопатевий горизонтальний вітрогенератор FLAMINGO AERO WES-20 потужністю 20 кВт, характеристики якого зазначені в табл. 4.2

Також для подальшого перетворення енергії в комплекті з вітрогенератором подається мережевий інвертор потужністю 20 кВт.

Таблиця 4.2 – Характеристики вітрогенератора FLAMINGO AERO WES-20

Характеристика	Значення
Номінальна потужність	20 кВт
Середній виробіток електроенергії	16 000 кВт / рік
Діаметр ротора	12,5 м
Вихідна напруга	400 В
Кількість лопатей	3
Висота опори	21-27 м
Стартова швидкість вітру	3 м/с
Розрахункова швидкість вітру	8 м/с
Максимальна експлуатаційна швидкість вітру	50 м/с
Номінальна частота обертання	100 об/хв

4.3 Розрахунок виробітки вітроелектростанції

Для розрахунку загального виробітку електроенергії ВЕС за рік необхідно врахувати вірогідність появи певного значення швидкості вітру протягом року у найближчому метеопості до об'єкту – це метеопост №186 «Бехтери». Ці данні представлені на рис. 4.1 нижче:

Місяць	Швидкість (м/сек)											
	0–1	2–3	4–5	6–7	8–9	10–11	12–13	14–15	16–17	18–20	21–24	25–28
186, Бехтери												
I	23.4	22.8	23.4	16.2	7.6	2.5	2.6	0.7	0.6	0.2		
II	20.5	20.6	22.9	18.2	10.0	2.5	3.5	0.7	0.7	0.4		
III	21.2	22.1	21.1	16.2	9.0	3.0	4.9	0.6	1.2	0.7		
IV	23.1	25.6	22.8	14.6	7.2	1.7	3.5	0.2	0.7	0.6		
V	24.5	27.7	23.9	13.6	5.8	1.8	2.3	0.1	0.3			
VI	28.7	28.3	23.1	13.5	4.4	1.0	0.9	0.1				
VII	27.7	27.3	25.1	13.9	4.5	0.7	0.7	0.1				
VIII	32.1	30.2	20.9	11.0	3.5	0.7	1.1	0.1	0.4			
IX	38.3	27.8	19.1	8.8	3.6	1.1	0.9	0.3	0.1			
X	33.9	24.9	20.4	12.3	5.0	1.5	1.5	0.1	0.4			
XI	25.2	26.8	21.0	15.9	6.6	2.3	1.6	0.4	0.2			
XII	21.7	22.2	22.9	17.3	9.8	3.2	2.5	0.2	0.2			
Год	26.7	25.6	22.2	14.2	6.4	1.8	2.2	0.3	0.4	0.2		

Рисунок 4.1 – Дані про повторюваність вітру для метеопосту №186
«Бехтери»

Для розрахунку виробітку ВЕС потрібно визначити швидкість вітру на висоті гондоли в залежності від швидкості вітру на висоті флюгера.

Для перерахунку швидкості вітру за висотою флюгера, можна скористатися формулою 4.2:

$$V = V_p \cdot \frac{\lg(\frac{h}{k})}{\lg(\frac{h_1}{k})} \quad (4.2)$$

де h – шукана висота,

k – коефіцієнт шорсткості поверхні;

h_1 – висота флюгера на метеопосту, м.;

V_p – швидкість вітру на висоті флюгера, м/с

$$V_{onh} = 0,5 \cdot \frac{\lg(\frac{27}{0,14})}{\lg(\frac{11}{0,14})} = 0,63 \text{ (м/с)}$$

Перерахувавши для висоти опори 27 метрів, ми отримуємо швидкості вітру нижче:

V_p	0,5	2,5	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5	18,5	20,5	22,5
V_{onh}	0,60	3,01	5,42	7,83	10,24	12,66	15,07	17,48	19,89	22,3	22,3	24,71

Також, потрібно звернути увагу на робочий діапазон швидкості обраної ВЕУ. Розрахунок виробітку електроенергії за місяць здійснюється за допомогою формули 4.3:

$$E = \frac{\pi D^2}{4} \cdot 0,63 \cdot V_i^3 \cdot \eta \cdot t_i \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.3)$$

де D – діаметр ротора ВЕУ;

0,63 – потужність вітрового потоку;

V_i – швидкість вітру на висоті гондоли;

η – коеф. використання встановленої потужності (0,38 для Flamingo Aero);

t_i – час, протягом якого очікується певна швидкість вітру

$$t_i = 730 \cdot i / 100, \text{ год.}, \quad (4.4)$$

де 730 – кількість годин за місяць;

i – вірогідність швидкості вітру, %.

Розрахуємо виробіток ВЕС за січень при діапазоні швидкості вітру 4-5 м/с та імовірності появи даної швидкості вітру 26,4% для січня за формулою 4.4:

$$\begin{aligned} E_{\text{ВЕУ}} &= \frac{3,14 \cdot 12,5^2}{4} \cdot 0,63 \cdot 5,42^3 \cdot 0,38 \cdot 170,82 \cdot 10^{-3} = \\ &= 801,25 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}; \end{aligned} \quad (4.5)$$

Діапазон роботи обраного вітрогенератора FLAMINGO AERO WES-20 складає від 3 до 50 м/с. Враховуючи робочий діапазон швидкостей, виробіток ВЕС за січень складає:

$$E_{\text{ВЕС міс.}} = \sum_{i=3}^{50} E_{\text{ВЕУ } i} = 9648 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}; \quad (4.6)$$

Провівши аналогічні розрахунки для кожного місяця року отримуємо наступні величини для січні у табл. 4.4:

Таблиця 4.4 – Виробіток ВЕС за січень

Січень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	23,4	170,82	1,10
	2-3	2,5	3,01	22,8	166,44	133,87
	4-5	4,5	5,42	23,4	170,82	801,26
	6-7	6,5	7,83	16,2	118,26	1671,76
	8-9	8,5	10,24	7,6	55,48	1753,84
	10-11	10,5	12,66	2,5	18,25	1087,50
	12-13	12,5	15,07	2,6	18,98	1908,20
	14-15	14,5	17,48	0,7	5,11	801,90
	16-17	16,5	19,89	0,6	4,38	1012,80
	18-20	18,5	22,30	0,2	1,46	475,84
	21-24	20,5	22,30	0	0	0,00
	25-28	22,5	24,71	0	0	0,00
	Сума:			100	730	9648,07

Проведені аналогічні розрахунки для кожного місяця року у додатку Б. На основі розрахунків підрахуємо річний виробіток ВЕС за формулою 4.6:

$$E_{\text{ВЕС річне}} = \sum_{i=1}^{12} E_{\text{ВЕС міс.}i} = 91808,48 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}; \quad (4.6)$$

Графік виробітки ВЕС зображено на рис. 4.2:

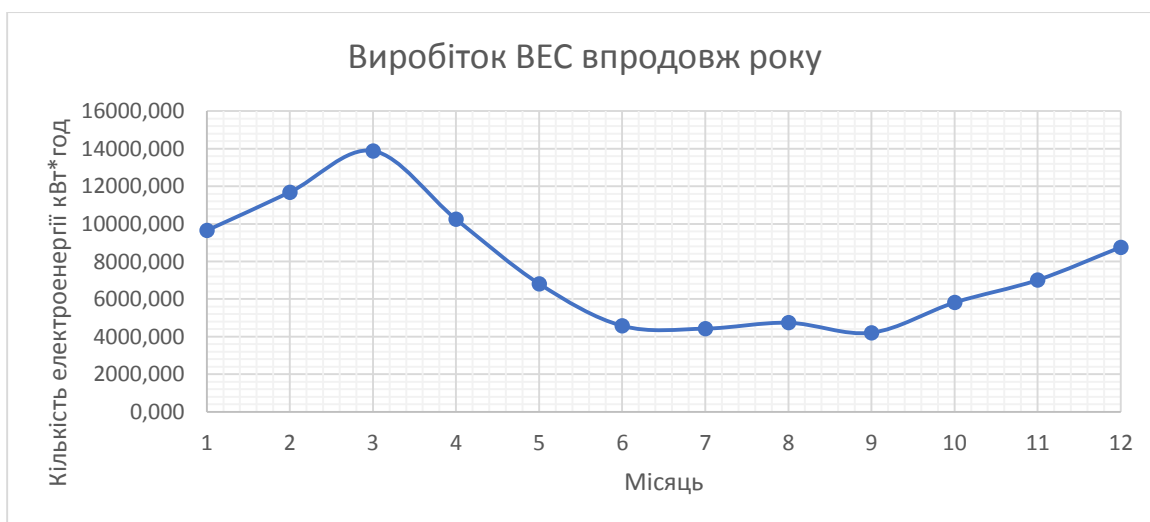


Рисунок 4.2 – Графік виробітку ВЕС за рік

4.4 Розрахунок кабельного господарства

Для з'єднання вітрогенератору з інвертором потрібно обрати кабель, який задовольнятиме потреби для передачі електроенергії.

Було обрано кабель ВВГ-П 3х6. Кабелі повністю задовольняють наші потреби, напруга змінного струму у системи не перевищує 1000В. Оптимальний переріз становить 6 мм².

Розрахуємо підключення інверторів до зовнішньої електричної мережі, необхідний переріз кабелю для якого ми знайдемо з струму, що проходить через кабель за формулою 2.31:

$$I_{\text{інв-мережа}} = \frac{P_{\text{станції}STC}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{зф}}} = \frac{20\,000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 30,38 \text{ А} \quad (2.31)$$

В табл. 3.9 зображено стандарти вибору перерізу кабелю

Таблиця 3.9 - Перерізи мідних кабелів

Переріз струмоведучих жил, мм	Мідні жили проводів та кабелів			
	Напруга 220В		Напруга 380В	
	Струм, А	Потужність, кВт	Струм, А	Потужність, кВт
1.5	19	4.1	16	10.5
2.5	27	5.9	25	16.5
4	38	8.3	30	19.8
6	46	10.1	40	26.4
10	70	15.4	50	33

Виходячи з струму проходження та того, що ми використовуємо трифазну систему 380В, необхідний переріз струмоведучих жил дорівнює 6 мм².

Підключення інвертора, та щитів збору потужності буде виконано за допомогою силового кабелю з мідними жилами з ізоляцією з пероксидноспіваемого поліетилену, з міжфазним заповненням з крейдонаповненої невулканізованої гумової суміші, екрановано екструзією з електропровідного пероксидноспіваемой поліетиленовою композиції, марки ВВГ-П 3х6 6 мм² відповідно до розрахунку на тривало-допустимий струм та

втрати напруги. Також обрано релейний захист спрацювання за струмом у ЩЗП від інверторів до шинопровіду – EATON PL7-B50/3, за струмом спрацювання 50 А, та від інверторів до ЩЗП – EATON NZMN1-A40, за струмом спрацювання 40 А.

Характеристики кабелю ВВГ-П 3х6 представлені у табл. 3.10

Таблиця 3.10 - Характеристики кабеля ВВГ-П 3х6

Характеристики	Значення
Тип	Силовий кабель
Номінальна напруга, В	1000
Температурний діапазон, °C	від -50 до +50
Максимальна температура жили, °C	160
Довготривале струмове навантаження на змінному струмі при 50 Гц, А	242
Переріз, мм ²	10
Кількість жил, кількість/мм	5х10

4.5 Висновок

За результатами розрахунків повторюванності вітру, швидкості вітру та аналізу потреб об'єкту та мети було обрано вітрогенератор марки Flamingo Aero WES-20 потужністю 20 кВт.

Було проведено розрахунок кабельного господарства та обрано для з'єднання вітроагрегату з інвертором сонячний одножильний кабель ВЕТАflam 1х6. Для підключення інверторів до мережі було обрано силовий кабель з мідними жилами з ізоляцією з пероксідношвівального поліетилену, з міжфазним заповненням з крейдонаповненої невулканізованої гумової суміші, екрановано екструзією з електропровідного пероксідношвівальною поліетиленовою композиції, марки ВВГ-П 3х6.

Був проведений розрахунок та виробіток ВЕУ за рік становив 91 808 кВт год.

РОЗДІЛ 5
ВИБІР ТА РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ РЕЗЕРВАЦІЇ ПОТУЖНОСТІ

5.1 Розрахунок виробітку електростанції і потреби у регуляції потужності

Звичайні гібридні сонячні інвертори є основою будь-якої простої, економічно вигідної системи домашнього акумулятора. Гібридні інвертори – це сонячний інвертор з вбудованим інвертором та зарядним пристроєм. Ці сучасні інвертори використовують лічильники енергії та програмне забезпечення, яке можна запрограмувати для визначення найбільш ефективного використання наявної енергії.

Більшість гібридних сонячних інверторів мають обмежені показники потужності акумулятора та низьку вихідну потужність перенапруги порівняно із спеціальними інверторами поза мережею або багаторежимними. Крім того, більшість гібридних інверторів не мають додаткового пропускання потужності, тому необхідне розділення основних та несуттєвих навантажень.

Гібридні інвертори "все в одному" є дуже доступним вибором для домогосподарств середнього розміру, які хочуть бути більш самодостатніми, використовуючи сонячні батареї та батареї, але не мають наміру відключатись від мережі або рідко стикаються з відключенням електроенергії.

На рис. 5.1 зображена нативна схема передачі електроенергії у системі:

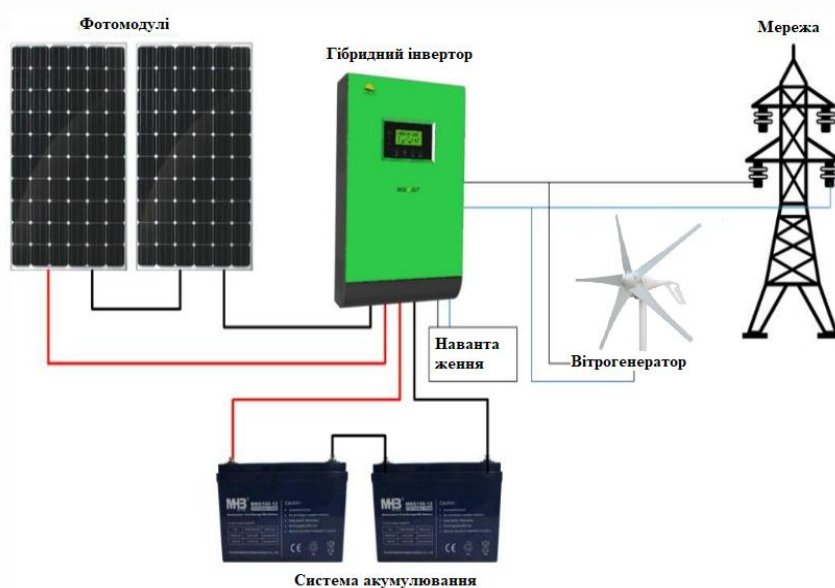


Рисунок 5.1 Схема передачі енергії для резервування потужності

Для керування регулювання потужності виробітку комплексної системи буде використано 3 інвертори ABi-Solar HT 10K3P, характеристики для системи акумулювання від інвертора вказані в табл. 5.1:

Таблиця 5.1 - Електричні характеристики сторони акумулювання гібридного інвертора ABi-Solar HT 10K3P 10 кВт

Максимальна зарядна потужність акумуляторами	9 600 Вт
Номінальна потужність заряду акумуляторів	48 В
Максимальний зарядний струм	60 А (від 5А до 200А) Регулюється
ККД перетворення (DC/AC)	91%
Допустимий діапазон постійної напруги на вході зі сторони BEU	184-265 В для фази

Для початкового розрахунку потрібно розрахувати загальний виробіток системи вітроелектростанції та сонячної електростанції.

$$Q_{\text{СЕС річне}} = 27696,77 \text{ кВт год},$$

$$Q_{\text{ВЕС річне}} = 91808,48 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Загальний виробіток системи розрахуємо за формулою 5.1:

$$Q_{\text{системи}} = Q_{\text{ВЕС річне}} + Q_{\text{СЕС річне}} = 119\,505,25 \text{ кВт год} \quad (5.1)$$

Розрахуємо середню потребу у регуляції потужності за формулою 5.2:

$$Q_{\text{регуляції}} = \frac{Q_{\text{системи}}}{365} = 327 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (5.2)$$

Розрахуємо резервацію потужності у 20% від потужності об'єкту за формулою 5.3:

$$Q_{20\%} = Q_{\text{регуляції}} \cdot 20\% = 65,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (5.3)$$

5.2 Вибір системи акумулювання

На основі порівняльного аналізу (Додаток Ж) акумулюючого обладнання що є на ринку за найвищою одиничною номінальною ємністю, та ККД було обрано акумулятори бренда BYD моделі Battery-Box Pro 13.8[7].

BYD Battery-Box Pro 13.8 - це літій-залізофосфатний (LiFePO) акумуляторний блок із системою управління батареями (BMS) для використання із зовнішнім інвертором або зарядним пристроєм. Усі системи можна розширити в будь-який час за допомогою акумуляторних модулів B-Plus 2.5. Паралельно підключаються до 441,6 кВт · год (32 у параллель). Цей акумулятор можна використовувати як рішення поза мережею, а також як рішення для мережевого зберігання або самоспоживання. Технічні характеристик BYD Battery-Box Pro 13.8 вказані в табл. 5.2:

Таблиця 5.2 - Електричні характеристики акумулятора BYD Battery-Box Pro 13.8

Тип акумулятора	літій-залізофосфатний (LiFePO)
Номінальна ємність	13,8 кВт · год
Номінальна напруга	51,2 В
Робоча напруга	43,2 – 56,4 В
Номінальна ємність (кВт год)	10,24
ККД	95,5%

Розрахуємо кількість акумуляторів, з'єднаних у паралель для нашої системи за формулою 5.3:

$$E_{\text{параллель}} = \frac{Q_{\text{регуляції}}}{E_{\text{акумулятору}}} = \frac{65,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}}{13,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}} = 5 \text{ шт.} \quad (5.2)$$

Ми отримали що, для забезпечення системи потрібно 24 акумулятори.

5.3 Висновки

Для забезпечення резервації потужності на 20% комплексної системи сонячної станції потужністю 30 кВт та вітрогенератора потужністю 20 кВт у

системі з використанням гібридного інвертора ABi-Solar HT 10K3P 10 кВт було обрано та розраховано потребу у акумулюванні енергії для кожного дня у 65,4 кВт · год.

В якості акумуляторної батареї було літій-залізофосфатний (LiFePO) елемент BYD Battery-Box Pro 13.8, кількістю 5 штук, які з'єднані паралельно.

РОЗДІЛ 6
ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

6.1 Кошторисний розрахунок комплексної системи

Для подальшого економічного розрахунку та визначення основних економічних параметрів інвестиції у проект проведемо кошторисний розрахунок системи.

Фотомодулі будуть використані компанії KNEES PV, SNRG-390-FR72-5BB-MONOPERC у кількості 78 штук, задля отримання вищого зеленого тарифу та підтримання вітчизняного виробника. Також будуть використані для встановлення фотомодулів двовісні сонячні треки AS-Sunflower-20 у кількості 4 штук. Кабелі будуть використані: для з'єднання сонячної системи з інверторами - сонячний кабель ВЕТАflam 1х6, а для з'єднання з мережею буде використаний силовий кабель ВВГнгд 5х10. Для приєднання фотомодулів та інверторів будуть використані конектори MC-4.

В якості інвертора у системі зі сторони СЕС та системи акумулювання був обраний гібридний інвертор ABi-Solar HT 10K3P у кількості 3 штук.

Вітрогенератор був обраний марки Flamingo Aero WES-20 у кількості 1 шт. Він поставляється з власною системою резервації та інвертором. Для з'єднання з гібридним інвертором на виході системи ВЕС було використано кабель ВВГ-П 3х6.

Для забезпечення резервації потужності було обрано літій-залізофосфатний (LiFePO) елемент BYD Battery-Box Pro 13.8, кількістю 5 штук, які з'єднані між собою паралельно. Для з'єднань буде використано кабель ВВГнгд 5х10.

Кошторисний розрахунок приведено в додатку В:

Загальні інвестиційні витрати складають 5,33 млн. грн., в тому числі 4 млн. грн (75%) капітальних витрат та 1,33 млн. грн (25%) поточних витрат.

6.2 Капітальні витрати

Капітальні вкладення в будівництво комплексної системи складаються із вартості обладнання, будівельної частини, витрат на проектування, монтаж і налагодження обладнання.

Структура і відповідні значення капітальних витрат при будівництві і монтажі комплексної системи наведено в табл 6.2:

Таблиця 6.2 – Структура капітальних витрат

Стаття витрати	% від суми капітальних витрат	Сума витрат, грн.
1. Підготовчі роботи	3	104470,95
2. Вартість обладнання	85	3482365,00
3. Фундамент	3	104470,95
4. Електромонтажні роботи	5	174118,25
5. Консультаційні послуги	3	104470,95
6. Земельні витрати	1	34823,65
Всього	100	4004719,75

6.3 Поточні витрати

Щорічні поточні витрати на систему розраховуються як сума статей витрат:

1. На експлуатацію – 66,8 %:

- ремонт – 80 %
 - поточний – 94 %
 - капітальний – 6 %;
- обслуговування – 20 %.

2. Інші витрати – 33,2 %:

- податок на нерухомість;
- менеджмент;
- страхування;
- передача електроенергії;
- обслуговування підстанції.

Значення поточних витрат при експлуатації і обслуговуванні системи за перший рік наведено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Структура поточних витрат

Стаття поточних витрат	% від суми поточних витрат	Сума витрат,
		грн.
1. Експлуатація	71,5	954458,21
1.1. Ремонт	80	763566,57
1.1.1. Поточний	90	687209,91
1.1.2. Капітальний	10	76356,66
1.2. Обслуговування	20	190891,64
2. Інші витрати	28,5	380448,38
Загалом:	100	1334906,58

6.4 Інвестиційні затрати

Сумарні інвестиційні витрати складаються із вартості сумарних капітальних витрат та сумарної вартості поточних витрат за перший рік експлуатації. Значення інвестиційних витрат для будівництва та експлуатації об'єкту наведені на рисунку 6.1 та у табл. 6.4:



Рисунок 6.1 – Інвестиційні затрати

Таблиця 6.4 – Інвестиційні затрати

Витрати	Вартість, %	Вартість, грн
Капітальні витрати	75	4004719,75
Поточні витрати	25	1334906,583
Всього:	100	5339626,33

Сумарне значення інвестиційних затрат для будівництва, монтажу та експлуатації об'єкту встановленою потужністю 50 кВт становить 5,33 млн. грн.

6.5 Амортизація

Для амортизації було обрано прямолінійний (рівномірний) метод. Він полягає в тому, що кожного року на собівартість виготовленої продукції переноситься однакова частина вартості основних фондів.

Норма амортизації визначається за формулою 6.1:

$$\begin{aligned} N_A &= \frac{1}{T} \cdot 100\% = \\ &= \frac{1}{20} \cdot 100\% = 5\%, \end{aligned} \quad (6.1)$$

де T – термін корисного використання обладнання, років.

За прямолінійного методу щорічні амортизаційні відрахування обчислюються за формулою 6.2:

$$\begin{aligned} A_P &= OF_{\Pi} \cdot \frac{N_A}{100\%} = \\ &= 4004719,75 \cdot \frac{5\%}{100\%} = 200\,235 \text{ (грн)}, \end{aligned} \quad (6.2)$$

де A_P – річні амортизаційні відрахування, грн.;

OF_{Π} – балансова (первісна) вартість об'єкта основних фондів, тобто капітальні витрати при будівництві і монтажі ВЕС, грн.;

N_A — норма амортизації, %.

6.6 Собівартість електроенергії

Собівартість – це всі грошові витрати підприємства на виробництво і реалізацію продукції.

Собівартість електроенергії, що виробляється об'єктом потужністю 50 кВт розрахуємо за формулою 6.3:

$$C = \frac{\frac{ПВ}{T} + A_P}{E_p} = \quad (6.3)$$

$$= \frac{\frac{1334906,58}{20} + 200235,98}{119505} = 2,23 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{год}},$$

де PB – поточні витрат при експлуатації і обслуговуванні ВЕС, тис. грн.;

T – термін корисного використання обладнання, років;

A_P – річні амортизаційні відрахування, тис. грн.;

E_P – реальний річний виробіток електроенергії ВЕС, МВт·год.

6.7 Прибуток та рентабельність

Прибуток — це та частина виручки, що залишається після відшкодування всіх витрат на виробничу і комерційну діяльність підприємства.

Прибутковість підприємства вимірюється двома показниками – прибутком і рентабельністю. Прибуток виражає абсолютний ефект без урахування використаних ресурсів. Тому для аналізу його доповнюють показником рентабельності.

Прибуток визначається за формулою 6.4:

$$\begin{aligned} P &= C_{\text{ЕЛ}} - C = \\ &= 4,51 - 2,23 = 2,27 \text{ грн}, \end{aligned} \quad (6.4)$$

P – прибуток, грн;

$C_{\text{ЕЛ}}$ – ціна за вироблену електроенергію комплексною системою домашньої генерації вітро та сонячної енергетики, що розрахована за зеленим тарифом, потужністю більше до 50 кВт, введених в експлуатацію до 2019 року включно – 451,72 коп/кВт·час.

C – собівартість виробленої ВЕС електроенергії, грн.

Рентабельність — поняття, що характеризує економічну ефективність виробництва, за якої підприємство за рахунок грошової виручки від реалізації електроенергії повністю відшкодовує витрати на її виробництво й одержує прибуток як головне джерело розширеного відтворення.

Рентабельність визначається за формулою 6.5:

$$P = \frac{P}{C_{\text{ЕЛ}}} \cdot 100\% = \frac{2,27}{4,51} \cdot 100\% = 50 \%, \quad (6.5)$$

де P – валовий прибуток від реалізації електроенергії, грн.;

$C_{\text{ЕЛ}}$ – ціна за вироблену електроенергію комплексною системою домашньої генерації вітро та сонячної енергетики, що розрахована за зеленим тарифом, потужністю більше до 50 кВт, введених в експлуатацію до 2020 року включно – 451,72 коп/кВт·час.

6.8 Термін окупності

Термін окупності інвестицій – термін, протягом якого інвестор може відшкодувати початкові затрати, забезпечивши при цьому бажаний рівень доходності.

Загальна формула для розрахунку терміну окупності визначається за формулою 6.6:

$$PP = \frac{I \cdot 10^3}{C_{\text{ЕЛ}} \cdot E_P} = \frac{5,33 \cdot 10^3}{4,51 \cdot 119505} = 10 \text{ років}, \quad (6.6)$$

де PP – термін окупності, років;

P – валовий прибуток від реалізації електроенергії, грн.;

I – обсяг інвестицій по проекту, млн. грн.;

E_P – реальний річний виробіток комплексної системи, кВт·год.

6.9 Висновок

Було проведено повний економічний розрахунок рентабельності проекту. У результаті кошторисного розрахунку собівартість обладнання системи, включає елементи ВЕС та СЕС, та систему резервації потужності становить 5,3 млн гривень.

Капітальні витрати становлять, включаючи підготовчі роботи, вартість обладнання, витрати на фундамент, електромонтажні роботи, консультаційні витрати та земельні роботи 4 004 719 гривень.

Поточні витрати становлять, включаючи ремонт поточний та капітальний, обслуговування, податок на нерухомість, менеджмент, страхування, передача електроенергії 1 334 906 гривень.

Сумарне значення інвестиційних затрат для будівництва, монтажу та експлуатації об'єкту встановленою потужністю 50 кВт становить 5 339 626 гривень.

Собівартість електричної енергії становить $2,23 \frac{\text{грн}}{\text{кВт}\cdot\text{год}}$, прибуток становить 2,27 грн. Рентабельність системи становить 50%.

На основі вищепереличених розрахунків було визначено термін окупності систем. За рахунок використання накопчування електричної енергії у відношенні 20% від встановленої потужності генерації для регулювання виробітку та передачі у ОЕС термін окупності становить 10 років.

РОЗДІЛ 7
РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП ПРОЕКТУ

7.1 Впровадження системи комплексного моніторингу за параметрами вітро-сонячної станції з елементами резервації потужності

Метою розроблення цього стартап-проєкту є зручне слідкування та регуляція параметрів системи з використанням об'єкту вітроенергетики та сонячної енергетики в сукупності з пристроями акумулювання

Проєкт з впровадженням напівавтоматичної системи моніторингу та керування виробітку комплексної системи має за мету покращення якості електричної енергії у мережі за рахунок регулювання видачі, зберігання та трансформування енергії у системі з легким керуванням на мобільному пристрої.

Даний проєкт можна реалізовувати на будь-яких комплексних станціях з комбінованим використанням різних джерел відновлюваної енергетики як для домашнього господарства, так і для потужних, індустріальних об'єктів

7.2 Опис ідеї стартап-проєкту

Зміст ідеї. Використання системи моніторингу та регуляції потужності об'єктів Відновлюваної Енергетики, що видається в мережу є першочерговим питанням для Об'єднаної Електричної Мережі України. За рахунок такого регулювання, електрична станція стає гнучкою для попиту у мережі та видає енергію тоді, коли мережа у ній потребує

Напрямок застосування. Сонячна енергетика, вітроенергетика, біоенергетика та резервування потужностей у відновлюваній енергетиці.

Переваги користувача. Запобігання втрат у мережі та можливого перевиробітку, діагностування неполадок у системі та контроль в цілому.

7.3 Переваги стартап-проєкту

Щоб зрозуміти чим відрізняється звичайна система контролю електростанції, що встановлені у інвертор проведемо аналіз техніко-економічних переваг стартап-проєкту:

- регулювання потужностей та виявлення проблем у системі можливо у напівавтоматичному режимі на відстані від енергетичного об'єкту за

допомогою комп'ютера, смартфона або ноутбуку, які приєднані до мережі Інтернет;

- система буде приймати рішення в залежності від стану обладнання, мережі, та оповіщати про це онлайн. При серйозній неполадці система реагує миттєво, і втручання людини не потрібно. У разі необхідності втручання з боку користувача, це можна зробити віддалено.

7.4 Технологічний аудит стартап-проєкту

В цьому підрозділі проводиться аудит того, за допомогою яких технологій комплексну систему моніторингу та регулювання можна реалізувати у використанні.

Для реалізації даної ідеї буде налагоджено об'єднану систему моніторингу за допомогою спеціальних пристроїв, що вбудовані у інвертор та сполучаються з електричною мережею та оброблять, зберігають та передають інформацію в онлайн систему для збору та подальшого оброблення інформації. Прилад аналізує роботу системи як зі сторони генерації та зберігання електричної енергії, так і з електричної мережі.

7.5 Аналіз можливостей для запуску стартап-проєкту

Такий проєкт дає можливість не тільки контролювати та здійснювати моніторинг сонячної системи, а створений для регулювання потужності об'єднаної системи у сполученні вітрогенераторів та сонячних панелей, акумуляторів та системи на біопаливі.

Завдяки розширення можливостей регуляції цей проєкт є набагато доступнішим для ширшого кола користувачів об'єктів відновлюваної енергетики

В табл. 4.3 представлено сильні (Strong) та слабкі (Weak) сторони, загрози (Trouble) і можливості (Opportunity).

Таблиця 4.3 – SWOT-аналізування стартап-проекту

Сильні сторони: дуже низька вартість реалізації проекту, просте встановлення, напівавтоматичне регулювання та контроль за станцією і мережею водночас	Слабкі сторони: для реалізації у існуючі станції потрібно її виводити на певний проміжок часу встановлення
Можливості: Можливе встановлення не тільки на сонячні станції, а й на об'єднані об'єкти генерації відновлюваної енергетики	Загрози: Нема

7.6 Висновок

Отже, система регуляції та моніторингу потужності об'єктів відновлюваної енергетики дає можливість мати уявлення про роботу комплексної системи виробітку, зберігання та передачі енергії у електричну мережу без візуального огляду та безпосередньої присутності. Дозволяє зменшити час на пошук несправності та відреагувати напівавтоматично на ситуацію у мережі. Також система регуляції дозволяє зменшити ймовірність перевиробітку електричної енергії, тим самим не втрачаючи прибуток.

РОЗДІЛ 8

ОХОРОНА ПРАЦІ

8.1 Аналіз факторів небезпеки під час використання обладнання вітрогенераторів та сонячного обладнання напругою 0,4 кВ

Першим небезпечним фактором під час використання вітроагрегатів та сонячного обладнання станції напругою 0,4 кВ є напруга, що зумовлює проходження електричного струму через тіло людини через дотикання до струмовідних частин електрообладнання. Нижче представлено можливі варіанти приєднання людини до електричного кола. [15]

Для однофазного прямого дотику до струмовідних частин з напругою мережі 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю при нормальному режимі формула для розрахунка струму, який проходить через людину виглядає наступним чином 7.1:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{л1ф}}} = \frac{220}{1500} = 0,146 \text{ (A)}, \quad (7.1)$$

де $U_{\text{ф}}$ - фазова напруга у електромережі

$R_{\text{л1ф}}$ - опір людини при умові однофазного дотику

При двофазному прямому дотик до струмовідних частин з напругою мережі 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю при аварійному режимі формула для розрахунка струму, який проходить через людину виглядає наступним чином 7.2:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{пр}}}{R_{\text{л1ф}}} = \frac{2 \cdot U_{\text{л}}}{3 \cdot R_{\text{л1ф}}} = \frac{2 \cdot 380}{3 \cdot 1,5} = 0,169 \text{ (A)}$$

де $U_{\text{ф}}$ - фазова напруга у електромережі (7.2)

$R_{\text{л1ф}}$ - опір людини при умові однофазного дотику

$U_{\text{л}}$ - лінійна напруга у електромережі

У разі двофазного прямого дотику до струмовідних частин з напругою мережі 0,4 кВ формула для розрахунка струму, який проходить через людину виглядає наступним чином 7.3:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{л}}}{R_{\text{л2ф}}} = \frac{380}{1} = 0,38 \text{ (A)} \quad (7.3)$$

де $U_{\text{л}}$ - лінійна напруга у електромережі

$R_{л2ф}$ - опір людини при умові двофазного дотику

При прямому дотику до нульового та фазного дротів з напругою мережі 0,4 кВ режимі формула для розрахунку струму, який проходить через людину виглядає наступним чином 7.4:

$$I_{л} = \frac{U_{ф}}{R_{л}} = \frac{220}{1} 0,22 \text{ (A)} \quad (7.3)$$

де $U_{ф}$ - фазова напруга у електромережі

$R_{л1ф}$ - опір людини при умові однофазного дотику

Під час роботи з вітрогенераторами та фотомодялами приєднання людини до мережі під напругою 400 В небезпечне для життя, так як струми ураження перевищують допустимі значення в усіх вищеприведених випадках.

8.2 Засоби захисту від електричного струму мережі за нормального функціонування електрообладнання

Перед тим як ввести в обслуговування та використання електрообладнання сонячної станції напругою 0,4 кВ проводиться контроль ізоляції, для того зробити обладнання придатним для подальшого використання. Вимірювання опору ізоляції проводиться за допомогою мегаомметра випробовувальною напругою 1 кВ, але при цьому опір кожного електричного устаткування не має бути меншим, ніж 500 кОм. [12]

На корпус інвертора необхідно наносити знак безпеки «Обережно! Електрична напруга!». Позначення кожної фази системи змінного струму здійснюється літерами, цифрами та відповідним кольором:

- шини фази А (L1) – жовтим кольором;
- шини фази В (L2) – зеленим кольором;
- шини фази С (L3) – червоним кольором;
- нейтраль (N) – повздовжніми лініями жовтого та зеленого кольорів.

Шини зі сторони змінного струму розташовують так: А-В-С – зверху до низу (горизонтальне розташування); А – найбільш віддалена, В – посередині, С – найближча (вертикальне розташування).

У випадку аварійної ситуації, захист працюючих на СЕС забезпечується заземленням електричного обладнання.[21]

Щоб забезпечити безпечне використання електричного обладнання сонячної станції використовують електричні захисні засоби, що приведені в табл. 7.1:

Таблиця 7.1 – Засоби захисту на СЕС

№	Назва	Тип	Кількість
Основні електричні захисні засоби			
1	Штанга для проколювання кабелю	ППК-10	1
2	Ізолюючі кліщі	К-1000	1
3	Рукавички діелектричні	Зі швами	2 комп.
4	Показчик напруги	УНН-1Ш	1
Додаткові електричні захисні засоби			
5	Калоші діелектричні	-	1 комп.
6	Килим діелектричний	-	1
7	Окуляри захисні	-	1

8.3 Пожежна безпека

Під час використання фотоелектричного устаткування напругою 0,4 кВ, пожежу можуть створити, такі матеріали: полівінілхлоридна або паперова кабельна ізоляція, ізолюючі матеріали електрообладнання, лако-фарбове покриття електроустановок. [14]

Викликати пожежу можуть такі фактори: коротке замкнення, струмове перевантаження проводів чи кабельної лінії, великі перехідні опори при звуженні на шляху протікання струму, несправність електроустановок, неправильне дотримання працівниками пожежної безпеки на даному об'єкті.

Для уникнення пожежної ситуації необхідно:

- дотримуватись правил пожежної безпеки, всім хто знаходиться на даному об'єкті;
- підтримувати справність захисного відключення електроустановок від мереж.

В якості пожежної сигналізації використовується охоронна сигналізація типу УОТС-11. В ній присутні теплові та димові датчики.

Передбачається стаціонарне розведення водного пожежогасіння з пожежними кранами в ящиках, що розміщуються на стіні.

Головні засоби для гасіння пожежі розташовуються на пожежному щиті: багор, ящик з піском, лом, сокира, щільна тканина, лопата, порошковий вогнегасник типу ОУ-5, вуглекислий вогнегасник типу ОХП-10.

Вимоги щодо пожежної безпеки:

1. До будь-яких будівель завжди повинен бути вільний доступ.
2. На підприємстві, у всіх приміщеннях мають бути таблички, де написано про місцезнаходження засобів з гасіння пожежі.
3. Для будь-яких споруд мають бути визначені категорії вибухової та пожежної небезпеки за ОНТП 24-86, а також визначені класи зон за нормативним документом ДНАОП 0.00.1-32-01 «Правила будови електроустановок»
4. Працівники зобов'язані вміти використовувати вогнегасники та пожежними кранами, що розташовані в приміщенні.
5. Вентиляційні проходи, електрощитові та технічні кімнати не мають використовуватись для зберігання старого обладнання, меблів та інших предметів.
6. Електрощитові приміщення, вентиляційні проходи, двері горищ повинні бути замкнені. У випадку необхідності, на них встановлюють таблички з вказаним місцем зберігання ключів.
7. Перевірка справності вогнегасників та засобів гасіння пожежі повинні перевірятися не рідше одного разу на рік, та складати акт про їх перевірку.
8. Приміщення, де знаходиться електрообладнання, комп'ютери та обчислювальна техніка, оснащуються спеціальними вогнегасниками (вуглекислотними чи порошковими), з урахуванням, що на кожні 20 кв. м

ємність вогнегасника – 3 л. Після закінчення роботи всі електротехнічні прилади повинні вимикатися від електричної мережі.

9. В приміщенні забороняється розводити багаття та відкритий вогонь.

Діяльність працівників у разі виникнення загоряння:

1. Виявивши пожежу або перші ознаки загорання кожен робітник зобов'язаний:

- одразу повідомляти про надзвичайну ситуацію в службу пожежної безпеки за телефоном «101», сказавши при цьому адресу де знаходиться об'єкт, кількість поверхів в будівлі, місце виникнення загорання, чи є на місці пожежі люди, а також власне прізвище та ім'я;

- по можливості, вжити заходи щодо евакуації персоналу та цінних матеріалів та речей, гасити пожежу наявними вогнегасниками та іншими засобами, що призначені для гасіння пожежі;

- повідомити власника підприємства, або керівника, про виникнення пожежі.

2. Повідомлений про виникнення пожежі керівник, або власник, повинен:

- впевнитись у тому, що була викликана служба пожежної безпеки;

- впевнитись у тому, що весь персонал проінформований про пожежну небезпеку;

- за необхідності, вимкнути живлення струмоприймачів та вентиляції;

- у разі загрози здоров'ю та життю персоналу, необхідно організувати евакуацію, та вивести людей із зони ризику тих осіб, які не займаються ліквідацією пожежної ситуації;

- проконтролювати правильність дії персоналу, який ліквідує пожежу, згідно Правил техніки безпеки;

- забезпечити зустріч служби пожежної безпеки, допомогти їм знайти місце пожежі, та надати допомогу при її ліквідації.

3. Забезпечити безперешкодний доступ рятувальній службі, до їх прибуття на місце.

4. У разі наявності потерпілих, надавати першу медичну допомогу, викликати карету швидкої допомоги за номером «103». Якщо нема можливості викликати лікаря, то вжити заходи для переміщення потерпілих до найближчого медичного закладу.

8.4 Заходи обмеження ризику небезпек на ВЕС

1. Загальна кількість аварійних подій в індустрії вітроенергетики в термінах загибелі людей, в тому числі сторонніх (особи третьої сторони), і їх серйозних ушкоджень доволі мала, але їх відсоток є високим у порівнянні до окремих видів індустріальної діяльності. В практиці регулювання ризику третьої сторони навколо потенційно небезпечних об'єктів встановлюється зона громадської безпеки (ЗГБ), яка є аналогом СЗЗ, з межами уздовж контурів індивідуального ризику нормативних значень.[13]

2. Ризики захворювання від експозиції до небезпечних речовин мінімальні, але потужність вітру вирізняється унікальними індустріальними ризиками для персоналу, що працює у небезпечних умовах:

- 1) відокремлення лопатей від валу ротора;
- 2) руйнування ВЕУ, як правило, в результаті її вибігу;
- 3) руйнування (колапс) вежі;
- 4) перегрів і пожежа на елементах ВЕУ;
- 5) небезпечні погодні умови;
- 6) робота на суттєво великих висотах (близько 100 м для ВЕУ > 2МВт);
- 7) користування машинним устаткуванням, що обертається;
- 8) підйом і утримання важкого устаткування;
- 9) користування високою електричною напругою;
- 10) транспортний доступ;
- 11) удари блискавки;

12) експозиція до небезпечних розчинних хімічних речовин при виробництві роторів;

13) масляні проливи;

14) нашарування криги тощо.

3. Ведеться статистика нещасних випадків на ВЕУ (ВЕС) у світі і найбільш всесторонньо серед усіх існуючих будь-де є статистика Caithness Windfarms Information Forum (CWIF, остання версія скомпільована на 31 березня 2019 р.) [14].

4. Методика розрахунку індивідуального або соціального ризику третьої сторони для ВЕУ (ВЕС) відсутня. Надійність окремих компонентів ВЕУ, визначена через кількість відмов на год-1, є високою. Результати виконаних досліджень показують, що взагалі індивідуальний ризик третьої сторони для ВЕУ є нижчим від нормативного припустимого значення

5. В результаті екстремального вітру може статися руйнування вежі (колапс) ВЕУ, а зона, в межах якої існує ризик третьої сторони, в даному випадку визначається розмірами ВЕУ – ~20 м. Розрахунки також показують, що розкид лопатей (уламків лопатей) для ВЕУ з роторами діаметром 10-20 м і максимальною швидкістю обертання 90-100 об/хв., не повинен перевищувати відстань 30 м. Практичні дослідження розкидів льоду показали, що їх відстань залежить від переважаючих умов вітру і може сягати ~40 м від основи ВЕУ.

8.5 Висновок

В даному розділі приводиться аналіз шкідливих та небезпечних факторів під час користування вітрогенераторами та фотоелектричним а також акумулюючим обладнанням потужністю 50 кВт, показано можливі ситуації попадання людини під дію електричного струму та оцінена небезпека. Щоб зробити умови праці безпечнішими, проводять спеціальні профілактичні заходи, наприклад: використання знаків безпеки «Обережно! Електрична напруга!», маркування деяких частин обладнання, дотримання відповідного колорування та розміщення неізольованих струмовідних частин. Додатково

для забезпечення умов праці було проведено розрахунок заземлення та приведені правила пожежної безпеки.

Шкідливий вплив на навколишнє середовище – мінімальний.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

1. Проведено аналіз стану Об'єднаної Електричної Мережі України, що показало потребу у регуляції генерації об'єктів відновлюваної енергетики, для досягнення цієї мети були проаналізовані існуючі варіанти резервування потужності відновлюваних джерел енергії
2. Сформовано техніко-економічне рішення комплексної вітро-сонячної електростанції з резервуванням її потужності електрохімічними акумуляторами енергії для задоволення потреб домашнього господарства та продажу електричної енергії за «Зеленим тарифом», встановленою потужністю у 50 кВт яка виробляє 120 000 кВт за рік та має можливість резервувати потужності у 20% від виробленої електричної енергії за день, при цьому покриває 100% потреби домашнього господарства. Термін окупності комплексної системи становить 10 років
3. Розроблено стартап проект удосконалення роботи комплексної вітро-сонячної електростанції шляхом резервування її потужності електрохімічними акумуляторами енергії для задоволення потреб домашнього господарства у Херсонській області та продажу електричної енергії за «Зеленим тарифом» у мережу. Розроблено вітро-сонячну електростанцію потужністю 50 кВт, у якості сонячної генеруючої потужності було обрано 78 фотомодулів компанії KNEES PV марки SNRG-390-FR72-5BB-MONOPERC з системою з 4х двоосних сонячних трекерів SunFlower AS-20. Було обрано трьохлопатевий вітрогенератор компанії Flamingo Aero WES-20 потужністю 20 кВт. Інвертором було обрано Abi Solar марки HT 10K3P у кількості 3 штук. Для забезпечення резервації потужності на 20% за день було обрано акумулятори Battery-Box Pro 13.8 ємністю 13,8 кВт·год у кількості 5 штук. Розроблено стартап проект для удосконалення роботи комплексної вітро-сонячної електростанції з резервуванням потужності електрохімічними акумуляторами.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Electrical Energy Storage. Режим доступу: https://storage-iecwebsite-prd-iec-ch.s3.eu-west-1.amazonaws.com/2019-09/content/media/files/iec_wp-electrical_energy_storage-en.pdf;
2. Встановлена потужність енергосистеми України на 01/2021. Режим доступу: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/#>;
3. Технологічні втрати електроенергії за 4 місяці 2020 року. Режим доступу: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/1214-techno-energy-losses>;
4. Нова енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, Енергоефективність, Конкурентоспроможність» Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245213112>;
5. Технічний лист характеристик інверторного обладнання Abi Solar марки HT 10K3P. Режим доступу: https://abi-solar.com/uk/download/HT_ru.pdf;
6. Технічний лист характеристик сонячних панелей KNEES. Режим доступу: <http://kness.energy/sonyachni-moduli/>;
7. Технічний лист характеристик накопичувачів енергії BYD Battery BOX. Режим доступу: https://krannich-solar.com/fileadmin/content/data_sheets/storage_systems/Turkey/db_sb_byd_b-box_brochure_en.pdf;
8. Renewables in Ukraine Report. Режим доступу: https://home.kpmg/content/dam/kpmg/ua/pdf/2019/09/Renewables-Report_2019-ua.pdf;
9. Annual Report Ukrenergo. Режим доступу: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/02/Annual-report_2016.pdf;
10. AS Sunflower 20, трьохосьовий трекер. Режим доступу: <https://energostar.kiev.ua/p746439008-solnechnyj-treker-dvuhosnyj.html>;
11. Розрахунок сонячних кутів та приходу сонячної радіації. Режим доступу: http://vde.kpi.ua/images/articles/gaevskii/educ/photoen/RR_PVpower.pdf;
12. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України. Київ:2017 - 617 с;

13. В.М. Головка. Основи експлуатації енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії. – Київ: НТУУ «КПІ», 2010. – 139 с.;
14. НАПБ А.01.001-2004 «Правила пожежної безпеки в Україні». К.: Міністерство внутрішніх справ України, 2014. – 124 с.;
15. ДНАОП 0.00.1-32-01 «Правила будови електроустановок». Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>;
16. Топографічна карта України. Режим доступу: <http://www.ua-maps.com/map-143/>;
17. Довідник «Справочник по климату СССР. Выпуск 10. Украинская ССР. Часть III – Ветер. 1967р.»;
18. Укргідрометцентр. Режим доступу: <https://www.meteo.gov.ua>;
19. Суржик Т.В. Проектування енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії – Київ: НТУУ «КПІ», 2017. – 81 с.;
20. Довідник «Справочник по климату СССР. Выпуск 10. Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние. Часть 1. 1966р.»;
21. Основи охорони праці. Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/108579/CD498.pdf?sequence=1&isAllowed=y>;
22. Flamingo Aero. Режим доступу: <https://ggc.com.ua/electric-power-supply/wind-generators/wind-turbines-flamingo-aero.html>;
23. ABISolar. Режим доступу: <https://abi-solar.com/uk/про-компанію>;
24. Фотомодулі SunPower. Режим доступу: <https://us.sunpower.com/sites/default/files/supplementarytechspec-p-series-commercialpanels.pdf>;
25. Фотомодулі JaSolar. Режим доступу: <https://www.jasolar.com.cn/uploadfile/2020/0619/20200619044138806.pdf>;
26. Фотомодулі Risen. Режим доступу: <https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/40022>;
27. Герметичні NiCd батареї SEBL. Режим доступу: https://pulsar.kiev.ua/sebl_nikel-kadmievye_akkumulyatory_everexceed;
28. Свинцево-кислотні акумулятори. Режим доступу: https://pulsar.kiev.ua/ostar_battery_general_series

Додаток А

Середні щогодинні величини інтенсивності прямої I_s та розсіяної I_d СР
(Вт/м²) та їх денні суми (Вт.год/м²) для всіх місяців для м. Херсон

Година		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Сумма
Січень	Is	0	23	47	70	81	93	81	58	23	0	476
	Id	12	35	81	128	151	140	116	81	35	12	791
Лютий	Is	0	23	93	105	140	140	128	93	35	12	769
	Id	23	70	116	163	174	174	163	116	81	23	1103
Березень	Is	47	108	163	209	233	244	209	163	116	58	1550
	Id	70	128	174	209	221	221	209	174	128	70	1604
Квітень	Is	105	186	267	337	361	372	326	267	198	105	2524
	Id	116	163	209	221	233	233	221	186	151	116	1849
Травень	Is	140	221	314	372	407	407	372	325	244	151	2953
	Id	128	188	221	256	267	256	256	221	186	151	2178
Червень	Is	209	326	395	465	512	512	477	419	326	198	3839
	Id	151	186	209	233	233	233	221	198	174	151	1989
Липень	Is	233	361	477	547	593	593	547	454	337	244	4386
	Id	140	163	186	209	209	209	198	186	163	140	1803
Серпень	Is	186	291	419	488	535	512	477	407	291	174	3780
	Id	116	151	174	186	186	198	186	174	151	116	1638
Вересень	Is	128	221	314	395	430	419	361	279	180	105	2832
	Id	93	128	163	174	186	198	186	163	140	93	1524
Жовтень	Is	47	116	198	256	314	302	279	209	128	47	1896
	Id	58	105	140	163	174	174	151	128	93	47	1233
Листопад	Is	12	35	58	93	128	140	116	70	47	12	711
	Id	23	58	105	140	151	140	128	105	58	12	920
Грудень	Is	0	12	35	47	70	70	70	35	12	0	351
	Id	12	35	70	105	116	116	93	70	35	12	664

Додаток Б

Січень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	23,4	170,82	1,10
	2-3	2,5	3,01	22,8	166,44	133,87
	4-5	4,5	5,42	23,4	170,82	801,26
	6-7	6,5	7,83	16,2	118,26	1671,76
	8-9	8,5	10,24	7,6	55,48	1753,84
	10-11	10,5	12,66	2,5	18,25	1087,50
	12-13	12,5	15,07	2,6	18,98	1908,20
	14-15	14,5	17,48	0,7	5,11	801,90
	16-17	16,5	19,89	0,6	4,38	1012,80
	18-20	18,5	22,30	0,2	1,46	475,84
	21-24	20,5	22,30	0	0	0,00
	25-28	22,5	24,71	0	0	0,00
	Сума:			100	730	9648,07

Лютий	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	20,5	149,65	0,96
	2-3	2,5	3,01	20,6	150,38	120,95
	4-5	4,5	5,42	22,9	167,17	784,14
	6-7	6,5	7,83	18,2	132,86	1878,16
	8-9	8,5	10,24	10	73	2307,69
	10-11	10,5	12,66	2,5	18,25	1087,50
	12-13	12,5	15,07	3,5	25,55	2568,73
	14-15	14,5	17,48	0,7	5,11	801,90
	16-17	16,5	19,89	0,7	5,11	1181,60
	18-20	18,5	22,30	0,4	2,92	951,69
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	11683,31

Березень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	21,2	154,76	1,00
	2-3	2,5	3,01	22,1	161,33	129,76
	4-5	4,5	5,42	21,1	154,03	722,50
	6-7	6,5	7,83	16,2	118,26	1671,76
	8-9	8,5	10,24	9	65,7	2076,92
	10-11	10,5	12,66	3	21,9	1305,00
	12-13	12,5	15,07	4,9	35,77	3596,22
	14-15	14,5	17,48	0,6	4,38	687,35
	16-17	16,5	19,89	1,2	8,76	2025,60
	18-20	18,5	22,30	0,7	5,11	1665,46
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	13881,55

Квітень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	23,1	168,63	1,09
	2-3	2,5	3,01	25,6	186,88	150,31
	4-5	4,5	5,42	22,8	166,44	780,71
	6-7	6,5	7,83	14,6	106,58	1506,65
	8-9	8,5	10,24	7,2	52,56	1661,53
	10-11	10,5	12,66	1,7	12,41	739,50
	12-13	12,5	15,07	3,5	25,55	2568,73
	14-15	14,5	17,48	0,2	1,46	229,12
	16-17	16,5	19,89	0,7	5,11	1181,60
	18-20	18,5	22,30	0,6	4,38	1427,53
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	10246,76

Травень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	24,5	178,85	1,15
	2-3	2,5	3,01	27,7	202,21	162,64
	4-5	4,5	5,42	23,9	174,47	818,38
	6-7	6,5	7,83	13,6	99,28	1403,46
	8-9	8,5	10,24	5,8	42,34	1338,46
	10-11	10,5	12,66	1,8	13,14	783,00
	12-13	12,5	15,07	2,3	16,79	1688,02
	14-15	14,5	17,48	0,1	0,73	114,56
	16-17	16,5	19,89	0,3	2,19	506,40
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	6816,061

Червень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	28,7	209,51	1,35
	2-3	2,5	3,01	28,3	206,59	166,16
	4-5	4,5	5,42	23,1	168,63	790,99
	6-7	6,5	7,83	13,5	98,55	1393,14
	8-9	8,5	10,24	4,4	32,12	1015,38
	10-11	10,5	12,66	1	7,3	435,00
	12-13	12,5	15,07	0,9	6,57	660,53
	14-15	14,5	17,48	0,1	0,73	114,56
	16-17	16,5	19,89	0	0	0,00
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	4577,10

Липень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	27,7	202,21	1,30
	2-3	2,5	3,01	27,3	199,29	160,29
	4-5	4,5	5,42	25,1	183,23	859,47
	6-7	6,5	7,83	13,9	101,47	1434,42
	8-9	8,5	10,24	4,5	32,85	1038,46
	10-11	10,5	12,66	0,7	5,11	304,50
	12-13	12,5	15,07	0,7	5,11	513,75
	14-15	14,5	17,48	0,1	0,73	114,56
	16-17	16,5	19,89	0	0	0,00
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	4426,73

Серпень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,603	32,1	234,33	1,51
	2-3	2,5	3,014	30,2	220,46	177,32
	4-5	4,5	5,426	20,9	152,57	715,66
	6-7	6,5	7,837	11	80,3	1135,15
	8-9	8,5	10,249	3,5	25,55	807,69
	10-11	10,5	12,660	0,7	5,11	304,50
	12-13	12,5	15,072	1,1	8,03	807,31
	14-15	14,5	17,484	0,1	0,73	114,56
	16-17	16,5	19,895	0,4	2,92	675,20
	18-20	18,5	22,307	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,718	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,130	0	0	0,00
	Сума:			100	730	4738,88

Вересень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	38,3	279,59	1,80
	2-3	2,5	3,01	27,8	202,94	163,22
	4-5	4,5	5,42	19,1	139,43	654,02
	6-7	6,5	7,83	8,8	64,24	908,12
	8-9	8,5	10,24	3,6	26,28	830,77
	10-11	10,5	12,66	1,1	8,03	478,50
	12-13	12,5	15,07	0,9	6,57	660,53
	14-15	14,5	17,48	0,3	2,19	343,67
	16-17	16,5	19,89	0,1	0,73	168,80
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	4209,43

Жовтень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	33,9	247,47	1,59
	2-3	2,5	3,01	24,9	181,77	146,20
	4-5	4,5	5,42	20,4	148,92	698,53
	6-7	6,5	7,83	12,3	89,79	1269,30
	8-9	8,5	10,24	5	36,5	1153,84
	10-11	10,5	12,66	1,5	10,95	652,50
	12-13	12,5	15,07	1,5	10,95	1100,88
	14-15	14,5	17,48	0,1	0,73	114,56
	16-17	16,5	19,89	0,4	2,92	675,20
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	5812,60

Листопад	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	25,2	183,96	1,18
	2-3	2,5	3,01	26,8	195,64	157,35
	4-5	4,5	5,42	21	153,3	719,08
	6-7	6,5	7,83	15,9	116,07	1640,81
	8-9	8,5	10,24	6,6	48,18	1523,07
	10-11	10,5	12,66	2,3	16,79	1000,50
	12-13	12,5	15,07	1,6	11,68	1174,28
	14-15	14,5	17,48	0,4	2,92	458,23
	16-17	16,5	19,89	0,2	1,46	337,60
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	7012,09

Грудень	Діапазон швидкості	Швидкість вітру на висоті флюгера	Швидкість вітру на висоті опори	Імовірність даної швидкості, %	Тривалість даного вітру, год	Виробіток електроенергії ВЕС за місяць, кВт*год
	0-1	0,5	0,60	21,7	158,41	1,02
	2-3	2,5	3,01	22,2	162,06	130,34
	4-5	4,5	5,42	22,9	167,17	784,14
	6-7	6,5	7,83	17,3	126,29	1785,28
	8-9	8,5	10,24	9,8	71,54	2261,53
	10-11	10,5	12,66	3,2	23,36	1392,00
	12-13	12,5	15,07	2,5	18,25	1834,81
	14-15	14,5	17,48	0,2	1,46	229,12
	16-17	16,5	19,89	0,2	1,46	337,60
	18-20	18,5	22,30	0	0	0,00
	21-24	20,5	24,71	0	0	0,00
	25-28	22,5	27,13	0	0	0,00
	Сума:			100	730	8755,83

Додаток В

Назва обладнання	Кількість шт	Вартість за од. грн	Загальна вартість, грн
Вартість обладнання			
Фотомодуль KNEES PV, SNRG-390-FR72-5BB-MONOPERC	78	4 200	327 600
Двовісний сонячний трекер AS-Sunflower-20	4	150000	600 000
Гібридний інвертор Abi-Solar HT 10K3P	3	107000	321000
Система BEU Flamingo Aero WES-20 з супутніми комплектуючими	1	1370000	1370000
Акумулятор BYD Battery-Box Pro 13.8	5	169 235	846 175
Кабель BETAflam 1x6 1 м	50	42	2 100
Кабель ВВГнгд 5x10 1 м	20	130	2 600
Кабель ВВГ-П 3x6 1 м	20	40	800
Запобігач EATON PLHT-D63/3	3	3200	9 600
Запобігач EATON PL7-B50/3	3	830	2 490
Загальна вартість обладнання, грн			3 482 365
Підготовчі роботи			
Підготовчі роботи	1	200934	104 470
Електромонтажні роботи			
Монтаж сонячних панелей	78	200	15 600
Монтаж двовісних сонячних трекерів	4	5 000	20 000
Встановлення BEU	1	52235	52 235
Встановлення системи АКБ	1	35000	35 000
Пусконаладжувальні роботи	1	28 358	51 283
Загальна вартість монтажних робіт, грн			174 118
Консультаційні послуги			
Консультаційні послуги	1	104470,95	104 471
Земельні витрати			
Земельні витрати	1	34823,65	34 824
Консультаційні послуги			
Фундамент	1	104470	104 470
Загальна вартість установки			4 004 718

Додаток Г

Переріз струмоведучих жил, мм	Мідні жили проводів та кабелів			
	Напруга 220В		Напруга 380В	
	Струм, А	Потужність, кВТ	Струм, А	Потужність, кВТ
1.5	19	4.1	16	10.5
2.5	27	5.9	25	16.5
4	38	8.3	30	19.8
6	46	10.1	40	26.4
10	70	15.4	50	33
16	80	18.7	75	49.5
25	115	25.3	90	59.4
35	135	29.7	115	75.9
50	175	38.5	145	95.7
70	215	47.3	180	118.8
95	265	57.2	220	145.2
120	300	66	260	171.6

Додаток Д

Клас напруги	Довжина ліній електропередач (км)	в обслуговуванні (років)					
		менше ніж 25		більше ніж 25		включаючи більше ніж 45	
		км	%	км	%	Км	%
800-750 кВ	812,9	19,3	3406,2	80,7	98,5	2,3	2.3
	629,7	14,9	3589,4	85,1	513,3	12,2	12.2
	263,17	6,3	3955,9	93,7	846,21	20,1	20.1
500 кВ	38,1	10,2	336,6	89,8	0	0	0
	38,1	10,2	336,6	89,8	0	0	0
	38,1	10,2	336,66	89,8	177,06	47,2	47.2
400 кВ	0	0	338,9	100	338,9	100	100
	0	0	338,9	100	338,9	100	100
	0	0	338,95	100	338,95	100	100
330 кВ	2292,9	17,2	11053,7	82,8	6288,3	47,1	47.1
	1858,2	13,9	11488,4	86,1	6382,2	47,8	47.8
	1561,4	11,6	11862,3	88,4	7608,14	56,7	56.7
220 кВ	195,3	4,9	3780,7	95,1	3233,2	81,3	81.3
	208,6	5,2	3767,4	94,8	3289,7	82,7	82.7
	161,87	4,1	3814,1	95,9	3419,5	86,0	86.0
110-35 кВ	667,8	111,2	16,7	556,6	83,3	320,3	48,0
	667,8	111,2	16,7	556,6	83,3	366,5	54,9
	672,28	89,99	13,4	582,32	86,6	500,17	74,4
Загальна довжина ліній електропередач	22923,1	3450,4	15,1	19472,7	84,9	10279,2	44,8
	22923,1	2845,8	12,4	20077,3	87,6	10890,6	47,5
	23004,8	2114,6	9,2	20890,1	90,8	12889,9	56,0

Додаток Е

Назва обладнання	SNRG-390- FR72-5BB- MONOPERC	SunPower SPR - P19-390- COM	JA Solar JAM72D10- 390	Risen RSM146- 390M
Параметр	Значення	Значення	Значення	Значення
Максимальна потужність	390 Вт	390 Вт	390 Вт	390 Вт
Оптимальна напруга	49 В	52.3 В	49 В	48.3 В
Оптимальний струм	9.99 А	9.06 А	9.40 А	9.7 А
Напруга холостого ходу	40.5 В	43.1 В	40.5 В	40.25 В
Струм короткого замикання	9.56 А	15 А	10.14 А	9.56А
ККД	20.1 %	18.9 %	19.1 %	19,60%

Додаток Є

Назва обладнання	FA W-20	FA-9.0	FA 4-6,7/1000
Параметр	Значення	Значення	Значення
Номінальна потужність	20 кВт	8 кВт	4 кВт
Середній виробіток електроенергії	5000 кВт·год/місяць	2400 кВт·год/місяць	1200 кВт·год/місяць
Діаметр ротора	12,5 м	9 м	6,7 м
Вихідна напруга	400 В	96 В	48 В
Кількість лопатей	3	3	3
Висота опори	21-27 м	20-30 м	21-27 м
Стартова швидкість вітру	3 м/с	2,5 м/с	2,5 м/с
Розрахункова швидкість вітру	8 м/с	9,5 м/с	8 м/с
Максимальна експлуатаційна швидкість вітру	50 м/с	50 м/с	50 м/с
Номінальна частота обертання	100 об/хв	180 об/хв	145 об/хв