

Міністерство освіти і науки України
 Національний технічний університет
 «Дніпровська політехніка»
 Навчально-науковий Інститут Електроенергетики
 (інститут)
 Електротехнічний
 (факультет)
 Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ
 (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Дєдова Владислава Володимировича
 (ПІБ)

академічної групи 141М-19-3
 (шифр)

спеціальності 141 – ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА
 (код і назва спеціальності)

спеціалізації _____
 за освітньо-професійною програмою ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

(офіційна назва)

на тему **Обґрунтування параметрів обладнання та режимів роботи фотоелектричної станції з розробкою системи телемеханіки**

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:				
Технологічний розділ	Луценко І.М.			
Спеціальний розділ	Луценко І.М.			
Економічний розділ	Тимошенко Л.В.			
Рецензент	Немер П.В.			
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

Електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студенту Дєдов В.В. академічної групи 141м-19-3
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 – ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА
ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА

(офіційна назва)

на тему Обґрунтування параметрів обладнання та режимів роботи
фотоелектричної станції з розробкою системи телемеханіки

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 20.11.2020 р. № 965-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Провести огляд структури створення фотоелектричних станцій, розглянути основні принципи систем телемеханіки і автоматизованих систем керування.	12.10.20 -01.11.20
Спеціальний	Обґрунтувати параметри і режими використання обладнання телемеханіки для фотоелектричної станції.	02.11.20-29.11.20
Економічний	Виконати техніко-економічні розрахунки доцільності використання обладнання телемеханіки.	30.11.20-13.12.20

Завдання видано

(підпис керівника)

Луценко І.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 24.09.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії 17.12.2020

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Дєдов В.В.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 109 сторінок, 4 таблиці, 9 рисунків, 18 джерел, 1 додаток.

Ключові слова: фотоелектрична станція, сонячна станція, система телемеханіки, автоматизована система керування технологічним процесом, система моніторингу, SCADA система, обладнання телемеханіки, обґрунтування обладнання.

Мета кваліфікаційної роботи: провести обґрунтування обладнання та параметрів роботи фотоелектричної станції з розробкою системи телемеханіки, провести аналіз використання автоматизованих систем керування для сонячних станцій.

У вступі приводиться короткий опис того навіщо необхідно встановлювати автоматизовані системи керування для сонячних станцій і чому необхідно розвивати цей напрям.

У технологічному розділі розглядаються процеси та структури пов'язані з будівництвом і експлуатацією фотоелектричних станцій промислового типу.

У спеціальному розділі обґрунтовується обладнання яке застосовується при будівництві та експлуатації сонячних електростанцій. Проведені розрахунки параметрів роботи обладнання та фотоелектричної станції.

У економічному розділі проводиться техніко-економічне обґрунтування доцільності використання якісних і надійних автоматизованих систем керування та моніторингу.

Результати роботи: при впровадженні, надійного і якісного, обладнання та систем телемеханіки і автоматизованих систем керування, приводить до надійної роботи фотоелектричної станції що сприяє до підвищення прибутку.

ABSTRACT

Explanatory note: 95 pages, 4 tables, 1 figure, 20 sources, 1 appendix.

Key words: photovoltaic station, solar station, telemechanics system, automated process control system, monitoring system, SCADA system, telemechanics equipment, equipment substantiation.

The purpose of the qualification work: to substantiate the equipment and parameters of the photovoltaic station with the development of a telemechanics system, to analyze the use of automated control systems for solar stations.

The introduction provides a brief description of why it is necessary to install automated control systems for solar stations and why it is necessary to develop this area.

The technological section considers the processes and structures associated with the construction and operation of photovoltaic plants of industrial type.

A special section substantiates the equipment used in the construction and operation of solar power plants. Calculations of operating parameters of the equipment and photovoltaic station are carried out.

In the economic section the feasibility study of expediency of use of qualitative and reliable automated control and monitoring systems is carried out.

Results of work: at introduction, reliable and qualitative, the equipment and systems of telemechanics and the automated control systems, leads to reliable work of photovoltaic station that promotes increase of profit.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Технологічний процес будівництва фотоелектричних станцій	9
1.1.1 Створення концепції та пошук відповідної ділянки землі	10
1.1.2 Попереднє техніко-економічне обґрунтування	10
1.1.3 Складання техніко-економічного обґрунтування.....	11
1.1.4 Отримання дозволів на будівництво.....	12
1.1.5 Інжиніринг і проектування сонячних електростанцій	12
1.1.6 Будівництво сонячної електростанції.....	12
1.1.7 Підключення сонячної станції до електромережі	14
1.1.8 Випробування і введення в експлуатацію	15
1.2 Технічне завдання на проектування ФЕС 20МВт	15
1.2.1 Загальний вигляд технічного завдання на проектування промислових ФЕС.....	15
1.2.2 Технічні рішення на проектування ФЕС 20МВт.....	17
1.3 Структура мережевих фотоелектричних наземних станцій.....	21
1.3.1 Фотоелектричні модулі, загальні відомості	22
1.3.2 Мережеві інвертори, загальні відомості.....	23
1.3.3 Комплектна трансформаторна підстанція (КТП), загальні відомості..	25
1.3.4 Розподільчі підстанції (РП), загальні відомості	25
1.4 Вимоги до систем моніторингу, автоматики і телемеханіки ФЕС	26
1.4.1 Системи моніторингу ФЕС	26
1.4.2 Системи релейного захисту та автоматики ФЕС.....	28
1.4.3 Системи телемеханіки ФЕС.....	29
1.5 Засоби контролю та прогнозування виробництва електричної енергії ФЕС	30
1.5.1 Метод Total sky imagery	31
1.5.2 Метод аналізу хмарної обстановки по знімках з космосу.....	32
1.5.3 Прогнозування сонячної активності на термін більше однієї доби	33

1.5.4 Контроль та прогнозування генерації ФЕС за допомогою акумуляторів електричної енергії.	34
2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	35
2.1 Вибір типу і параметрів сонячних панелей.....	35
2.1.1 Фотоелектричні панелі Risen RSM72-6-335P	35
2.1.2 Фотоелектричні панелі Risen RSM144-6-340P	36
2.1.3 Фотоелектричні панелі Risen RSM144-6405BMDG	37
2.1.4 Фотоелектричні панелі Risen RSM144-6410BMDG	38
2.2 Розрахунок робочих характеристик панелей	39
2.2.1 Розрахунок потужності модуля Risen RSM72-6-335P за стандартом PTC	40
2.2.2 Розрахунок потужності модуля Risen RSM144-6-340P за стандартом PTC	41
2.2.3 Розрахунок потужності модуля Risen RSM144-6405BMDG за стандартом PTC.....	42
2.2.4 Розрахунок потужності модуля Risen RSM144-6410BMDG за стандартом PTC.....	43
2.2.5 Розрахунок кута встановлення фотомодулів	44
2.3 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань фотоелектричних модулів	44
2.3.1 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM72-6-335P	45
2.3.2 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM144-6-340P	50
2.3.3 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM144-6405BMDG	53
2.3.4 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM144-6410BMDG	56
2.3.5 Висновки розрахунків схеми з'єднання фотомодулів	59
2.3.6 Технічне рішення що до схеми з'єднання фотоелектричних панелей.	62
2.4 Вибір інверторного обладнання.	62
2.4.1 Інвертор Huawei SUN2000-185 ktl.....	64
2.4.2 Інвертор Huawei SUN2000-105 ktl.....	66
2.5 Вибір параметрів кабельних ліній фотоелектричної станції.....	67
2.5.1 Кабельні лінії мережі постійного струму.....	68
2.5.2 Кабельні лінії мережі 0,8 кВ	69
2.5.3 Кабельні лінії мережі 35 кВ	71

2.6 Вибір номінальної напруги та схеми видачі потужності в мережу.....	73
2.6.1 Комплектна розподільча підстанцій закритого типу (КРПЗ) 35кВ.....	74
2.6.2 Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) 35/0,8кВ.	75
2.7 Розрахунок продуктивності фотоелектричної станції	75
2.7.1 Обчислення генерації станції за рік.	76
2.8 Обґрунтування систем автоматики та телемеханіки.....	77
2.8.1 Опис схем телемеханіки ФЕС.	80
2.8.2 Принцип роботи за структурною схемою телемеханіки ФЕС.....	81
2.9 Обґрунтування структури системи моніторингу роботи станції.....	86
2.9.1 Система SCADA ФЕС.	87
2.10 Обґрунтування системи прогнозування та контролю генерації ФЕС	92
2.10.1 Метод прогнозування генерації станції.....	92
2.10.2 Контроль генерації станції.....	93
3. ЕКОНОМІЙНИЙ РОЗДІЛ	95
3.1 Розрахунок капітальних витрат	95
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат	97
3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань	98
3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	99
3.2.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи.....	100
3.2.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	100
3.2.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії	101
3.2.6 Визначення інших витрат.....	102
3.3 Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення	102
3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності	103
Загальні висновки	106
Список використаних джерел і літератури.....	107
ДОДАТОК А.....	109

ВСТУП

У сучасному світі розвиток відновлювальної енергетики обґрунтовується зменшенням способів вироблення енергії які потребують постійне використання ресурсів, екологічне покращення ситуацій при використанні відновлювальних джерел енергії та безпечністю виробництва енергії. На всій землі людей мотивують інвестувати у екологічну чисту енергію впроваджуючи зелені тарифи та пільги, тож для більшості власників сонячних електростанцій це є спосіб заробітку грошей.

Для власника фотоелектричних станцій, є важливим скорочення терміну окупності для виходу у прибуток, тож при проектуванні сонячних станцій важливим є вибір якісного і надійного обладнання, та впровадження систем телемеханіки, автоматичних систем управління технологічним процесом (АСУ ТП) та SCADA систем. Дані системи допомагають визначати несправності, та не вірні режими роботи станції, ще до того як виникнуть значні аварійні ситуації, які тягнуть за собою незаплановані витрати.

У даному дипломному проєкті розроблено технічне рішення для обладнання сонячної електростанції, 20 МВт, яка будується у місті Запоріжжя. Технічне завдання включає розробку автоматизованої системи керування, системи телемеханіки та моніторингу, що включають в себе усі необхідні технічні вимоги і параметри, та відповідають надійності та якості, для даної фотоелектричної станції.

1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Технологічний процес будівництва фотоелектричних станцій

Сьогодні фотоелектричні електростанції становлять невеликий відсоток вироблення електроенергії в світі, але кількість сонячних проектів неухильно зростає. Сонячна енергія стає все більш конкурентоспроможною завдяки скороченню витрат, економії і вдосконалення технологічних процесів.

Подальший розвиток технологій виробництва сонячної енергії розширить можливості інвесторів, особливо в країнах, що розвиваються зі сприятливими природними умовами. Крім того, соціокультурні та політичні чинники сприяють широкому використанню поновлюваних джерел енергії. Сонячна енергетика довела свою життєздатність і навіть продемонструвала деякі переваги перед традиційними джерелами енергії, такими як вугілля. Зростаючі знання і нові технології роблять фотоелектричні станції все більш ефективними, надійними і економічними, що викликає інтерес інвесторів. Фотоелектричні станції можна побудувати буквально протягом декількох місяців, що є додатковим стимулом для швидкозростаючих економік. Завдяки пильній увазі до екологічного законодавства і більш жорстким вимогам до енергетичної безпеки сонячні електростанції в останні роки зацікавили багато урядів, а не тільки підприємців.[1]

Будівництво сонячної (фотоелектричної) станції починається з розробки проекту, тобто з зародження цінної комерційної ідеї. На цьому етапі інженери і фінансові консультанти оцінюють вироблення сонячної енергії, вибирають місце розташування і оптимальну технологію для проекту. Розробка проекту сонячної електростанції - це багата стадійний процес, який вимагає багато профільної команди досвідчених фахівців з різних областей.[1]

Технологічний процес відіграє ключову роль у створенні фотоелектричних станцій і включає в себе такі пункти:

- створення концепції та пошук відповідної ділянки землі;
- попереднє техніко-економічне обґрунтування;

- складання техніко-економічного обґрунтування;
- отримання дозволів на будівництво;
- інжиніринг і проектування сонячних електростанцій;
- будівництво сонячної електростанції;
- підключення сонячної станції до електромережі;
- випробування і введення в експлуатацію;

1.1.1 Створення концепції та пошук відповідної ділянки землі

Даний етап полягає в аналізі місцевого ринку електроенергії, пошуку та купівлі або оренди підходящої ділянки землі для будівництва об'єкта та інфраструктури.

1.1.2 Попереднє техніко-економічне обґрунтування

Метою попереднього техніко-економічного обґрунтування є визначення загальних характеристик проекту і оцінка суми інвестицій. На підставі ПТЕО інвестор може зробити висновки про життєздатність проекту, а також про необхідність інвестування додаткових фінансових коштів в його реалізацію. Слід враховувати, що оцінки на даному етапі мають значну похибку. Зацікавлені сторони повинні визначити мінімальний рівень фінансових перешкод, які вони готові подолати в ході реалізації проекту.[1]

Попереднє техніко-економічне обґрунтування включає:

- оцінка площі ділянки для будівництва сонячної електростанції;
- порівняння різних технологічних рішень і їх фінансових наслідків;
- прогнозовані фінансові витрати і потенційний дохід проекту;
- оцінка продуктивності сонячної електростанції з урахуванням сезонності;
- прогнозовані ціни на електроенергію, яку планується продавати;
- можливість і умови підключення електростанції до електромережі;
- попередній графік проектування і будівництва об'єкта;

- оцінка економічних, політичних і юридичних ризиків проекту;
- оцінка соціокультурних і екологічних ризиків проекту;
- моделювання ситуації для прийняття остаточного рішення;

1.1.3 Складання техніко-економічного обґрунтування

Найважливішим кроком для інвестора є підготовка професійного ТЕО, де будуть перераховані характеристики об'єкта, застосування технічного рішення, а також враховані будь-які фінансові витрати на його будівництво і експлуатацію. Етап техніко-економічного обґрунтування спирається на результати виконаної раніше роботи, проте з використанням більш точної інформації для конкретного проекту. Якщо результати дослідження є сприятливими, клієнт повинен бути готовий вкласти більше коштів для просування проекту до стадії фінансування. Типовий обсяг техніко-економічного обґрунтування містить докладний зміст технічних, нормативних, фінансових та комерційних аспектів.[1]

ТЕО сонячної електростанції зазвичай включає:

- складання докладного плану земельної ділянки;
- оцінка потенційного сонячного ресурсу в районі будівництва;
- визначення екологічних факторів, які впливають на реалізацію проекту;
- докладне дослідження екологічних і соціокультурних аспектів;
- детальний перелік необхідних офіційних дозволів і ліцензій;
- оцінка фінансових витрат і вибір постачальників обладнання;
- вартість і умови підключення сонячної електростанції до мережі;
- додаткова оцінка вартості електроенергії;
- аналіз джерел фінансування будівництва електростанції;
- остаточна концепція комерційної структури проекту;
- детальний фінансовий аналіз проекту.

Техніко-економічне обґрунтування може збігатися з заходами, пов'язаними з видачею дозволів, фінансуванням і контрактами, які проводяться паралельно. Невеликі проекти можуть обмежитися техніко-економічним розрахунком, який містить тільки основні характеристики проектованої сонячної електростанції.

1.1.4 Отримання дозволів на будівництво

Після позитивного рішення на підставі техніко-економічного обґрунтування, необхідно отримати дозволи державних органів на будівництво і введення в експлуатацію фотоелектричної електростанції. Це важливо для забезпечення фінансування проекту і укладення комерційних контрактів. Дозвіл на будівництво має бути отримано до фактичного початку роботи на будівельному майданчику.[1]

1.1.5 Інжиніринг і проектування сонячних електростанцій

Коли дозволи отримані і фінансування проекту затверджено, команда інженерів приступає до підготовки докладної технічної документації. Дана інформація зазвичай представлена в організованій формі і доступна для зацікавлених сторін. Інженери-професіонали ретельно продумують всі електричні схеми, включаючи обладнання для підключення до електромережі, релейного захисту та автоматики, телемеханіки. Особлива увага приділяється елементам громадянського інжинірингу, включаючи фундаменти, будівлі, під'їзні шляхи та іншу інфраструктуру. Професійне проектування заощаджує значні ресурси в майбутньому.[1]

1.1.6 Будівництво сонячної електростанції

Реалістичний і всеосяжний план будівництва сонячної станції життєво необхідний для успішної і своєчасної реалізації проекту без додаткових витрат.

План повинен містити наступну інформацію:

- цілі і тривалість будівництва;
- можливі ризики і обмеження на будь-якому етапі;

- ключові етапи і дати їх завершення;
- пріоритети і взаємозв'язок між етапами;
- сторони, які відповідають за виконання;
- фактичний прогрес;

Всі завдання, етапи та очікувані терміни завершення повинні бути деталізовані разом з можливими обмеженнями для конкретного завдання. Якщо прогнозується, що дозволу або погодні обмеження потенційно здатні зупинити будівництво в певні місяці, це слід зазначити в плані.[1]

План будівництва сонячної електростанції повинен включати:

- проектні роботи;
- закупівля і монтаж обладнання;
- підготовка і доступ до будівельного майданчика;
- забезпечення охорони і безпеки ділянки;
- будівництво фундаменту електростанції;
- монтаж металоконструкцій;
- установка фотоелектричних модулів;
- будівництво підстанцій;
- електромонтажні роботи;

Кожна з цих областей роботи повинна бути розбита на ряд підзадач, упорядкованих логічно і максимально ефективно. Це критично важливий етап планування. План будівництва повинен бути побудований так, щоб деталізувати всі пов'язані завдання і підзадачі, гарантуючи їх виконання в зазначений термін. Такий план повинен враховувати ризики кожної стадії будівництва і містити заходи щодо їх мінімізації. Ретельний план економить час і ресурси на випадок непередбачених обставин. Слід також враховувати будь-які фактори, які можуть запобігти або обмежити ефективне виконання завдань.

Комплексний план повинен також враховувати наявність ресурсів. Це забезпечить реалізацію завдань при наявності необхідного персоналу або компонентів сонячної електростанції.

Будівництво будівель і споруд для сонячної фотоелектричної станції - відносно простий етап. Однак при допущених помилках на етапі проектування під'їзних шляхів та інфраструктури нерідко виникають значні ускладнення, тимчасові затримки і додаткові витрати.

Стадія монтажу металоконструкцій передбачає складання і установку несучих конструкцію для фотоелектричних модулів та іншого обладнання станції.

Електромонтажні роботи повинні виконуватися з обережністю, так як при натягуванні кабелю і порушення радіуса вигину може виникнути пошкодження. Кабелі, прикріплені до монтажної конструкції, вимагають правильного захисту, кріплення і зняття натягу, щоб гарантувати нормальну роботи й довговічність всіх мереж. Підземні кабелі між фотоелементами повинні бути прокладені на безпечній глибині (зазвичай від 50 до 100 см), із застосуванням попереджувальної стрічки, маркувальних стовпів з відповідними інтервалами. Кабелі прокладаються в кабель-каналах або ж захищаються шаром піску, щоб уникнути пошкодження при засипці. Перед увімкненням живлення необхідно провести комплексні випробування, щоб упевнитися у відсутності ушкоджень електричних кабелів.[1]

1.1.7 Підключення сонячної станції до електромережі

Підключення до електромережі повністю здійснюється фахівцями за погодженням з замовником. Тісний зв'язок з підрядником по підключенню до мережі має першорядне значення для відповідності вимогам мережі. Затримка на етапі підключення до електромережі вплине на дату запуску сонячної електростанції.

1.1.8 Випробування і введення в експлуатацію

Після підключення станції до електромережі проводяться всі необхідні випробування електричних систем, систем релейного захисту та автоматики, автоматизованих систем керування та телемеханіки. Далі після успішних випробувань з узгодженням місцевої влади та обласних енергетичних компаній станція вводиться у експлуатацію.[1]

1.2 Технічне завдання на проектування ФЕС 20МВт

Технічне завдання (ТЗ) - документ, що містить вимоги замовника до проекту або об'єкта закупівлі, що визначають умови і порядок її проведення для забезпечення державних або муніципальних потреб, відповідно до якого здійснюються постачання товару, виконання робіт, надання послуг і їх приймання. Використовується в якості вихідного документа, в якому враховується основне призначення закупівлі товарів, робіт, послуг, їх характеристики, завдання замовника, опис первинних даних, цілей і завдань проекту або закупівлі, термінів поставки, виконання робіт, надання послуг та вимог.[1]

1.2.1 Загальний вигляд технічного завдання на проектування промислових ФЕС

Технічне завдання є основним документом на початку проектування фотоелектричних станцій, так як в ньому встановлюються і затверджуються певні вимоги, завдання та цілі. ТЗ є обов'язковим документом.[1]

Технічне завдання на проектування ФЕС може включати в себе різні пункти, але більш менш структура завжди схожа, і включає в себе такі розділи:

- найменування і місце знаходження об'єкта;
- підстава для проектування;
- замовник будівництва;
- вид будівництва;

- джерело фінансування;
- інформація про генерального проектувальника;
- стадійність проектування з визначенням затверджувальної частини;
- черговість будівництва та необхідність виділення пускових комплексів;
- інженерні вишукування;
- необхідність розрахунків ефективності інвестицій;
- дані про особливі умови будівництва;
- основні архітектурно-планувальні вимоги і характеристики проектувального об'єкту;
- водопостачання та водовідведення;
- технічні рішення;
- вказівки про необхідність попередніх погоджень проектних рішень, виконання демонстраційних матеріалів, креслень інтер'єрів, їх склад та форма;
- визначення класу (наслідків) відповідальності та установленого строку експлуатації;
- потужність або характеристика об'єкту;
- вимоги щодо розроблення розділу оцінки впливів на навколишнє середовище;
- вимоги до благоустрою майданчику об'єкта;
- вимоги з енергозбереження та енергоефективності;
- вимоги до режиму безпеки та охорони праці;
- вимоги щодо розроблення розділу інженерно-технічного захисту, цивільного захисту;
- вимоги до розроблення спеціальних заходів;
- вимоги до систем протипожежного захисту об'єкту;
- вимоги до вихідної документації;

Узгодження цього документу допомагає уникнути розбіжностей, між замовником і генеральним проектувальником, в наслідок яких виникають проблеми, так як чітко вказані певні вимоги.[1]

Розділ “Технічні рішення” у ТЗ, розділяється на важливі проектні пункти які визначають вимоги до рішень встановлення та використання систем і обладнання.

1.2.2 Технічні рішення на проектування ФЕС 20МВт

У даному проекті визначені такі розділи технічних рішень та їх умови:

Зовнішні мережі електропостачання.

- Відсутнє.

Розподільчі мережі 35 Кв.

- Передбачити встановлення необхідної кількості комплектних трансформаторних підстанцій 35/0,8 кВ з силовими трансформаторами потужністю 2500 Ква 35/0,8. Розподільчу установку низької напруги (РУНН) виконати шафою зовнішньої установки.
- Передбачити встановлення пристанційного (розподільчого) пункту 35 кВ закритого виконання з вакуумними вимикачами та роз'єднувачами сучасних конструкцій. Встановити блоки силового трансформатору та трансформаторів власних потреб.
- Для кабельних ліній 35 кВ передбачити застосування термоусаджувальної кабельної арматури. Кабель під автодорогами прокласти в поліетиленових трубах у захисному футлярі . Передбачити резервні труби. Перетин кабельної лінії з підземними комунікаціями виконати в поліетиленових трубах. Виконати подушку з піщано-гравійної суміші з улаштуванням захисного покриття кабелів. Для прокладки прийняти одножильний кабель з

ізоляцією із зшитого поліетилену типу АПвЕгаПу-35. Переріз жили та екрану визначити проектом.

Розподільчі мережі 0,8 кВ 0,48 кВ.

- Передбачити прокладку внутрішньо майданчикових розподільчих мереж генерації 0,8 кВ кабелями АПвВГ-1 в траншеї. Площу поперечного перерізу кабелів передбачити в проекті з урахуванням максимальної ефективності передачі електроенергії. Кабелі під автодорогами та в місцях перетину з комунікаціями прокласти в ПЕ трубах. Кабелі що прокладаються відкрито, або по конструкціях, захистити за допомогою атмосферостійких труб.
- Передбачити підключення кожного інвертора до КТП окремим фідером.

Фотоелектричні мережі генерації.

- В проекті передбачити стрінгові інвертори SUN2000-185KTL-H1 (HUAWEI) потужністю 175 кВт та номінальною напругою АС 800 В в кількості 113 шт. та SUN2000-105KTL (HUAWEI) потужністю 105 кВт та номінальною напругою АС 800 В в кількості 1 шт.
- Застосувати фотоелектричні полікристалічні модулі: RSM72-6-335P (RISEN) потужністю 335 Вт, RSM144-6-340P (RISEN) потужністю 340 Вт, та монокристалічні RSM144-6410BMDG (RISEN) потужністю 410 Вт, RSM144-6405BMDG (RISEN) потужністю 405 Вт.

Системи кріплення фотоелектричних модулів.

- Проектом передбачити наземні статичні системи кріплення ФЕМ. Тип та конфігурацію систем визначити проектом. Закріплення стійок передбачити бетонуванням в свердлових котлованах. Захисне покриття, або матеріал, з якого виготовлені конструкції, повинні забезпечувати захист від корозії протягом гарантійного терміну, з

урахуванням кліматичних особливостей регіону та результатів геологічних вишукувань.

Релейний захист та автоматика.

- Передбачити захист та керування приєднань 35 кВ РП на базі мікропроцесорних пристроїв.
- Апаратуру захисту та керування розмістити в окремих шафах одностороннього обслуговування в КРПЗ РП 35 кВ.
- Оперативний струм для живлення мікропроцесорних пристроїв передбачити постійний 220 В.
- Передбачити живлення кіл керування та захисту вакуумного вимикача 35 кВ від окремих автоматів оперативного струму.
- Проектом передбачити застосування мідного контрольного кабелю з екраном та не підтримуючій горіння оболонці.
- Підключення струмових кіл обліку передбачити із застосуванням пломбованих клемників.
- Передбачити установку клемних шаф трансформаторів струму та напруги на ВРУ.

АСК ТП та телемеханіка, зв'язок.

- Проектом передбачити організацію автоматизованої системи збору, передачі інформації та управління елементами РП 35 кВ на базі мікропроцесорних пристроїв.
- У загальнопідстанційному пункті керування передбачити автоматизоване робоче місце диспетчера СЕС.

Система моніторингу.

- Система моніторингу повинна мати можливість візуалізації на ПК оператора СЕС, та на ПК оператора диспетчерського центру.
- Передбачити можливість отримання даних в режимі реального часу, контролю за всіма можливими параметрами СЕС та поточної

генерованої потужності та індивідуально по кожному інвертору (з веденням архіву).

- Можливість діагностики окремих інверторів, їх справність та параметрів функціонування.
- Систему моніторинг, на скільки можливо створити на елементній базі виробника інверторів.

Блискавко-захист та заземлення.

- Згідно чинних норм.

Власні потреби 0,4/0,23 кВ.

- Живлення власних потреб 0,4/0,23 кВ станції передбачити від окремого трансформатора власних потреб на РП 35 кВ.

Система відео спостереження та периметрової охоронної сигналізації.

- Відеокамери розмістити по периметру, у кількості достатній для повного відображення периметра без “мертвих зон”.
- Передбачити відео архів системи не менше 30 днів. Час автономної роботи від ББЖ не менше 1 години.
- Технічні характеристики ПК, що використовуються в якості операторського робочого місця системи відео спостереження, повинні дозволяти одночасне відображення відео з усіх камер системи.
- Встановлення інфрачервоних бар’єрів з візуальним та звуковим сповіщенням, з локалізацією ділянки спрацювання на посту охорони.
- Встановлення світлодіодних світильників для освітлення території.
- Організація віддаленого доступу до системи відео спостереження.

1.3 Структура мережевих фотоелектричних наземних станцій

Фотоелектрична станція являє собою комплекс збірних фотомодулів (сонячних панелей), що працюють в системі зі спеціальним перетворювачами постійного струму у змінний і далі передають потужність через спеціальні пристрої та підстанції у мережу. Наземні мережеві сонячні електростанції можуть мати різні структури, але більш-менш вони схожі, розглянемо типову структурну схему наземних станцій.



Рисунок 1.1 – Структурна схема наземних мережевих фотоелектричних станцій.

Сонячні панелі сприймають сонячне випромінення, і завдяки фотоелектричному ефекту вивільняють електрони у напівпровідниках, отриманий постійний струм направляється до інвертора де перетворюється у змінний, далі через комплектні трансформаторні підстанції підвищується клас

напруги, завдяки чому можна передавати більш високі потужності з меншими втратами. З КТП потужності збираються у розподільчому пункті (підстанціях) де далі енергія направляється у електромережу.

На станціях великих потужностей понад 100МВт найчастіше використовують інверторні підстанції, для того щоб мінімізувати енерговитрати та вилучення максимальної ефективності використання сонячної енергії. Інверторні підстанції забезпечують виконання наступних основних функцій:

- автоматична генерація електричного струму за заданим алгоритмом;
- виконання функцій захисту і блокування;
- синхронізація з мережею;
- оперативний контроль стану основного електротехнічного обладнання і його параметрів;
- технологічна і аварійна сигналізація в разі надзвичайної ситуації або граничних технологічних параметрів;
- доступ до процесу генерації, зберігання та передачі даних про технологічний процес на екрани диспетчерського пункту;
- облік споживання і виробництва електроенергії;

Також на наземних сонячних станціях можуть використовувати акумулятори електроенергії для накопичення енергії та видавати її у часи коли сонячної інсоляції немає, або для компенсації енергії при прогнозуванні генерації.

1.3.1 Фотоелектричні модулі, загальні відомості

Фотоелектричні панелі - об'єднання фотоелектричних перетворювачів (фотоелементів) - напівпровідникових пристроїв, перетворюючих сонячну енергію в постійний електричний струм.

В основі фотоелектричної панелі знаходяться кремнієві комірочки. В атомі кремнію всі електрони розташовані в кристалічній решітці, через це в чистому вигляді він погано проводить електрику. Для поліпшення хімічних і фізичних властивостей кремній легують атомами фосфору і бору. У структурі кремнію всього чотири електрона, а у фосфору - п'ять. При легуванні, чотири з них закріплюються в структурі, а п'ятий – “висить”. Легований фосфором кремній утворює негативне напівпровідникове поле n-типу, що виступає катодом у сонячній панелі. У бору - три електрона, і виходить одне пусте місце в структурі, так звана «дірка». В результаті утворюється напівпровідник р-типу і виступає анодом.[14]

Фотони сонячного світла вибивають електрони з n-шару, після чого вони летять займати вільні місця в р-шарі, при цьому проходять через металевий провідник, через що в ньому виникає навантаження і струмовий заряд, що протікає до контролера. Енергії одного фотона світла вистачає для того, щоб вибити вільний електрон зі своєї структури, де на його місці утворюється вільне місце.

При рівномірному освітленні, електрика виробляється на кожній ділянці пластини. Щоб його зібрати і вивести потрібні мідні смужки. При з'єднанні осередків збільшується потужність батареї. Чим більше площа панелі, тим вона потужніша. Кремнієві елементи з'єднані послідовно і паралельно.[2]

1.3.2 Мережеві інвертори, загальні відомості.

Мережеві інвертори - це пристрої, що перетворюють постійний струм від поновлюваних джерел енергії (фото-модулів, вітроустановок) у змінний, і передають його безпосередньо в мережу, тим самим знижуючи споживання електроенергії від енергомереж.

Мережеві інвертори також називають синхронними перетворювачами, так як вони мають відмінну властивість - наявність синхронізації вихідної напруги і струму зі стаціонарною мережею. Таким чином, мережеві інвертори здійснюють перетворення постійного струму від сонячних батарей і інших

поновлюваних джерел енергії в змінний, з належними значеннями частоти і фази для сполучення зі стаціонарною мережею. Як правило, перетворення здійснюється за допомогою PWM - широко-імпульсної модуляції. Принцип роботи мережевого інвертора полягає в перетіканні струму синхронізованого по частоті і фазі, при цьому напруга інвертора має бути трохи вище напруги в мережі. Це стає можливим за допомогою виміру і підвищення напруги на виході мережевого інвертора до поточного значення потоку вихідної потужності від джерела постійного струму.

З метою безпеки мережеві інвертори обладнуються функцією anti-islanding захистом: в разі виходу мережі з ладу, або виходу рівнів напруги або частот за допустимі межі, автоматичний вимикач відключає вихід від мережі.

Спрацювання даного виду захисту залежить від налаштувань інвертора і умов мережі. У гіршому випадку - якщо напруга в мережі опускається нижче 0,5 від номінального, а частота відхиляється на 0,5 -0,7 Гц від номінального значення, мережевий інвертор повинен зупинити процес генерації електроенергії в мережу не менше ніж за 100 мілісекунд.

Для того, щоб знизити втрати на перетворення постійної напруги в змінну, мережеві інвертори функціонують при високих вхідних напругах. Крім того, зазвичай вони обладнані вбудованою системою відстеження точки максимальної потужності сонячних батарей. Дана система стеження (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) дозволяє визначати найбільш оптимальне співвідношення напруги і струму, що знімаються з сонячних модулів, тим самим дозволяючи отримувати максимум енергії при будь-яких зовнішніх змінах метеоумов, в результаті цього генерація від сонячних панелей в мережу здійснюється навіть у похмуру погоду.

В даний час мережеві інвертори знаходять широке застосування для економії електроенергії на виробництвах, в офісах, в торгових центрах і т.п. Мережеві фотоелектричні системи будуються на таких об'єктах потужністю від 500 Вт і вище.

Мережеві сонячні інвертори промислового призначення використовують для передачі енергії від поновлюваних джерел енергії в 3-х фазну мережу. В даний час для промислового використання виробляють мережеві інвертори потужністю до декількох сотень кВт.

1.3.3 Комплектна трансформаторна підстанція (КТП), загальні відомості

КТП – споруда, призначена для приймання, перетворення (підвищення або пониження) напруги в мережі змінного струму і розподілу електроенергії в системах електропостачання. Складається з силових трансформаторів, розподільного пристрою та пристроїв автоматичного управління та захисту, а також допоміжних споруд.

На промислових фотоелектричних станціях наземного типу, комплектні трансформаторні підстанції використовують для збирання та підвищення класу напруги електричної енергії, що в свою чергу дозволяє передавати електричну енергію з меншими втратами. Зазвичай з КТП енергія передається на розподільчі підстанції де далі передається у мережу.

1.3.4 Розподільчі підстанції (РП), загальні відомості

Розподільчі підстанції або розподільчі пункти призначені для прийому і розподілу електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц, з визначеним класом напруги, зазвичай ці систем з ізольованою або заземленою нейтраль'ю. Бувають закритих ті відкритих типів.

Закритий розподільчий пункт (ЗРП) є спорудою, яка збирається на території підстанції з окремих транспортабельних блоків. Безпосередньо на заводі в блоках ЗРП монтуються шафи сучасних комплектних розподільних пристроїв на визначений клас напруги, елементи повітряних вводів і виводів, елементи між блочних з'єднань головних і допоміжних ланцюгів. Шафи ЗРП мають один і більше релейних відсіків і обладнані сучасними мікропроцесорними пристроями релейного захисту, автоматики і управління та

аналізаторами якості електричної енергії. ЗРП захищене від контакту з навколишнім середовищем. Зазвичай такі розподільні пристрої застосовують на напругах до 35 кВ. У ряді випадків необхідне застосування ЗРУ і на більш високих напругах (серійно випускається устаткування на напругу до 800 кВ). Застосування ЗРУ високих напруг обґрунтовується в місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищений запилення), холодним кліматом, при будівництві в обмежених умовах, в міських умовах для зниження рівня шуму і для архітектурної естетичності.

Відкриті розподільні пункти (ВРП) - розподільні пристрої, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища. Зазвичай у вигляді ВРП виконуються розподільні пристрої на напругу від 27,5 кВ.

1.4 Вимоги до систем моніторингу, автоматики і телемеханіки ФЕС

Значну роль на фотоелектричних станціях відіграють системи релейного захисту і автоматики (РЗА), телемеханіки та моніторингу. Надійні і добре налагоджені системи моніторингу, автоматики і телемеханіки запобігають незапланованим економічним витратам, та допомагають своєчасно виявляти проблеми зв'язані з технологічним процесом на фотоелектричній станції. Отже головною вимогою до зазначених вище є надійність.

1.4.1 Системи моніторингу ФЕС

Енергоефективність сонячних станцій залежить від ступеня надійності, економічності експлуатації та оптимізації роботи всіх компонентів системи. Для цього необхідний безперервний моніторинг ефективності роботи обладнання, який дозволяє своєчасно виявити порушення в роботі фотоелектричної станції і інших компонентів всієї системи, а також контролювати доступ до окремих складових станції. [2]

Системи моніторингу є складовою верхнього рівня автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСК ТП). Структура АСК ТП складається з трьох рівнів:

- Нижній рівень
- Середній рівень
- Верхній рівень

Нижній рівень. Рівень обладнання входів, виходів (Input output - level). Це рівень датчиків, вимірювальних пристроїв, контролюючі керовані параметри, а також виконавчих пристроїв, що впливають на ці параметри процесу, для приведення їх у відповідність із призначенням. На цьому рівні здійснюється узгодження сигналів датчиків з входами пристроїв управління, а вироблюваних команд з виконавчими пристроями.[2]

Середній рівень. Рівень управління обладнанням (Control level). Це рівень контролерів (ПЛК-PLC, Programable Logic Controller). ПЛК отримує інформацію з контрольно-вимірювального обладнання та датчиків про стан технологічного процесу і видає команди управління, відповідно до запрограмованого алгоритмом управління, на виконавчі механізми.[2]

Верхній рівень. Рівень промислового сервера, мережевого устаткування, рівень операторських і диспетчерських станцій. На цьому рівні йде контроль ходу виробництва: забезпечується зв'язок з нижніми рівнями, звідки здійснюється збір даних, візуалізації та диспетчеризації ходу технологічного процесу. Це рівень HMI, SCADA. На цьому рівні задіяна людина, тобто оператор або диспетчер. Він здійснює локальний контроль технологічного обладнання через так званий людино-машинний інтерфейс (HMI - Human Machine Interface). До нього відносяться: монітори, графічні панелі, які встановлюються локально на пультах управління і шафах автоматики. Для здійснення контролю за розподіленою системою машин, механізмів і агрегатів застосовується SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерське управління і збір даних) система. Ця система являє собою

програмне забезпечення, яке налаштовується і встановлюється на диспетчерських комп'ютерах. Вона забезпечує збір, архівацію, візуалізацію, найважливіших даних від ПЛК. При отриманні даних система самостійно порівнює їх із заданими значеннями керованих параметрів (уставками) і при відхиленні від завдання повідомляє оператора за допомогою тривоги, дозволяючи йому вжити необхідних заходів. При цьому система записує все, що відбувається, включаючи дії оператора, забезпечуючи контроль дій оператора в разі аварії або іншої нештатної ситуації. Таким чином, забезпечується персональна відповідальність керівника оператора.[2]

Тож для відмінної роботи системи моніторингу необхідна висока надійність усіх компонентів рівнів АСК ТП.

Сучасні системи моніторингу фотоелектричних станцій, повинні задовольняти такі вимоги, як:

- візуалізація технологічних параметрів і процесів станції
- контроль генерації електроенергії в реальному часі
- оперативний автоматичний, напівавтоматичний та ручний режим управління обладнанням сонячної станції (регулювання вихідної потужності, керування вакуумними вимикачами, тощо)
- моніторинг аварійних та попереджувальних станів обладнання
- облік та архівування даних необхідних для аналізу та оцінки роботи станції.

При впровадженні добре налагодженої роботи системи моніторингу власник станції заощаджує витрати на обслуговування, ремонті та налагоджені системи завдяки своєчасному виявлені і усунені проблем, здатних знизити продуктивність станції, ще до появи значних аварійних ситуацій.

1.4.2 Системи релейного захисту та автоматики ФЕС

Функції ліквідації різного роду аварій або ненормальних режимів роботи покладаються на системи релейного захисту та автоматики. Виконання умов

надійності і якості налаштування таких систем можливе лише при чіткій відповідальності комплексу вимог викладених у нормативних матеріалах. Відповідність реальних пристроїв РЗА цим вимогам забезпечується на стадії проектування, яке при правильній його організації обов'язково має бути комплексним.

В даний час в електроустановках пристрої РЗА трьох типів:

- електромеханічні
- мікроелектронні
- мікропроцесорні

Найбільш сучасними є мікропроцесорні пристрої РЗА. На фотоелектричних станціях частіше використовують саме мікропроцесорні пристрої захисту та автоматики, так як вони мають ряд переваг в порівнянні з іншими:

- швидкість спрацювання
- точність
- чутливість
- елементи функціонального і тестового контролю
- менше споживання від ланцюгів струму і напруги
- зручність наладки та експлуатації
- компактність і багатофункціональність
- інтеграція сигналів у програмне середовище
- можливість дистанційного контролю стану і управління
- малі трудовитрати на технічне обслуговування

1.4.3 Системи телемеханіки ФЕС

Телемеханіка - це система, що дозволяє збирати, обробляти і передавати інформацію про стан об'єктів електричної мережі, яка призначена для автоматизованого контролю та дистанційного керування електрообладнанням об'єктів таких як електростанції та підстанції[3]

Основними складовими системи телемеханіки є:

- телесигналізація
- телевимірювання
- телекерування

Телесигналізація - відображення стану і положення комутаційного обладнання і елементів електроустановки в цілому.

Телевимірювання - отримання параметрів вимірювальних величин (струм, напруга, потужність, частота, температура і т.д.).

Телекерування - дистанційне керування комутаційним обладнанням (вимикачі, роз'єднувачі, заземлювальні ножі і т.д.).

Система телемеханіки є складовою частиною багаторівневої структури автоматизованої системи диспетчерського керування технологічними процесами (АСДК ТП). Нижнім рівнем є електрообладнання фотоелектричної станції що включає в себе первинний збір інформації з вимірювальних пристроїв контрольованим пунктом телемеханіки і організація каналу передачі даних на верхній рівень. Верхній рівень - диспетчерський пункт обленерго з оперативно-інформаційним комплексом на базі спеціалізованого програмного забезпечення і технічними засобами зв'язку з контрольованим пунктом телемеханіки нижнього рівня.[3]

Отже завдання системи телемеханіки на фотоелектричній станції є збирання даних телесигналізації, телевимірювання і телекерування зі станції та передача їх до обленерго і на НЕК Укренерго, через організований канал зв'язку по протоколу ІЕС 60870-5-104, відповідно Кодексу системи передачі даних.

1.5 Засоби контролю та прогнозування виробництва електричної енергії ФЕС

Якісні прогнози генерації ФЕС дозволяють виробникам електроенергії та мережевим операторам активно управляти продуктивністю сонячних

електростанцій, тим самим оптимально інтегруючи сонячні ресурси в загальну енергосистему країни.

В Україні з 2020 року вступають в силу штрафи за небаланси по виробленню електроенергії сонячними електростанціями. У зв'язку з цим актуалізується проблема прогнозування генерації і питання мінімізації штрафів за неточність такого прогнозування. Прогнозування стає вирішальним інструментом для економічно ефективної інтеграції ресурсів змінної відновлюваної енергії, таких як вітер і сонячна енергія, в локальні, регіональні і національні енергосистеми. Питання узгодження генерації з відновлювальних джерел енергії і з традиційних джерел складається з трьох частин - справедливе узгодження прогнозів виробника відновлювальної енергії з урахуванням інтересів третіх сторін і достовірних прогнозів споживання енергії. Прогнозування генерації полягає у передбаченні генерованої електроенергії на добу вперед, причому погодинного прогнозування генерації. Останнє є головною проблемою так як у всьому світі досі немає надійної та точної технології прогнозу, так як у безхмарну погоду прогноз доволі точний то у хмарну погоду є великі розбіжності.[4]

У законі йдеться про плюс-мінус 5% до погодинного прогнозу генерації, якщо виробник потрапляє у зону прогнозу то він заробляє, якщо не потрапляє то його штрафують. Отже на даний момент питання якісного і точного прогнозування залишається актуальним так як доступні методи прогнозування не задовольняють потреб погодинного прогнозу на наступну добу.

1.5.1 Метод Total sky imagery

Total sky imagery - метод, який використовується для прогнозування генерації енергії ФЕС буквально в режимі реального часу. Цей метод дозволяє досить точно передбачити вироблення на 10-30 хвилин вперед.[4] Прогноз вироблення електроенергії на основі аналізу зображення неба складається з 4 операцій:

- отримання зображення неба в районі установки сонячної електростанції, (робляться знімки хмарної ситуації з поверхні землі);
- аналіз отриманих даних, визначення типу хмар (розрізняють тонкі і товсті хмари);
- оцінка вектора руху хмар, (для цього використовується послідовність з декількох знімків);
- використовуючи отримані дані, розраховується потужність сонячного опромінення і створюється прогноз генерації електрики.

Спеціалізовані метеорологічні служби типу Whole Sky Imager разом з фотографіями розташування хмар надають детальну інформацію про масштаби, структури та рух хмар. Спираючись на ці дані, можна скласти дуже точний прогноз, але в досить маленьку тимчасову межу - до 30 хвилин. Точність прогнозу на більший час різко знижується через те, що дуже важко передбачити розвиток рух хмарного поля, а також зміна геометрії хмар. На сьогоднішній день немає чіткої математичної моделі розвитку хмарних полів. Як варіант - можна використовувати зображення з хмарною ситуацією, яка сфотографована в прилеглих областях і провести прогноз з урахуванням вектора переміщення хмар. Але при цьому слід врахувати, що хмари різних шарів володіють різними характеристиками, наприклад, низькі хмари пересуваються значно швидше, а ось високі - значно повільніше. Ще одна складність це те що, на фото нижні хмари можуть закривати собою високі, все це в цілому позначається на точності прогнозу.[4]

1.5.2 Метод аналізу хмарної обстановки по знімках з космосу

В цілому ідея другого методу повторює Total sky imagery, тільки замість фотографій неба і хмарної ситуації, отриманих з землі, використовують зображення, отримані з космічних супутників. При цьому зображення хмар може бути отримано як в традиційному вигляді (оптична зйомка), так і з використанням інфрачервоних датчиків. Основна перевага цього методу -

отримання масштабів хмарності на значно більшій площі, до того ж високоякісні супутникові зйомки більш доступні і охоплюють практично всю територію планети, в той час як Total sky imagery реалізований на обмеженій території. Крім того, завдяки точному вимірюванню коефіцієнта відбиття, отриманого з супутника, можна дуже точно розрахувати індекс хмари, який пропорційний оптичній глибині (прозорості) хмари. Цей метод досить добре вивчений і активно застосовується при вивченні і нанесенні на карту сонячних ресурсів, визначення інсоляції для місцевості.[4]

До недоліків цього методу можна віднести той факт, що звичайні космічні супутники передають дані, використовуючи тільки видимий спектр, тому ранкові прогнози виходять не дуже точними через відсутність накопичення інформації. Втім, цей недолік можна компенсувати за рахунок зображень, отриманих в інфрачервоному випромінюванні. Набагато важливішим є той факт, що роздільна здатність геостаціонарних супутників достатньо невелика. Це призводить до того, що на фото відображаються великий конвективні хмари, в той час як більш дрібні хмарні утворення можуть не відрізнятися, це призводить до зниження точності розрахунку інсоляції.[4]

В цілому, за рахунок покриття великої площі, використання супутникових зображень дозволяє давати досить точний прогноз до 6 годин, який дуже часто перевершує дані числових методів прогнозу погоди, але тільки у безхмарну погоду, з зростанням хмарних утворень точність прогнозу знижується.

1.5.3 Прогнозування сонячної активності на термін більше однієї доби

Більшість прогнозів метеорологічної ситуації на тривалі, більше 1 доби, відрізки часу засновані на використанні чисельних прогнозів погоди (NWP), які активно використовуються практично у всіх сферах діяльності, де необхідно враховувати вплив природних факторів.

Сучасна модель NWP - це набір сучасних комп'ютерних програм, в яких за допомогою математичних і фізичних алгоритмів рівнянь описані процеси, що відбуваються в атмосфері і характер їх змін з часом. Вихідні дані для

розрахунків чисельних прогнозів погоди беруться з результатів і аналізу метеорологічних спостережень, при цьому чим точніші і якісніші вихідні дані, тим набагато точніше і результат прогнозу. При цьому використовуються не тільки дані для конкретної місцевості, для якої проводиться прогнозування розвитку погодної ситуації, але і дані спостереження верхніх шарів атмосфери, зон океану і наземних зон. Залежно від сфери застосування, можуть використовуватися різні види моделей чисельних прогнозів погоди.[4]

1.5.4 Контроль та прогнозування генерації ФЕС за допомогою акумуляторів електричної енергії.

Ідея контролю та прогнозування генерованої електроенергії сонячної станції за допомогою використання акумуляторів електричної енергії полягає у накопиченні енергії у акумулятори у момент коли генерація за годину перевищила прогноз за годину, і навпаки, віддавання енергії з акумуляторів у моменти недогенерації по годинному прогнозу. Даний спосіб економічно затратний так як потребує акумуляторів великої ємності та налагодження автоматизованого процесу.

2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір типу і параметрів сонячних панелей

У даному проекті використовуються 4 моделі сонячних панелей, усі вони зазначені замовником у технічному завданні, а саме:

Полікристалічні.

- Risen RSM72-6-335P (335 Вт);
- Risen RSM144-6-340P (340 Вт).

Монокристалічні.

- Risen RSM144-6405BMDG (405 Вт);
- Risen RSM144-6410BMDG (410 Вт).

Виробник сонячних батарей, китайська компанія Risen Energy, є світовим лідером з виробництва фотовольтаїчного обладнання.

Монокристалічні панелі мають більший ККД. Продуктивність поверхонь кристалів обумовлена технологічними особливостями виробництва. Монокристалічні виготовляють, використовуючи виключно кремній високого ступеня очищення. При виробництві полікристалічних використовується і вторинна сировина. Така технологія зумовила не тільки більш низький ККД, але і невисоку надійність обладнання. До переваг полікристалічних панелей можна віднести більш низьку вартість в порівнянні з монокристалами.

2.1.1 Фотоелектричні панелі Risen RSM72-6-335P

Панелі на основі полікристалічного кремнію для систем напругою до 1500 В. Являє собою панель товщиною 40 мм, шириною 992 мм і довжиною 1956 мм. Складається з 72-х об'єднаних фотоелементів з п'ятьма струмопровідними шинами в кожному осередку. З тильного боку кремнієвих пластин знаходиться біла металева підкладка, з лицьової сторони загартоване прозоре скло з низьким вмістом заліза. Конструкція поміщена в легку алюмінієву раму, абсолютно

герметична, витримує вітрове і снігове навантаження до 2400Па і 5400Па відповідно. Вага 22 кг.[5]

Технічна характеристика:

- номінальна потужність - 335 Вт;
- напруга холостого ходу - 46,5 В;
- струм короткого замикання - 9,30 А;
- напруга при максимальній потужності - 38,4 В;
- струм при максимальній потужності - 8,75 А
- максимальний ККД - 17,3%;
- температурний коефіцієнт $P_{max} \sim -0,39\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $I_{sc} - 0,05\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $V_{oc} \sim -0,32\% / ^\circ\text{C}$;
- робочі параметри навколишнього середовища - $-40 \dots + 85 ^\circ\text{C}$;
- NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) - 45°C ;

Оптимальне поєднання ціни та якості робить панелі RSM72-6-335P хорошим рішенням для станцій під "зелений" тариф.

2.1.2 Фотоелектричні панелі Risen RSM144-6-340P

Фотоелектричні панелі на основі полікристалічного кремнію для систем напругою до 1500 В. Є панеллю товщиною 40 мм, шириною 992 мм і довжиною 2010 мм. Складається з 144-х половинчастих фотоелементів (технологія Half Cut Cells) з п'ятьма струмопровідними шинами в кожному осередку (5BB). Зверху кремнієві пластини захищені загартованим прозорим склом з низьким вмістом заліза. З тильного боку знаходиться білий пластиковий (EVA) лист з металевим покриттям. Конструкція поміщена в легку алюмінієву раму, абсолютно герметична, витримує вітрове і снігове навантаження до 2400Па і 5400Па відповідно. Вага 23 кг.[5]

Технічна характеристика:

- номінальна потужність - 340 Вт;

- напруга холостого ходу - 46,30 В;
- струм короткого замикання - 9,40 А;
- напруга при максимальній потужності - 38,70 В;
- струм при максимальній потужності - 8,80 А;
- максимальний ККД - 17,1%;
- температурний коефіцієнт $P_{max} \sim -0,39\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $I_{sc} - 0,055\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $V_{oc} \sim -0,32\% / ^\circ\text{C}$;
- робочі параметри навколишнього середовища - $-40 \dots + 85 ^\circ\text{C}$;
- NOCT - 45°C ;

Заміна об'єднаних елементів половинчастими дозволяє знизити залежність панелі від затінення, забруднення, перегріву, що є великим плюсом.

2.1.3 Фотоелектричні панелі Risen RSM144-6405BMDG

Панелі на основі монокристалічного кремнію для систем напругою до 1500 В. Панель товщиною 30 мм, шириною 1000 мм і довжиною 2034 мм. Складається з 144-х половинчастих фотоелементів з 9-ма струмопровідними шинами в кожному осередку. З тильного боку кремнієвих пластин знаходиться підкладка з загартованого скла, з лицьової сторони високо проникне загартоване прозоре скло з низьким вмістом заліза. Конструкція поміщена в легку алюмінієву раму, абсолютно герметична, витримує вітрове і снігове навантаження до 2400Па і 5400Па відповідно. Вага 27 кг.[5]

Технічна характеристика:

- номінальна потужність - 405 Вт;
- напруга холостого ходу - 48,75 В;
- струм короткого замикання - 10,60 А;
- напруга при максимальній потужності - 40,55 В;
- струм при максимальній потужності - 10,00 А;
- максимальний ККД - 19,9%;

- температурний коефіцієнт $P_{\max} \sim -0,36\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $I_{sc} - 0,05\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $V_{oc} \sim -0,28\% / ^\circ\text{C}$;
- робочі параметри навколишнього середовища - $-40 \dots + 85 ^\circ\text{C}$;
- NOCT - 44°C ;

Завдяки використанню монокристалічного кремнію, панелі мають більший ККД та більшу потужність при тих же розмірах порівняно з полікристалічними панелями.

2.1.4 Фотоелектричні панелі Risen RSM144-6410BMDG

Модулі на основі монокристалічного кремнію для систем напругою до 1500 В. Панель товщиною 30 мм, шириною 1000 мм і довжиною 2034 мм. Складається з 144-х половинчастих фотоелементів з 9-ма струмопровідними шинами в кожному осередку. З тильного боку кремнієвих пластин знаходиться підкладка з загартованого скла, з лицьової сторони високо проникне загартоване прозоре скло з низьким вмістом заліза. Конструкція поміщена в легку алюмінієву раму, абсолютно герметична, витримує вітрове і снігове навантаження до 2400Па і 5400Па відповідно. Вага 27 кг.[5]

Технічна характеристика:

- номінальна потужність - 410 Вт;
- напруга холостого ходу - 48,90 В;
- струм короткого замикання - 10,70 А;
- напруга при максимальній потужності - 40,65 В;
- струм при максимальній потужності - 10,10 А;
- максимальний ККД - 20,2%;
- температурний коефіцієнт $P_{\max} \sim -0,36\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $I_{sc} - 0,05\% / ^\circ\text{C}$;
- температурний коефіцієнт $V_{oc} \sim -0,28\% / ^\circ\text{C}$;
- робочі параметри навколишнього середовища - $-40 \dots + 85 ^\circ\text{C}$;

- NOCT - 44°C;

Панелі мають такі ж фізичні параметри як і Risen RSM144-6405BMDG тільки з більшим ККД та максимальної вихідної потужності.

2.2 Розрахунок робочих характеристик панелей

Технічні параметри фотоелектричних панелей встановлюються виробником за стандартом STC (Standard Test Conditions, стандартні тестові умови). Щоб можна було порівняти модулі між собою, виробники домовилися випробовувати їх за певних умов.[6]

Параметри STC відображають роботу сонячної панелі в ідеальних умовах, які зазвичай досягаються при короткочасному проміжку показників тестера сонячних панелей в заводських або лабораторних умовах. Сонячна інсоляція в ідеальних умовах становить $1000 \text{ Вт} / \text{м}^2$, температура сонячного модуля - 25°C , швидкість вітру дорівнює 0, а спектр випромінювання відповідає масі повітря 1,5 (маса повітря визначає товщину атмосфери, яку потрібно пройти сонячному світлу з космосу до поверхні землі. Маса повітря, що дорівнює 1, приймається за умов, коли сонце знаходиться прямо над головою, такі умови не існують в більшості місць). Ці умови симулюють сонячний полудень навесні або восени, коли сонячні промені падають перпендикулярно поверхні сонячним панелям. Для випробувань по STC було прийнято значення маси повітря 1.5, тому що це деяка усереднена цифра, що дозволяє оцінити втрати в атмосфері на широтах, відмінних від екватора.[6]

Параметри STC позначені на етикетці всіх сонячних панелей. Вони є обов'язковими для всіх виробників. Однак, умови STC рідко зустрічаються при реальній експлуатації сонячних модулів. STC не відображають ефективність і продуктивність сонячного модуля в реальних умовах.

Для розрахунку ефективності фотоелектричного модуля в реальних умовах використовують стандарт PTC (Photovoltaics Test Conditions). Стандарт обумовлює характеристики панелей в умовах, більш наближених до реальних.

При РТС, сонячна інсоляція становить 1000 Вт / м^2 , але температура нормується не сонячного елемента, як в STC, а навколишнього повітря фотомодуля. Панелі повинні знаходитися на висоті 10 м над рівнем землі, температура повітря становить $20 \text{ }^\circ\text{C}$ і швидкість вітру дорівнює 1 м / с .

Для перерахунку потужності з STC на РТС використовують номінальну робочу температуру сонячного елемента NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), яка вимірюється при сонячній інсоляції 800 Вт / м^2 і температурі повітря $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Електричний ланцюг при цьому розімкнений, кут нахилу модуля 45° з орієнтацією на південь. Чим нижче NOCT, тим краще буде працювати модуль в реальних умовах.[6]

Завжди необхідно звертати увагу на параметр NOCT при виборі фотомодуля, у якісного виробника він не перевищує $47 \text{ }^\circ\text{C}$.

Слід зазначити що не один із стандартів випробувань сонячних панелей не описує точно їх роботу у реальних умовах.

2.2.1 Розрахунок потужності модуля Risen RSM72-6-335P за стандартом РТС

Визначаю очікувану температуру панелі Risen RSM72-6-335P, за формулою (2.1):

$$T_{PТС} = 20 + 1,389 * (NOCT - 20) * (0,9 - \eta) \quad (2.1)$$

де: $NOCT - 45 \text{ }^\circ\text{C}$.

Значення $(0,9 - \eta)$ відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетворюється в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках. Отже:

$$T_{PТС} = 20 + 1,389 * (45 - 20) * (0,9 - 0,173) = 45,24 \text{ }^\circ\text{C}$$

Далі визначаю потужність за стандартом РТС, використовуючи формулу (2.2):

$$P_{PTC} = P_{STC} * [1 - C_T(T_{PTC} - 25)] \quad (2.2)$$

де: P_{STC} – потужність панелі за стандартом STC (335 Вт);

C_T – температурний коефіцієнт потужності модуля (0,39% / °C).

$$P_{PTC} = 335 * [1 - 0,0039(45,24 - 25)] = 308,55 \text{ Вт}$$

Значення співвідношення P_{PTC}/P_{STC} не повинно перевищувати 88%. Якщо при перерахунку потужності на більш реальний стандарт, панель втрачає понад 12% енергії, то такі панелі використовувати не рекомендується.[6]

У нашому випадку для панелей Risen RSM72-6-335P значення P_{PTC}/P_{STC} становить:

$$\frac{P_{PTC}}{P_{STC}} * 100 = \frac{308,55}{335} * 100 = 0,92\%$$

Панелі Risen RSM72-6-335P відповідають вимогам співвідношення P_{PTC}/P_{STC} .

2.2.2 Розрахунок потужності модуля Risen RSM144-6-340P за стандартом PTC

Визначаю очікувану температуру панелі Risen RSM144-6-340P, за формулою (2.1), де $NOCT = 45$ °C.

Значення (0,9 – η) відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетвориться в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках. Отже за формулою (2.1):

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 * (45 - 20) * (0,9 - 0,171) = 45,31 \text{ °C}$$

Далі визначаю потужність за стандартом PTC, використовуючи формулу (2.2), де: P_{STC} – потужність панелі за стандартом STC (340 Вт); C_T – температурний коефіцієнт потужності модуля (0,39% / °C).

$$P_{PTC} = 340 * [1 - 0,0039(45,31 - 25)] = 313,06 \text{ Вт}$$

Значення співвідношення P_{PTC}/P_{STC} не повинно перевищувати 88%. Якщо при перерахунку потужності на більш реальний стандарт, панель втрачає понад 12% енергії, то такі панелі використовувати не рекомендується.[6]

У нашому випадку для панелей Risen RSM144-6-340P значення P_{PTC}/P_{STC} становить:

$$\frac{P_{PTC}}{P_{STC}} * 100 = \frac{313,06}{340} * 100 = 0,92\%$$

Панелі Risen RSM144-6-340P відповідають вимогам співвідношення P_{PTC}/P_{STC} .

2.2.3 Розрахунок потужності модуля Risen RSM144-6405BMDG за стандартом PTC

Визначаю очікувану температуру панелі Risen RSM144-6405BMDG, за формулою (2.1), де: $NOCT - 44^{\circ}\text{C}$.

Значення $(0,9 - \eta)$ відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетвориться в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках. Отже за формулою (2.1):

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 * (44 - 20) * (0,9 - 0,199) = 43,36^{\circ}\text{C}$$

Далі визначаю потужність за стандартом PTC, використовуючи формулою (2.2), де: P_{STC} – потужність панелі за стандартом STC (405 Вт); C_T – температурний коефіцієнт потужності модуля (0,36% / $^{\circ}\text{C}$).

$$P_{PTC} = 405 * [1 - 0,0036(43,36 - 25)] = 378,23 \text{ Вт}$$

Значення співвідношення P_{PTC}/P_{STC} не повинно перевищувати 88%. Якщо при перерахунку потужності на більш реальний стандарт, панель втрачає понад 12% енергії, то такі панелі використовувати не рекомендується.[6]

У нашому випадку для панелей Risen RSM144-6405BMDG значення P_{PTC}/P_{STC} становить:

$$\frac{P_{PTC}}{P_{STC}} * 100 = \frac{378,23}{405} * 100 = 0,93\%$$

Панелі Risen RSM144-6405BMDG відповідають вимогам співвідношення P_{PTC}/P_{STC} .

2.2.4 Розрахунок потужності модуля Risen RSM144-6410BMDG за стандартом PTC

Визначаю очікувану температуру панелі Risen RSM144-6410BMDG, за формулою (2.1), де: $NOCT = 44\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Значення $(0,9 - \eta)$ відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетвориться в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках. Отже за формулою (2.1):

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 * (44 - 20) * (0,9 - 0,202) = 43,26\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Далі визначаю потужність за стандартом PTC, використовуючи формулу (2.2), де: P_{STC} – потужність панелі за стандартом STC (410 Вт); C_T – температурний коефіцієнт потужності модуля (0,36% / $^{\circ}\text{C}$).

$$P_{PTC} = 410 * [1 - 0,0036(43,26 - 25)] = 383,04\text{ Вт}$$

Значення співвідношення P_{PTC}/P_{STC} не повинно перевищувати 88%. Якщо при перерахунку потужності на більш реальний стандарт, панель втрачає понад 12% енергії, то такі панелі використовувати не рекомендується.[6]

У нашому випадку для панелей Risen RSM144-6410BMDG значення P_{PTC}/P_{STC} становить:

$$\frac{P_{PTC}}{P_{STC}} * 100 = \frac{383,04}{410} * 100 = 0,93\%$$

Панелі Risen RSM144-6410BMDG відповідають вимогам співвідношення P_{PTC}/P_{STC} .

2.2.5 Розрахунок кута встановлення фотомодулів

Дана фотоелектрична станція будується у місті Запоріжжя. Оптимальний кут нахилу встановлення фотомодулів відносно горизонту, розраховую за формулою (2.3) для цілорічного використання:[6]

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1 \quad (2.3)$$

де: φ – широта місцевості (для міста Запоріжжя широта становить $47^{\circ}50'$).

$$\beta = 0,76 * 47,5 + 3,1 = 39,2^{\circ}$$

Оптимальний кут встановлення фотомодулів становить $39,2^{\circ}$ відносно горизонту.

2.3 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань фотоелектричних модулів

Струм що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найбільш слабкої ланки стрингу. При паралельному з'єднанні струм дорівнює сумі струмів від окремих панелей. Значення струму також залежить від температури, чим вона вище, тим вище струм. Напруга, навпаки від струму, збільшується при падінні температури панелі. Розрахунки максимальних напруг проводяться для граничної температури батареї. Для Запорізької області, зимою практично неможливо отримати температуру на сонячній панелі нижче -25°C , в умовах освітленості, тому в розрахунках приймаю -25°C за граничну від'ємну температуру.[6]

У проєкті будуть використані інвертори Huawei SUN2000-185ktl та інвертори Huawei SUN2000-105ktl, які мають такі вхідні параметри, необхідні для розрахунку з'єднання фотоелектричних модулів.

Для інвертора Huawei SUN2000-185ktl:[7]

- максимальна вхідна напруга – 1500 В;
- максимальна сила струму MPPT – 26 А;
- струм короткого замкнення MPPT – 40 А;
- стартова напруга – 550 В;
- робоча зона MPPT напруги – 500-1500 В;
- кількість MPP трекерів – 9 шт.

Для інвертора Huawei SUN2000-105ktl:[7]

- максимальна вхідна напруга – 1500 В;
- максимальна сила струму MPPT – 25 А;
- струм короткого замкнення MPPT – 33 А;
- стартова напруга – 650 В;
- робоча зона MPPT напруги – 600-1500 В;
- кількість MPP трекерів – 6 шт.

2.3.1 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM72-6-335P

Максимальний струм в колі визначаю за формулою (2.4):

$$I_{SC(T_r)} = I_{SC} \left(1 + \left(\frac{(T_r - 25)\alpha_T}{100} \right) \right) \quad (2.4)$$

де: $I_{SC(T_r)}$ – значення струму сонячної батареї при 85 °C;

I_{SC} – значення струму короткого замикання в умовах STC (9,3 А);

T_r – максимальна температура (85 °C);

α_T – температурний коефіцієнт I_{sc} (0,05%).

$$I_{SC(T_r)} = 9,3 * \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * 0,05}{100} \right) \right) = 9,579 \text{ A}$$

З розрахунку видно, що для інверторів SUN2000-185ktl та 105ktl не рекомендується встановлювати паралельно більше 2-х фотомодулів, так як в протилежному випадку максимальний струм панелей буде перевищувати максимально допустимий струм MPPT інвертора.[6]

Максимальну напругу в колі знаходжу за формулою (2.5):

$$U_{OC(T_r)} = U_{OC} \left(1 + \left(\frac{(T_r - 25)\beta_T}{100} \right) \right) \quad (2.5)$$

де: $U_{OC(T_r)}$ – значення напруги сонячної батареї при -25°C ;

U_{OC} – напруга холостого ходу (46,5 В);

T_r – максимальна температура (-25°C);

β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} ($-0,32\%$).

$$U_{OC(T_r)} = 46,5 \left(1 + \left(\frac{(-25 - 25) * -0,32}{100} \right) \right) = 53,94 \text{ В}$$

Враховуючи розрахункове значення максимальної напруги панелі, підраховую кількість модулів з'єднаних послідовно на один стрінг за формулою (2.6) :

$$N_{max} = U_{DCmax} / U_{OC(T_r)} \quad (2.6)$$

де: U_{DCmax} – максимальна напруга на вході інвертора (для інверторів SUN2000-185ktl та 105ktl, $U_{DCmax} = 1500 \text{ В}$).[6]

$$N_{max} = \frac{1500}{53,94} = 27,8 \text{ шт.}$$

З розрахунку видно, що максимальна кількість модулів на один стрінг, підключених послідовно становить 27 штук.

Розраховую мінімальну кількість модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інверторів за формулами (2.7) та (2.8):

Модулі досягають мінімальної напруги при максимальній температурі, тому розрахунок проводжу при температурі 85 °C.[6]

$$U_{OC(Tmax)} = U_{OC} \left(1 + \left(\frac{(T_{max}-25)\beta_T}{100} \right) \right) \quad (2.7)$$

де: $U_{OC(Tmax)}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °C;

U_{OC} – напруга холостого ходу (46,5 В);

T_{max} – максимальна температура (85 °C);

β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} (-0,32%).

$$U_{OC(Tr)} = 46,5 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,32}{100} \right) \right) = 37,57 \text{ В}$$

Знаходжу мінімальну кількість панелей в колі з урахуванням стартової напруги інверторів за формулою (2.8):

$$N_{min} = U_{DCstart} / U_{OC(Tmax)} \quad (2.8)$$

де: $U_{DCstart}$ – пускова напруга на вході інвертора (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 550$ В, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 650$ В);

$$N_{min185ktl} = \frac{550}{37,57} = 14,63 \text{ шт.}$$

$$N_{min105ktl} = \frac{650}{37,57} = 17,3 \text{ шт.}$$

З розрахунку бачимо, що мінімальна кількість панелей, з'єднаних послідовно на один стрінг, для інвертора SUN2000-185ktl становить 15 штук а для 105ktl – 18 штук.

Визначаю допустиму кількість фотомодулів в колі з урахуванням MPP трекера інверторів за формулами (2.9) та (2.10):

$$U_{MPP(T_{max})} = U_{MPP(STC)} \left(1 + \left(\frac{(T_{max}-25)\beta_T}{100} \right) \right) \quad (2.9)$$

де: $U_{MPP(T_{max})}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °C;

$U_{MPP(STC)}$ – максимальна напруга MPP панелі (38,4 В);

T_{max} – максимальна температура (85 °C);

β_T – температурний коефіцієнт U_{oc} (-0,32%).

$$U_{MPP(T_{max})} = 38,4 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,32}{100} \right) \right) = 31,02 \text{ В}$$

Знаходжу допустиму кількість модулів в колі з урахуванням MPPT за формулою (2.10):

$$U_{DCmin} = U_{MPP(T_{max})} / N_{MPP} \quad (2.10)$$

де: U_{DCmin} – мінімальне значення напруги MPPT (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 500$ В, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 600$ В);

$$N_{MPP185ktl} = \frac{500}{31,02} = 16,11 \text{ шт.}$$

$$N_{MPP105ktl} = \frac{600}{31,02} = 19,34 \text{ шт.}$$

Таким чином, рекомендована кількість панелей, з'єднаних послідовно, на один MPPT для інвертора SUN2000-185ktl становить від 17 штук а для 105ktl – від 20 штук.

Розраховую кількість модулів згідно потужності інверторів.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні панелі сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора.[6]

Розраховую кількість панелей з урахуванням діапазону за формулою (2.11):

$$P_{\text{інв}} * \frac{0,8}{P_{\text{фм}}} \leq N_{\text{sum}} \leq P_{\text{інв}} * \frac{1,2}{P_{\text{фм}}} \quad (2.11)$$

де: $P_{\text{інв}}$ – потужність інвертора, Вт (для інвертора SUN2000-185ktl становить 185 кВт, а для 105ktl – 105 кВт.);

$P_{\text{фм}}$ – потужність фотомодуля (335 Вт);

N_{sum} – кількість панелей на один інвертор.

Для інвертора SUN2000-185ktl:

$$185000 * \frac{0,8}{335} \leq N_{\text{sum185ktl}} \leq 185000 * \frac{1,2}{335}$$

$$442 \text{ шт.} \leq N_{\text{sum185ktl}} \leq 662 \text{ шт.}$$

Для інвертора SUN2000-105ktl:

$$105000 * \frac{0,8}{335} \leq N_{\text{sum105ktl}} \leq 105000 * \frac{1,2}{335}$$

$$251 \text{ шт.} \leq N_{\text{sum105ktl}} \leq 376 \text{ шт.}$$

Отже, оптимальна кількість фотомодулів Risen RSM72-6-335P для інвертора SUN2000-185ktl повинна бути в діапазоні від 442 до 662 штук, а для інвертора SUN2000-105ktl – від 251 до 376 штук. При цьому на один стрінг треба підключати для інвертора SUN2000-185ktl від 15 до 27 модулів, для інвертора SUN2000-105ktl від 18 до 27 панелей приєднаних послідовно. На входи MPP можливе паралельне підключення панелей не більше ніж у два ряди.

2.3.2 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM144-6-340P

Максимальний струм в колі визначаю за формулою (2.4), де: $I_{SC(T_r)}$ – значення струму сонячної батареї при 85 °C; I_{SC} – значення струму короткого замикання в умовах STC (9,4 А); T_r – максимальна температура (85 °C); α_T – температурний коефіцієнт I_{sc} (0,055%).[6]

$$I_{SC(T_r)} = 9,4 * \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * 0,055}{100} \right) \right) = 9,71 \text{ А}$$

З розрахунку видно, що для інверторів Huawei, які використані у проєкті, не рекомендується встановлювати паралельно більше 2-х фотомодулів, так як в протилежному випадку максимальний струм панелей буде перевищувати максимально допустимий струм MPPT інвертора.[6]

Максимальну напругу в колі знаходжу за формулою (2.5), де: $U_{OC(T_r)}$ – значення напруги сонячної батареї при -25 °C; U_{OC} – напруга холостого ходу (46,3 В); T_r – максимальна температура (-25 °C); β_T – температурний коефіцієнт U_{oc} (-0,32%).

$$U_{OC(T_r)} = 46,3 \left(1 + \left(\frac{(-25 - 25) * -0,32}{100} \right) \right) = 53,7 \text{ В}$$

Враховуючи розрахункове значення максимальної напруги панелі, підраховую кількість модулів з'єднаних послідовно на один стрінг за формулою (2.6), де: U_{DCmax} – максимальна напруга на вході інвертора (для інверторів SUN2000-185kTL та 105kTL, $U_{DCmax} = 1500 \text{ В}$).

$$N_{max} = \frac{1500}{53,7} = 27,9 \text{ шт.}$$

З розрахунку видно, що максимальна кількість модулів на один стрінг, підключених послідовно становить 27 штук.

Розраховую мінімальну кількість модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інверторів за формулами (2.7) та (2.8):

Модулі досягають мінімальної напруги при максимальній температурі, тому розрахунок проводжу при температурі 85 °C. Для даної моделі панелей, $U_{OC(T_{max})}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °C; U_{OC} – напруга холостого ходу (46,3 В); T_{max} – максимальна температура (85 °C); β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} (-0,32%).

$$U_{OC(T_r)} = 46,3 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,32}{100} \right) \right) = 37,41 \text{ В}$$

Знаходжу мінімальну кількість панелей в колі з урахуванням стартової напруги інверторів за формулою (2.8), де: $U_{DCstart}$ – пускова напруга на вході інвертора (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 550 \text{ В}$, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 650 \text{ В}$);

$$N_{min185ktl} = \frac{550}{37,41} = 14,7 \text{ шт.}$$

$$N_{min105ktl} = \frac{650}{37,41} = 17,37 \text{ шт.}$$

З розрахунку бачимо, що мінімальна кількість панелей, з'єднаних послідовно на один стрінг, для інвертора SUN2000-185ktl становить 15 штук а для 105ktl – 18 штук.

Визначаю допустиму кількість фотомодулів в колі з урахуванням MPP трекера інверторів за формулами (2.9) та (2.10).

Де для модулів даної моделі: $U_{MPP(T_{max})}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °C; $U_{MPP(STC)}$ – максимальна напруга MPP панелі (38,7 В); T_{max} – максимальна температура (85 °C); β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} (-0,32%).

$$U_{MPP(T_{max})} = 38,7 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,32}{100} \right) \right) = 31,26 \text{ В}$$

Знаходжу допустиму кількість модулів в колі з урахуванням MPPT за формулою (2.10), де: U_{DCmin} – мінімальне значення напруги MPPT (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 500$ В, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 600$ В);

$$N_{MPP185ktl} = \frac{500}{31,26} = 15,99 \text{ шт.}$$

$$N_{MPP105ktl} = \frac{600}{31,26} = 19,19 \text{ шт.}$$

Таким чином, рекомендована кількість панелей, з'єднаних послідовно, на один MPPT для інвертора SUN2000-185ktl становить від 16 штук а для 105ktl – від 20 штук.

Розраховую кількість модулів згідно потужності інверторів.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні панелі сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора.[6]

Розраховую кількість панелей з урахуванням діапазону за формулою (2.11), де: $P_{інв}$ – потужність інвертора, Вт (для інвертора SUN2000-185ktl становить 185 кВт, а для 105ktl – 105 кВт.); $P_{фм}$ – потужність фотомодуля (340 Вт); N_{sum} – кількість панелей на один інвертор.

Для інвертора SUN2000-185ktl:

$$185000 * \frac{0,8}{340} \leq N_{sum185ktl} \leq 185000 * \frac{1,2}{340}$$

$$436 \text{ шт.} \leq N_{sum185ktl} \leq 652 \text{ шт.}$$

Для інвертора SUN2000-105ktl:

$$105000 * \frac{0,8}{340} \leq N_{sum105ktl} \leq 105000 * \frac{1,2}{340}$$

$$248 \text{ шт.} \leq N_{sum105ktl} \leq 370 \text{ шт.}$$

Отже, оптимальна кількість фотомодулів Risen RSM144-6-340P для інвертора SUN2000-185ktl повинна бути в діапазоні від 436 до 652 штук, а для інвертора SUN2000-105ktl – від 248 до 370 штук. При цьому на один стрінг треба підключати для інвертора SUN2000-185ktl від 15 до 27 модулів, для інвертора SUN2000-105ktl від 18 до 27 панелей приєднаних послідовно. На входи MPP можливе паралельне підключення панелей не більше ніж у два ряди.

2.3.3 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM144-6405BMDG

Максимальний струм в колі визначаю за формулою (2.4), де: $I_{SC(T_r)}$ – значення струму сонячної батареї при 85 °C; I_{SC} – значення струму короткого замикання в умовах STC (10,6 A); T_r – максимальна температура (85 °C); α_T – температурний коефіцієнт I_{sc} (0,05%).[6]

$$I_{SC(T_r)} = 10,6 * \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * 0,05}{100} \right) \right) = 10,92 \text{ A}$$

З розрахунку видно, що для інверторів Huawei, які використані у проекті, не рекомендується встановлювати паралельно більше 2-х фотомодулів, так як в протилежному випадку максимальний струм панелей буде перевищувати максимально допустимий струм MPPT інвертора.[6]

Максимальну напругу в колі знаходжу за формулою (2.5), де: $U_{OC(T_r)}$ – значення напруги сонячної батареї при -25 °C; U_{OC} – напруга холостого ходу (48,75 В); T_r – максимальна температура (-25 °C); β_T – температурний коефіцієнт U_{oc} (-0,28%).

$$U_{OC(T_r)} = 48,75 \left(1 + \left(\frac{((-25 - 25) * -0,28)}{100} \right) \right) = 55,57 \text{ В}$$

Враховуючу розрахункове значення максимальної напруги панелі, підраховую кількість модулів з'єднаних послідовно на один стрінг за

формулою (2.6), де: U_{DCmax} – максимальна напруга на вході інвертора (для інверторів SUN2000-185ktl та 105ktl, $U_{DCmax} = 1500$ В);

$$N_{max} = \frac{1500}{55,57} = 26,99 \text{ шт.}$$

З розрахунку видно, що максимальна кількість модулів на один стрінг, підключених послідовно становить 26 штук.

Розраховую мінімальну кількість модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інверторів за формулами (2.7) та (2.8):

Модулі досягають мінімальної напруги при максимальній температурі, тому розрахунок проводжу при температурі 85 °С. Для модулів даної моделі, $U_{OC(Tmax)}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °С; U_{OC} – напруга холостого ходу (48,75 В); T_{max} – максимальна температура (85 °С); β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} (-0,28%).[6]

$$U_{OC(Tr)} = 48,75 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,28}{100} \right) \right) = 40,56 \text{ В}$$

Знаходжу мінімальну кількість панелей в колі з урахуванням стартової напруги інверторів за формулою (2.8), де: $U_{DCstart}$ – пускова напруга на вході інвертора (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 550$ В, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 650$ В);

$$N_{min185ktl} = \frac{550}{40,56} = 13,56 \text{ шт.}$$

$$N_{min105ktl} = \frac{650}{40,56} = 16,02 \text{ шт.}$$

З розрахунку бачимо, що мінімальна кількість панелей, з'єднаних послідовно на один стрінг, для інвертора SUN2000-185ktl становить 14 штук а для 105ktl – 17 штук.

Визначаю допустиму кількість фотомодулів в колі з урахуванням МРР трекера інверторів за формулами (2.9) та (2.10).

Для модулів даної моделі: $U_{MPP(T_{max})}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °С; $U_{MPP(STC)}$ – максимальна напруга МРР панелі (40,55 В); T_{max} – максимальна температура (85 °С); β_T – температурний коефіцієнт U_{oc} (-0,28%).

$$U_{MPP(T_{max})} = 40,55 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,28}{100} \right) \right) = 33,73 \text{ В}$$

Знаходжу допустиму кількість модулів в колі з урахуванням МРРТ за формулою (2.10), де: U_{DCmin} – мінімальне значення напруги МРРТ (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 500 \text{ В}$, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 600 \text{ В}$).

$$N_{MPP185ktl} = \frac{500}{33,73} = 14,82 \text{ шт.}$$

$$N_{MPP105ktl} = \frac{600}{33,73} = 17,78 \text{ шт.}$$

Таким чином, рекомендована кількість панелей, з'єднаних послідовно, на один МРРТ для інвертора SUN2000-185ktl становить від 15 штук а для 105ktl – від 18 штук.

Розраховую кількість модулів згідно потужності інверторів.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні панелі сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора.[6]

Розраховую кількість панелей з урахуванням діапазону за формулою (2.11), де: $P_{інв}$ – потужність інвертора, Вт (для інвертора SUN2000-185ktl становить 185 кВт, а для 105ktl – 185 кВт.); $P_{фм}$ – потужність фотомодуля (405 Вт); N_{sum} – кількість панелей на один інвертор.

Для інвертора SUN2000-185ktl:

$$185000 * \frac{0,8}{405} \leq N_{sum185ktl} \leq 185000 * \frac{1,2}{405}$$

$$366 \text{ шт.} \leq N_{sum185ktl} \leq 548 \text{ шт.}$$

Для інвертора SUN2000-105ktl:

$$105000 * \frac{0,8}{405} \leq N_{sum105ktl} \leq 105000 * \frac{1,2}{405}$$

$$208 \text{ шт.} \leq N_{sum185ktl} \leq 311 \text{ шт.}$$

Отже, оптимальна кількість фотомодулів Risen RSM144-6405BMDG для інвертора SUN2000-185ktl повинна бути в діапазоні від 366 до 548 штук, а для інвертора SUN2000-105ktl – від 208 до 311 штук. При цьому на один стрінг треба підключати для інвертора SUN2000-185ktl від 14 до 26 модулів, для інвертора SUN2000-105ktl від 17 до 26 панелей приєднаних послідовно. На входи MPP можливе паралельне підключення панелей не більше ніж у два ряди.

2.3.4 Розрахунки з'єднань модулів Risen RSM144-6410BMDG

Максимальний струм в колі визначаю за формулою (2.4), де: $I_{SC(Tr)}$ – значення струму сонячної батареї при 85 °C; I_{SC} – значення струму короткого замикання в умовах STC (10,7 A); T_r – максимальна температура (85 °C); α_T – температурний коефіцієнт Isc (0,05%).[6]

$$I_{SC(Tr)} = 10,7 * \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * 0,05}{100} \right) \right) = 11,02 \text{ A}$$

З розрахунку видно, що для інверторів Hуawei, які використані у проекті, не рекомендується встановлювати паралельно більше 2-х фотомодулів, так як в протилежному випадку максимальний струм панелей буде перевищувати максимально допустимий струм MPPT інвертора.

Максимальну напругу в колі знаходжу за формулою (2.5), де: $U_{OC(T_r)}$ – значення напруги сонячної батареї при $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$; U_{OC} – напруга холостого ходу (48,9 В); T_r – максимальна температура ($-25\text{ }^{\circ}\text{C}$); β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} (-0,28%).

$$U_{OC(T_r)} = 48,9 \left(1 + \left(\frac{(-25 - 25) * -0,28}{100} \right) \right) = 55,74 \text{ В}$$

Враховуючу розрахункове значення максимальної напруги панелі, підраховую кількість модулів з'єднаних послідовно на один стрінг за формулою (2.6), де: U_{DCmax} – максимальна напруга на вході інвертора (для інверторів SUN2000-185ktl та 105ktl, $U_{DCmax} = 1500 \text{ В}$);

$$N_{max} = \frac{1500}{55,74} = 26,91 \text{ шт.}$$

З розрахунку видно, що максимальна кількість модулів на один стрінг, підключених послідовно становить 26 штук.

Розраховую мінімальну кількість модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інверторів за формулами (2.7) та (2.8).

Модулі досягають мінімальної напруги при максимальній температурі, тому розрахунок проводжу при температурі $85\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для модулів даної моделі: $U_{OC(T_{max})}$ – значення напруги сонячної батареї при $85\text{ }^{\circ}\text{C}$; U_{OC} – напруга холостого ходу (48,9 В); T_{max} – максимальна температура ($85\text{ }^{\circ}\text{C}$); β_T – температурний коефіцієнт U_{OC} (-0,28%).

$$U_{OC(T_r)} = 48,9 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,28}{100} \right) \right) = 40,68 \text{ В}$$

Знаходжу мінімальну кількість панелей в колі з урахуванням стартової напруги інверторів за формулою (2.8), де: $U_{DCstart}$ – пускова напруга на вході інвертора (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 550 \text{ В}$, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 650 \text{ В}$);

$$N_{min185ktl} = \frac{550}{40,68} = 13,52 \text{ шт.}$$

$$N_{min105ktl} = \frac{650}{40,68} = 15,97 \text{ шт.}$$

З розрахунку бачимо, що мінімальна кількість панелей, з'єднаних послідовно на один стрінг, для інвертора SUN2000-185ktl становить 14 штук а для 105ktl – 16 штук.

Визначаю допустиму кількість фотомодулів в колі з урахуванням MPP трека інверторів за формулами (2.9) та (2.10).

Для модулів даної моделі: $U_{MPP(T_{max})}$ – значення напруги сонячної батареї при 85 °C; $U_{MPP(STC)}$ – максимальна напруга MPP панелі (40,65 В); T_{max} – максимальна температура (85 °C); β_T – температурний коефіцієнт U_{oc} (-0,28%).

$$U_{MPP(T_{max})} = 40,65 \left(1 + \left(\frac{(85 - 25) * -0,28}{100} \right) \right) = 33,82 \text{ В}$$

Знаходжу допустиму кількість модулів в колі з урахуванням MPPT за формулою (2.10), де: U_{DCmin} – мінімальне значення напруги MPPT (для інвертора SUN2000-185ktl, $U_{DCstart} = 500 \text{ В}$, для інвертора SUN2000-105ktl, $U_{DCstart} = 600 \text{ В}$);

$$N_{MPP185ktl} = \frac{500}{33,82} = 14,78 \text{ шт.}$$

$$N_{MPP105ktl} = \frac{600}{33,82} = 17,74 \text{ шт.}$$

Таким чином, рекомендована кількість панелей, з'єднаних послідовно, на один MPPT для інвертора SUN2000-185ktl становить від 15 штук а для 105ktl – від 18 штук.

Розраховую кількість модулів згідно потужності інверторів.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні панелі сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора.[6]

Розраховую кількість панелей з урахуванням діапазону за формулою (2.11), де: $P_{\text{інв}}$ – потужність інвертора, Вт (для інвертора SUN2000-185ktl становить 185 кВт, а для 105ktl – 105 кВт.); $P_{\text{фм}}$ – потужність фотомодуля (410 Вт); N_{sum} – кількість панелей на один інвертор.

Для інвертора SUN2000-185ktl:

$$185000 * \frac{0,8}{410} \leq N_{\text{sum185ktl}} \leq 185000 * \frac{1,2}{410}$$

$$361 \text{ шт.} \leq N_{\text{sum185ktl}} \leq 541 \text{ шт.}$$

Для інвертора SUN2000-105ktl:

$$105000 * \frac{0,8}{410} \leq N_{\text{sum105ktl}} \leq 105000 * \frac{1,2}{410}$$

$$205 \text{ шт.} \leq N_{\text{sum185ktl}} \leq 307 \text{ шт.}$$

Отже, оптимальна кількість фотомодулів Risen RSM144-6410BMDG для інвертора SUN2000-185ktl повинна бути в діапазоні від 361 до 541 штук, а для інвертора SUN2000-105ktl – від 205 до 307 штук. При цьому на один стрінг треба підключати для інвертора SUN2000-185ktl від 14 до 26 модулів, для інвертора SUN2000-105ktl від 16 до 26 панелей приєднаних послідовно. На входи MPP можливе паралельне підключення панелей не більше ніж у два ряди.

2.3.5 Висновки розрахунків схеми з'єднання фотомодулів

Виходячи з розрахунків, підключати усі фотоелектричні модулі треба послідовно, та з'єднувати паралельно максимум у два ряди на один MPP вхід.

Для кожної моделі фото панелей вирахована оптимальна кількість їх підключення до інверторів, і становить:

Для панелей Risen RSM72-6-335P:

- Кількість панелей підключених до інвертора, з урахуванням співвідношення 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора:

Для SUN2000-185ktl – від 442 штук до 662 штук.

Для SUN2000-105ktl – від 251 штук до 376 штук.

- Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 27 штук.

Для SUN2000-105ktl – 27 штук.

- Мінімальна рекомендована кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 17 штук.

Для SUN2000-105ktl – 20 штук.

Для панелей Risen RSM144-6-340P:

- Кількість панелей підключених до інвертора, з урахуванням співвідношення 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора:

Для SUN2000-185ktl – від 436 штук до 652 штук.

Для SUN2000-105ktl – від 248 штук до 370 штук.

- Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 27 штук.

Для SUN2000-105ktl – 27 штук.

- Мінімальна рекомендована кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 16 штук.

Для SUN2000-105ktl – 20 штук.

Для панелей Risen RSM144-6405BMDG:

- Кількість панелей підключених до інвертора, з урахуванням співвідношення 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора:

Для SUN2000-185ktl – від 366 штук до 548 штук.

Для SUN2000-105ktl – від 208 штук до 311 штук.

- Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 26 штук.

Для SUN2000-105ktl – 26 штук.

- Мінімальна рекомендована кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 15 штук.

Для SUN2000-105ktl – 18 штук.

Для панелей Risen RSM144-6410BMDG:

- Кількість панелей підключених до інвертора, з урахуванням співвідношення 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора:

Для SUN2000-185ktl – від 361 штук до 541 штук.

Для SUN2000-105ktl – від 205 штук до 307 штук.

- Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 26 штук.

Для SUN2000-105ktl – 26 штук.

- Мінімальна рекомендована кількість послідовно з'єднаних модулів на один стрінг:

Для SUN2000-185ktl – 15 штук.

Для SUN2000-105ktl – 18 штук.

2.3.6 Технічне рішення що до схеми з'єднання фотоелектричних панелей

У проекті прийнято рішення про підключення послідовно 26-ти фотоелектричних модулів на один стрінг, що відповідає розрахункам схеми підключення панелей.

На інвертор SUN2000-105ktl підключатимуть 15 стрингів, 9 з них по одному ряду на вхід MPP і 6 по 2 ряди паралельно на вхід MPP, так як у цього інвертору 9 MPPT.

На інвертор SUN2000-185ktl підключатимуть 21 та 26 стрингів в залежності від використання моделі панелей, більш потужні панелі Risen RSM144-6405BMDG та Risen RSM144-6410BMDG підключатимуть до інвертору на 21 стрінг. Даний інвертор має 9 MPPT. При підключені на 21 стрінг, 15 з них по одному ряду на вхід MPP і 6 по 2 ряди паралельно на вхід MPP. При підключені на 26 стрингів, 10 з них по одному ряду на вхід MPP і 16 по 2 ряди паралельно на вхід MPP.

При будівництві даної сонячної станції буде використано 51921 полікристалічних панелей та 20020 монокристалічних панелей, а саме:

- Risen RSM72-6-335P (335 Вт) – 31752 шт.
- Risen RSM144-6-340P (340 Вт) – 20196 шт.
- Risen RSM144-6410BMDG (410 Вт) – 10780 шт.
- Risen RSM144-6405BMDG (405 Вт) – 9240 шт.

Загальна потужність фотоелектричних модулів становить 25,665МВт, що перевищує інверторну потужність, такі рішення здійснюються для того щоб фотоелектрична станція виходила на пік своєї потужності як можна більший проміжок часу та компенсувати електричні втрати.

2.4 Вибір інверторного обладнання.

У даному проекті використовуються мережеві сонячні інвертори промислового призначення, для передачі енергії від поновлюваних джерел

енергії в 3-х фазну мережу. Вибір інверторів був узгоджений з замовником і записаний у технічне завдання, а саме будуть використані інвертори Huawei SUN2000-185 ktl (113 шт.) та Huawei SUN2000-105 ktl (1 шт.).

У технічному завданні та документах йдеться про проектування станції потужністю, замовленої до приєднання, у 19880 кВт. Враховуючи потужність, зазначену вище було узгоджене рішення використати 113 інверторів Huawei SUN2000-185 ktl номінальною потужністю 175 кВт, (але по факту 185 кВт) та 1 інвертор Huawei SUN2000-105 ktl номінальною потужністю 105 кВт, (але по факту 116 кВт).

Розраховую інверторну потужність станції за формулою (2.12):

$$P_{\text{ном.інв}} = (n_{\text{ktl185}} * P_{\text{ном.ktl185}}) + (n_{\text{ktl105}} * P_{\text{ном.ktl105}}) \quad (2.12)$$

де: $P_{\text{ном.інв}}$ — номінальна інверторна потужність;

n_{ktl185} — кількість інверторів SUN2000-185 ktl;

n_{ktl105} — кількість інверторів SUN2000-105 ktl;

$P_{\text{ном.ktl185}}$ — номінальна потужність інверторів SUN2000-185 ktl (175 кВт);

$P_{\text{ном.ktl105}}$ — номінальна потужність інверторів SUN2000-105 ktl (105 кВт).

$$P_{\text{ном.інв}} = (113 * 175) + (1 * 105) = 19880 \text{ кВт}$$

Тобто встановлена номінальна потужність інверторів дорівнює 19,88 МВт, але по факту інвертори SUN2000-185 ktl виходять на пік потужності у 185 кВт, а інвертор SUN2000-105 ktl - 116 кВт, отже:

$$P_{\text{факт.інв}} = (113 * 185) + (1 * 116) = 21021 \text{ кВт}$$

Виходячи з простих розрахунків зрозуміло що пікова номінальна потужність інверторів становить трохи більше 21-го МВт, для станції потужністю 20 МВт. Такий вибір інверторної потужності обумовлюється запасом у 1МВт, на електричні втрати які для станції становлять приблизно від

1 до 2,5 %, залежно від кліматичних параметрів. Тобто завдяки запасу інверторної потужності станція зможе видавати свою зазначену потужність. При сонячних літніх днях коли станція буде працювати на 100% питання перевищення видачі потужності вирішується автоматизованим регулюванням потужності яке відноситься до АСУ ТП.

Вибір інверторів Huawei SUN2000 обумовлюється високою якістю та надійності. Стрингові інвертори нового покоління від компанії *Huawei FusionSolar* призначені для перетворення постійного струму в змінний. Широкий діапазон вхідної напруги робить інвертор відповідним для використання на сонячних станціях з великою кількістю панелей, так як збільшується число варіантів з'єднань сонячних панелей. Ці прилади нового покоління оснащені сучасним багатомовним графічним дисплеєм з цілодобовим зчитуванням значень, мають спрощену установку. Без трансформаторне перетворення напруги дозволяє збільшити ККД до 98.69%. Мережеві сонячні інвертори Huawei SUN 2000 оснащені MPPT-трекерами, вбудованим моніторингом, широкими комунікаційними можливостями і декількома рівнями захисту.

2.4.1 Інвертор Huawei SUN2000-185 ktl

Інвертор Huawei SUN2000-185ktl - трифазний мережевий інвертор потужністю 185 кВт, призначений для перетворення постійного струму в змінний.[7]

Технічні параметри.

Ефективність:

- максимальний ККД – 99,03%;
- ККД за європейським стандартом – 98,66%;

Параметри входу:

- максимальна вхідна напруга – 1500 В;
- максимальний струм MPPT – 26 А;

- струм короткого замкнення MPPT – 40 А;
- стартова напруга – 550 В;
- діапазон робочої напруги MPPT – 500-1500 В;
- номінальна вхідна напруга – 1080 В;
- кількість MPPT – 9 шт.;
- кількість входів – 18 шт.;

Параметри виходу:

- номінальна активна потужність змінного струму – 175000 Вт;
- максимальна видима потужність змінного струму – 185000 ВА;
- максимальна активна потужність змінного струму ($\cos \varphi = 1$) – 185000 Вт;
- номінальна вихідна напруга – 800 В;
- частота мережі – 50/60 Гц;
- номінальний вихідний струм – 126,3 А;
- максимальний вихідний струм – 134,9 А;

Захист:

- пристрій роз'єднання на вході;
- захист від неправильного запуску;
- захист від перевантаження струму;
- захист від інверсної полярності;
- обмежувач перенапруг постійного струму;
- обмежувач перенапруг змінного струму;
- знаходження опору ізоляції постійного струму;
- блок контролю залишкового струму;

Зв'язок:

- дисплей, світлодіодні індикатори;
- Bluetooth/WLAN +APP;
- USB;
- MBUS;

- RS485 ;

Загальні:

- габарити – 1035 x 700 x 365 мм.;
- вага – 84 кг.;
- зона робочих температур – -25°C - 60°C;
- рівень захисту – IP66.

2.4.2 Інвертор Huawei SUN2000-105 ktl

Інвертор Huawei SUN2000-105ktl - трифазний мережевий інвертор потужністю 105 кВт, з надзвичайно високою ефективністю.[7]

Технічні параметри.

Ефективність:

- максимальний ККД – 99%;
- ККД за європейським стандартом – 98,8%;

Параметри входу:

- максимальна вхідна напруга – 1500 В;
- максимальний струм MPPT – 25 А;
- струм короткого замкнення MPPT – 33 А;
- стартова напруга – 650 В;
- діапазон робочої напруги MPPT – 600-1500 В;
- номінальна вхідна напруга – 1080 В;
- кількість MPPT – 6 шт.;
- кількість входів – 12 шт.;

Параметри виходу:

- номінальна активна потужність змінного струму – 105000 Вт;
- максимальна видима потужність змінного струму – 116000 ВА;
- максимальна активна потужність змінного струму ($\cos \varphi = 1$) – 116000 Вт;
- номінальна вихідна напруга – 800 В;

- частота мережі – 50/60 Гц;
- номінальний вихідний струм – 75,8 А;
- максимальний вихідний струм – 84,6 А;

Захист:

- пристрій роз'єднання на вході;
- захист від неправильного запуску;
- захист від перевантаження струму;
- захист від інверсної полярності;
- обмежувач перенапруг постійного струму;
- обмежувач перенапруг змінного струму;
- знаходження опору ізоляції постійного струму;
- блок контролю залишкового струму;

Зв'язок:

- дисплей, світлодіодні індикатори;
- Bluetooth/WLAN +APP;
- USB;
- MBUS;
- RS485 ;

Загальні:

- габарити – 1075 x 605 x 310 мм.;
- вага – 79 кг.;
- зона робочих температур – -25°C - 60°C;
- рівень захисту – IP65;

2.5 Вибір параметрів кабельних ліній фотоелектричної станції

Кабельні лінії виконують функцію передачі електроенергії, починаючи від мереж постійного струму, тобто ліній з'єднань фотоелектричних модулів, і закінчуючи мережами змінного струму ліній видачі потужності, в нашому

випадку 35 кВ. Кабельні лінії є важливою складовою, вони повинні задовольняти надійність і витримувати струмові навантаження.

2.5.1 Кабельні лінії мережі постійного струму

Мережа постійного струму, з'єднання фотоелектричних панелей виконується спеціальними PV кабелями, для фотомодулів. У даному проекті з'єднання сонячних модулів здійснено кабелем марки PV-1 F 1x6. Даний кабель складається з мідної багатодротової лудженої струмопровідної жили, ізоляція виконана з спеціального зшитого компаунда білого кольору, а оболонка виконана чорним кольором з шитого компаунда.

Кабель PV-1 F 1x6 виробляється спеціально для підключення фотоелектричних установок. За допомогою кабелю цієї марки сонячні панелі підключають і з'єднують в масиви. Спеціальна гнучка безшовна ізоляція і оболонка з зшитого компаунда, має другий клас захисту і надійно захищає жилу від агресивного впливу навколишнього середовища, кислот, лугів. У зв'язку з цим термін експлуатації кабелю в умовах зовнішнього використання 25-30 років.

Технічні характеристики:

- температура експлуатації – $-40 \dots +90^{\circ}\text{C}$;
- тривало допустимий струм при прокладці в повітрі – 70 А;
- переріз – 6 мм.;
- кількість жил – 1 шт.;
- номінальна напруга постійного струму – 0,9/1,5 Кв;
- номінальна напруга змінного струму – 0,6/1 Кв;

Виходячи з технічних параметрів кабелю, він повністю задовольняє вимоги для кабельних ліній мережі постійного струму фотоелектричної станції.

2.5.2 Кабельні лінії мережі 0,8 кВ

Для передачі генерованої електроенергії від інвертору до підвищувального трансформатора застосовуються чотиридротовий або трьохдротовий кабель з алюмінієвими струмопровідними жилами.

В даному проекті кабельні лінії мережі 0,8 кВ виконані кабелем марки АПвПГ-1 3х70 – це силовий кабель з трьома алюмінієвими жилами перерізом 70 мм., ізоляція і оболонка виконані з поліетилену.[8]

Технічні характеристики:

- номінальна змінна напруга – 0,66/1 кВ;
- номінальна частота – 50 Гц;
- індуктивний опір – 0,082 Ом/км;
- тривало допустиме струмове навантаження при прокладці по повітрю – 203 А;
- тривало допустиме струмове навантаження при прокладці у ґрунті – 195 А;
- струм одно-секундного короткого замкнення – 6,12 кА;

Виконаю перевірку відповідності кабелю до мережі 0,8 кВ.

Розраховую струмове навантаження на 1 фазу для інверторів потужністю 185 кВт та 105 кВт за формулою (2.13):

$$I_{\text{М}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}^{\text{max}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * \cos \varphi} \quad (2.13)$$

де: $I_{\text{М}}^{\text{інв}}$ – струмове навантаження на 1 фазу для інвертора (А);

$P_{\text{інв}}^{\text{max}}$ – максимальна потужність інвертора (кВт);

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга інвертора (0,8 кВ);

$\cos \varphi$ – косинус φ інвертора (1).

Для інвертора SUN2000-185kti:

$$I_M^{\text{інв}185} = \frac{185}{\sqrt{3} * 0,8 * 1} = 133,52 \text{ A}$$

Для інвертора SUN2000-105kti:

$$I_M^{\text{інв}105} = \frac{116}{\sqrt{3} * 0,8 * 1} = 83,72 \text{ A}$$

Знаходжу максимальний розрахунковий струм за формулою (2.14):

$$I_{\text{доп.роз}} = I_{\text{доп.пас}} * k_2 * k_3 * k_4 * k_m \quad (2.14)$$

де: $I_{\text{доп.роз}}$ — максимальний розрахунковий струм (А);

$I_{\text{доп.пас}}$ — допустиме струмове навантаження, заявлене виробником (у ґрунті 195 А);

k_2 — для кабелю 0,8 кВ, на глибині 0,8 м. $k_2 = 1$ (згідно СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." Додаток Ж);[10]

k_3 — для температури землі влітку на рівні 25°C, $k_3 = 0,96$ (згідно СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." Таблиця 8,16);[10]

k_4 — для нормальних ґрунтів $k_4 = 1,05$ (згідно СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." Таблиця 8,17);[10]

k_m — коефіцієнт навантаження (1,1);

$$I_{\text{доп.роз}} = 195 * 1 * 0,96 * 1,05 * 1,1 = 216,2 \text{ A}$$

Кабель підходить за умови, якщо:

$$I_M^{\text{інв}} < I_{\text{доп.роз}}$$

Для інвертора SUN2000-185ktl:

$$133,52 \text{ A} < 216,2 \text{ A}$$

Для інвертора SUN2000-105ktl:

$$83,72 \text{ A} < 216,2 \text{ A}$$

З розрахунків бачимо що кабель АПвПГ-1, з перерізом жил 70 мм^2 , підходить для прокладання мереж 0,8 кВ, і забезпечує пропускну здатність.

2.5.3 Кабельні лінії мережі 35 кВ

Для передачі генерованої електроенергії від КТП до розподільчого пункту 35 кВ застосовуються посилені кабелі з алюмінієвими струмопровідними жилами на кожну фазу.

В даному проекті кабельні лінії мережі 35 кВ виконані кабелем марки АПвЕгаПу-35 1х95/35 – це силовий кабель з алюмінієвими струмопровідними жилами, ізоляція виконана із зшитого поліетилену. Кабель з поздовжньо і поперечно герметизацією екрану і посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену.[9] Такий кабель призначений для прокладки:

- в землі;
- в сирих, частково затоплених приміщеннях;
- в ґрунтах з підвищеною вологістю;
- в несудноплавних водоймах;
- на складних ділянках трас;

Технічні характеристики:

- номінальна напруга – 35 кВ;
- максимальна напруга – 42 кВ
- переріз жили – 95 мм^2
- допустиме значення струму короткого замкнення по екрану мінімального перерізу – 3,3 кА

- максимально допустимий струм короткого замкнення по струмопровідної жили – 8,9 кА
- тривалі допустимі значення струмового навантаження при прокладанні площиною в повітрі – 338 А
- тривалі допустимі значення струмового навантаження при прокладанні площиною у ґрунті – 229 А

Виконаю перевірку відповідності кабелю до мережі 35 кВ.

На станції буде збудовано 8 КТП, номінальною потужністю 2500 кВт кожна. Ліній по яким буде передаватися потужність з КТП до РП 35 кВ чотири, КТП підключені так що виходить по дві КТП на кожную лінію. Отже розрахунок ліній треба проводити і для потужності як 2500 кВт, так і 5000 кВт.

Розраховую струмове навантаження на лінії з потужністю 2500 кВт і 5000 кВт за формулою (2.13), де: $I_M^{лінії}$ – струмове навантаження на лінію (А); $P_{лінії}^{max}$ – максимальна потужність на лінії (кВт); $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії (35 кВ); $\cos\varphi$ – кут зсуву фаз між струмом та напругою (1).

Для ліній потужністю 2500 кВт:

$$I_M^{W2500} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 35 * 1} = 41,3 \text{ А}$$

Для ліній потужністю 5000 кВт:

$$I_M^{W5000} = \frac{5000}{\sqrt{3} * 35 * 1} = 82,5 \text{ А}$$

Знаходжу максимальний розрахунковий струм за формулою (2.14), де: $I_{доп.роз}$ – максимальний розрахунковий струм (А); $I_{доп.пас}$ – допустиме струмове навантаження, заявлене виробником (у ґрунті 229 А); k_2 – для кабелю 35 кВ, $k_2 = 0,97$ (згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." Таблиця 8,13) [10]; k_3 – для температури землі влітку на рівні 25°C, $k_3 = 0,96$ (згідно СОУ-Н МЕВ

40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." Таблиця 8,16) [10]; k_4 – для нормальних ґрунтів $k_4 = 1,05$ (згідно СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." Таблиця 8,17); k_m – коефіцієнт навантаження (1).

$$I_{\text{доп.роз}} = 229 * 0,97 * 0,96 * 1,05 * 1 = 223,9 \text{ A}$$

Кабель підходить за умови, якщо:

$$I_{\text{М}}^{\text{лінії}} < I_{\text{доп.роз}}$$

Для ліній потужністю 2500 кВт:

$$41,3 \text{ A} < 223,9 \text{ A}$$

Для ліній потужністю 5000 кВт:

$$82,5 \text{ A} < 223,9 \text{ A}$$

З розрахунків бачимо що кабель АПвЕгаПу-35 1х95/35, підходить для прокладання мереж 35 кВ.

2.6 Вибір номінальної напруги та схеми видачі потужності в мережу

Клас напруги – це типове значення лінійної напруги в електричних мережах, яке є номінальним для різних груп обладнання: трансформаторів, ліній, генераторів, реакторів та інших. Клас напруги визначає необхідний рівень електричної ізоляції електрообладнання. Порядок класу напруги визначає те, для яких цілей і завдань застосовується це обладнання. Зокрема, низькі напруги використовуються для розподілу потужності між дрібними споживачами на малі відстані, середні класи - для розподілу потужності між середніми споживачами і групами споживачів на помірній дистанції, високі і

надвисокі класи - для розподілу потужності між великими споживачами і для передачі потужності на великі відстані. Іншими словами низькі і середні класи напруги характерні для розподільних мереж, в той час як високі і надвисокі класи - для системо-утворюючих мереж, що зв'язують окремі енергосистеми.

У даному проекті використовується схема видачі електроенергії у мережу 35 кВ, що відноситься до розподільчих мереж, а саме у ролі РП буде використана комплектна розподільча підстанція закритого типу (КРПЗ) 35 кВ.

2.6.1 Комплектна розподільча підстанцій закритого типу (КРПЗ) 35кВ.

На додатку (дивись додаток А) зображена схема КРПЗ 35кВ сонячної станції. Вона складається з 4-х секцій збиральних шин, включає в себе 23 комірки. Секційні шини №3 та №4 збирають потужність з КТП які приєднані до комірок 302,303 та 402,403 відповідно секціям шин. Лінії видачі знаходяться на секціях №1 та №2 до яких потужність з шин №3 та №4 передається через комірки секційних вмикачів. Лінії видачі відходять до повітряних ліній 35кВ у мережу. У комірках 305 та 405 встановлені трансформатори власних потреб 35/0,4 кВ, 50 кВА. У всіх комірках, які мають вакуумні вимикачі, встановлені трансформатори струму. Трансформатори напруги встановлені у комірках 105 та 205. До секції шин №3 встановлена комірка 306 до якої через силовий трансформатор 35/0,8 400 кВА, приєднані два інвертори, 185ktl та 105ktl, на пряму до КРПЗ, а не через КТП як усі інші. Усі шини мають комірки заземлюючих ножів секцій шин.

Комірки ліній видачі та секційних вимикачів обладнані мікропроцесорними терміналами МРЗС-05Л. Даний пристрій захисту, автоматики, контролю і керування використовується на приєднаннях 150-6кВ, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю в якості основного або резервного захисту. Пристрій призначено для виконання:

- чотиріступінчастого максимального струмового захисту
- двохступінчастого захисту мінімальної напруги
- двохступінчастого захисту максимальної напруги

- захисту зворотної послідовності (контролю обриву фаз)
- дугового захисту
- автоматичного повторного включення приєднання (АПВ чотириразової дії)
- резервування при відмові вимикача
- автоматичного включення резерву
- контролю синхронізму
- контролю ланцюгів включення і відключення вимикача
- контролю комутаційного ресурсу вимикача
- забезпечення функції “Готовність до телекерування (ТУ)”
- технічного обліку електроенергії

Комірки секційних вимикачів СВ-31 та СВ-33 обладнані аналізатором якості електричної енергії Satec РМ 175, прилад є компактним, багатофункціональним трьохфазним вимірювачем електричних величин та аналізатором якості електричної енергії змінного струму.

2.6.2 Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) 35/0,8кВ.

На станції для збирання потужностей з інверторів використовуються 8-м однакових КТП 35/0,8кВ. Приєднання між собою і до КРПЗ 35кВ зображено на схемі однолінійній (дивись додаток А). В КТП встановлений силовий трансформатор 35/0,8кВ, 2500 кВА. До кожної із КТП підключені 14 інверторів Huawei SUN-2000 185ktl, потужність з інверторів збираються на шину 0,8кВ і через підвищувальний трансформатор передається на шини 35кВ КРПЗ.

2.7 Розрахунок продуктивності фотоелектричної станції

Продуктивність фотоелектричної станції залежить від багатьох її складових. На вироблення енергії найбільш впливає регіон, те скільки сонячної інсоляції можна отримати з квадратного метра. Далі дуже велику роль відіграє

ККД фотомодулів і інверторів, те скільки відсотків сонячної енергії перетворюється у електроенергію, також враховуються електровтрати.[6]

2.7.1 Обчислення генерації станції за рік.

Обчислення вироблення фотоелектричною станцією електричної енергії виконую за формулою (2.15):[6]

$$W = E_H * k_{\text{мод}} * S * k_{\text{інв}} * k_{w1} * k_{w2} * k_{w3} * k_{\text{тр}} * k_{\Gamma} \quad (2.15)$$

де: E_H — надходження сонячної радіації (прямої та розсіяної) на похилу поверхню ([кВт*год]/ м²) ;

$k_{\text{мод}}$ — ККД фотоелектричного модуля;

S — загальна сумарна площа фотомодулів (м²);

$k_{\text{інв}}$ — ККД інвертора;

k_{w1} — втрати змінного струму в мережі до 1 кВ;

k_{w2} — втрати змінного струму в мережі понад 1 кВ;

k_{w3} — втрати в мережі постійного струму;

$k_{\text{тр}}$ — ККД трансформатора (обчислюють згідно з паспортними даними трансформатора та проектної генерації ФЕС після введення її в експлуатацію);

k_{Γ} — коефіцієнт готовності ФЕС;

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників:

- добуток $k_{\text{інв}} * k_{w1} * k_{w2} * k_{w3} * k_{\text{тр}} * k_{\Gamma}$ - рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,80-0,92, приймаю 0,80;
- ККД фотоелектричного модуля беру середнє значення усіх типів модулів що дорівнює:

$$k_{\text{ср.мод.}} = \frac{k_1 + k_2 + k_3 + k_4}{n}$$

де: k_1 – ККД модуля RSM72-6-335P;

k_2 – ККД модуля RSM144-6-340P;

k_3 – ККД модуля RSM144-6-405BMDG;

k_4 – ККД модуля RSM144-6-410BMDG;

n – кількість моделей ФЕП;

$$k_{\text{ср.мод.}} = \frac{17,3 + 17,1 + 19,9 + 20,2}{4} = 18,625 \%$$

- загальна площа фотомодулів дорівнює 136352,8 м²;
- середнє сумарне надходження сонячної інсоляції у Запорізькій області на рік дорівнює 1300 (кВт*год)/ м², тому це число ділю на 365 днів, отримаю 3,56 (кВт*год)/ м² за день;

Отже за формулою (2.15):

$$W = 3,56 * 0,18625 * 136352,8 * 0,80 = 72326 \text{ кВт} * \text{год}$$

З розрахунків бачимо, що середнє річне значення, генерації станції за день становить приблизно 72,3 МВт*год. Тобто, з розрахунків, за рік дана станція зможе генерувати 26389 МВт*год.

2.8 Обґрунтування систем автоматики та телемеханіки

Автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП) та телемеханіка, забезпечують можливість прийому і передачі інформації, сигналів від різних об'єктів, а також дозволяють керувати обладнанням даних об'єктів.

Телемеханіка виконує функції управління режимами роботи єдиної енергосистеми і забезпечення її надійного функціонування. Телемеханіка

повинна відповідати серйозним вимогам до систем обміну технологічною інформацією. Ключовими критеріями при виборі системи телемеханіки є функціональна повнота, надійність роботи обладнання та програмного забезпечення. Важливою характеристикою функціональних можливостей системи телемеханіки є спектр підтримуваних нею протоколів обміну даними. Найбільш популярними є протоколи, прийняті в якості міжнародних стандартів: сімейство МЕК 61850, МЕК 60870. Їх застосування в системах телеметрії гарантує апаратну і програмну сумісність компонентів всіх великих виробників.

У системах телемеханіки використовують три типи сигналів:

- телекерування;
- телесигналізація;
- телевимірювання;

Телекерування – передача на відстань сигналів управління, які впливають на об'єкт управління після інтерпретації засобами прийому сигналу в алгоритм управління виконавчими механізмами установок. Телекерування має передбачатися в обсязі, необхідному для централізованого вирішення завдань щодо встановлення надійних і економічно вигідних режимів роботи електрообладнання, що працюють в складних мережах, якщо ці завдання не можуть бути вирішені засобами автоматики. Для телекерованого обладнання операції телеуправління, так само як і дія механізмів захисту і автоматики, не повинні вимагати додаткових оперативних перемикань на місці (з виїздом або викликом оперативного персоналу).[15]

Телесигналізація – передача на відстань сигналів про стан контрольованого обладнання. Телесигналізацію передбачають для відображення на диспетчерських пунктах положення і стану комутаційного обладнання, для введення інформації в обчислювальні машини або пристрою обробки інформації, та для передачі аварійних і попереджувальних сигналів. Телесигналізація з електроустановок, які знаходяться в оперативному

управлінні декількох диспетчерських пунктів, як правило, повинна передаватися на вищий диспетчерський пункт шляхом ретрансляції або відбором з нижчестоящего диспетчерського пункту. Система передачі інформації, як правило, повинна виконуватися не більше ніж з одним ступенем ретрансляції. Для телесигналізації стану або положення обладнання електроустановок, як правило, повинен використовуватися в якості датчика один допоміжний контакт або контакт реле-повторювача.[15]

Телевимірювання – передача на відстань сигналів, які характеризують режим роботи установок (для фотоелектричних станцій це показники вимірювання генерації, потужності, напруги, сили струму, частоти мережі, та показників аналізу якості електроенергії). Телевимірювання повинне забезпечувати передачу основних електричних або технологічних параметрів (що характеризують режими роботи окремих електроустановок), необхідних для встановлення та контролю оптимальних режимів роботи всієї системи енергопостачання в цілому, а також для запобігання або ліквідації можливих аварійних процесів. Телевимірювання найбільш важливих параметрів, а також параметрів, необхідних для подальшої ретрансляції, підсумовування або реєстрації, повинні виконуватися, як правило, безперервними. Система передачі телевимірювань на вищі диспетчерські пункти, як правило, повинна виконуватися не більше ніж з одним ступенем ретрансляції. Телевимірювання параметрів, які потребують постійного контролю, повинні здійснюватися періодично або за викликом. При виконанні телевимірювань повинні враховуватися необхідність місцевого відліку параметрів на контрольованих пунктах. Вимірювальні перетворювачі (датчики телевимірювань), що забезпечують місцевий відлік показань, як правило, повинні встановлюватися замість щитових приладів, якщо при цьому зберігається клас точності вимірювань.[15]

В Україні для власників фотоелектричних станцій є обов'язковим передача даних показників генерації СЕС на НЕК Укренерго, тому необхідно організовувати обмін інформацією між мережею СЕС та мережею НЕК.

2.8.1 Опис схем телемеханіки ФЕС.

У даному дипломному проекті представлені дві основні схеми телемеханіки, а саме однолінійна схема КРПЗ 35 кВ та КТП 0,8/35 кВ з диспетчерськими найменуваннями і структурна схема телемеханіки.

На першій, (див. додаток А) позначають диспетчерські найменування комутаційних апаратів, та іншого необхідного електрообладнання та установок, таких як трансформатори і інше, також на однолінійній схемі, в комірках проставляють позначення сигналів біля обладнання для якого вони призначаються (умовні позначення див. додаток А). Позначення які використовуються у даному проекті:

- ПКА – сигнал ТС, положення комутаційного апарата;
- ЗСШ – сигнал ТС, земля на секції шин;
- АПС – сигнал ТС, аварійно-попереджувальна сигналізація;
- ТЗТ – сигнал ТС, технологічний захист трансформатора;
- ККА – сигнал ТК, керування комутаційним апаратом;
- Iabc – сигнал ТВ, струм I_a, I_b, I_c лінії;
- Ул – сигнал ТВ, напруга U_{ab}, U_{bc}, U_{ca};
- Уф – сигнал ТВ, напруга U_a, U_b, U_c;
- КЯЕЕ – сигнал ТВ, параметри якості електричної енергії, активна та реактивна потужність, частота мережі;
- P,Q – сигнал ТВ, активна та реактивна потужність;
- МРЗС-05Л – встановлення мікропроцесорного терміналу МРЗС-05Л, сигнали ТС, ТВ, ТК, можна використовувати які є у терміналі;
- Satec – встановлення аналізатора якості електричної енергії Satec РМ 175, сигнали ТВ, можна використовувати які вимірюються аналізатором;
- P,Q individual – сигнал ТВ, активна та реактивна потужність кожного інвертора;

Сигнали позначені MP3C-05Л, Satec та P,Q individual зчитуються цифровими сигналами з пристроїв, усі інші заводяться дискретними сигналами на модулі вводу – виводів.

На структурній схемі телемеханіки (див. додаток А) зображена структурна схема з'єднання обладнання телемеханіки, показані протоколи за якими “спілкуються” пристрої між собою, та типи кабелів які використовуються (принци роботи та призначення обладнання описую в розділі 2.8.2).

Окрім двох вище зазначених креслень, у розділі телемеханіки при проектуванні, розробляють електричні принципові схеми кіл живлення пристроїв телемеханіки, кіл телесигналізації, кіл телеуправління, схеми інтерфейсних зв'язків, схеми електричних підключень, специфікації, технічні дані апаратури, перелік сигналів які використовуються, перелік сигналів на передачу на “НЕК Укренерго”, перелік сигналів ретрансляції, та відомості робіт.

2.8.2 Принцип роботи за структурною схемою телемеханіки ФЕС.

Одним з головних пристроїв телемеханіки для передачі на верхні рівні, є RTU. Цей пристрій зчитує дані за різними протоколами, конвертує їх у потрібні протоколи, та передає ці дані. Тобто завдяки RTU, можна використовувати різні пристрої, які наприклад не підтримують той чи інший протокол обміну даним. Структурна схема принципу дії RTU представлена нижче на рисунку (2.1), де показані пристрої LED з яких RTU “читає” дані за різними протоколами, та конвертує їх у протокол IEC60870-5-104 і передає на верхні рівні.

На станції система телемеханіки запроектована з резервуванням каналів, для підвищення надійності системи. У будівлі КРПЗ запроектовано дві шафи телемеханіки. Усі дискретні і цифрові сигнали з КРПЗ 35 кВ, та дискретні сигнали з КТП 0,8/35 кВ зводяться на віддалений пристрій телемеханіки, модуль зв'язку RTU540CMD01. Даний пристрій використовується для налагодження зв'язку з об'єктами за різними протоколами зв'язку. До RTU

підключений адаптер шини 520ABB02, для підключення модулів вводу-виводів. У даному проекті використовують два модулі дискретних входів RTU560 23BE50, та два модулі дискретних виходів RTU560 23BA40. До цих модулів заводять дискретні сигнали телесигналізації (положення комутаційних апаратів, та сигнали аварійної і попереджувальної сигналізації) на модуль входів і сигнали телекерування (керування положення комутаційних апаратів) на модуль виходів.

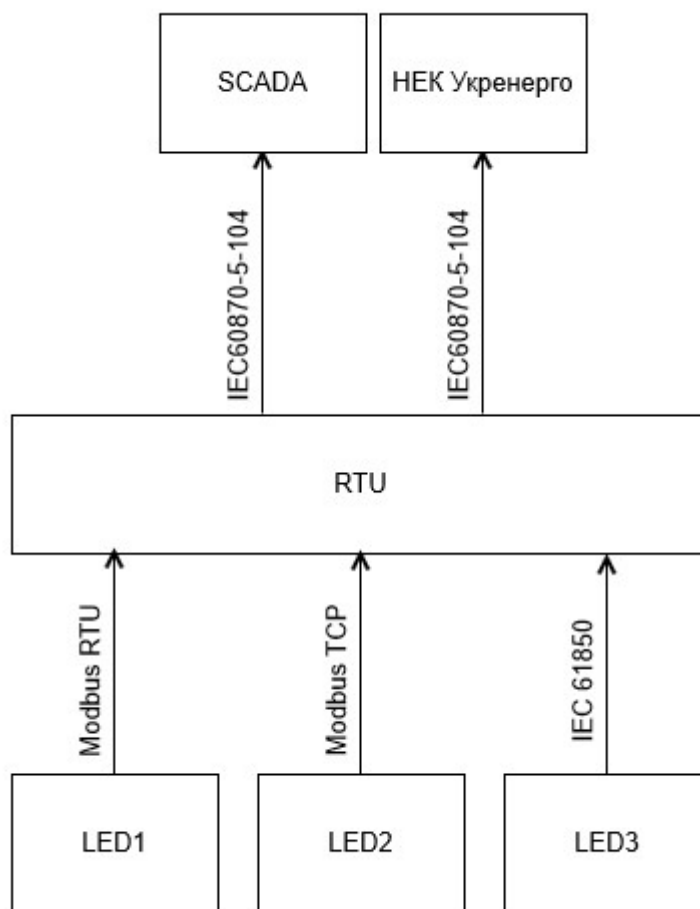


Рисунок 2.1 – Структурна схема наземних мережних фотоелектричних станцій.

Також на пряму до модуля зв'язку RTU540 підключені цифрові пристрої комірок КРПЗ 35 кВ, (послідовно 7 пристроїв МРЗС-05Л, послідовно два аналізатора якості електричної енергії Satelc PM 175, та один пристрій контролю мережі постійного струму Premko CX-100), їх підключення відбувається за

стандартом фізичного рівня для асинхронного інтерфейсу RS-485, у цьому стандарті передача даних передбачається однією витю парою проводів, обмін даними між цими пристроями відбувається по протоколу Modbus RTU. Аналізатори якості додатково підключають Ethernet кабелем до комутатору, обмін даними в такому випадку відбувається по протоколу Modbus TCP. Модуль зв'язку RTU конвертує дані зчитані з цифрових пристроїв по протоколу Modbus RTU у протокол IEC60870-5-104 для передачі на “НЕК Укренерго”. Далі RTU540 з'єднується FTP кабелем Ethernet до основного та резервного комутатора Dell N1524, які в свою чергу підключені тими же типами кабелів до основного та резервного маршрутизатора Mikrotik RB4011iGS+RM відповідно. Маршрутизатори організовують доступ до мережі інтернет та через шлюз обміну технологічною інформацією передається по протоколу IEC60870-5-104 на “НЕК Укренерго”. Комутатори Dell з'єднанні між собою оптичним кабелем. “Резервний” комутатор N1524 з'єднується через ретранслятор та перетворювач оптичним кабелем до ПС 330/110/35 кВ, яка в свою чергу з'єднана оптичним кабелем до “Заприжжяобленерго”.

Далі у будівлі КРПЗ комутатори шафи телемеханіки 1 з'єднані кабелем Ethernet до комутаторів шафи телемеханіки 2. Комутатори шафи TM2, Planet IMGSW-24160F, використовуються для з'єднання обладнання відео спостереження та організацією зв'язку з КТП. Від КРПЗ кільцем прокладається оптичний кабель через усі КТП та загальнопідстанційний пункт керування. У кожній КТП є шафа телемеханіки в якій встановлені комутатори до яких доходить “оптика” від шафи TM2 КРПЗ, в свою чергу комутатор в КТП підключен через кабель Ethernet до SmartLogger та контролеру ILC 131 ETH, PHOENIX CONTACT. Контролер ILC 131 ETH служить для зчитування дискретних сигналів КТП. SmartLogger – це пристрій компанії Huawei для зв'язку з інверторами Huawei. Зв'язок між інверторами та SmartLogger відбувається по силовим дротам. SmartLogger є інтегрований блок управління, з функціями агрегації інтерфейсів, обробкою протоколів, збору даних та централізованим управлінням. Пристрій збору та передачі даних, має

вбудований блок PLC. За допомогою SmartLogger можна “прочитати” будь які сигнали та вимірювання з інверторів які підключені до нього. Два інвертора поля I підключені до SmartLogger КТП 1 за інтерфейсом RS-485. Передача даних зі смартлогерів відбувається по 104 протоколу.

У шафі телемеханіки загальнопідстанційного пункту керування знаходиться комутатор, через який підключаються автоматизовані робочі місця диспетчера та охорони станції.

Отже системи телемеханіки складаються з пристроїв які “спілкуються” і обмінюються даними між собою. Пристрій RTU допомагає збирати данні за різними протоколами, та передавати всіх їх за одним протоколом, який підтримує пристрій приймача даних. Для того щоб RTU обмінювалось даними з пристроями, необхідно запрограмувати цей пристрій за допомогою програми RTU til500. Структура конфігурації RTU не дуже складна, нижче на рисунку (2.2) представлена конфігурація ліній мереж обміну даними використаної у проекті.

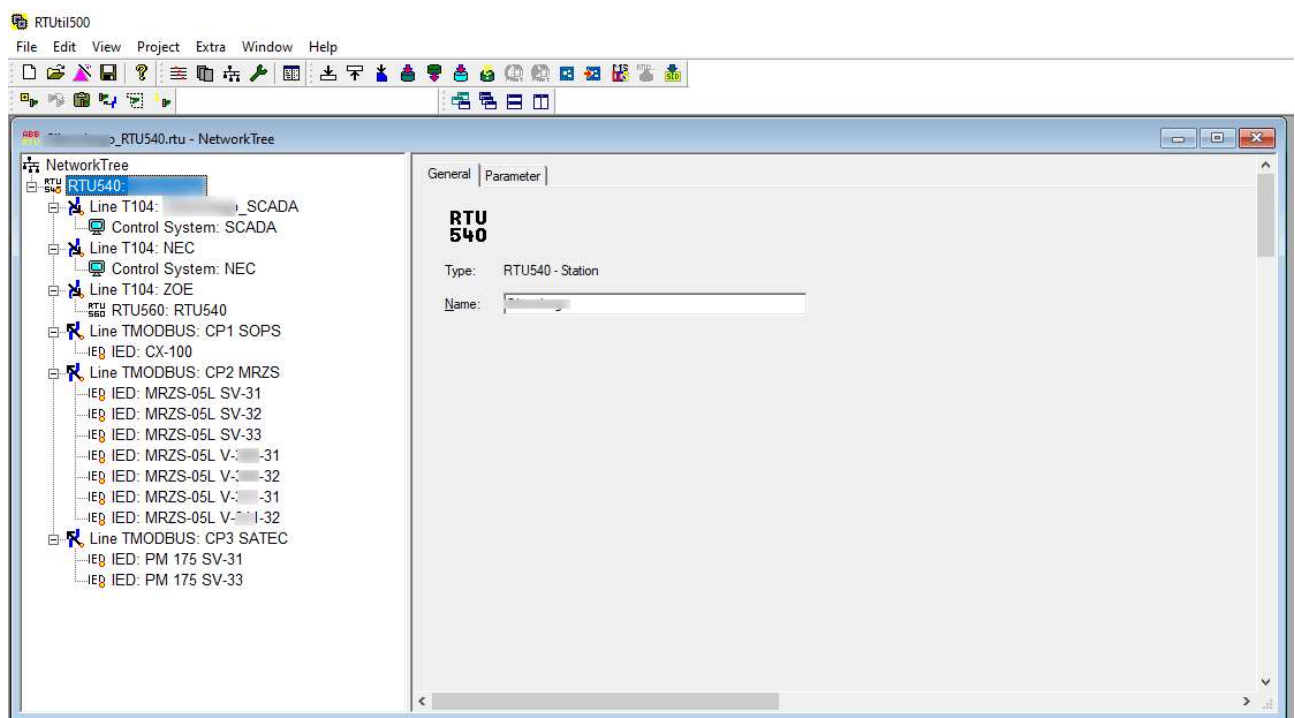


Рисунок 2.2 – Скріншот структури ліній мереж, конфігурації RTU.

На рисунку видно що кожна лінія має пристрої, в даному випадку ми “читаємо” дані з пристрої по протоколу Modbus RTU, дані пристрої підключаються до портів CP RTU. Далі передача необхідних даних здійснюється за 104-м протоколом, передача здійснюється до системи SCADA станції, до Обленерго, та на НЕК Укренерго. В цьому розділі необхідно налаштовувати адреси мереж між яким виконується обмін даними.

На наступному кроці конфігурації, створюються структура фізичних пристроїв які підключаються до RTU.

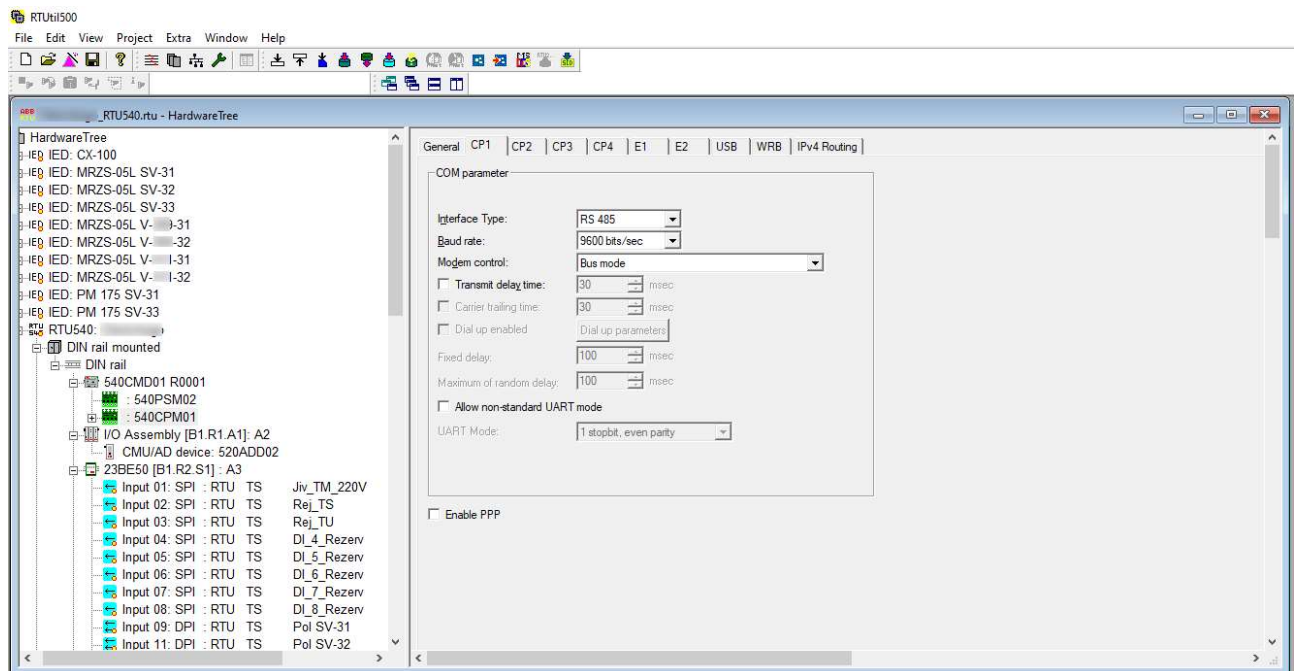


Рисунок 2.3 – Скріншот структури фізичних пристроїв, конфігурації RTU.

На рисунку (2.3), зображена структура фізичних пристроїв, на цьому етапі здійснюються налаштування портів RTU та їх опції. Також в цьому “дереві” створюються сигнали які заводять на модулі вводу і виводів. Далі в дереві сигналів створюються самі сигнали до кожного пристрою. В сигналах вказуються їх адреса знаходження в пристрої, (номер регістру), необхідно вказати правильний тип даних та масштабування, усі необхідні дані беруться з керівництв пристроїв та карт пам’яті регістрів, які знаходяться у вільному доступі або які необхідно запитувати у виробника. Наступним кроком після

того необхідно налаштовувати адресацію для протоколу передачі даних. У кожній вкладці ліній мереж необхідно записати адреси сигналів. Приклад вище описаного показано на рисунку (2.4).

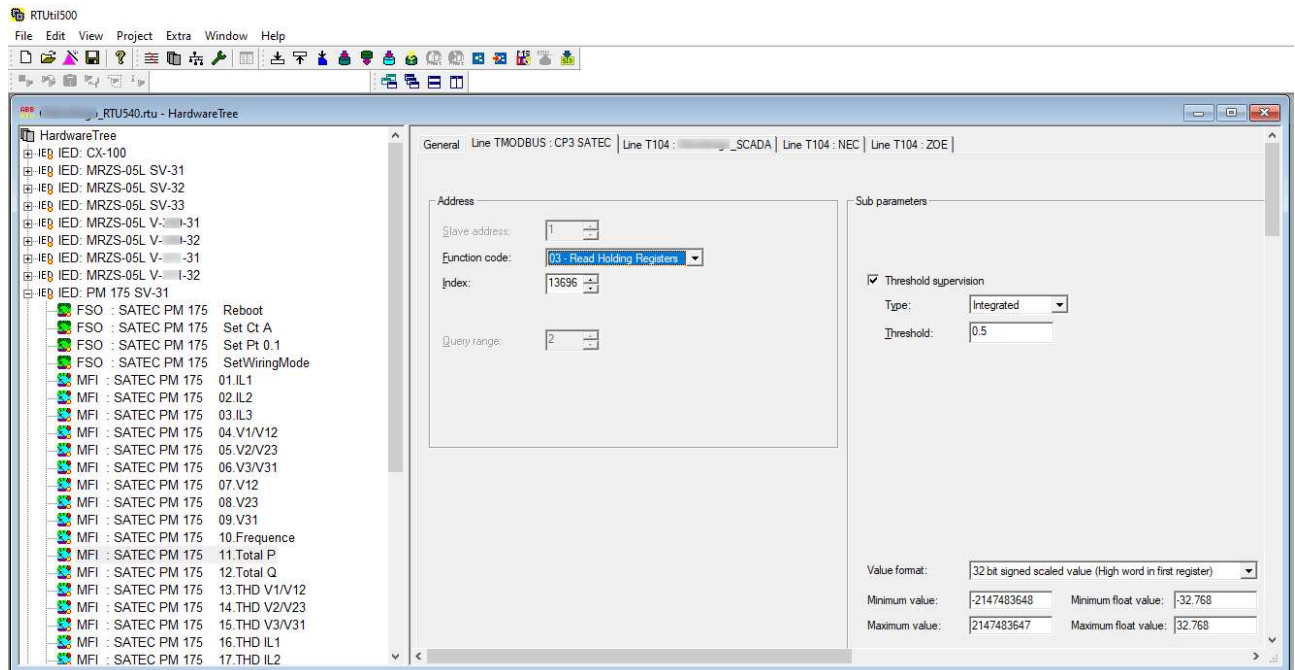


Рисунок 2.4 – Скріншот налаштування сигналів, конфігурації RTU.

Після того як усі налаштування зроблені, виконується перевірка програмою на помилки. Далі конфігурація завантажується на пристрій RTU.

2.9 Обґрунтування структури системи моніторингу роботи станції

Система моніторингу фотоелектричної станції є важливою складовою, так як вона дозволяє спостерігати за параметрами станції у реальному часі, інформувати про аварійні та попереджувальні ситуації, архівувати дані для аналізу, здійснювати керування станції (керування комутаційними апаратами, регулювання потужності станції, дистанційного скидання індикації терміналів).

У даному проекті в якості програмного забезпечення SCADA системи використовується SCADA-ZENON, продукт австрійської компанії COPA-DATA. Даний продукт дозволяє розробляти систему моніторингу починаючи з

дизайну і закінчуючи функціоналом, ZENON має влаштовану внутрішню мову програмування, в яку можна інтегрувати зміни використані у проекті, та виконувати з ними маніпуляції.

2.9.1 Система SCADA ФЕС.

Система моніторингу даного проекту включає в себе такі екрани:

- головний екран;
- екран регулювання потужністю;
- екран сигналізації;
- список аварій;
- список подій;
- екран графіків;
- екран моніторингу;
- інтерфейсний екран;
- екран звіту;
- архів;

Далі у розділі будуть представлені скріншоти, SCADA системи подібної станції. У даному проекті будуть використані аналогічні рішення і відповідні результати.

Головний екран.

Головний екран – це екран на якому зображена однолінійна схема КРПЗ 35 кВ та приєднанні до неї схеми КТП 0,8/35 кВ.

Функціонал:

- відображення положення комутаційних апаратів, (вакуумних вимикачів, роз'єднувачів, заземлюючих ножів);
- відображення динамічного розмальовування ліній електропередач та шин, в залежності від наявності напруги;

- відображення основних показників вимірювань (активної, реактивної, повної потужності, лінійної напруги, фазної напруги, фазної сили струму, частоти мережі) ;
- керування положенням вакуумних вимикачів;
- відображення аварійної індикації КТП та станції в цілому;

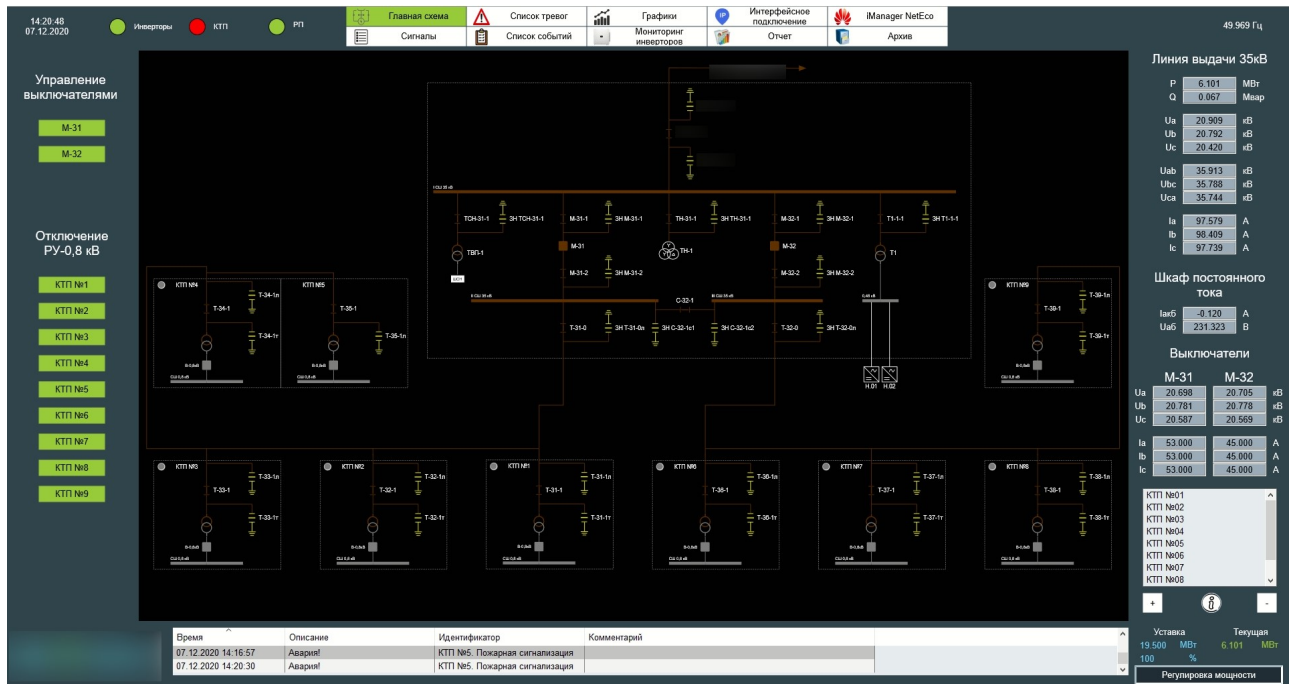


Рисунок 2.5 – Скріншот системи SCADA, головний екран.

Екран регулювання потужності.

Даний екран дозволяє проводити маніпуляції з регуляцією видачі потужності.

Функціонал:

- здійснення статичного регулювання потужності;
- здійснення динамічного регулювання потужності, (здійснення обмеження потужності відповідно з наявністю хмарності);

Екран сигналізації.

Відображає індикацію аварійних сигналів.

Функціонал:

- відображення індикації аварійних сигналів які були або активні у реальний момент;
- скидання індикації терміналів;

Екран аварій.

Відображає всі аварійні ситуації та їх час початку, кінця, час квітування.

Функціонал:

- запис списку усіх аварій з помітками часу початку та кінця;
- квітування аварій;
- експорт списку в Excel файл;

Екран подій.

Відображає всіх подій на станції, їх час початку та кінця.

Функціонал:

- запис списку усіх подій які виникли на станції;
- експорт списку в Excel файл;

Екран графіків.

Відображає графіки усіх необхідних вимірювань.

Функціонал:

- відображення графіків за певний проміжок часу (показники потужності, генерації, напруги, сили струму, частоти, показників якості електричної енергії);

Екран моніторингу.

Екран який дозволяє спостерігати за полем станції, станом інверторів та їх показників.

Функціонал:

- відображення графіків генерації по полям (КТП);
- відображення відношення генерації інверторів, (за 100% береться інвертор який генерує найбільше);

- відображення показників SmartLogger та інверторів, (вимірювання, статус роботи, помилки);
- керування SmartLogger та інверторами;

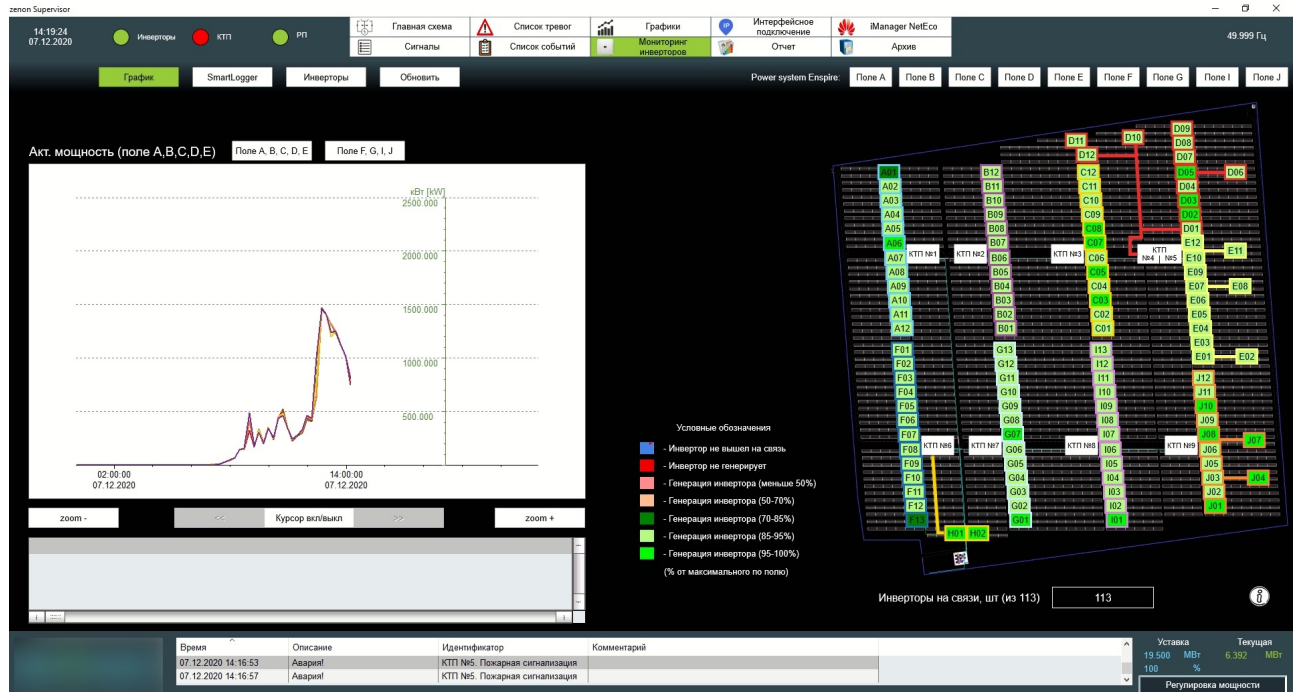


Рисунок 2.6 – Скріншот системи SCADA, екран моніторингу.

Інтерфейсний екран.

Екран на якому зображена структурна схема системи телемеханіки.

Функціонал:

- відображення активних та неактивних портів пристроїв;
- направлення на інтерфейс пристрою за IP адресою;

Екран звіту.

Відображає звіт генерації станції.

Функціонал:

- відображення показників генерації станції, (час початку та закінчення генерації, максимальна потужність за день, генерація за

день та за весь час, експорт активної та реактивної потужності за весь час, імпорт активної і реактивної потужності за весь час);

- відображення генерації станції у графічному вигляді;
- експорт звіту в Excel файл;

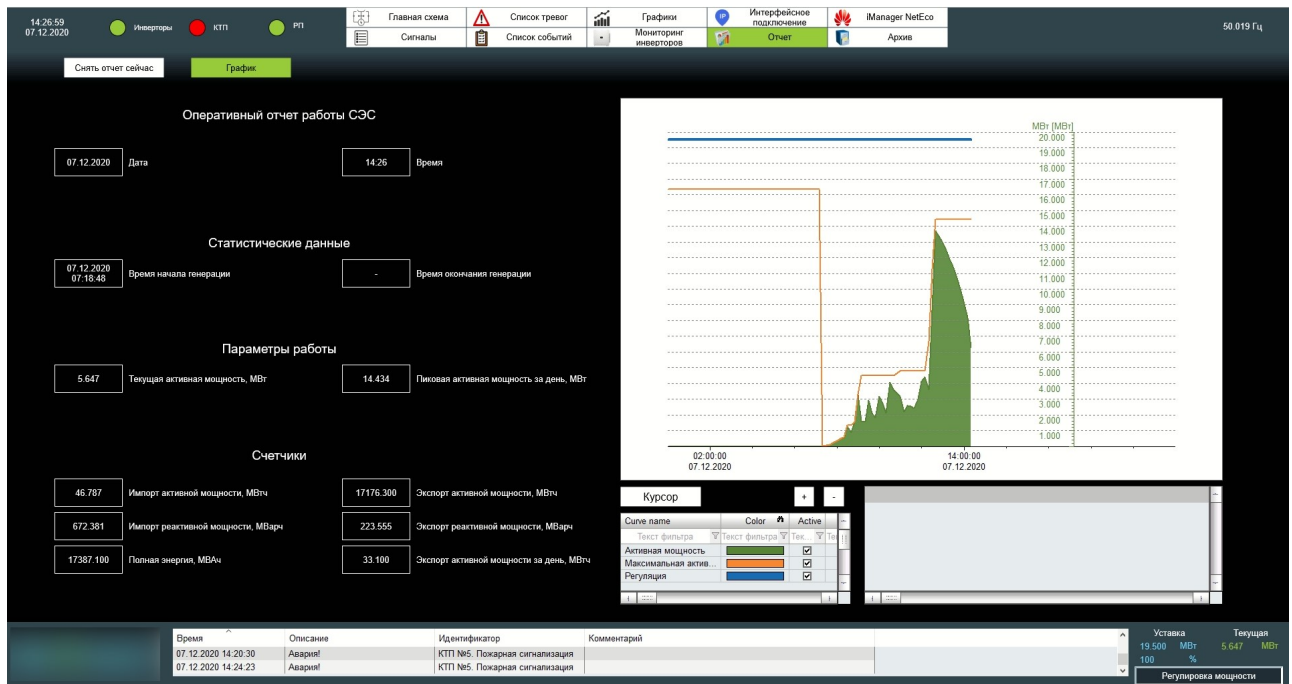


Рисунок 2.7 – Скріншот системи SCADA, екран звіту.

Екран архіву.

Екран в якому можна переглядати архівовані дані.

Функціонал:

- відображення даних занесених в архів, (вимірювань, аварій і тд);
- експорт в Excel файл;

Даний функціонал системи моніторингу дозволяє: вчасно реагувати на аварійні і попереджувальні сигнали які виникають на сонячній станції, спостерігати за режимами роботи та встановлювати обмеження потужності за вимогою, проводити аналіз роботи фотоелектричної станції та виявляти проблеми ще до появи серйозних аварійних ситуацій.

2.10 Обґрунтування системи прогнозування та контролю генерації ФЕС

У зв'язку з обов'язковим прогнозуванням електричної енергії для сонячних та вітрових станцій, питання точного прогнозування, погодинно на добу вперед, стоїть актуальним. На даний момент немає точного та надійного рішення для вирішення питання прогнозування сонячної генерації погодинно на добу вперед.

2.10.1 Метод прогнозування генерації станції.

Для прогнозування генерації електричної енергії на станції використовується програмне забезпечення передбачення виробітку енергії. Метод прогнозування полягає у обробленні супутникових зображень за допомогою алгоритмів та передачі їх на моделювання. На наступному кроці використовується останнє супутникове зображення разом із архівованими зображеннями за останній місяць. Використовуючи складні статистичні моделі, створюються уявлення про хмарну ситуацію, що дозволяє відокремити хмарний покрив від снігу, яскравого піску чи відблисків води, які можуть помилково сприйматися за хмари. Далі відбувається розкладання поточного супутникового зображення на похмурі та безхмарні регіони. Для регіонів які мають хмарний покрив, застосовується підхід 3D-моделювання хмари, який вертикально розбиває хмарний покрив на шари та характеризує товщину кожного шару до сонячного світла. Потім застосовується модифікована версія моделі випромінювання з ясним небом, яка дозволяє використовувати методи для отримання точних оцінок сонячної радіації, доступних для безхмарних регіонів. Для областей з хмарним покривом використовується хмарна непрозорість для отримання оцінок загальної кількості сонячного опромінення, що досягає поверхні Землі.

Тобто виходячи з вище наведеного метод можна розділити на 4 етапи:

- попередня обробка фото з космосу;

- конкретизація зображень;
- визначення прозорості хмар;
- оцінка сонячної інсоляції;

Розрахунок генерації фотоелектричної станції відбувається завдяки алгоритмам геокодування та роботи станції.

Якісне прогнозування генерації електроенергії дає можливість виробникам та мережевим операторам повноцінно керувати показниками продуктивності, що дозволяє інтегрувати природні ресурси у загальну енергосистему.

2.10.2 Контроль генерації станції.

Контроль генерації на даній станції здійснюється за допомогою регулюванню, оператором, обмеження активної вихідної потужності фотоелектричної станції.

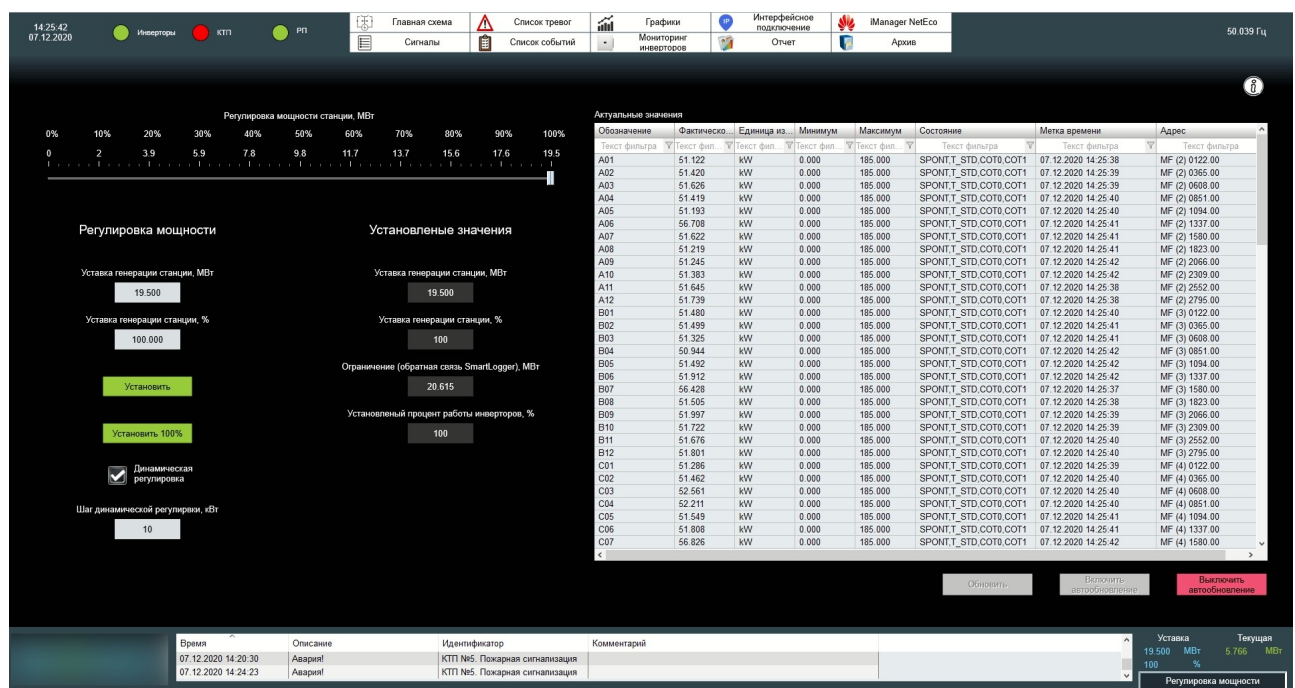


Рисунок 2.8 – Скріншот системи SCADA, екран регулювання активної потужності.

Регулювання обмеження потужності станції здійснюється через систему SCADA, подачею команди регулювання на інвертори. Регулювання можна здійснювати як у відсотках, так і у МВт. Реалізація статичного та динамічного регулювання здійснюється кодом внутрішньої програмованої мови системи SCADA. Динамічне регулювання потужності автоматично, без дій оператора встановлює відсоток обмеження на інвертори в залежності від хмарної ситуації поля.

3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

У даній кваліфікаційній роботі проводилося обґрунтування обладнання та режимів роботи фотоелектричної станції потужністю 20 МВт з впровадженням системи телемеханіки та автоматизованих систем керування. Актуальність розвитку сонячної енергетики зумовлено екологічністю та зеленими тарифами. Багато людей інвестують в зелену енергетику з метою отримання прибутку, тому актуальним питанням є скорочення терміну окупності сонячних станцій та виходу у прибуток.

Впровадження сучасних автоматизованих систем керування і телемеханіки допомагає уникнути додаткових витрат у процесі експлуатації станції, так як сприяє своєчасному виявленні проблем та їх вирішенню ще до появи серйозних аварійних ситуацій які несуть за собою додаткові витрати. Також системи автоматизації дозволяють скоротити кількість штату робочого персоналу, що дозволяє економити на заробітній платні.

Зважаючи на розвиток технологій, електротехнічне обладнання яке використовується в автоматизованих системах керування, стає більш точним та надійним, що в свою чергу збільшує надійність режимів роботи об'єктів.

Отже застосування сучасного і надійного обладнання систем телемеханіки і АСК ТП, сприяє, у тривалій перспективі, заощаджувати кошти в процесі експлуатації фотоелектричних станцій.

3.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні витрати – це кошти, призначені для створення і придбання основних засобів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.[18]

Капітальні інвестиції з реалізації проекту кваліфікаційної роботи включають:

- витрати фінансових коштів на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації технічного рішення;

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажно-налагоджувальних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати на доставку всього обладнання.

При визначенні величини проектних капіталовкладень $K_{пр}$ використовую формулою (3.1):

$$K_{пр} = K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n \quad (3.1)$$

де, $K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i)$ – вартість придбання електрообладнання;

$Z_{тзс}$ – транспортно-заготівельні витрати;

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n – витрати на налагоджувальні роботи.

Капітальні інвестиції підраховані в Excel та вказані у таблиці нижче.

Таблиця 3.1 Зведення капітальних витрат

№ з/п	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
1	Будівництво 1МВт СЕС	20	20580000	411600000
2	RTU540CMD01	1	51456	51456
3	ПО RTU	1	43362	43362
4	520AD02	1	5203	5203
5	Модуль вводу 23BE50	2	22548	45096
6	Модуль виводу 23BA40	2	16188	32376
7	Комутатор Dell N1524	2	19348	38696
8	Комутатор WGSW-24160F	2	15823	31646
9	Комутатор IGS-5225-4t2S	8	8348	66784
10	Комутатор IGS-12040MT	1	12159	12159
11	Роутер RB4011iGS+RM	2	4969	9938
12	Точка доступу Wap AC	1	4839	4839
13	SmartLogger 3000A	8	19380	155040
14	АРМ диспетчера	1	30000	30000

15	ПО SCADA ZENON	1	239586	239586
16	Монтажні роботи	1	76150	76150
17	Транспортні витрати	1	19038	19038
18	Налагоджувальні витрати	1	76150	76150
	ВСЬОГО			412538572

Будівництво 1 МВт СЕС, передбачає силове обладнання, проектування та витрати на будівництво та транспортні витрати, ціна взята з сайту компанії №1 по будівництву сонячних станцій в Україні – EDS Engineering. Ціни на обладнання АСК ТП та додаткові роботи (монтажні, транспортні та налагоджувальні) були надані представниками виробника.

3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.[18]

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування – C_a ;
- заробітна плата обслуговуючого персоналу – C_z ;
- єдиний соціальний внесок – C_c ;
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж – C_T ;
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії – C_e ;
- інші експлуатаційні витрати – $C_{ін}$.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати розраховую за формулою (3.2):

$$C = C_a + C_z + C_c + C_T + C_e + C_{ін} \text{ грн.} \quad (3.2)$$

Усі детальні розрахунки проведені в Excel.

3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається, не може бути менше мінімально допустимих термінів корисного використання.[18]

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості, яка розраховується за формулою (3.3):

$$\Phi_a = \Phi_n - Л \quad (3.3)$$

де, Φ_n – первісна вартість об'єкта основних засобів, яка складає 412366180 гривень;

$Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів, яка складає 10000000 гривень.

$$\Phi_a = 402366180 \text{ грн.}$$

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і розраховується за формулою (3.4):

$$H_a = \left(\frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n * T_n} \right) * 100 \quad (3.4)$$

де, T_n – термін корисного використання, який складає 15 років.

$$H_a = 6,5\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом вираховую за формулою (3.5):

$$AO = \Phi_{\pi} * \Phi_a / 100 \quad (3.5)$$

$$AO = 26824412 \text{ грн.}$$

Таблиця 3.2 Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
1.	Проектний варіант	412366180	6,5	26824412

3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.[18]

На фотоелектричній станції робочий персонал складається з охорони, диспетчера, та інженера-енергетика.

Номінальний річний фонд робочого часу робітника F_H визначається за формулою (3.6), відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_K - D_{CB} - D_{BIX}) * T_{3M} \text{ год.} \quad (3.6)$$

де, D_K , D_{CB} , D_{BIX} – кількість календарних, святкових і вихідних днів відповідно;

T_{3M} – тривалість зміни (год.).

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представляються у табл. 4.4.

Таблиця 3.3 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати персоналу

№ п/п	Найменування професій робітників	Явочний штат у зміну, осіб.	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Годинна тарифна ставка, грн.	Номінальний річний фонд робочого часу, годин	Усього основна зарплата, грн.
1.	Енергетик	1	1	90	2000	180000
2.	Диспетчер	1	3	70	2952	619920
3.	Охорона	2	4	30	4392	527040
УСЬГО НА РІК						1326960

З урахуванням додаткової заробітної плати 8%, загальна величина річного фонду становить 1433117 гривень.

3.2.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Єдиний соціальний внесок (ЄСВ) на даний момент в Україні складає 22% від мінімальної заробітної плати, враховуючи, що мінімальна заробітна плата зараз складає 5000 грн, то ЄСВ складає 1100 грн/місяць.

За рік ЄСВ дорівнює 13200 гривень за одного працівника. Так як на станції працюватимуть 8 людей, відрахування на соціальні заходи становлять $C_c = 105600$ гривень.

3.2.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.

Річні витрати на технічне обслуговування и поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам и можуть визначатися за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат:

- для кабельних і повітряних ліній - 0,5%;
- для підстанцій (у тому числі електроустаткування) - 1%.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою (3.7):

$$З_{т.р.} = \sum_{i=1}^n (R_i * t_i * m_i * R_{\Sigma i} + ((S_i * \Pi_i) / T_i) * T_{\Phi}) \quad (3.7)$$

де, n – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту, дорівнює 31;

R_i – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, дорівнює 70 грн;

t_i – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од., дорівнює 1.2;

m_i – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1), дорівнює 2;

$R_{\Sigma i}$ – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання, дорівнює 2.5;

S_i - вартість однотипних замінних елементів, 2500 дорівнює грн.;

Π_i – кількість однотипних замінних елементів, дорівнює 30;

T_i – середній термін служби деталей даного типу, дорівнює 5 років.;

T_{Φ} – число годин роботи апаратури на рік, дорівнює 8760 год.

Розрахунок за формулою (3.7), проведено в Excel:

$$З_{т.р.} = 478020 \text{ грн.}$$

3.2.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування та втрат електроенергії за формулою:

$$C_e = W_p * C_e \text{ грн.} \quad (3.8)$$

де, W_p – кількість спожитої за рік електроенергії, кВт*год, дорівнює 182500;

C_e – тариф на електроенергію станом на конкретну дату, грн. / кВт*год. Для сонячних станцій в Запорізькій області станом на 12.2020 тариф споживання електроенергії дорівнює 150,54 коп. за 1 кВт*год.

Розрахунок за формулою (3.8), проведено в Excel:

$$C_e = 274735,5 \text{ грн.}$$

3.2.6 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{in} = 53078 \text{ грн.}$$

3.3 Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Порахувавши всі витрати у минулому розділі, можна знайти експлуатаційні витрати при експлуатації сонячної станції за формулою (3.2):

$$C = C_a + C_z + C_c + C_T + C_e + C_{in} = 29062805,93 \text{ грн.}$$

Впровадження систем АСК ТП та моніторингу дозволяє уникати аварійних ситуацій які призводять до додаткових витрат, які можуть коштувати власникам десятки мільйонів гривень. У програмі Excel були розраховані витрати без систем моніторингу які спричиняють збільшення штату працівників, та при аварійній ситуації які призвели до додаткових витрат на усунення проблем та відновлення роботи станції.

Експлуатаційні витрати без встановлення системи моніторингу і при виникненні аварійних ситуацій були розраховані в Excel і становлять 41300826 грн.

$$E_{кр} = 41300826 \text{ грн.}$$

Тому річна економія буде різницею річних витрат, і становить:

$$E = E_{кр} - C = 41300826 - 29062806 = 12238020 \text{ грн.}$$

Отже з розрахунків економії від впровадження надійних систем АСК ТП та моніторингу видно, що при виникненні негараздів та аварійних ситуацій, річні витрати знижуються що в свою чергу скорочує термін окупності об'єкта.

3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

У розділі (2.7.1) була визначена величина річної генерації станції що становитиме приблизно 26389 МВт*год на рік. Зелений тариф становить 0,164 євро цента за 1 кВт*год, отже річний заробіток на продажу електроенергії виробленої станцією, яка розглянута у кваліфікаційній роботі становить 148443402,8 грн.

Оцінка економічної ефективності розглянутої у кваліфікаційній роботі, технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p ;

б) терміну окупності капітальних витрат T_p .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = E/K_{\text{пр}} = 0,38$$

Термін окупності капітальних витрат T_p показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = K_{\text{пр}}/E = 2,77 \text{ років}$$

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункове значення E_p з нормативним значенням E_n .

Проект капітальних вкладень визнається доцільним за умови:

$$E_p > E_n$$

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна також виходячи з прийнятої для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{оч}$$

де, $T_{оч}$ – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, дорівнює 3,5 років.

$$E_n = 0,28$$

При цьому варіант визнається економічно доцільним за умови:

$$E_p > 1/T_{оч}$$

$$0,38 > 0,28$$

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи занесені у таблицю (3.4).

Таблиця 3.4 Порівняльна оцінка техніко-економічних показників

№ з/п	Найменування	Базовий варіант, грн.	Проектний варіант, грн.	Зміни в порівнянні з базовим варіантом	
				тис. грн..	%
1.	Капітальні витрати	411941555	412538571,1	+597016	+0,14
2.	Експлуатаційні витрати усього	40181833,54	29062805,93	+11119027	+27,6
	Амортизаційні відрахування	26796103,67	26824412,03	+28308.36	+0,1
	Заробітна плата обслуговуючого персоналу	1405440	1326960	-78480	-5,58
	Єд. соц. внесок	105600	105600	0	0

	Технічне обслуговування та поточний ремонт	621426	478020	-143406	-23
	Вартість споживання електроенергії	274735,5	274735,5	0	0
	Інші витрати	56217,6	53078,4	-3139,2	-5,58
	Можливі втрати пов'язані з несвоєчасним виявленням аварійних ситуацій	10922310,77	-	-	-
3.	Річна економія всього	-	11119027,6	+11119027,6	-
4.	Розрахунок коефіцієнта ефективності	0,38	0,28	-0,1	-26,3
5.	Розрахунковий термін окупності	3,1	2,77	-0,33	-10

Отже виходячи з показників техніко-економічних розрахунків, видно, що впровадження систем моніторингу є доцільним так як сприяє своєчасному виявлені проблем, ще до появи серйозних аварійних ситуацій що супроводжуються великими фінансовими втратами, що в свою чергу скорочує термін окупності, та запобігає економічним втратам у майбутньому.

Загальні висновки

У кваліфікаційній роботі були розглянуті основні системи та структури будівництва та експлуатації фотоелектричних станцій.

Були розраховані технічні параметри та параметри роботи фотоелектричної станції, проведене обґрунтування обладнання станції. Взяті до уваги питання впровадження систем телемеханіки та експлуатації. Проведене обґрунтування автоматизованих систем керування які використовуються на сонячних електричних станціях. Розглянута система SCADA яка використовується на станції з усіма можливостями та технічним функціоналом як система керування та моніторингу. Надійні та точні автоматизовані системи керування обґрунтовані як системи які допомагають уникати серйозних аварійних ситуацій та заощаджувати кошти власників станцій.

Також при проходженні передатестаційної практики була проведена робота над створенням розділів телемеханіки проєктів фотоелектричних станцій, та SCADA систем для сонячних електричних станцій з протоколами обміну зв'язку ModBus та IEC 60870-5-104. Було проведене вивчення різного обладнання яке використовується при проєктуванні фотоелектричних станцій.

В економічній частині кваліфікаційної роботи була проведена робота по доцільності впровадження в експлуатацію систем моніторингу та автоматизованих систем керування. Результати показали що при використанні АСК ТП на фотоелектричних станціях можна запобігати серйозним аварійним ситуаціям які б призводили до економічних втрат, що в свою чергу скорочувало термін окупності та зріст прибутковості сонячної станції.

Список використаних джерел і літератури

1. Строительство солнечной электростанции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://engineeringtsk.com/services/solnechnye-elektrostantsii/stroitelstvo-solnechnoy-elektrostantsii/>
2. Уровни АСУ ТП [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://opiobjektid.tptlive.ee/Automatiseerimine/9_.html
3. Телемеханика [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://iknet.com.ua/ru/telemechanics/>
4. Прогнозирование генерации от переменной возобновляемой энергетики (variable renewable energy) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://avenston.com/ru/articles/vre-generation-forecasting/>
5. Risen solar technology [Electronic resource] - Access mode: <https://en.risenenergy.com>
6. І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, О.А. Замкова. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни “Сонячна енергетика” – Д.: НТУ “Дніпровська політехніка”, 2019.
7. Fusion Solar [Electronic resource] - Access mode: <http://solar.huawei.com/eu/>
8. Кабельный справочник КПС [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-silanolnosshitogo-polietilena-\(1kv\)/apvpg-1kv/kabel-apvpg-3x70.html](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-silanolnosshitogo-polietilena-(1kv)/apvpg-1kv/kabel-apvpg-3x70.html)
[https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-silanolnosshitogo-polietilena-\(1kv\)/apvpg-1kv/kabel-apvpg-3x95.html](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-silanolnosshitogo-polietilena-(1kv)/apvpg-1kv/kabel-apvpg-3x95.html)
9. Справочник кабельно-проводниковой продукции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.yuzhcable.info/index.php>
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ."
11. ABB Product-details [Electronic resource] - Access mode: <https://new.abb.com/products/>

12. Прогнозування виробництва електроенергії [Електронний ресурс] – Точка доступу: <https://vemazahid.com/prognozuvannya-vyrobnytstva-elektroenergiyi/>
13. А.Б. Дюсьмикеев. Базовые принципы солнечной энергетики для проектирования и строительства солнечных электростанций – Минск, 2016.
14. Р. Амерханов, О. Григораш, И. Самородов, Б. Цыганков, В. Воробьев. “Солнечные фотоэлектрические станции” – КубГАУ, 2017.
15. А.Л. Нестеров. Проектирование АСУ ТП, методическое пособие, книга 1 – ДЕАН, 2006.
16. А.Л. Нестеров. Проектирование АСУ ТП, методическое пособие, книга 2 – ДЕАН, 2009.
17. Ю.Н. Федоров. Справочник инженера по АСУ ТП – М.: Инфра-Инженерия, 2016.
18. Тимошенко Л.В. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи – Дніпро: НТУ “ДП”, 2020.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	109	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A4		Презентація	34	