

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«_____» _____ 2019р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА БЕРЕЗНЕНСЬКОЇ ФОТОВОЛЬТАІЧНОЇ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1,4 МВТ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ЇЇ
РЕЖИМІВ**
08-13.МКР.010.00.095 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕС-18м
спеціальності
141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні станції»
Кушнір Д.С. _____

Керівник:
к.т.н., проф.,
Леонт'єв В.О. _____
«_____» _____ 20__ р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 2019 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ____ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітньо-професійна програма – Електричні станції

(шифр – назва спеціальності)

Магістрант групи 1ЕС-18м Кушніра Дениса Сергійовича

(назва групи)

(прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина Березненської фотовольтаїчної електростанції потужністю 1,4 МВт та оптимізація її режимів»

Вихідні дані: параметри розподільної мережі 10 кВ для підключення сонячної електростанції.

Перелік літературних джерел для виконання спеціальної частини..

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна:

1. Схема електричних з'єднань Березненської Сонячної електростанції

2. Схема Березненської СЕС

3. Техніко-економічні показники

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. Види та характеристика сонячних електростанцій

Актуальність та обґрунтування доцільності розробки

Проблеми функціонування сонячних електричних станцій в електричній мережі

Оптимізація схеми сонячної електричної станції з електричною мережею

Техніко-економічна частина

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки.

Список використаних джерел. Додатки.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

_____ (підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В.О. Леонтъев

ініціали та прізвище

Економічна частина

_____ (підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

_____ (підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ грудня 20__ р.

Рецензент

_____ (підпис)

_____ (наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

_____ (підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС

наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. О. Леонтъев

Завдання отримав магістрант

_____ (підпис)

Д.С. Кушнір

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	2
АНОТАЦІЯ.....	5
АННОТАЦІЯ.....	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ.....	11
1.1 Загальна характеристика СЕС.....	11
1.2 Типи сонячних електростанцій.....	13
1.2.1 СЕС баштового типу.....	13
1.2.2 СЕС тарілчатого типу.....	14
1.2.3 СЕС, що використовують фото батареї.....	14
1.2.4 Сонячні модулі з полікристалічного кремнію.....	16
1.2.5 Сонячні модулі з аморфного кремнію.....	16
1.2.6 Автономні фотоелектричні системи.....	17
1.2.7 СЕС, що використовують параболічні концентратори.....	18
1.2.8 Комбіновані СЕС.....	18
1.2.9 Аеростатні сонячні електростанції.....	19
1.2.10 Орбітальні електростанції з використанням сонячних батарей.....	20
1.3 Висновок по розділу 1.....	21
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	22
РОЗДІЛ 3 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1,43МВт.....	25
3.1 Електричні з'єднання сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт.....	25
3.2 Вибір обладнання для СЕС.....	28

3.3	Опис обладнання.....	31
РОЗДІЛ 4 ВИЗНАЧЕННЯ ПО ОБ'ЄКТАХ ВАРТОСТІ БУДІВНИЦТВА		
СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....		
4.1	Розрахунки індексів станом на 01.12.10 до цін станом на 01.12.16.....	35
4.2	Розрахунки індексів станом на 01.12.15 до цін станом на 01.12.16.....	36
4.3	Загальні положення	37
4.4	Розрахунок показників економічної ефективності реконструкції електричної частини сонячної електричної станції.....	38
4.5	Розрахунок періоду повернення капіталовкладень в реконструкцію електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт.....	41
РОЗДІЛ 5 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ		
СТАНЦІЙ ПОТУЖНІСТЮ 1,43 МВТ		
5.1	Висновки по розділу 5	47
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ		
СИТУАЦІЯХ		
6.1	Управління системою електробезпеки персоналу електричних станцій та систем для мінімізації параметрів ризику електротравматизму	48
6.2	Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.....	57
6.2.1.	Дослідження стійкості роботи електричної частини сонячної електростанцій потужністю 1,43 МВт при дії іонізуючих випромінювань.....	58
6.2.2	Дослідження стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу.	61
6.2.3	Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.....	62

ВИСНОВКИ.....	65
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	67
ДОДАТОК А.....	74
ДОДАТОК Б	77

АНОТАЦІЯ

Кушнір Д.С.: «Електрична частина Березненської фотовольтаїчної електростанції потужністю 1,4 МВт та оптимізація її режимів». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2019. – 95 с., Таблиць: 16, Рисуноків 12: , Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто характеристику сонячних електричних станцій різні типи сонячних станцій та їх складових елементів. Описано загальну оцінку впливу роботи сонячних електричних станцій на електричну мережу. Також було визначено вартість побудови сонячної електричної станції потужністю 1,43 МВт та розрахований термін окупності.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, сонячні електричні станції (СЕС), електрична мережа.

АННОТАЦИЯ

Кушнір Д.С. .: «Электрическая часть Березненской фотовольтаической электростанции мощностью 1,4 МВт и оптимизация ее режимов». Магистерская квалификационная работа - Винница: ВНТУ, 2019. - 95 с., Таблиц:- 16 рисунков -12:, Библиография: 37.

В представленной магистерской квалификационной работе рассмотрена характеристика солнечных электростанций различных типов солнечных станций и их составляющих элементов. Описаны общую оценку влияния работы солнечных электростанций на электрическую сеть. Также были определены стоимость построения солнечной электростанции мощностью 1,43 МВт и рассчитан срок окупаемости.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечные электрические станции (СЭС), электрическая сеть.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ,
ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

ГДК – гранично допустима концентрація;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕС – електрична станція;

ЕМ – електричні мережі;

ЕОМ – електронна обчислювальна машина;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НС – навколишнє середовище;

ПС – підстанція;

РДЕ – розосереджені джерела електроенергії;

РЕМ – розподільча електрична мережа;

СЕС – сонячна електрична станція;

ТП – трансформаторна підстанція.

ЕМІ – електромагнітний імпульс

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВСТУП

Актуальність теми. Одним з пріоритетних напрямків розвитку енергетики в ХХІ ст. є всебічне використання відновлюваних джерел енергії, які мають величезні ресурси, що дозволить знизити негативний вплив енергетики на довкілля, підвищити енергетичну і екологічну безпеку [1]. До нетрадиційних (альтернативних) відносяться відновлювальні джерела енергії (ВДЕ, а саме сонячні електричні станції. Сонячні електричні станції відносяться до групи , що використовують пряму енергію сонячного випромінювання.

Використання відновлюваних джерел енергії на сьогодні є важливим напрямком розвитку енергетики України . З одного боку рівень забезпеченості власними первинними енергоносіями не дозволяє говорити про енергетичну незалежність країни, а з іншого – Україна має великий потенціал у галузі відновлюваної енергетики .

На сьогодні намітився і реалізується на практиці поступовий перехід від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється відновлювані джерела.

Важливість розбудови відновлюваних джерел характерна для більшості європейських країн, оскільки має ряд переваг, порівняно з традиційною енергетикою [3–5]. Тому питанням їх проектування та експлуатації присвячено велику кількість робіт вчених з України, Італії, Франції, Польщі та інших країн [6–10]. Серед них слід відмітити роботи науковців з Інституту електродинаміки та Інституту відновлюваної енергетики НАН України.

Однак крім переваг є й недоліки, серед яких слід виділити ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання в них встановлених потужностей відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ), до яких відносяться СЕС, ВЕС та інші.

Разом з тим важлива роль у покращенні ситуації в енергетичній сфері надається розосередженій генерації, використанню альтернативних традиційних та поновлюваних джерел енергії. На сьогодні когенераційні установки, вітроенергетика, сонячні колектори та теплові насоси реально конкурентоспроможні порівняно з традиційними формами енергопостачання, характеристики витрат на їх створення та експлуатацію мають тенденцію до зменшення, тоді як ціни на традиційні енергоносії органічного походження постійно зростають.

Окрім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами. Отже, актуальним є дослідження впливу сонячної електростанції на електричну мережу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконувалась у Вінницькому національному технічному університеті в рамках держбюджетної теми «Оптимізація функціонування електричних мереж енергосистем в умовах зростання навантаження споживачів та децентралізації їх живлення» (№ держреєстрації 0110U002161).

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є дослідження впливу сонячної електростанції на мережу

Основними задачами дослідження є такі:

- дослідження роботи сонячної електричної станції ;
- аналіз впливу сонячної електричної станції на роботу підстанції;
- дослідження методів оптимізації схем видачі потужності сонячній електростанції у електричній мережі.

Об'єкт дослідження – сонячна електрична станція та її вплив на електричну мережу.

Предмет дослідження – є методи оптимізації транспортування електроенергії у розподільних електричних мережах при підключені сонячної

електричної станції потужністю 1,43МВт.

Методи дослідження.

У процесі дослідження застосовувались: методи математичного моделювання та чисельні методи визначення оптимальної встановленої потужності СЕС в електричній системі. Статистичні методи оброблення інформації використано для аналізу результатів розрахунків та перевірки справедливості отриманих теоретичних положень.

Наукова новизна одержаних результатів:

- Запропоновано проект Березненської сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт та досліджено її сумісну роботу з електричною мережею, впровадження якого дозволить підвищити ефективність функціонування розподільних електричних мереж.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ

1.1 Загальна характеристика СЕС

Сонячна енергетична установка – це енергетична установка, що перетворює енергію сонячної радіації в інші види енергії (наприклад, в теплову або в електричну).

Сонце кожен секунду випромінює $88 \cdot 10^{24}$ кал теплоти, що еквівалентно $1,25 \cdot 10^{16}$ т у.п. або $1,02 \cdot 10^{20}$ кВт·год. На Землю надходить тільки частина цієї енергії - біля 10^{18} кВт·год. ($123 \cdot 10^{12}$ т у.п.) за рік, що майже в 10000 разів більше світового споживання енергії і приблизно в 100 разів більше енергії всіх розвіданих горючих копалин на Землі.

Густина сонячного потоку в космосі приблизно дорівнює $1,35$ кВт/м². Максимальна інтенсивність сонячного випромінювання на поверхні Землі складає близько 1 кВт/м², однак тривалість його становить всього 1-2 години в літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить $200 \div 250$ Вт/м². Безпосередньо на поверхню Землі надходить біля 50% від загальної кількості сонячного випромінювання, що проходить через верхні шари атмосфери, 23% з якої становить розсіяна сонячна радіація і 27% – пряма сонячна радіація.

При створенні та впровадженні сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації і її складових, періодичність та змінність режимів її надходження.

Переваги енергії сонячної радіації порівняно з традиційними видами палива полягають в наступному:

- джерело енергії практично невичерпне;
- можливість використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела;
- можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну;
- можливість отримання високих температур ($> 500^{\circ}\text{C}$);

– прискорювати дію у фотохімічних процесах.

Освоєння сонячної енергії здійснюються за трьома основними напрямками:

1. Тепловому – уловлюється радіаційне випромінення сонячним колектором – об’ємна конструкція, через яку циркулює теплоносій, а її зовнішня сторона (обернена до джерела випромінення) має чорну поглинаючу поверхню
2. Теплодинамічному – концентрується енергія сонячної радіації на котлі, пара з якого надходить на турбіну з електрогенератором
3. Фотоелектричному – уловлюється електромагнітне випромінення (оптичного діапазону) Сонця та перетворюється в електроенергію постійного струму. Конструкція сучасних генераторів, що виконані на напівпровідниковій основі, мають коефіцієнт перетворення біля 17%.

Фотоелектричні перетворювачі відрізняються надійністю, стабільністю, а термін їхньої служби мало обмежений. Вони можуть перетворювати як пряме, так і розсіяне сонячне світло. Невелика маса, простий спосіб обслуговування, модульний тип конструкції дозволяє створювати установки будь-якої потужності. До вад сонячних батарей можна віднести високу вартість будівництва і низький ККД.

Пристрої термодинамічних сонячних електростанцій використовують теплообмінні елементи з селективним світлопоглинаючим покриттям. Вони можуть поглинати до 97% сонячного світла. Ці елементи за рахунок звичайного сонячного висвітлення можуть нагріватися до 200°C і більше. За допомогою них воду перетворюють у пару у звичайних парових казанах, що дозволяє їм отримати ефективний термодинамічний цикл в паровій турбіні. ККД сонячної паротурбінної установки може становити 20%.

Головною проблемою є спосіб розміщення сонячних аеростатних електростанцій. Такі електростанції можна розміщувати над землею, над морем чи у горах. У кожному середовищі є свої плюси та мінуси. Тут слід все

враховувати: і довжину паропроводу, і місце розташування турбогенератора, і те, щоб балони не заважали руху літаків.

1.2 Типи сонячних електростанцій

Усі сонячні електростанції (СЕС) поділяють на декілька типів:

- СЕС баштового типу
- СЕС тарілкового типу
- СЕС, що використовують фотобатареї
- СЕС, що використовують параболічні концентратори
- Комбіновані СЕС
- Аеростатні сонячні електростанції
- Орбітальні електростанції з використанням сонячних батарей

1.2.1 СЕС баштового типу

Дані електростанції засновані на принципі отримання водяної пари за допомогою сонячної радіації. У центрі станції стоїть вежа заввишки від 18 до 24 метрів (залежно від потужності та інших параметрів висота може бути більше або менше), на вершині якої резервуар із жовтою водою. Цей резервуар покритий чорним кольором для поглинання теплового випромінювання. Також у цій вежі перебуває насосна група, що постачає пар на турбогенератор, який перебуває поза вежею. По колу від вежі на деякій відстані розташовуються геліостати. Геліостат - дзеркало площею кілька кв. метрів, закріплене на опорі і підключене до спільної системи позиціонування. Тобто, залежно від становища сонця, дзеркало змінюватиме свою орієнтацію у просторі. Основна та трудомістка задача - це позиціонування всіх дзеркал станції на те, щоб у будь-яку мить усі відбиті промені від них потрапили на резервуар. Для отримання енергії використовуються стандартні турбіни. Фактично на станціях подібного типу можна отримати порівняно великий ККД (близько 20 %) і високі потужності.

Завдяки акумуляції тепла баштові електростанції стали унікальною геліотехнологією, що дозволяє диспетчеризацію електроенергії при коефіцієнті навантаження до 65%.

Приклад: Сонячна вежа, Севілья, Іспанія. Збудована 2007-го СЕС у Криму.

У Криму ще було побудовано СЕС такого ж типу в Щолкіно як резервне джерело електрики для планованої там АЕС. Але, за великим рахунком, ця станція була експериментальна - її потужність 5 МВт. При експлуатації цієї станції виявили безліч труднощів. Один із них - система позиціонування відбивачів практично цілком (95 %) витрачала енергію, яку вироблено станцією. Також виникали проблеми з очищенням дзеркал. Невдовзі ця станція припинила своє існування й була розкрадена.

1.2.2 СЕС тарілчатого типу

Цей тип СЕС використовує принцип отримання електроенергії, схожий з таким як у башенних СЕС, але є відмінності у конструкції самої станції. Станція складається з окремих модулів. Модуль складається з опори, на яку кріпиться форменна конструкція приймача і відбивача. Приймач перебуває в деякому віддаленні від відбивача, у ньому концентруються відбиті промені сонця. Відбивач складається з дзеркал у вигляді тарілок (звідси назва), радіально розташованих на опорі. Діаметри цих дзеркал досягають 2-х метрів, а кількість дзеркал - кілька десятків (залежно від потужності модуля). Такі станції можуть бути як з одного модуля (автономні), так і з кількох десятків (робота паралельно з мережею).

1.2.3 СЕС, що використовують фото батареї

СЕС цього типу нині дуже поширені, позаяк у загальному випадку СЕС складається з значної частини окремих модулів (фотобатарей) різної потужності і вихідних параметрів. Дані СЕС широко застосовуються для енергозабезпечення як малих, так і великих об'єктів (приватні котеджі,

пансіонати, санаторії, промислові споруди тощо). Встановлюватись фотобатареї можуть практично скрізь, починаючи з покрівлі і фасаду і до спеціально виділених територій. Встановлені потужності теж коливаються широтою діапазону, починаючи з постачання окремих насосів, закінчуючи електропостачанням невеликого селища.

Сонячні фотоелектричні системи прості в обігу і не мають рухомих механізмів, проте самі фотоелементи містять складні напівпровідникові пристрої, аналогічні використовуваним для виробництва інтегральних схем. В основі дії фотоелементів лежить фізичний принцип, при якому електричний струм виникає під впливом світла між двома напівпровідниками з різними електричними властивостями, що знаходяться в контакті один з одним. Сукупність таких елементів утворює фотоелектричну панель, або модуль. Фотоелектричні модулі, завдяки своїм електричним властивостям, виробляють постійний, а не змінний струм. У найпростіших системах постійний струм фотоелектричних модулів використовується безпосередньо. Там же, де потрібен змінний струм, до системи необхідно додати інвертор, який перетворює постійний струм у змінний.

Сонячні панелі є основним компонентом для побудови фотоелектричних систем. Збираються вони з окремих сонячних елементів, принцип роботи яких побудований на основі явища внутрішнього фотоефекту в напівпровідниках. У фотоелектричних перетворювачах сонячної енергії використовується кремній з добавками інших елементів, що утворюють структуру з р-п -переходом. Причому товщина напівпровідника не перевищує 0,2-0,3 мм.

Кремній, з якого виготовляються сонячні елементи, називають "нафтою 21-го століття". Розрахунки показують, що сонячний елемент з ККД 15 %, на які пішло 1 кг кремнію, за 30 років служби можуть зробити 300 МВтгодин електроенергії. Рівну кількість електроенергії можна отримати, витративши 75 т нафти (з урахуванням ККД теплоелектростанцій 33 % і теплотворній здатності нафти 43,7 МДж/кг). Таким чином, 1 кг кремнію виявляється еквівалентний 75 т нафти.

Залежно від того, яким чином організовані атоми кремнію в кристалі, сонячні елементи діляться на види:

- сонячні модулі з монокристалічного кремнію;
- сонячні елементи з полікристалічного кремнію;
- сонячні елементи з аморфного кремнію.

Сонячні модулі з монокристалічного кремнію

Монокристалічні елементи мають найвищу ефективність перетворення енергії. Основний матеріал - вкрай чистий кремній, з якого виготовлені монокристалічні сонячні панелі, добре освоєний в області виробництва напівпровідників.

Ці диски піддаються ряду виробничих операцій, таких як:

- обточування, шліфовка і очищення;
- накладення захисних покриттів;
- металізація;
- антирефлексионне покриття.

ККД сонячної панелі на основі монокристалічного кремнію складає 14-17%.

1.2.4 Сонячні модулі з полікристалічного кремнію

Полікристалічний кремній розвивається, коли кремнієвий розплав охолоджується повільно і знаходиться під контролем. При виробництві полікристалічних панелей операція витягування опускається, воно менш енергоємне і значно дешевше. Проте всередині кристала полікристалічного кремнію є області, відокремлені зернистими межами, такі, що викликають меншу ефективність елементів. ККД сонячної панелі на основі полікристалічного кремнію складає 10-12%.

1.2.5 Сонячні модулі з аморфного кремнію

Аморфний кремній виходить за допомогою "техніки випарної фази", коли тонка плівка кремнію осідає на матеріал, що несе, і захищається покриттям. Ця технологія має ряд недоліків і переваг :

- процес виробництва сонячних панелей на основі аморфного кремнію відносно простий і недорогий;
- можливе виробництво елементів великої площі;
- низьке енергоспоживання.

Проте:

- ефективність перетворення значно нижча, ніж в кристалічних елементах;
- елементи схильні до процесу деградації.

Також можна виділити 3 типи фотоелектричних систем: автономні, сполучені з електричною мережею та резервні. Станції другого типу віддають надлишки електричної енергії в мережу, яка служить резервом у разі виникнення внутрішнього дефіциту електричної енергії. Наприклад, установка для дачного будиночка може, складатися з двох фотоелектричних панелей загальною потужністю 100 ватт і акумуляторної батареї на 100 ампер/годин. Такий пристрій може виробляти досить енергії для освітлення, роботи телевізора, маленького холодильника і насоса для поливу

1.2.6 Автономні фотоелектричні системи

Автономні фотоелектричні системи використовуються там, де відсутнє централізоване електропостачання. У темний час доби або в періоди відсутності яскравого сонячного світла використовується акумуляторна батарея. Даний тип систем переважно використовується для автономного електропостачання окремих будинків. Від малих систем звичайно живиться базове навантаження (освітлення, телевізор, холодильник). Більш потужні системи можуть також жити водяний насос, холодильник, і т.д. Система складається з сонячної панелі, контролера, акумуляторної батареї, кабелів і підтримуючої структури.

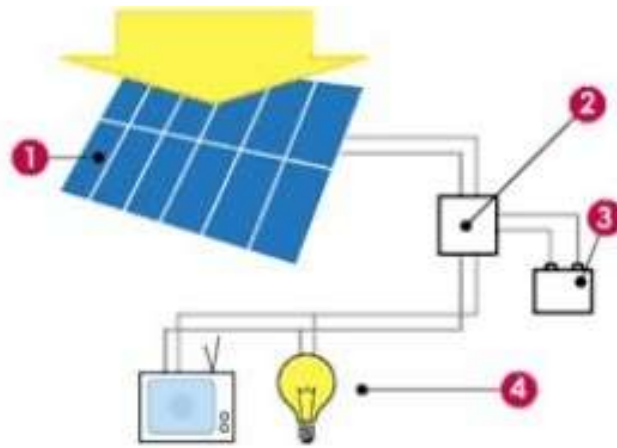


Рисунок 1.1 – Схема автономних фотоелектричних систем: 1 - сонячні батареї; 2 - контролер; 3 - акумуляторна батарея; 4 - навантаження.

1.2.7 СЕС, що використовують параболічні концентратори

Принцип роботи даних СЕС залежить від нагрівання теплоносія до параметрів, придатних до використання у турбогенераторі.

Конструкція СЕС: на форменній конструкції встановлюється параболічне дзеркало великої довжини, а в фокусі параболі встановлюється трубка, через яку тече теплоносій (найчастіше олія). Пройшовши весь шлях, теплоносій розігрівається й у теплообмінних апаратах віддає теплоту воді, яка перетворюється на пару і потрапляє в турбогенератор.

1.2.8 Комбіновані СЕС

Часто на СЕС різних типів додатково встановлюють теплообмінні апарати щоб одержати тепло, що використовується як для технічних потреб, так і для гарячого водопостачання та опалення. У цьому сутність комбінованих СЕС. На одній території можлива паралельна установка концентраторів і фотобатарей, що теж вважається комбінованою СЕС.

1.2.9 Аеростатні сонячні електростанції

Сонячні аеростатні електростанції можуть стати одним з можливих нових напрямків, які дозволять більш ефективно використовувати сонячну енергію. Основний елемент сонячних аеростатних електростанцій – аеростат – може бути виведеним на декілька кілометрів над поверхнею Землі, вище хмар, що забезпечить безперервне використання сонячної енергії на протязі дня.

Принципова схема роботи сонячної аеростатної електростанції (САЕС) з паровою турбіною полягає в поглинанні поверхнею аеростата сонячного випромінювання і нагрівання в результаті водяної пари, що знаходиться всередині (рисунок 10). При цьому оболонка аеростата виконується двошаровою. Сонячні промені, проходячи через зовнішній прозорий шар, нагрівають внутрішній шар оболонки з нанесеним покриттям, яке поглинає сонячне випромінювання. Водяна пара, що знаходиться всередині оболонки, нагрівається тепловим потоком, який потрапляє через оболонку, до 100–150°C. Прощарок газу (повітря) між шарами, виконуючи роль теплоізоляції, зменшує втрати теплоти в атмосферу. Тиск пари практично дорівнює тиску зовнішнього повітря. Водяна пара гнучним паропроводом подається на парову турбіну, потім конденсується в конденсаторі, вода з конденсатора знову подається помпами у внутрішню частину оболонки, де випарюється при контакті з перегрітою водяною парою. ККД такої установки може складати 25%, причому завдяки запасу водяної пари у внутрішній частині аеростата установка може працювати і вночі. При діаметрі аеростата 150 м і розміщенні на висоті 5 км установка може мати потужність 2 МВт.

Такі САЕС можуть розташовуватися в декілька сотень метрів над поверхнею Землі або над поверхнею моря із силовою установкою на платформах з якорем, до платформ також кріпиться аеростат.

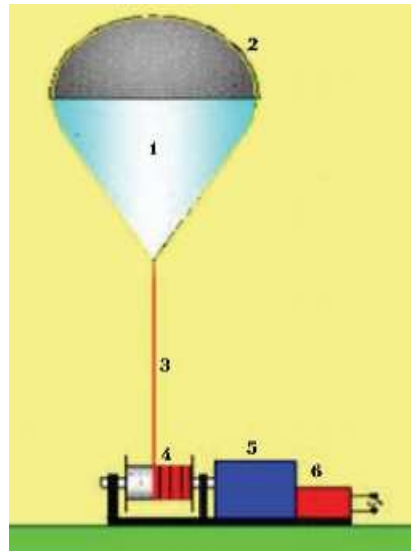


Рисунок 1.2 – Аеростатна сонячна електростанція: 1 – оболонка балона аеростата; 2 – тонкоплівкові сонячні елементи; 3 – канат з електричним кабелем; 4– барабан; 5 – електромотор-редуктор; 6 – інвертор.

1.2.10 Орбітальні електростанції з використанням сонячних батарей

Іншим можливим напрямом використання в ХХІ ст. сонячної енергії є створення орбітальних електростанцій із сонячними батареями, які акумулюють енергію Сонця і перетворюють її в мікрохвильове або лазерне випромінювання, спрямоване до Землі, де воно сприймається спеціальними антенами і потім перетворюється на електричну енергію.

В якості перетворювачів сонячної енергії в електричну зазвичай служать сонячні елементи, які з'єднуються разом, утворюючи сонячні батареї.

У космосі, де не існує атмосфери, хмар, зміни дня і ночі, на одиницю площі потрапляє цілодобово сонячної енергії в десять разів більше, ніж на земній поверхні. Дослідницькі роботи відносно сонячних орбітальних електростанцій почалися в 70-ті роки ХХ століття в США, СРСР та інших країнах.

Для реалізації таких складних і вартісних проектів, як створення сонячних орбітальних електростанцій, важливішим фактором є міжнародне співробітництво.

1.3 Висновок по розділу 1

На сьогодні сонячна енергетика широко застосовується у випадках, коли малодоступність інших джерел енергії в сукупності з достатньою кількістю сонячного випромінювання виправдовує її економічно.

Використання таких станцій зменшить витрати на обслуговування, повністю виключить витрати на паливо і головне – зменшить викиди в атмосферу шкідливих речовин за рахунок зменшення експлуатації традиційних електростанцій на твердому паливі.

РОЗДІЛ 2

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричної частини сонячної електростанції є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричної частини сонячної електростанції, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричної частини сонячної електростанції повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції сонячних станцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а також тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих локальних мереж.

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

В якості економічного показника рекомендуються так звані дисконтні витрати. При спорудженні всієї сонячної електричної станції дисконтні затрати визначають за формулою:

$$Z = K - L + V/E + Z_6 \quad (2.1)$$

де Z – дисконтні затрати, тис.грн; K – одноразові капітальні витрати, тис.грн; L – ліквідна вартість демонтованого обладнання; V – амортизаційні витрати на реновацію та витрати на експлуатацію мережі; $E = 0.1$ – норма дисконту; Z_6 – можливий народногосподарський збиток від перерви електропостачання, викликані відключенням споживачів внаслідок пошкоджень елементів електричної мережі.

Щорічні витрати на експлуатацію мережі V складаються із відрахувань від капітальних витрат на амортизацію, ремонт і обслуговування лінії V_L ; та підстанцій V_{Π} та вартості $V_{\Delta W}$ втрат електроенергії ΔW за рік:

$$V = V_L + V_{\Pi} + V_{\Delta W}$$

де V_L - відрахування від капітальних витрат на реновацію та експлуатацію ліній, тис. грн.:

V_{Π} - відрахування від капітальних витрат на реновацію та експлуатацію підстанцій, тис. грн.:

$V_{\Delta W}$ - відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн.

Втрати на реновацію та експлуатацію ліній, а також витрати на реновацію та експлуатацію підстанцій є не змінними для всіх варіантів.

Визначимо зміну втрат електроенергії:

$$\Delta W = W_{\Pi} - W_P, \quad (2.2)$$

де $W_{п}$ – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

$W_{р}$ – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

З урахуванням результатів попередніх розрахунків економічний ефект від запровадження проведених досліджень становить:

$$E = \varphi * \Delta W_{р} = 5,7 * 194472 = 153632,9 \text{ грн.}$$

де φ – тариф на електроенергію споживачів, грн./кВт*год.

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з реконструкції електричної частини сонячної електростанції можна зробити висновок, що експлуатація СЕС дозволить зменшити витрати на передачу електроенергії та зменшити використання вичерпних джерел енергії.

РОЗДІЛ 3

ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1,43МВт

3.1 Електричні з'єднання сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт

Сонячна електростанція потужністю 1,43 МВт складається із 6156 сонячних фотоелектричних панелей, які з'єднані між собою змішаним типом. Змішана схема з'єднання дозволяє з'єднувати сонячні батареї одночасно двома способами. При такому поєднанні варіантів деякі панелі формуються в окремі блоки, що мають паралельне з'єднання, а потім ці блоки з'єднуються між собою послідовно або навпаки. Дана схема з'єднання показана на рисунку 3.1

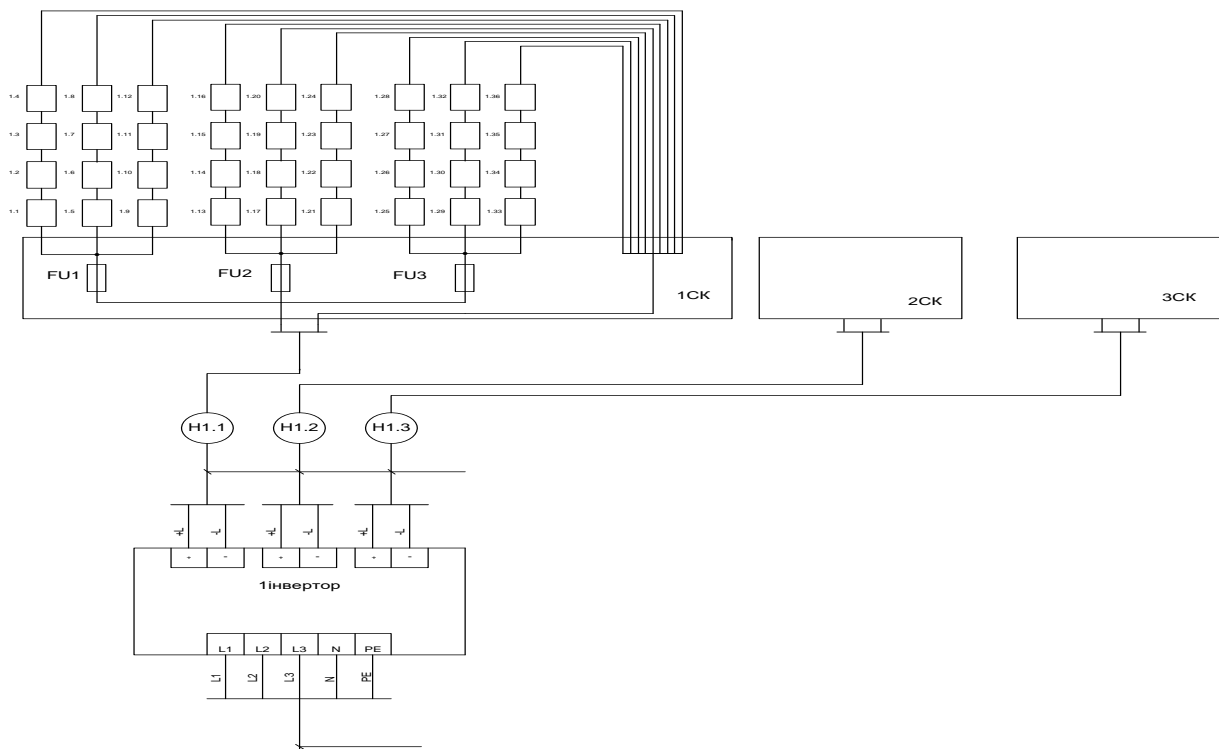


Рисунок 3.1 - Схема з'єднання фотоелектричних панелей з інвертором
Після з'єднання панелей з інверторами їх з'єднують між собою та підключають до трансформаторної підстанції (рисунок 3.2).

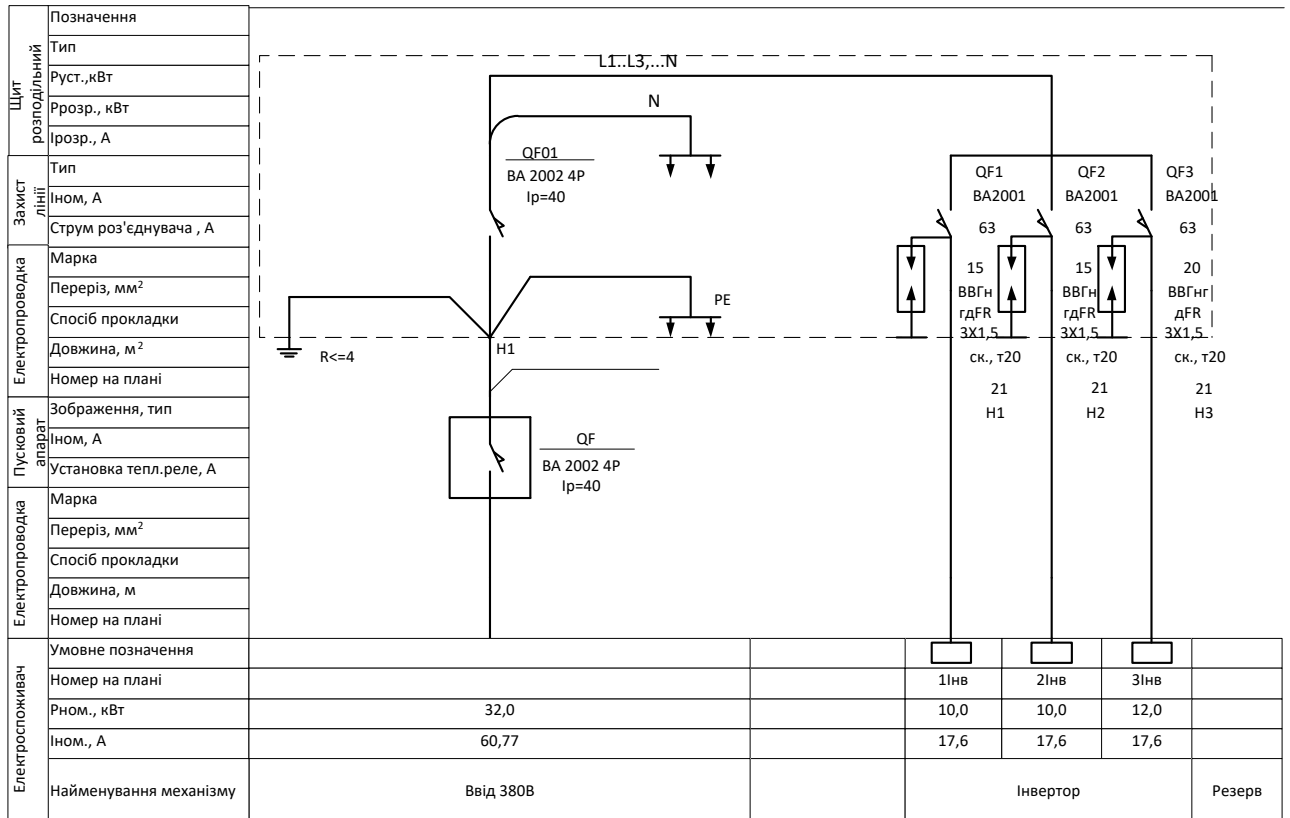


Рисунок 3.2 –Схема з'єднання інверторів

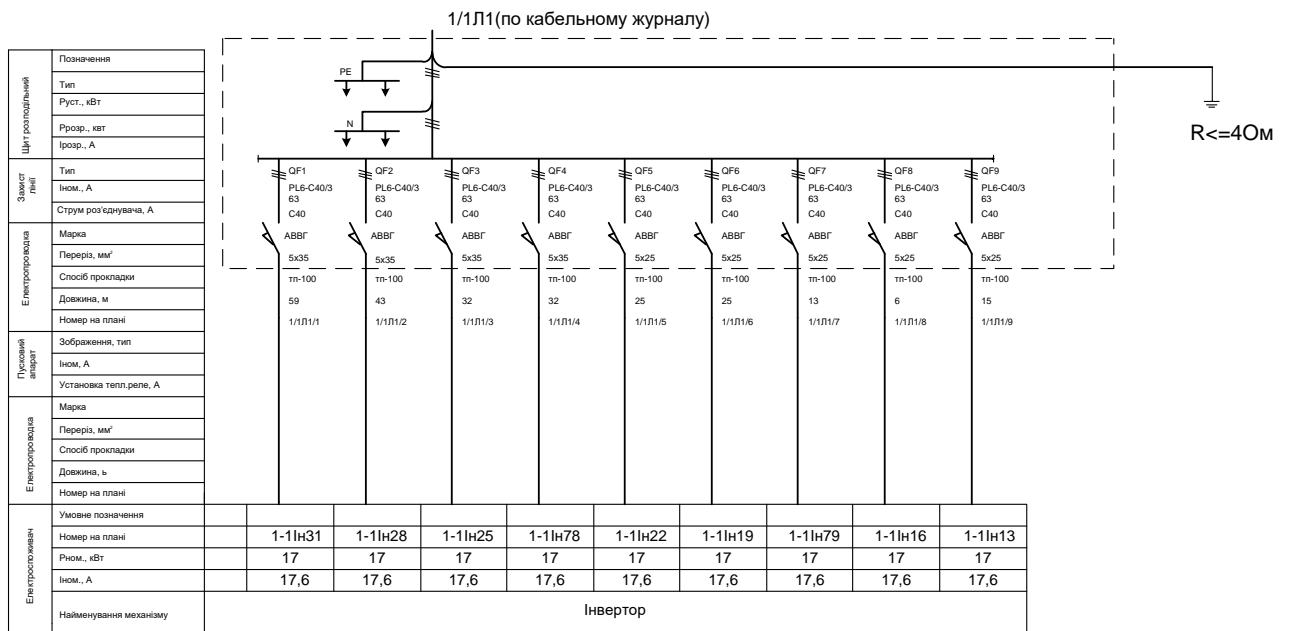


Рисунок 3.3 – Схема електропостачання

На рисунку 3.4 показано приєднання сонячних модулів до генераторних коробок та з'єднання їх між собою.З'єднання рекомендується виконати кабелем

перерізом $2 \times 4 \text{ мм}^2$. Приєднання генераторних коробок до інверторів потрібно виконати кабелем перерізом $2 \times 6 \text{ мм}^2$. Прокладку кабелів виконати в металевому коробі по покрівлі .

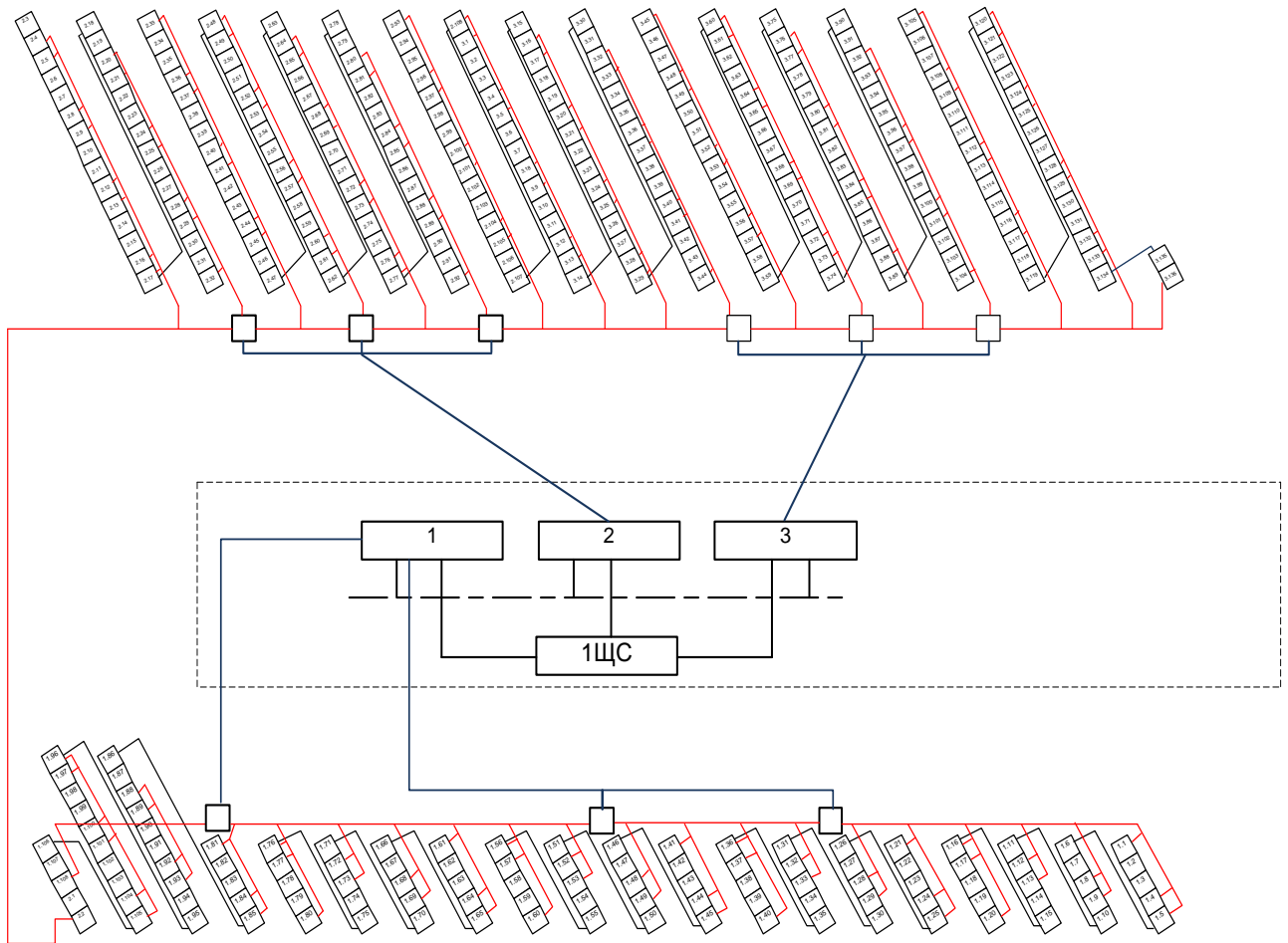


Рисунок 3.4 – Схема розташування блоків сонячних модулів

На рисунку 3.5 зображено план розташування усіх сонячних панелей для Березненської сонясної електричної станції . Вони розміщені у 27 рядах та приєднані до 81-го інвертора.

При побудові електричної станції рекомендується для заземлення шаф ШС улаштувати пристрій повторного заземлення з опором розтікання струму до 4 Ом.

Також усі з'єднання рекомендується проводити зварюванням. Струмівідводи покрити антикорозійною фарбою.

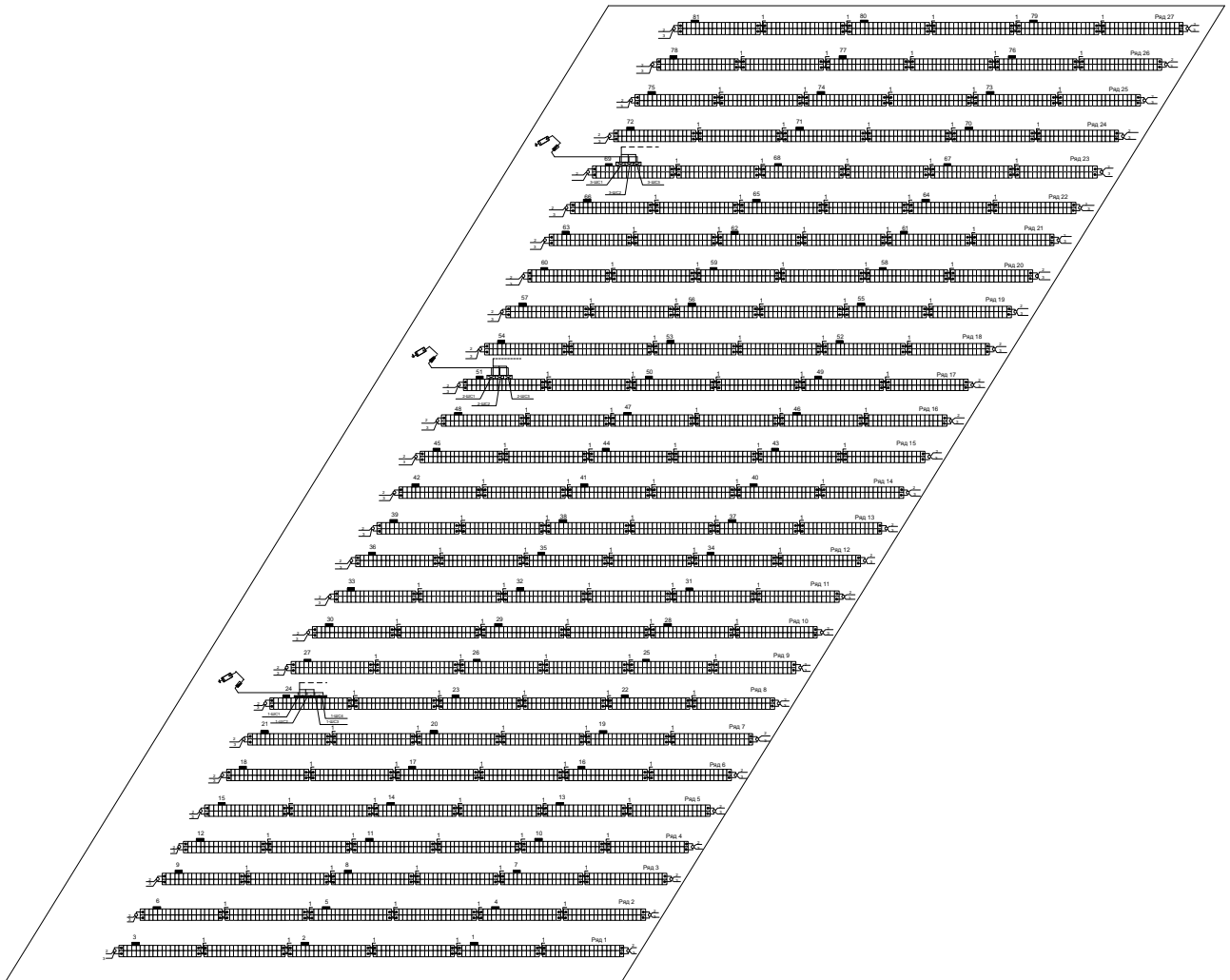


Рисунок 3.5 – План сонячної електростанції потужністю 1,43МВт

3.2 Вибір обладнання для СЕС

Вибір вимикача РП-10 кВ

Вибір вимикача 10 кВ проводиться за наступними показниками: за

- номінальною напругою:

$$U_{\text{ном.м.}} \leq U_{\text{ном.вим.}}$$

$$10\text{кВ} \leq 10\text{кВ}$$

- за найбільшою робочою напругою:

$$U_{\text{max.м.}} \leq U_{\text{max.вим.}}$$

$$12\text{кВ} \leq 12\text{кВ}$$

- за робочим струмом в нормальному режимі:

$$I_{розр, \max} \leq I_{ном.}$$

$$I_{розр, \max} = \frac{S_{нав.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. об. тр.}} = \frac{1430}{\sqrt{3} \cdot 10} = 84,1 \text{ A},$$

$$84,1 \text{ (A)} \leq 630 \text{ (A)}$$

- за динамічною стійкістю (при протіканні через вимикач ударного струму КЗ та його початкового значення)

$$I_{н,0} \leq I_{ном. відкл.}$$

$$12,5 \text{ кА} \leq 17,4 \text{ кА},$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,82 = 32,3 \text{ кА}$$

$$i_{уд.} \leq i_{дин.}$$

$$32,3 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$$

- за термічною стійкістю вимикач перевіряється по тепловому імпульсу:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$465,2 \leq 1200,$$

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) = 12,3^2 \cdot (3,025 + 0,05) = 465,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{відк} = (t_{р,з} + t_{отк,В}) = (3 + 0,025) = 3,025$$

В якості лінійного вимикача 10 кВ вибрано вакуумний вимикач VD-4 1206-16.

Нижче в таблиці 2.1 наведені результати електричних розрахунків перевірки вибраних вимикачів 10 кВ.

Таблиця 3.1-. Вибір параметрів ввідного вимикача 10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані VD-4 1206-16
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$U_{\max} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\max} = 12 \text{ кВ}$
$I_{розр. \max} = 84,1 \text{ A}$	$I_n = 630 \text{ A}$
$i_{уд.} = 32,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$

Вибір роз'єднувача 10 кВ

Вибір роз'єднувача 10 кВ проводиться за наступними показниками за:

- номінальною напругою:

$$U_{\text{ном.м.}} \leq U_{\text{ном.вим.}}$$

$$10\text{кВ} \leq 10\text{кВ}$$

- за найбільшою робочою напругою:

$$U_{\text{max.м.}} \leq U_{\text{max.вим.}}$$

$$12\text{кВ} \leq 12\text{кВ}$$

- за робочим струмом в нормальному режимі:

$$I_{\text{розр,мак}} \leq I_{\text{ном.}}$$

$$I_{\text{розр,мак}} = \frac{S_{\text{нав.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.об.тр.}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А},$$

$$36,4 \text{ (А)} \leq 630 \text{ (А)}$$

- за динамічною стійкістю (при протіканні через роз'єднувач ударного струму КЗ та його початкового значення)

$$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{ном.відкл.}}$$

$$12,5\text{кА} \leq 17,4\text{кА},$$

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,82 = 32,3\text{кА}$$

$$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{дин.}}$$

$$32,3 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$$

В якості лінійного вимикача 10 кВ вибрано вакуумний вимикач РВР-10/2500 У2. Нижче в таблиці 3.3 наведені результати електричних розрахунків перевірки вибраних вимикачів 10 кВ.

Таблиця 3.2. -Вибір параметрів роз'єднувача 10 кВ РП-10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані РВР-10/2500 У2
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$U_{\text{max}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}} = 12 \text{ кВ}$

Продовження таблиці 3.2.- Вибір параметрів роз'єднувача 10 кВ РП-10 кВ

$I_{розр.мах} = 36,4A$	$I_n = 2500 A$
$i_{уд.} = 32,3кА$	$i_{дин} = 125кА$

Вибір трансформатора струму

В якості трансформаторів струму 10 кВ на ввідних приєднаннях вибрано ТРУ 40.23 400/5 0,5s/0,5/5P; 2,5/5/10 ВА клас безпеки 5/5/10 (АВВ), тож перевіримо даний трансформатор струму за наступними характеристиками:

- за напругою устаткування:

$$U_{уст} \geq U_{ном},$$

$$10кВ \geq 10кВ;$$

- за максимальним струмом навантаження:

$$I_n \geq I_{розр.мах},$$

$$400(A) \geq 84,1(A);$$

- трансформатори струму за електродинамічною стійкістю не перевіряються так як стійкість даних трансформаторів струму визначається стійкістю шин РП ПС;

- за термічною стійкістю:

$$B_k \leq (K_T I_{IНОМ})^2 t_{ТЕР},$$

$$465,2 \leq (5 \cdot 400)^2 \cdot 1,$$

$$465,2кА^2 \cdot с \leq 4000кА^2 \cdot с,$$

Таблиця 3.3.- Вибір параметрів лінійних трансформаторів струму 10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані ТРУ 40.23 400/5 0,5s/0,5/5P; 2,5/5/10 ВА клас безпеки 5/5/10 (АВВ)
$U_n = 10 кВ$	$U_n = 10 кВ$
$I_{розр.мах} = 84,1 A$	$I_n = 400 A$
$i_{уд.} = 32,2кА$	$i_{дин} = 52кА$

3.3 Опис обладнання

Для будівництва сонячної електростанції «Березненська» СЕС використовуватиметься наступне обладнання:

- Полікристалічні сонячні панелі YINGLI SOLAR YL 235 P-29b потужністю 235 кВт — 6156 шт.
- Інвертори мережеві On-grid SMA ST17000TL — 81 шт.
- Комплект металоконструкцій для наземного монтажу сонячних панелей — 159 шт.
- КТП 0,4/10 - 630 кВА — 1 шт., КТП 0,4/10 - 400 кВА — 2 шт.
- Щити електротехнічні ШР — 12 шт., щит освітлення для власних потреб — 1 шт.
- Система моніторингу та контролю сонячної електростанції SUNNY Webbox

Система управління та моніторингу фотоелектричної станції (ФЕС) призначена для встановлення режимів роботи, моніторингу та контролю її стану, з можливістю централізовано змінювати параметри роботи, як станції в цілому, так і кожного інвертора окремо. Система складається з таких елементів:

1) Інвертори (Sunny Tripower 17000TL) призначені для перетворення постійного струму фотоелектричного модуля в змінний струм і подачі його в мережу. Кожен інвертор має власну систему управління з можливістю віддалено зчитувати і задавати основні параметри інвертора. Таким чином, особливістю системи управління та моніторингу є фактична автономність кожного інвертора з централізованим управлінням, моніторингом та контролем. Кліматичне виконання інверторів — IP65/IP54, головний інтерфейс зв'язку — bluetooth, опціонально — RS485.

2) Система моніторингу — SUNNY Webbox, призначена для створення мережі управління, налагодження параметрів роботи інверторів, відображення даних роботи сонячної електростанції в реальному часі і передачі отриманих даних на веб-сервіс SunnyPortal. SUNNY Webbox також виконує функцію мережевого концентратора, об'єднуючи до 50 пристроїв з інтерфейсом bluetooth

для інтеграції в систему управління. Кліматичне виконання — IP20. Має власний комп'ютерний інтерфейс для підключення до мережі. Комплектується зовнішнім блоком живлення від однофазної мережі змінного струму 220 В 50 Гц.

3) Мережевий комутатор (Switch) призначений для управління Ethernet, прилад необхідний для функціонування системи моніторингу. Кліматичне виконання — IP20. Інтерфейс зв'язку — Ethernet. Живиться від однофазної мережі змінного струму 220 В 50 Гц безпосередньо, або через зовнішній блок живлення.

4) Метеостанція (SMA Sunny SensorBox) призначена для вимірювання основних параметрів навколишнього середовища, а саме: освітленості, температури навколишнього середовища, температури фотоелектричного модуля і швидкості вітру. Отримані дані передаються на термінал управління станції (або віддаленого терміналу), для подальшого аналізу. Кліматичне виконання — IP65. Інтерфейс зв'язку — RS485. Дозволяє підключати до 5 метеостанцій.

5) Інформаційне табло (SMA Sunny Matrix) призначене для відображення основних параметрів ФЕС, і використовується для демонстрації її можливостей. Має власний комп'ютерний інтерфейс для програмування зображень і текстових даних, які будуть відображатися, зокрема параметри видобутку електроенергії, умов навколишнього середовища, даних про власника ФЕС. Отримує дані безпосередньо з трансляторів шини (до 50 трансляторів, до 2500 інверторів). Кліматичне виконання — IP54. Інтерфейс зв'язку — Ethernet. Живиться від однофазної мережі змінного струму 220 В 50 Гц.

6) Персональний комп'ютер або сервер з встановленим програмним забезпеченням (ПЗ) SMA: OPCserver / OPCclient, FlashViewer. Для віддаленого моніторингу використовується персональний комп'ютер або ноутбук з програмним забезпеченням FlashViewer або OPCclient, при цьому можлива організація віддаленого управління ФЕС. Додатковий віддалений моніторинг здійснюється також за допомогою веб-сервісу SunnyPortal. Для доступу до

власних інтерфейсів трансляторів шини, модуля розширення параметрів, мережевого комутатора та інформаційного табло використовується інтернет-браузери.

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ ПО ОБ'ЄКТАХ ВАРТОСТІ БУДІВНИЦТВА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

У ТЕО прийняті рішення з реконструкції та технічного переоснащення існуючих РЕМ згідно вимог «Технічної політики...» на нових принципах і новій технічній базі з урахуванням необхідності забезпечення нормованого рівня надійності постачання електроенергії (потужності) споживачам у нормальному, аварійному і після аварійному режимах роботи електричних мереж відповідно до категорійності електроприймачів.

Відповідно до ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 «Правила визначення вартості будівництва» у зв'язку з відсутністю укрупнених кошторисних нормативів для складання кошторисних розрахунків передбачено можливість (при виконання проектних робіт на початкових стадіях) застосування вартісних показників об'єктів - аналогів, а за їх відсутності допускається складати кошторисні розрахунки з використанням укрупнених показників вартості будівництва – далі УПВБ.

Для приведення вартості будівництва до поточних цін (станом на 01.2.16) передбачено використання індексів цін на будівельно-монтажні роботи, індексів цін виробників промислової продукції та індексів споживчих цін до базового періоду. Вказані індекси зміни вартості прийняті за офіційними даними, що публікуються Мінрегіону України на офіційному веб сайті <http://www.minregion.gov.ua>, також дана інформація розповсюджується спеціалізованими виданнями, зокрема Збірником офіційних документів та роз'яснень «Ціноутворення у будівництві» (видає «НВФ «Інпроект») за відповідні періоди.

4.1 Розрахунки індексів станом на 01.12.10 до цін станом на 01.12.16

Розраховані індекси зміни цін УПВБ станом на 01.04.10 до цін станом на 01.04.16 визначено на підставі даних наведених в листів Мінрегіону №21-

20/381/0/6-11 від 18.01.11 та № 7/15-4830 від 25.04.16, множенням індексу зміни за період від 01.04.10 до 01.01.11 та індексу зміни за період від 01.01.11 до 01.12.16

– індекс цін на будівельно-монтажні роботи:

$$K_{\text{інф(бмр)}} = 1,06 \times 1,87 = 1,9822;$$

– індекс цін промислової продукції:

$$K_{\text{інф(обл)}} = 1,11 \times 2,27 = 2,5197$$

Індекси споживчих цін (інфляція) розраховані на підставі даних Державної служби статистики України, наведених в Збірниках офіційних документів та роз'яснень «Ціноутворення у будівництві» № 5, грудень 2016, стор. 95:

– Індекс інфляції січень 2010 - грудень 2010 = 109,1 (9,1%), з даного показника розраховуємо посередній показник індексу інфляції квітень 2010 - грудень 2010 за наступною формою = $1 + 0,091/12(\text{місяців в році}) * 8(\text{місяців до кінця року від квітня (включно)}) = 1,060667$;

– Індекс інфляції квітень 2010 - січень 2016 розраховано наступним чином:

– індекс інфляції квітень 2010 - грудень 2010 x індекс інфляції січень 2011 - грудень 2011 x індекс інфляції січень 2012 - грудень 2012 x індекс інфляції січень 2013 - грудень 2013 x індекс інфляції січень 2014 - грудень 2014 x індекс інфляції січень 2015 - грудень 2015 = $1,060667 \times 1,046 \times 0,998 \times 1,005 \times 1,249 \times 1,433 = 1,992$;

– Індекс інфляції квітень 2010 – квітень 2016 визначено множенням розрахованим індексом квітень 2010-січень 2016 на індекс січень 2016-квітень 2016 = $1,992 \times 1,051 = 2,0936$.

4.2 Розрахунки індексів станом на 01.12.15 до цін станом на 01.12.16

Розраховані індекси зміни цін УПВБ по табл. 7.1., 8,1 та 9.1 станом на 01.12.15 до цін станом на 01.12.16 визначено на підставі даних наведених в листів Мінрегіону №7/15-12656 від 26.10.15 (з поясненням щодо застосування

даних індексі змін станом на 01.01.16 – див. офіційний сайт Мінрегіону України) та № 7/15-4830 від 25.04.16, множенням індексу зміни за період від 01.04.15 до 01.01.16 та індексу зміни за період від 01.01.16 до 01.12.16:

– індекс цін на будівельно-монтажні роботи:

$$K_{\text{інф(бмр)}} = 1,04 \times 1,08 = 1,1232;$$

– індекс цін промислової продукції:

$$K_{\text{інф(обл)}} = 1,04 \times 1,08 = 1,1232;$$

Індекси споживчих цін (інфляція) розраховані на підставі даних Державної служби статистики України, наведених в Збірниках офіційних документів та роз'яснень «Ціноутворення у будівництві»:

№2, лютий 2016 стор. 111: індекс інфляції квітень 2015 – грудень 2015: $1,14 * 1,022 * 1,004 * 0,99 * 0,992 * 1,023 * 0,987 * 1,02 * 1,007 = 1,191403;$

№ 5, травень 2016, стор. 95: Індекс інфляції січень 2016- квітень 2016 = 1,051

Індекс інфляції квітень 2015 – квітень 2016 визначено множенням розрахованим індексом квітень 2015-грудень 2015 на індекс січень 2016-квітень 2016 = $1,191403 \times 1,051 = 1,2522$

4.3 Загальні положення

Техніко-економічний розрахунок електричної частини сонячної електричної станції виконано відповідно до вимог ГКД 340.000.001-95 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення» та ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи».

Критерієм порівняльної економічної ефективності реконструкції розподільної мережі є мінімум сумарних дисконтованих витрат

$$Z_{\text{дс}} \rightarrow \min$$

За умови залучення інвестицій протягом одного року сумарні дисконтовані витрати визначають за формулою 1:

$$Z_{\text{дс}} = \frac{B}{E} + K - L, \quad (1)$$

де B – витрати на експлуатацію та обслуговування електричної мережі та витрати на покриття втрат електричної енергії; K – капіталовкладення в реконструкцію електричної мережі; L – ліквідна вартість устаткування, що демонтується; $E = 0,1$ – норма дисконту.

У виразі (1) слід враховувати тільки ті вартісні показники, які відрізняються в порівнюваних варіантах реконструкції мережі. Так, наприклад, ліквідна вартість устаткування, яке буде демонтоване, для обох порівнюваних варіантів однакова і може бути виключена зі складу формули (1).

4.4 Розрахунок показників економічної ефективності реконструкції електричної частини сонячної електричної станції

Розрахунок капіталовкладень в реконструкцію СЕС наведено в табл. 3.1. Капіталовкладення в реконструкцію повітряних та кабельних ліній в порівнюваних варіантах реконструкції мережі не відрізняються та можуть бути виключені із розрахунку.

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень в реконструкцію електричних мереж

Назва обладнання	Кількість	Сумарна вартість (грн)
Полікристалічні сонячні панелі <u>YINGLI</u> <u>SOLAR</u> YL 235 P-29b	6156	43092000
Інвертори мережеві On-grid <u>SMA</u> ST17000TL	81	1812780
КТП 0,4/10 - 630 кВА	1	63800
КТП 0,4/10 - 400 кВА	2	116820

Продовження таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень в реконструкцію електричних мереж

Комплект металоконструкцій для наземного монтажу сонячних панелей	159	120000
Інше		100000
Всього		45305400

Розрахунок щорічних витрат на експлуатацію розподільних електричних мереж наведено в табл. 3.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок щорічних витрат на експлуатацію електричних мереж

Назва обладнання	Норма витрат %	Витрати, грн./рік
Полікристалічні сонячні панелі <u>YINGLI SOLAR</u> YL 235 P-29b	2,4	1034208
Інвертори мережеві On-grid <u>SMA</u> ST17000TL	2,4	43506,72
КТП 0,4/10 - 630 кВА	1,4	893,2
КТП 0,4/10 - 400 кВА	1,4	1635,48
Комплект металоконструкцій для наземного монтажу сонячних панелей	2,4	2880
Інше	1,2	1200
Всього		1084323,4

Розрахунок щорічних витрат на покриття втрат електричної енергії в електричній мережі здійснено за даними максимального тарифу для споживачів

- юридичних осіб ПАТ «Хмельницькобленерго» 179,78 коп/кВт·год. Результати такого розрахунку наведено в табл. 3.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок щорічних витрат на покриття втрат електричної енергії

Показник	Витрати
Сумарні втрати потужності в режимі максимальних навантажень, кВт	834,2
Втрати електричної енергії, кВт·год/рік	4555996
Тариф на покриття втрат, коп/кВт·год	570
Витрати на покриття втрат, тис. грн/рік	1907,71

Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат на реконструкцію електричної мережі з переведенням живлення на 10 наведено в табл. 3.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок сумарних зведених дисконтованих витрат

Показник	Витрати
Капіталовкладення, тис. грн	45305,400
Витрати на експлуатацію, тис. грн/рік	1084,3234
Витрати на покриття втрат е/е, тис. грн/рік	1907,71
Сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік	48297,4334
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн.	75225,734

З аналізу даних табл. 3.4 видно, що побудова сонячної електростанції є економічно вигідно.

4.5 Розрахунок періоду повернення капіталовкладень в реконструкцію електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт

Розрахунок періоду повернення капіталовкладень в реконструкцію електричних мереж ПАТ «Хмельницькобленерго» із переведенням електропостачання виконано відповідно до вимог ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи».

Період повернення капіталу дорівнює року розрахункового періоду, після якого кумулятивна сума чистих грошових потоків переходить із від'ємної зони в додатну і визначається за виразом

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{п}}} \Pi_{\text{чт}} / (1 + E)^t = 0,$$

де $\Pi_{\text{чт}}$ – чистий прибуток в t -й рік розрахункового періоду.

На діаграмі рис. 3.1. проілюстровано розрахунок періоду повернення капіталовкладень для електричної мережі з урахуванням зростання об'ємів переданої електроенергії на перспективу 15 років та врахуванням динаміки зменшення витрат на покриття витрат електроенергії.



Рисунок 4.1 - Динаміка зміни кумулятивної суми чистих грошових потоків для Березненської сонячної електростанції

З аналізу даних діаграм, наведеної на рис. 4.1 видно, що період повернення капіталовкладень для електричних мереж ПАТ «Хмельницькобленерго» складає від 4 до 6 років залежно від об'ємів зростання електроспоживання та зменшення витрат на покриття втрат електроенергії за рахунок підвищення класу номінальної напруги.

У даному розділі були проведені розрахунки вартості побудови сонячної електростанції потужністю 1,43МВт. Результати показали, що термін окупності такої електростанції становитиме в середньому 5 років.

РОЗДІЛ 5

АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1,43 МВТ

Розрахунки ефективності використання встановленої потужності ВДЕ на у розподільній ЕМ виконані на прикладі Березненської сонячної електростанції, яка буде розташована у електричних мережах Старокостянтинівського району. Встановлена потужність:

Березненська СЕС: 1,43 МВт;

Електрична схема станції подана на рис. 5.1 Березненська СЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу 10 кВ через фідери Ф-134 підстанції 110/10 кВ «Бутівці». Схема приєднання подана на рис. 4.2. Для зв'язку СЕС фідером Ф-134 на напрузі 10 кВ використовується повітряна ЛЕП, виконана проводом АС-70.

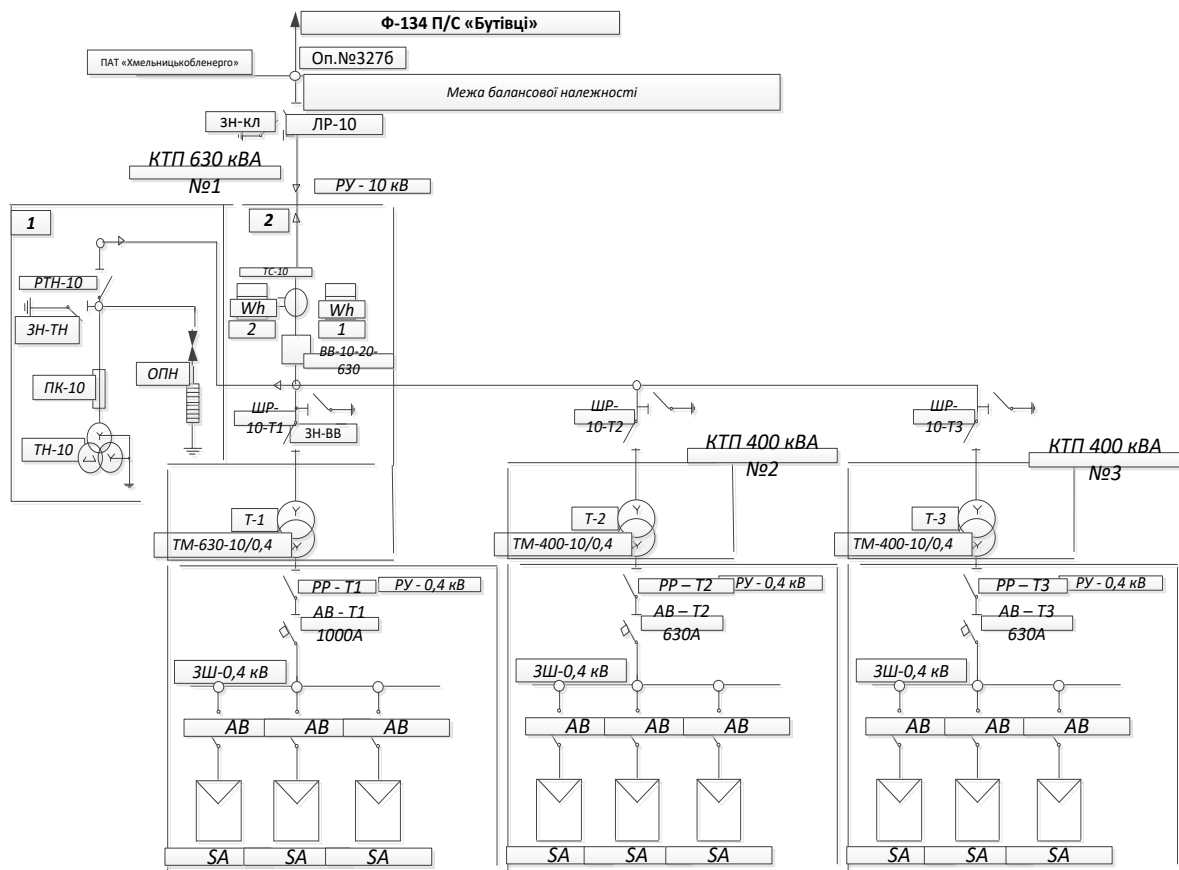


Рисунок 5.1 – Схема електричних з'єднань Березненської СЕС
ПС «Бутівці»

Протяжність ПС 110/10 «Бутівці» становить 21,3 км. Даний фідер містить: 40 вузлів, 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів, один з яких нормально вимкнений, 2 вимикача, одну сонячну електростанцію Березненську СЕС потужністю 1,430 МВт.

Вихідні дані про розподільну мережу 10 кВ, до якої Березненська СЕС віддає потужність на підстанцію 110/10 кВ «Бутівці». Для дослідження впливу СЕС на режими роботи мережі аналізуються режими відповідно до графіків навантажень для характерного режиму роботи СЕС. Співвідношення графіків видачі потужності Березненською СЕС Бутовецької підстанції для режиму максимальних навантажень представлено на рис. 4.3. Аналізуючи графіки навантажень показані на рис. 5.3, видно, що навантаження Березненської сонячної електростанції у режимі максимальних навантажень не перевищує можливу потужність генерування приєднану до цього фідера.

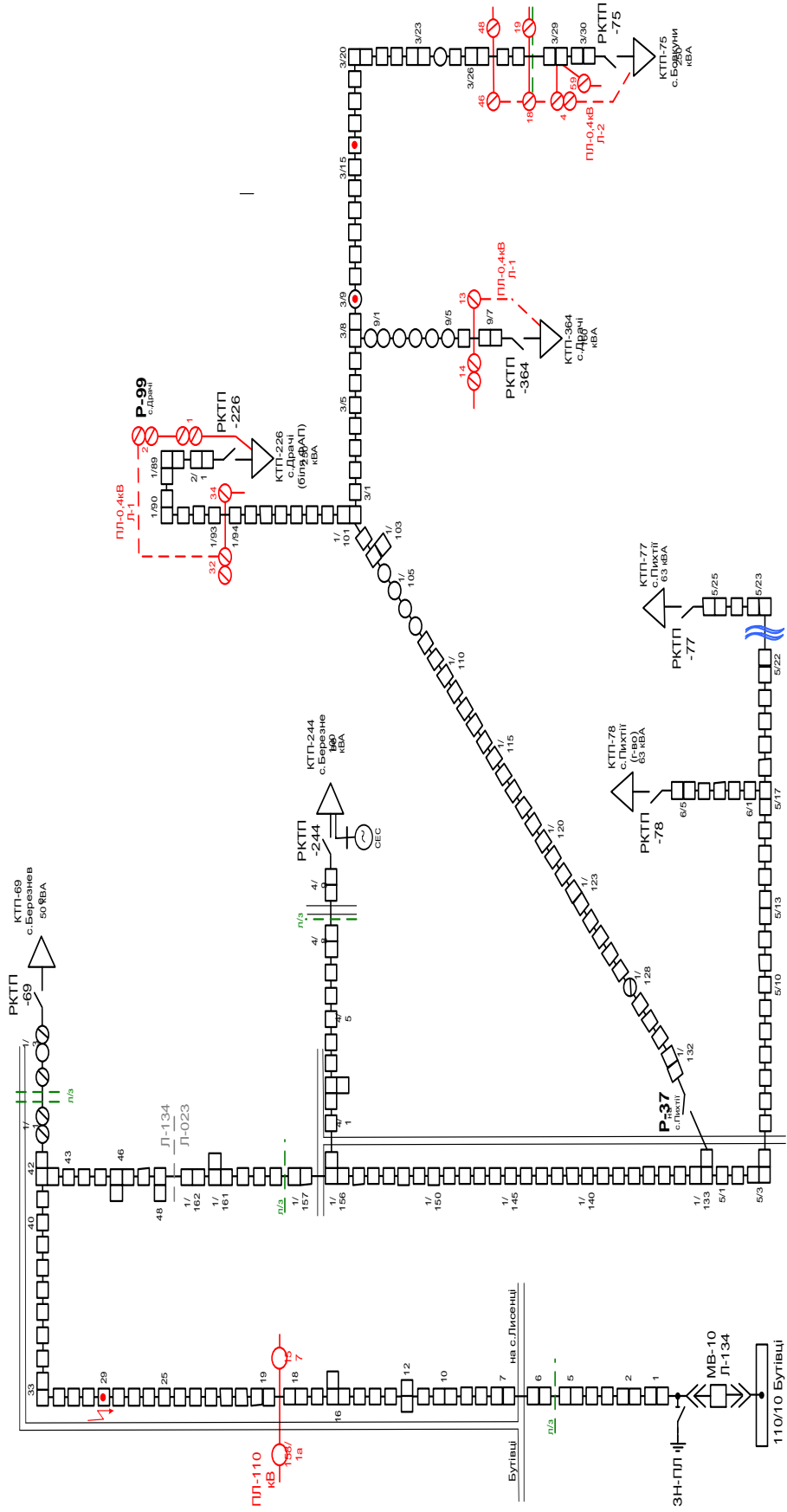


Рисунок 5.1 – Підключення сонячної електростанції до електричної мережі

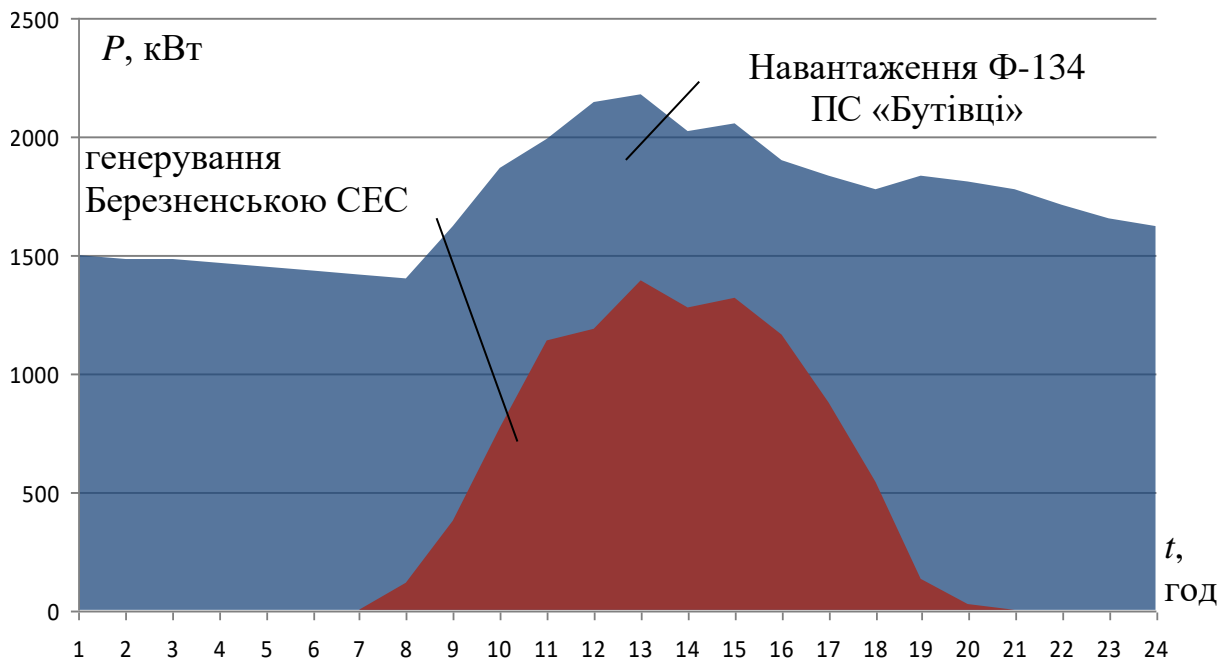


Рисунок 5.2 – Співвідношення графіків видачі потужності Березненської СЕС та навантаження ПС 110/10 «Бутівці» у режимі максимальних навантажень

Для розрахунку числового значення цільової функції (2.2) використано тарифи на виробництво електроенергії Березненської СЕС відповідно до постанови НКРЕ № 1072 від 31.07.2014 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію». Тарифи приведені у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – «ЗЕЛЕНІ» тарифи на електричну енергію, вироблену суб'єктами господарювання на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії

№ з/п	Енергогенеруючі компанії	«Зелені» тарифи без ПДВ, коп/кВт·год
1	2	3
1	Березненська СЕС	560

Числове значення сумарного прибутку від експлуатації Березненської СЕС за добу приєднаної на паралельну роботу у Старокостянтинівських ЕМ можна записати таким чином:

$$P_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{e_i} \cdot T = 560/100 \cdot 1430 \cdot 0,8 \cdot 24 = 1537536 \text{ грн.}$$

5.1 Висновки по розділу 5

Результати розрахунків з оптимізації добових режимів генерування сонячної електростанції та споживачів енергії в локальних електричних системах на прикладі Березненської сонячної електричної станції підтвердили працездатність і достовірність розроблених моделей та алгоритмів. Результати розрахунків з імітації впровадження визначених керувальних впливів підтвердили достатню ефективність оптимізаційних заходів.

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Управління системою електробезпеки персоналу електричних станцій та систем для мінімізації параметрів ризику електротравматизму

На перспективу до 2030 року в об'єднаній енергосистемі України зберігається стратегія розвитку основних електричних мереж, згідно якої функції передачі і розподілу електричної енергії для забезпечення паралельної роботи з енергосистемами інших країн залишаються за електроустановками надвисоких класів напруги (НВН), тобто 330 і 750 кВ. Відповідно до [1], споживання електроенергії в Україні по базовому сценарію прогнозується в 2030 р. в об'ємі 395,1 млрд. кВт·год., порівняно з 2005 р. (176,9 млрд. кВт·год.) воно збільшиться на 218,2 млрд. кВт·год. (123%).

Проте електроустановки НВН створили ряд додаткових проблем, серед яких однією з найважливіших є забезпечення електробезпеки здоров'ю персоналу при їх обслуговуванні і ремонті. Високий рівень напруженості електричного поля, необхідність виконання електромонтажних робіт на великій висоті і під напругою вимагають розробки і впровадження цілого ряду додаткових методів і засобів забезпечення безпечних умов праці: спеціальних технологій і режимів обслуговування поблизу і на струмоведучих частинах електроустановки, технологічного оснащення, ізоляційних матеріалів, екрануючих комплектів одягу, приладів контролю їх технічного стану та ін. [2].

При перевищенні рівнів електромагнітного поля промислової частоти (ЕП ПЧ) над допустимими можливі зміни функціонального стану нервової, ендокринної, імунної та серцево-судинної систем організму людини [3] і, як наслідки, ризик виникнення для персоналу електричних станцій та систем, що тривалий час виконує роботи в електроустановках НВН, професійних захворювань від дії електричної енергії. Наведене вище обґрунтовує актуальність наукової проблеми, яка полягає у вдосконаленні менеджменту

електробезпеки щодо мінімізації параметрів ризику професійного захворювання від дії електричної енергії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питання ризику електротравматизму персоналу розглядаються в працях Доліна П. О., Тіходєєва М.М., Никольского О. К., Довбиша В.Н., Кутіна В.М., Кальки Валдис, Silvester P. [2-7] а також інших авторів.

Проведений аналіз останніх досліджень і публікацій показав, що на сьогоднішній день немає єдиної методології, яка би визначала принципи управління енергобезпекою та порядок проведення оцінювання ризику в електроустановках НВН електричних станцій та систем. Відомі методи оцінювання рівня електробезпеки базуються на порівнянні вимірних розрахункових значень напруженості електромагнітного поля, напруги дотику, струму, що проходить через тіло людини, та часу їх дії з нормованими параметрами або на методах аналізу статистичних даних електротравм без урахування ймовірнісної природи електротравматизму та значення допустимого рівня електричної енергії, що поглинається тілом працівника.

Мета. Удосконалити контроль та управління системи електробезпеки для персоналу електричних станцій та систем від впливу електричної енергії шляхом врахування запропонованого комбінованого підходу та матриці оцінювання професійного ризику.

Основні матеріали дослідження. У ході дослідження встановлено, що міжнародні стандарти OHSAS 18001:2007, ISO 50001:2011, як і система управління якістю ISO 9000, побудовані на основі циклу Демінга, який фактично дублює коло менеджменту та складається з чотирьох етапів: планування, реалізація, контроль та оцінювання ризику з метою управління. Проте проведений аналіз свідчить, що більшість механізмів цієї страхової системи від професійних ризиків (інформаційні, діагностичні, фінансові та правові) ще тільки створюються. Для організацій енергетичної галузі, що впроваджують і підтримують дані стандарти, на перший план виступають питання ідентифікації небезпек різних видів діяльності, оцінювання

професійних ризиків електротравматизму і забезпечення електробезпеки виробничої діяльності.

Авторами встановлено, що основними подіями-передумовами електротравми та професійно обумовленого захворювання персоналу електричних станцій та систем є: знаходження його в зоні дії електричної енергії; реальна наявність небезпечного значення електричної енергії; відсутність чи неефективність засобів захисту та помилкові і несанкціоновані дії персоналу в цій ситуації. Урахування основних подій-передумов електротравматизму та відомих підходів та методів оцінювання ризику травматизму від дії небезпеки на людину, відповідно до [8], дозволило запропонувати методологію оцінювання та аналізу параметрів ризику електротравматизму в електроустановках електричних станцій та систем.

Запропонована методологія ґрунтується на новому – комбінованому підході, який дозволяє врахувати системний, ризик-орієнтовний та енергетичний (враховує значення гранично допустимої енергії, що поглинається тілом працівника, під час виконання робіт в електроустановках НВН) підходи.

Застосування комбінованого підходу дало змогу авторам запропонувати структурну модель системи управління електробезпекою для мінімізації параметрів ризику електротравматизму, яка наведена на рис.б.1.

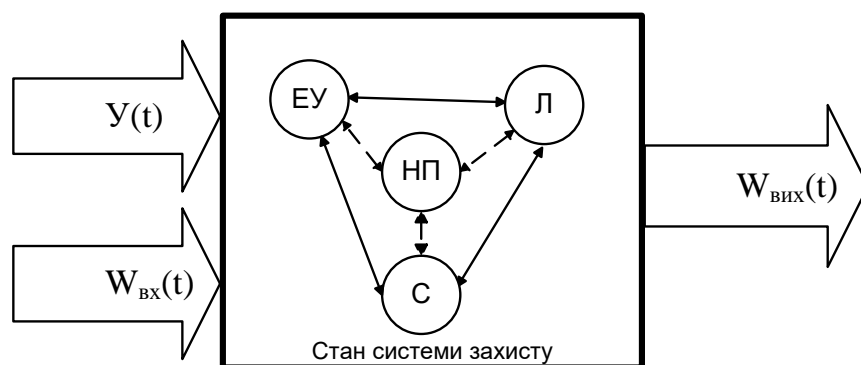


Рисунок 6.1 – Структурна модель системи управління електробезпекою

В моделі використовуються такі векторні значення: $W_{вх}(t)$ – вхідна дія електричної енергії на систему захисту залежно від часу t ; $W_{вих}(t)$ – вихідна дія

електричної енергії із системи захисту на людину залежно від часу t ; $Y(t)$ – комплекс заходів та засобів щодо забезпечення безпеки людини від дії електричної енергії на даний час, впровадження яких дозволяє керувати системою захисту.

Наведена на рис. 1 модель є сукупністю взаємопов'язаних елементів: нормативно-правового забезпечення (НП), людини (Л), електроустановки (ЕУ) та зовнішнього середовища (С), необхідних для управління системою захисту від дії електричної енергії для мінімізації параметрів ризику електротравматизму в електроустановках НВН.

Оскільки повне усунення шкоди від техногенно-виробничих і природно-екологічних небезпек, пов'язаних з електроустановками НВН на електричних станціях, підстанціях та електричних мережах НВН неможливе, тому для мінімізації ризику електротравматизму персоналу, що обслуговує електроустановки НВН, відповідно до [9], обрано шлях мінімізації сумарних соціально-економічних витрат, тобто вибирається такий набір заходів та засобів електробезпеки m з множини $\{z_m\}$ можливих, впровадження яких знизить ризик електротравматизму R в електроустановках НВН до допустимого рівня безпеки – R_{don} :

$$\begin{cases} R = f(\dots, \{z_i\}, \dots) \leq R_{don}, \\ z_i \rightarrow \min_m, \\ \{z_i\} \in \{Z_m\} \end{cases}, \quad (6.1)$$

де z_i – вартість впровадження i -го комплексу заходів щодо забезпечення електробезпеки.

З урахуванням обраного шляху мінімізації параметрів ризику електротравматизму авторами запропоновано порядок аналізу ризику електротравматизму та професійного захворювання персоналу електричних станцій та систем від впливу електричної енергії в електроустановках НВН для його подальшої мінімізації, що подано у вигляді блок-схеми (рис. 6.2).

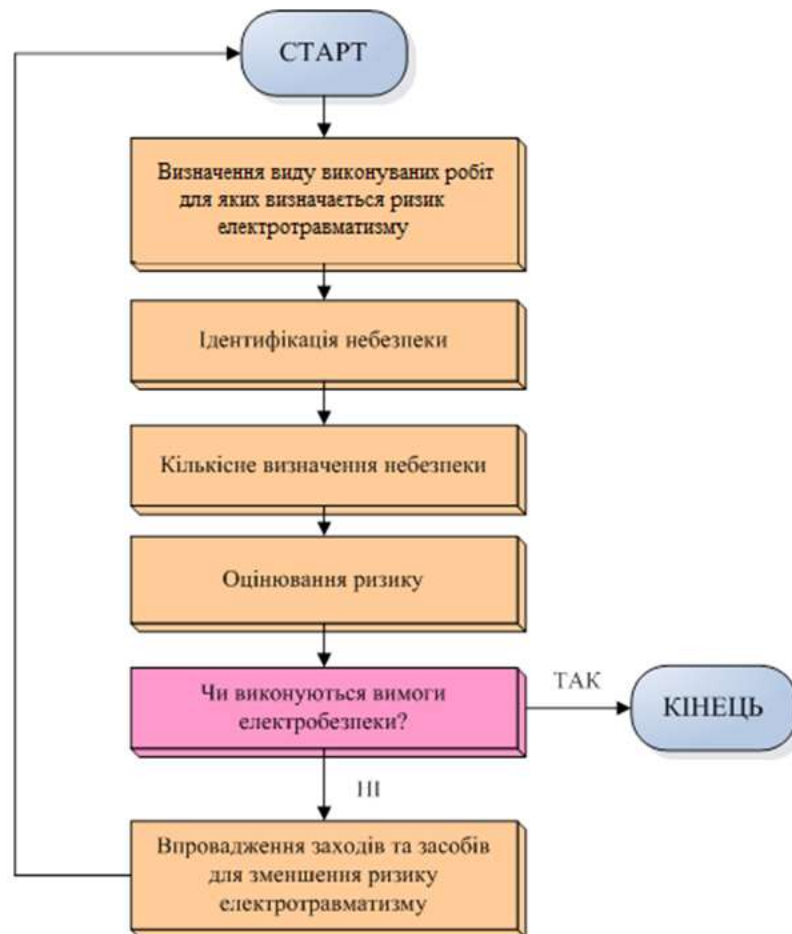


Рисунок 6.2 – Порядок аналізу ризику електротравматизму та професійного захворювання


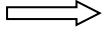
Принцип ефективної системи управління електробезпекою для персоналу від дії електричної енергії оснований на замкнутому інформаційному контурі. Цей контур містить послідовність логічно пов'язаних функцій управління: оцінювання параметрів ризику ураження персоналу електричною енергією; планування та виконання планових заходів з електробезпеки щодо усунення ланцюга передумов появи електротравм, направлених на мінімізацію ризику електротравматизму та професійно обумовленого захворювання; контроль за виконанням планових заходів; оцінювання та аналіз параметрів ризику електротравматизму після вжитих заходів; ухвалення рішень із вдосконалення системи електробезпеки, що дозволяє постійно порівнювати фактичний стан керованого процесу, з метою мінімізації ризику електротравматизму.

Комбінований підхід та порядок аналізу ризику електротравматизму та професійного захворювання дозволили розробити граф-аналітичну модель

дослідження станів системи електробезпеки від дії електромагнітного поля ліній електропередачі 330-750 кВ [9], що дозволило запропонувати матрицю оцінювання ризиків (МОР) на робочих місцях для визначення рівня ризику професійно обумовленого електротравматизму персоналу, при виконанні технічного обслуговування та ремонту електричних станцій та систем (таблиця 6.1).

Запропонована МОР містить по вертикалі шість рівнів важкості наслідків дії ЕП ПЧ за ГН 3.3.5-8.6.6.1-2014 та шість рівнів імовірності небезпечної події – по горизонталі: матриця (6×6) табл. 1.

Таблиця 6.1 – Матриця оцінювання ризиків на робочих місцях при визначенні професійного ризику електротравматизму

0,7 – 1 (6)	C6	C12	B18	B24	B30	B36
0,3 – 0,7 (5)	H5	C10	C15	B20	B25	B30
0,05 – 0,3 (4)	H4	C8	C12	C16	B20	B24
10^{-3} – 0,05 (3)	H3	H6	C9	C12	C15	B18
10^{-6} – 10^{-3} (2)	H2	H4	H6	C8	C10	C12
0 – 10^{-6} (1)	H1	H2	H3	H4	H5	C6
Частота в рік 	2 (1)	3.1 (2)	3.2 (3)	3.3 (4)	3.4 (5)	4 (6)
	 Наслідки					

У такій матриці виділено 36 різновидів ризику у вигляді значень ризику для бінарних груп «імовірність нещасного випадку – важкість травматичної події від дії електричної енергії». Така інформація дає підставу для об'єктивного судження про міру загрози, що забезпечує більш адресність вибору профілактичних заходів з електробезпеки в електроустановках НВН.

Числовий приклад, який використовується в практиці щодо опису ймовірності небажаного наслідку (шість рівнів ймовірності небезпечної події по горизонталі), обрано за [5].

Кожному рівню важкості наслідків уздовж вертикальної осі і кожному рівню ймовірності уздовж горизонтальної осі (табл. 6.1) присвоюють рангові оцінки 1, 2, 3, 4, 5, 6, яким відповідають значення важкості наслідків і ймовірності настання події згідно з описом певної ситуації (за сценарієм) і якісної характеристики частоти події (ранжування сценаріїв).

Віднесення умов праці до того чи іншого класу шкідливості та небезпечності при дії електричного поля промислової частоти пропонується здійснювати, відповідно до [10], за табл. 2 залежно від величини перевищення гранично допустимого рівня електричної енергії (раз), що поглинена тілом людини, яка знаходиться в ЕП ПЧ.

Таблиця 6.2 – Приклад оцінювання ймовірності реалізації загрози від дії електричної енергії з урахуванням гігієнічної класифікації праці та за запропонованим виразом пробіт-функції

Фактор виробничого	Клас умов праці					
	Допустимий 2	Шкідливий 3 (ступені)				Небезпечний
		3.1	3.2	3.3	3.4	
Електрична енергія ПЧ (50 Гц)	Значення параметрів ризику електро-травматизму за методикою,					
	≤ ГДР	1,1–3	3–5	5–10	10–40	>40
	Ймовірність реалізації	0,0007-0,04	0,04-0,08	0,08-0,2	0,2-0,54	0,54-1

Зазначені у табл. 6.2 параметри ймовірності наслідків ризику електротравматизму R від дії електричної енергії W_h , що поглинається тілом працівника отримані, відповідно до [10], за виразом пробіт-функції електротравматизму (6.2):

$$R = 2,5 + 0,7 \cdot \ln(W_h / W_{h.don.}), \quad (2)$$

де $W_{h.dop.}$ – допустиме значення поглинутої енергії промислової частоти для працівника, який знаходиться в ЕП ПЧ.

На основі комбінованого підходу, з урахуванням реальних параметрів людини, напруги дотику та струмів, що проходять через тіло працівника, діючих санітарно-гігієнічних норм, шляхом поєднання числового методу оцінювання допустимого рівня електричної потужності та часу перебування працівника під впливом ЕП ПЧ, відповідно до [10], отримана математична модель визначення значення допустимої електричної енергії для тіла працівника середньої маси, яка дозволила обґрунтувати кількісну величину гранично допустимого значення електричної енергії, що поглинається тілом працівника, при взаємодії з електроустановками НВН. Значення гранично допустимої енергії для тіла працівника в цьому випадку, відповідно до прикладу розрахунку, дорівнює 0,36 Дж.

При визначенні індивідуального ризику у вираз для допустимої енергії вводиться поправковий коефіцієнт k , який визначається, відповідно до [11], як

$$k = \frac{m_h \cdot 1.7^2}{a_h^2 \cdot 71.9}, \quad (6.3)$$

де m_h , a_h – відповідно маса та зріст конкретної людини, яка знаходиться в ЕП ПЧ.

Після визначення рівня передбачуваного наслідку за табл. 6.2 і рівня вірогідності (передбачуваної частоти) величина ризику відповідно до МОР (табл. 1) визначається шляхом множення номера рядка і номера стовпця відповідно до визначення ризику.

Величина ризику, яка визначається за МОР, змінюється від 1 до 36. На основі зіставлення всіх рівнів наслідків та ймовірностей з відомими з практики наслідками за МОР, ризики в залежності від величини поділяються на низькі (1–5), середні (6–16) та високі (17–36). Таким чином, результат оцінювання ризику професійного захворювання від дії ЕП ПЧ за табл. полягає у визначенні величини та міри ризику:

- низький (Н): Н1; Н2; Н3; Н4; Н5;
- середній (С): С6; С8; С9; С10; С12; С15; С16;
- високий (В): В18; В20; В25; В30; В36.

В залежності від ступеня ризику для МОР повинні передбачатися черговість та час проведення заходів та дії щодо зниження ризику. Так, при великих значеннях ризику від 18–36, необхідне негайне втручання, зменшення ризику обов'язкове, при середньому ризику від 6–16 вимагатиметься зниження ризику до мінімально можливого в установлений термін, і при низьких значеннях від 3–5 спеціальні заходи щодо зниження ризику не потрібні, але його все ж потрібно контролювати для певної група робітників (працівників, які мають значний стаж роботи в електроустановках НВН та ін.) потребують додаткового захисту. Низький рівень ризику 1–2 спеціальних заходів не потребує.

Для захисту людини від дії електромагнітних випромінювань застосовують різні заходи і засоби захисту: час, відстань, екранування, зменшення випромінювання безпосередньо в самому джерелі випромінювання, екранування робочих місць, засоби індивідуального захисту.

Прикладом реалізації системи оперативного управління системою електробезпеки є використання розробленого за участю співробітників ВНТУ захисного одягу з пристроєм контролю його захисних властивостей для працівника, що знаходиться безпосередньо на проводі повітряної лінії НВН під напругою [11].

З наведеного матеріалу можна зробити висновок, що запропонований комбінований підхід (враховує: системний, ризик-орієнтовний та енергетичний підходи) та побудована на його основі матриця оцінювання ризику електротравматизму дали змогу проводити контроль та оцінювання показників професійного ризику захворювання персоналу від дії електричної енергії та обґрунтовувати вибір заходів та засобів захисту персоналу щодо мінімізації ризику електротравматизму.

6.2 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

У разі виникнення надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України, суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти відповідно до стандартів операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України та виконувати оперативні команди та розпорядження суб'єкта господарської діяльності, що здійснює диспетчерське (оперативно – технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України. Електроенергетика є однією з базових галузей економіки України й одною з декількох природних монополій. Наявний виробничий потенціал повністю забезпечує тепловою й електричною енергією промислові підприємства й населення України.

Дослідимо стійкість роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань і електромагнітного імпульсу.

Серед потенційно небезпечних виробництв особливе місце посідають радіаційно-небезпечні об'єкти. Вони являють небезпеку для людей навколишнього природного середовища, ЕОМ, комп'ютерних систем. Радіоактивне випромінювання діючи на матеріали і деталі апаратури комп'ютерних систем приводить до суттєвих змін в роботі. Дія іонізуючих випромінювань залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опромінюваної речовини та умов навколишнього середовища.

Матеріали, які використовуються в електронних елементах (метали, неорганічні матеріали, напівпровідники, діелектрики, смоли та різні органічні сполуки), з яких виготовляється комп'ютерна система по різному реагують на іонізуючі випромінювання. Найбільш чутливі до радіації метали, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Конструювання СЕС стійкої до іонізуючого опромінення, передбачає вибір матеріалів та елементної бази, а також конструктивних рішень, які зменшують вплив радіації. В елементах системи радіація викликає оборотні і необоротні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що призводить до пошкодження апаратури.

Електромагнітний імпульс діє на електронні прилади і являє собою велику небезпеку для електронної апаратури. Слід пам'ятати про те, що захист апаратури від механічних пошкоджень не захищає від дії електромагнітного імпульсу. Апаратура може вийти з ладу, знаходячись в надійно захищених спорудах, або на досить значній відстані.

Апаратура, виконана на напівпровідникових і інтегральних схемах, що працюють на малих струмах і напругах особливо чутлива до ЕМІ. При дії електромагнітного імпульсу на апаратуру найбільша напруга наводиться на вхідних ланцюгах. ЕМІ ушкоджує транзистори, викликає іскріння в їх між контактних з'єднаннях і деяких областях провідної поверхні. У транзисторів спостерігається така залежність, чим вище коефіцієнт посилення транзистора, тим менше його електрична міцність. Для резисторів типу МЛТ і прецизійних гранична напруга біля 1 кВ. Великі струми, обумовлені прикладеним імпульсом напруги, проходячи через конденсатор, в місцях підвищеного опору можуть викликати нагрів шару металізації і його вигорання, порушити контакти між обкладками і основами.

6.2.1. Дослідження стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт при дії іонізуючих випромінювань.

Визначимо граничні значення дози опромінення $D_{гр}$, для елементної бази сонячних електричних станцій, при яких виникають незворотні зміни. Отримані дані занесемо в таблицю 6.2.1

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{гр} = 10^4 \text{ Р}$ є мікросхеми. Визначимо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot p_{1\max} \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}} \text{ [P]}, \quad (6.4)$$

Таблиця 6.2.1 – Граничні значення експозиційних доз електронних елементів.

№№	Блоки (елементи) СЕС	Елементи	$D_{gr,P}$	$D_{sp,P}$
1	Блок живлення	Сонячні панелі <u>YINGLI</u> <u>SOLAR YL</u>	10^5	10^4
		Інвертори мережеві On-grid <u>SMA</u> <u>ST17000TL</u>	10^5	
		Контролер ЯР 3.5.ОС	10^6	
		Мікросхеми КЛ30Х0, ІСЛ8301	10^4	
2	Блок керування	Транзистор КТ817	10^5	
		Резистор ППБ-50Г	10^7	

де $p_{1\max}$ – максимальне знач рівня радіації ($p_{1\max}=4,83$ Р/год);

t_k - час кінця опромінення ($t_k=175200$ год (20 років));

t_n - час початку опромінення ($t_n = 1$ год);

$K_{осл}$ - коефіцієнт ослаблення радіації ($K_{осл}=1$),

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,83 \cdot (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 4033 \text{ (Р)}.$$

Оскільки D_{gr} більше D_m , то дана сонячна електростанція стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи обладнання електричної частини сонячної електростанції в заданих умовах за формулою:

$$t_{доп.пр} = \frac{D_{gr} \cdot K_{осл.пр} + 2 \cdot p_{1\max} \cdot \sqrt{t_n}}{2 \cdot p_{1\max}} \text{ [ГОД]}, \quad (6.5)$$

$$t_{\text{дон.пр}} = \frac{10^4 \cdot 1 + 2 \cdot 4,83 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,83} = 1036 \text{ (год)}.$$

Отже, можлива доза опромінення елементів $D_m = 4033 \text{ Р}$, а допустима - 10^4 Р . Отже, блок живлення є стійким в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи в заданих умовах становить 1036 год., при рівні радіації 4,83 Р/год.

6.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Визначаємо вертикальну складову напруженості:

$$E_g = 12,98 \text{ (кВ / м)} , \quad (6.6)$$

Визначимо горизонтальну та вертикальну складову напруги наводки:

$$\begin{aligned} U_z &= 12,98 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 6490 \text{ (В)} \\ U_g &= 11,98 \cdot 0,5 = 6,49 \text{ (В)} \end{aligned} \quad (6.7)$$

Визначимо допустимі коливання напруги живлення для різних елементів:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N \text{ [В]} , \quad (6.8)$$

На ділянці блоку живлення:

$$U_{\text{джк}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}} \cdot N}{100} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)}.$$

На ділянці блоку керування:

$$U_{\text{дм}} = U_{\text{м}} + \frac{U_{\text{м}} \cdot N}{100} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначимо коефіцієнт безпеки для кожної ділянки:

Для ділянки блоку живлення:

$$K_{БВЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ВЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1,08} = 46,63 \geq 40 (\text{дБ});$$

$$K_{БГЖ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДЖ}}{U_{ГЖ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{1760} = -17,63 \leq 40 (\text{дБ});$$

Для ділянки блоку керування:

$$K_{БВМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДМ}}{U_{ВМ}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,272} = 33,31 \leq 40 (\text{дБ});$$

$$K_{БГМ} = 20 \cdot \lg \frac{U_{ДМ}}{U_{ГМ}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{336} = -28,6 \leq 40 (\text{дБ});$$

Отримані дані заносимо в таблицю 6.2.2

Таблиця 6.2.2- Значення коефіцієнтів безпеки електричної частини сонячної електростанції.

№	Найменування	Кб.г, дБ	Кб.в, дБ	Результати дії
1	Блок живлення	-17,63	46,63	Нестійкий
2	Блок керування	-28,6	33,31	Нестійкий

Отже система є нестійкою в умовах дії електромагнітного випромінювання. Для підвищення стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт необхідно використовувати екранування.

6.2.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

Для підвищення стійкості електричної частини сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт необхідно використовувати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 - \text{Кб.Г} \quad (6.9)$$

для блоку живлення:

$$A_1 = 40 + 17,63 = 57,63 \text{ (дБ)};$$

для блоку керування:

$$A_2 = 40 + 28,6 = 68,6 \text{ (дБ)};$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2\sqrt{15000}} \text{ [см]}; \quad (6.10)$$

для блоку живлення:

$$t_1 = \frac{57,63}{5.2\sqrt{15000}} = 0,08 \text{ (см)};$$

для блоку керування:

$$t_2 = \frac{68,6}{5.2\sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)};$$

В результаті проведення розрахунків визначено що, до дії електромагнітних імпульсів блоку керування виявилася нестійкою. Застосування екранування до блоку живлення та керування сонячної електростанції суттєво підвищує її стійкість і в умовах електромагнітного випромінювання.

В наслідок застосування екранів система буде стійкою аж до значення напруженості вертикальної складової 12,98 кВ/м. Також можливим варіантом по підвищенню стійкості апаратури до дії ЕМП є зменшення струмопровідних провідників, їх довжини, шляхом удосконалення схем розподільчого пункту. Крім цього необхідно екранувати кабелі живлення, а також застосовувати прилади, які б вимикали радіотехнічні схеми на період впливу ЕМП.

Висновок:

Отже, умови праці під час роботи диспетчера сонячної електричної станції в цілому відповідають існуючим санітарно-гігієнічним нормам. Але у зв'язку з тим, що більшу частину часу дослідник займає сидячу позу і мало рухається, то доцільно виконувати п'ятихвилинну виробничу гімнастику, яку необхідно проводити після кожних 60 хвилин сидячої роботи, і яка буде спрямована на покращення фізичного стану працівника.

При екрануванні блоку живлення та блоку управління з використанням екрану товщиною не менше 0,08 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу.

При екрануванні обладнання, кола управління з використанням силового екрану 0,1 см, зі сталі, буде стійким в умовах електромагнітного імпульсу. Отже, застосування вище перерахованих заходів забезпечує стійкість до дії електромагнітного імпульсу.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто електричну частину сонячної електростанції потужністю 1,43 МВт та її роботу в електричній мережі

Основні результати досліджень є такими:

1. Оскільки збільшення кількості СЕС призводить до загострення технічних проблем з організації їх паралельної роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення СЕС від енергосистеми. Перехід до єдиного стандарту розширить можливості застосування СЕС та можливості споживачів, а також покращить взаємодію всіх суб'єктів енергосистеми в режимі реального часу.

2. Аналіз досвіду розв'язання ряду задач оптимізації сонячних електричних станцій дозволив виконати систематизацію розглянутих задач та дослідити можливості їх комплексного застосування для оптимізації режимів локальних електричних систем. У якості критеріїв оптимізації режимів ЛЕС доцільно використовувати максимум прибутку від виробленої електричної енергії СЕС, з урахуванням їх впливу на роботу ЕМ.

3. Важливим в досягненні ефективного використання СЕС є правильний вибір конфігурації схем під'єднання в електричній мережі. Оптимізація схеми приєднання відновлюваних джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження повинна здійснюватися за результатами аналізу додаткових втрат потужності від генерування ВДЕ приєднаних на паралельну роботу у ЛЕС.

4. В результаті виконання розрахункового експерименту на прикладі Старокостянтинівської розподільної електричної мережі визначено, що оптимальним є приєднання потужності 1430 кВт до фідера №134 Бутовецької підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до збільшення

втрат потужності та погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювана енергетика XXI століття: X міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 396 с.
2. Відновлювана енергетика XXI століття: XI міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 405 с.
3. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.
4. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.
5. A. Kim, H. Seo, G. Kim, M. Park, I. Yu, Y. Otsuki, J. Tamura, S. Kim, K. Sim, K. Seong. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. – № 3. – P. 1334-1338.
6. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.
7. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.
8. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.
9. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed

generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

10. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51.

11. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

12. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.

13. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

14. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс).
Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal

15. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

16. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, September, 2009, [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html>.

17. IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, 2003.

18. Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems. Report - CETC 2006-070 (TR). April 2006.

19. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Постанова НКРЕ №1137 від 14.12.2005.

20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

21. Лежнюк П. Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – №1. – С. 104–108.

22. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

23. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.

24. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.

25. Andrew Keane, Mark O'Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.

26. N. S. Rau and Y.-H. Wan, Optimum location of resources in distributed planning, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.

27. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir “An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.

28. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam “ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems”, PowerTech, pp. 555-560, 2007.

29. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Transactions on power systems, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.

30. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, “Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization”, IEEE, 2011.

31. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison “Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

32. Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.

33. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, International Journal of Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.

34. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Sizing and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.

35. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

36. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

37. Бурикін О.Б. Оптимальне керування взаємовпливом електричних мереж енергосистем з урахуванням змінних параметрів // О.Б. Бурикін, В.О. Лесько, В.В. Видмиш, С.В. Гуцол / Збірник наукових праць ДонНТУ. – 2013 с.56-60.

38. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р. [Електронний ресурс]. Код доступа: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN38530.html

39. Кульматицкий О. И. Безопасность линий электропередачи / О. И. Кульматицкий, В. М. Кутин. – К. : Техніка. 1991. –112 с.

40. Измеров Н. Ф. Физические факторы производственной и природной среды. Гигиеническая оценка и контроль : учеб. пособ. / Н. Ф. Измеров, Г. А. Суворов. – М. : Медицина, 2003. – 560 с.

41. Довбыш В. М. Электромагнитная безопасность элементов энергетических систем: монография / Довбыш В. М., Маслов М. Ю., Сподобаев Ю. М. – Самара: ООО «ИПК «Содружество», 2009. – 198 с.

42. Кальки Валдис. Основные направления оценки рисков рабочей среды / Валдис Кальки, Имант Кристиньш, Жения Роя. – Рига : SIA «Jelgavas tipografija», 2005. – 73 с.

43. Никольский О. К. Новый взгляд на техногенную безопасность в контексте теории оптимизации и риска / Никольский О. К., Ерѐмина Т. В., Семичевский П. И. // Вестник Алтайского государственного технического университета им. И. И. Ползунова. – 2009. – № 4. С. 20-25.

44. Системний підхід передпроектної оцінки повітряних ліній в умовах ринкових відносин: монографія / Бондаренко В. О, Черемісін М. М., Черкашина В. В. – Харків: "Факт", 2013. – 259 с.

45. Бондаренко Є. А. Методи аналізу та оцінювання ризику електротравматизму / Бондаренко Є. А. // Вісник Вінницького політехнічного інституту – 2013. – № 2. – С. 52-56.

46. Бондаренко Є. А. Модель дослідження станів системи електробезпеки від дії електромагнітного поля ліній електропередачі 330-750 кВ / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Остапчук О. В. // Вісник ХНТУ сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Випуск 175. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2016. С. 40-42.

47. Bondarenko Y. A. Evaluation of the risk of occupation a diseases caused by electromagnetic field generated by extra-highvoltage electric installations // Yevgeni A. Bondarenko, Vasyl M. Kutin, Maryna V. Kutina, Assel Mussabekova, Konrad Gromaszek // SMAILOVA3PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097, R. 93 NR 5 – 2017.– P. 118–121. <http://pe.org.pl/articles/2017/5/24.pdf>

48. Бондаренко Є. А. Удосконалення методу забезпечення електробезпеки під час виконання робіт на струмовідних частинах електроустановок надвисоких класів напруги/ Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін // НТУУ «КПІ». "ЕНЕРГЕТИКА: економіка, технології, екологія". – 2014. – № 4 (38). – С. 26–34.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Міністерство освіти і науки України
 Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " 2019 р." " 2019 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Електрична частина Березненської фотовольтаїчної електростанції
 потужністю 1,4 МВт та оптимізація її режимів**

08-13.МКР.010.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

_____ Леонтєв В.О.

(підпис)

Магістрант групи ЕС-18м

_____ Кушнір Д.С.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Призначення об'єкту і галузь використання

Електрична мережа 110/10 кВ включає в себе підстанцію „Бутівці” призначену для розподілу потужності у локальній мережі.

2. Склад об'єкту

До складу електричної мережі 110/10 кВ входить сонячна електрична станція «Березненська СЕС» потужністю 1430 кВт.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 110/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ПАТ „Хмельницькобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат $\tau = 4000$ год/рік.

4. Технічне завдання

Для вказаної схеми електричної мережі задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для заданої СЕС необхідно вибрати умови оптимального приєднання до існуючої мережі.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання, панелі сонячних електростанцій і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ПАТ „Хмельницькобленерго”.

7. Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/10кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ПАТ „Хмельницькобленерго”, а саме Старокостянтинівським РЕМ.

8. Живлення об'єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

9. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

10. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

11. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

12. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

ДОДАТОК Б**Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи**

Завідувач кафедри

(назва кафедри)

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Науковий керівник

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Рецензент

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант

(підпис)

(група, П.І.П.)

Науковий консультант

(підпис)

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)