

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет

«Дніпровська політехніка»

Електроенергетики

(інститут)

Електротехнічний

(факультет)

Електроенергетики

(кафедра)

### ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеня магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Павленко Катерини Геннадіївни

(ПІБ)

академічної групи 141М-22-1

(шифр)

спеціальності 141 « Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка »

(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, елетротехніка

та електромеханіка \_\_\_\_\_

(офіційна назва)

на тему Розробка електричної частини сонячної станції 800 кВт

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	Півняк Г.Г.			
Розділів:				
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина	Луценко І.М.			
Економічна частина	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	------------------	--	--	--

Дніпро

2023

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

Електроенергетики

(повна назва кафедри)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу**

**ступеня** магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Павленко К.Г. академічної групи 141м-22-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка

та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка електричної частини сонячної станції 800 кВт

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.11.2023 № 1372-с

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін виконання</b>
<b>Вступна частина</b>	Коротка характеристика об'єкта, дані про проєктовану потужність	22.10.2023 р.
<b>Основна частина</b>	Вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції	26.11.2023 р.
<b>Економічна частина</b>	Розрахунок техніко-економічних показників проєкту	10.12.2023 р.

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

\_\_\_\_\_ (прізвище, ініціали)

**Дата видачі** 25.09.2023 р.

**Дата подання до екзаменаційної комісії** \_\_\_\_\_

**Прийнято до виконання** \_\_\_\_\_

(підпис студента)

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: \_\_\_ с., \_\_\_ рис., \_\_\_ табл., \_\_\_ додатки, \_\_\_ джерел, презентація з \_\_\_ слайдів.

### ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ГЕНЕРАЦІЯ, ІНВЕРТОР, КТП, ТРАНСФОРМАТОР, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ

Об'єкт дипломного проекту - фотоелектрична станція (ФЕС) потужністю 800 кВт.

Предмет дослідження - розрахунок та вибір основного обладнання для встановлення на ФЕС електричного обладнання, розрахунок продуктивності ФЕС.

У вступній частині розглянуті основні характеристики об'єкту проектування, наведені основні технологічні рішення.

В основній частині виконано розрахунок та вибір основного електрообладнання ФЕС, фотоелектричних модулів, струмів короткого замикання, розрахунок продуктивності ФЕС, наведені заходи забезпечення якості електричної енергії.

Виконано економічне обґрунтування шляхом розрахунку капітальних і експлуатаційних витрат, визачення та аналіз показників економічної ефективності та термін окупності.

## Терміни та скорочення

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВН – висока напруга

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

НН – низька напруга

ПС – підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільчий пристрій

СЕС – сонячна електростанція

СШ – секція шин

Т - трансформатор

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФЕС – фотоелектрична станція

ЩВП – щит власних потреб

## ЗМІСТ

### ВСТУП

1 ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	
1.1 Загальні положення.....	
1.2 Коротка характеристика об'єкта, дані про проєктовану потужність.....	
1.3 Дані інженерних вишукувань.....	
1.4 Основні технологічні рішення.....	
2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	
2.1 Вибір типу і параметрів ФЕМ до встановлення на ФЕС .....	
2.2 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання.....	
2.3 Розрахунок параметрів та схеми з'єднання стрінгів ФЕМ.....	
2.4 Перевірочний розрахунок кабельних ліній постійного струму.....	
2.5 Вибір перетину кабельних ліній 0,4 кВ.....	
2.6 Вибір номінальної потужності та кількості силових трансформаторів.....	
2.7 Функціонування інверторного обладнання.....	
2.8 Перевірочний розрахунок кабельної лінії 10 кВ.....	
2.9 Розрахунок струмів короткого замикання.....	
2.10 Заходи забезпечення якості електричної енергії.....	
2.11 Розрахунок продуктивності ФЕС.....	
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	

3.1 Розрахунок капітальних витрат.....	
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	
3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	
3.4 Визначення річних витрат та технічне обсудовування і поточний ремонт.....	
3.5 Визначення інших витрат.....	
3.6 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення.....	
3.7 Визначення та аналіз показників економічної ефективності.....	
Висновки до економічної частини.....	
ВИСНОВОК.....	
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	
Додаток А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	
Додаток Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи.....	
Додаток В Відгуки керівників розділів.....	

## ВСТУП

Сонячна енергетика є однією з найперспективніших галузей виробництва електроенергії, оскільки сонячна енергія є безкоштовним та необмеженим джерелом енергії. За останні кілька років популярність сонячної енергетики в Україні значно зросла, завдяки великій кількості сонячних днів, сприятливим умовам для виробництва та стимулюючим державним програмам підтримки.

Наразі в Україні працює багато сонячних електростанцій різного масштабу, від малих підприємств до великих комерційних проєктів. Зокрема, є декілька сонячних електростанцій потужністю понад 100 МВт, які вже успішно виробляють та постачають електроенергію в енергосистему.

Слід відзначити, що уряд України докладает зусиль для розвитку сонячної енергетики в країні. Державні програми підтримки відновлюваної енергетики передбачають стимули для інвесторів та сприяють укладанню довгострокових договорів на продаж електроенергії з сонячних електростанцій.

Електрична енергія, вироблена в країні з сонячної енергії, має особливе значення для енергетичної безпеки України. Відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», відновлювана енергетика повинна досягнути рівня 25% у загальній структурі виробництва електричної енергії.

Уся територія нашої держави є придатною для розташування сонячних електростанцій. При цьому найбільш сприятливими для цього є південні області України (Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Дніпропетровська та частина Донецької), де сьогодні зосереджено понад 60% промислових СЕС.

За підсумками останніх років наша держава мала один з найвищих темпів розвитку сонячної енергетики в Європі. Однак вторгнення агресора в 2022 році завдало значних збитків галузі. Дві третини СЕС в Україні розташовані на півдні, де сьогодні йдуть активні бойові дії. За різними оцінками, понад 30% сонячних електростанцій на окупованих територіях, а це приблизно 1120-1500 МВт

встановленої потужності, зазнали руйнувань. Крім того, зруйновано понад 25% непромислових (приватних) СЕС.

Використання сонячної енергії на виробництві та у побуті дає споживачам можливість забезпечити потреби в електроенергії та водночас стати незалежними від генеруючих компаній і зовнішніх умов. Розвиток сонячної енергетики в нашій країні зробить українську енергетику більш конкурентоспроможною. Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (IRENA) зробило висновок, що підвищене використання сонячної енергії у період до 2030 року зменшить загальні витрати української енергетичної системи. З огляду на це, буде спостерігатися позитивний вплив на екологію та стан здоров'я населення, оскільки знизиться рівень смогу та зменшиться обсяг викидів шкідливих речовин.

Розвиток ВДЕ дозволить децентралізувати генерацію електроенергії та підвищити тим самим безпеку постачання.

Децентралізація передбачає появу великої кількості невеликих об'єктів генерації та когенераційних установок, а також активну участь споживачів у виробленні та балансуванні енергії. Усе це, сприятиме не лише більш ефективному використанню енергії, але й досягненню цілей декарбонізації та боротьбі зі зміною клімату.

Завдяки децентралізації відбувається зниження технічних витрат у лініях електропередач та підвищення гнучкості планування покриття попиту, спрощення електрифікації сільської місцевості та територіально віддалених від центрів живлення об'єктів. Крім того, підвищується ефективність використання когенераційних установок.



## 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

### 1.1 Загальні положення

Даним проектом передбачена розробка проектних рішень щодо створення сонячної фотоелектростанції на території Петриківської селищної ради Дніпровського району Дніпропетровської області».

Створення сонячної фотоелектростанції на території Петриківської селищної ради Дніпровського району Дніпропетровської області» виконаний на підставі наступних матеріалів: - завдання на проектування; - топографо-геодезичної зйомки: - даних натурального обстеження об'єкту; - містобудівних умов та обмежень для проектування об'єкта будівництва; - діючих нормативних документів.

### 1.2 Коротка характеристика об'єкта, дані про проектну потужність об'єкта

Об'єкт будівництва територіально знаходиться на території Петриківської селищної Дніпровського району Дніпропетровської області.

Функціонально об'єкт призначений для вироблення електричної енергії з енергії сонця.

Дані про проекту потужність, номенклатуру, якість та технічний рівень продукції. Відповідно до проектування передбачувана генерована потужність складає 1415 МВт\*год/рік.

Фотоелектростанція складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторного обладнання (для отримання змінного струму промислової частоти), комплектної трансформаторної підстанції закритого виконання інверторної. Розрахунковий облік генерованої потужності встановлюється на стороні 10 кВ, облік власних потреб на стороні 0,4 кВ.

Результати розрахунків чисельного та професійно-кваліфікаційного складу працівників

На об'єкті будівництва не передбачається постійна присутність чергового та оперативного персоналу, керування об'єктом передбачається дистанційно.

Кількість та оснащеність робочих місць

На об'єкті передбачається оснащення одного робочого місця для можливості здійснення аналізу стану роботи об'єкту будівництва.

### 1.3 Дані інженерних вишукувань

В адміністративному відношенні ділянка проєктованого об'єкта будівництва знаходиться на території Петриківської селищної ради, Дніпровського району, Дніпропетровської області. Територіально розміщується в східній його частині. Абсолютна відмітка поверхні земельної ділянки становить 95 м над рівнем моря.

Згідно з ДСТУ-Н Б В.11-27:2010 «Будівельна кліматологія» майданчик будівництва знаходиться в південно-східному кліматичному районі України. Середньорічна температура повітря складає 8,7 °С. Найхолодніший місяць січень, має середню місячну температуру -6,7 °С. Температура найхолоднішої доби з забезпеченістю 0,98 складає -29°С. Найспекотніший місяць липень має середньомісячну температуру 21,6 °С. Температура найжаркішої доби з забезпеченістю 0,95 складає +30 °С.

Нормативна глибина промерзання ґрунту складає 1,0 м.

Характеристичне значення снігового навантаження становить 1400 Па. Характеристичне значення вітрового навантаження становить 500 Па.

Згідно з ДБН В.11-12-2014 «Будівництво у сейсмічних районах України» територія розташована в районі з 5-ти бальною сейсмічністю згідно карт ЭСР-2004-А.

Ділянка робіт по сукупності факторів, вказаних в ДБН А.2.1-1:2014 «Інженерні Вишукування для Будівництва» (додаток ж), відноситься до 1-ї категорії складності інженерно-геологічних умов. У відповідності до звіту з інженерно-геологічних Вишукувань на ділянці забудови переважають суглинки.

Проведена топографо-геодезична зйомка показує наявність земельних мас які підлягають переміщенню.

Відомості про потреби електричній та тепловій енергії

Забезпечення електричною енергією об'єкта будівництва на етапі його спорудження передбачається з використанням пересувних дизельних або бензинових електростанцій. В ході експлуатації - від внутрішніх електричних мереж напругою 0,4 кВ. Забезпечення тепловою енергією об'єкта будівництва на етапі його спорудження не передбачається.

#### 1.4 Основні технологічні рішення

Фотоелектрична станція, що проектується, складається із КТПБІ 1000/10/0,4 кВ та сукупності підключених до неї фотоелектричних установок.

Фотоелектричні модулі

Фотоелектричний модуль - сукупність електрично об'єднаних між собою кремнієвих елементів, які поміщені в ізольоване від атмосферного середовища та призначені для вироблення електричної енергії з сонячного випромінювання.

Інверторне обладнання

Інверторне обладнання покликане перетворювати електричну енергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в змінний трифазний струм промислової частоти. Інверторне обладнання розміщується в будівлі КТПБІ 1000/10/0,4 кВ.

Комплектна трансформаторна підстанція закритого виконання інверторна КТПБІ 1000/10/0,4 кВ

Функціональне призначення КТПБІ 1000/10/0,4 кВ полягає в сумуванні потоків електричної енергії від розміщеного в ній інверторного обладнання, комутації та захисту по стороні 0,4 та 10 кВ, перетворенні електричної енергії напругою 0,4 кВ в електричну енергію напругою 10 кВ та видачі потужності в зовнішню мережу напругою 10 кВ. В будівлі КТПБІ 1000/10/0,4 кВ розміщується облікове обладнання.

Кабельні мережі на території об'єкту будівництва покликані передавати електричну енергію та забезпечувати зв'язок різноманітних систем.

Типи кабельних ліній обрані відповідно до діючої нормативної документації з урахуванням вимог до забезпечення надійності та економічності функціонування обладнання об'єкту будівництва.

Живлення власних потреб

Забезпечується від щита власних потреб (ЩВП) напругою 0,4 та 0,23 кВ відповідно. В ЩВП передбачається можливість встановлення автоматичного введення резерву (АВР) для підключення дизельної електростанції (ДЕС).

Система моніторингу та телемеханіки

Для керування інверторним обладнанням та здійснення контролю за його функціонуванням, а також стрінгів фотоелектричних модулів, застосовується система моніторингу та телемеханіки, яка побудована на базі логічного контролера Huawei SmartLogger.

Основні функції системи моніторингу та телемеханіки наступні:

- моніторинг в реальному часі виробітку електричної енергії;
- контроль режимів роботи інвертарного обладнання та фотоелектричних модулів;
- попередження про помилки та ненормальні режими роботи;
- збереження даних.

Система відеоспостереження та охоронної сигналізації

Здійснення Відеофіксації на об'єкті будівництва та контроль цілісності периметру території забезпечується за допомогою системи відеоспостереження та охоронної сигналізації, елементи якої розміщуються на стійках системи освітлення. Система функціонує безперервно протягом доби, а в разі порушення цілісності периметру подає про це сигнал на черговий пункт охорони. Відеокамери, що застосовуються в системі відеоспостереження па охоронної сигналізації, обладнані інфрачервоним підсвічуванням.

## АСКОЕ

Передбачається Встановлення системи комерційного обліку електричної енергії для проєктованого об'єкту. Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії створюється як дворівнева автоматизована система із централізованим керуванням і розподіленою функцією вимірювання:

- перший рівень АСКОВ та засоби Вимірювання (трансформатори струму, напруги, лічильники електроенергії);
- други рівень - сервер АСКОВ, устаткування зв'язку.

## Блискавкозахист та уземлення

Блискавкозахист будівель та споруд на об'єкті будівництва здійснюється шляхом безпосереднього з'єднання відкритих провідних частин з заземленими конструкціями.

Окремо блискавкозахист для будівлі КТПБІ 1000/10/0,4 кВ не виконується, так як вона в цільнометалевою, забезпечується приєднання корпусу до контуру уземлення мінімум в двох точках.

Для будівлі КТПБІ 1000/10/0,4 кВ облаштовується власний контур уземлення (тип В1, який представляє сукупність вертикальних та горизонтальних електродів.

Величина контуру уземлення КТПБІ 1000/10/0,4 кВ не повинна перевищувати 4 Ом протягом року.

Для мереж 0,4/0,23 кВ та мереж постійного струму блискавкозахист здійснюється шляхом Використання пристроїв захисту від імпульсних перенапруг, які вбудовані в Інверторне обладнання та розміщені в ЩВП.

## Конструкції металеві

Встановлення фотоелектричних модулів здійснюється за допомогою наземної системи кріплення SMS-212. Несучі конструкції столів під фотоелектричні модулі наземної системи кріплення складаються з поперечних та направляючих балок, підкосів, розкосів, стійок-паль. З'єднання поперечних та направляючих балок, підкосів, розкосів - шарнірне. Монтаж стійок-паль в основу здійснюється

шляхом Віброзанурення, а при неможливості шляхом бетонування або монтажу з використанням фундаментних блоків. Орієнтація столів фотоелектричних модулів південна.

Матеріалом елементів конструкцій, окрім стійок-поль, прийнято сталь марки С350GD цинк 275, для стійок-паль прийнята сталь марки С235 за ДСТУ 8539:2015.

Всі монтажні з'єднання - болтові.

Болтові з'єднання виконували на нержавіючих болтах М12 по DIN 933, клас міцності 5.8, клас точності В. Гайки нержавіючі М8 по DIN 934, клас міцності 6. Кріплення фотоелектричних модулів до несучих конструкцій виконувати за допомогою алюмінієвих притискачів на болтах М8 по DIN 933 із нержавіючої сталі, клас міцності 5.В, клас точності В. Гайки М8 по DIN 934 із нержавіючої сталі, клас міцності 6.

В рядах довжиною понад 65 м передбачити влаштування терморозривів в усіх місцях подвійного приєднання направляючих балок до з'єднувальних кутиків на поперечних балках шляхом ослабленого кріплення граверів та додаткового встановлення контргайок.

Довжину температурних блоків прийняти не більше 65 м або не більше 9 довжин направляючих балок. Допускається влаштування терморазривів з відхиленням від розмірів, вказаних на схемі розміщення,  $\pm 1$  довжина направляючої балки, якщо довжина температурного блоку не буде перевищувати розміри, вказані вище.

В болтових з'єднаннях передбачити засоби для запобігання розвинчування гайок (встановлення пружинних шайб по DIN 7980 ао контргайок).

Антикорозійний захист металевих конструкцій системи кріплення фотоелектричних модулів, окрім Вказаних окремо, виконувати методом гарячого цинкування у відповідності до вимог ДСТУ Б В.2.6-193:2013.

## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

### 2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС

Нове будівництво сонячної фотоелектростанції, яка буде розташована на території Дніпровського району Дніпропетровської області на  $48,73^\circ$  північної широти та  $34,80^\circ$  східної довготи, проєктована потужність – 800 кВт.

Розглянемо ФЕМ Trinasolar TSM-645DEG21C.20 з параметрами:

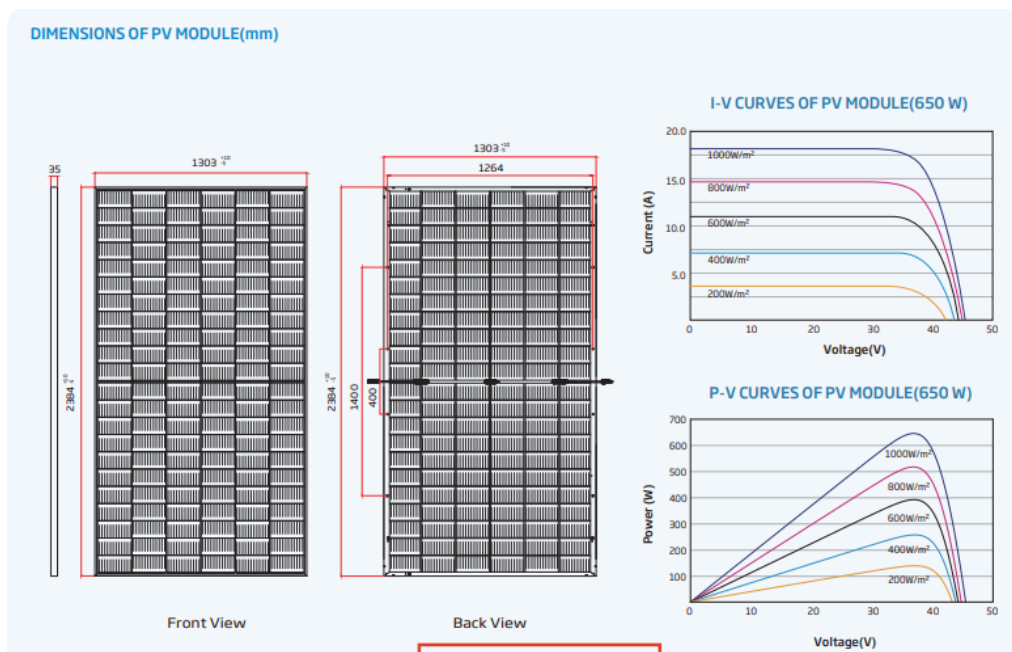


Рисунок 2.1 – модульна Trinasolar TSM-645DEG21C.20

## ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	635	640	645	650	655	660
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%

## Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power- $P_{MAX}$ (Wp)	680	685	690	696	701	706
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality:70±5%

## ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	480	484	488	492	495	499
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

## MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 6B rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

## TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

## MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

## WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

Рисунок 2.2 – параметри модуля Trinasolar TSM-645DEG21C.20

- Сертифікована STC потужність 645 кВт
- NOCT = 43°C
- ККД  $\eta_{фем}=20,8 \%$
- Температурний коефіцієнт потужності  $C_T=0,34\%/^{\circ}\text{C}$  ( 0,0034 в.о.)

Такі показники будуть за ідеальних умов, тільки тоді, коли сонячне світло буде падати на ФЕМ під прямим кутом, щоб повністю поглиналось, а не відбилось, максимальна потужність у день і при безхмарний погоді у літній день.

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1^{\circ}=0,76*48,73^{\circ}+3,1=40,13^{\circ}, \quad (2.1)$$

де  $\beta$  – кут нахилу активної поверхні панелі до горизонту, °;

$\varphi$  – широта місцевості, де встановлюється ФЕС, °

Очікувана температура модуля

$$T_{PTC}=20+1,389*(NOCT -20)*(0,9- \eta_{фем}) \quad (2.2)$$



де NOCT – (Nominal Operating Cell Temperature)- температура модуля при типових умовах експлуатації, яка стала однією з основних характеристик панелей. Чим вище NOCT тим панелі будуть більше перегріватися, що приведе до зниження ККД, який у літку він менший чим взимку;

$\eta_{фем}$  – ККД фотоелектричного модуля.

$$T_{PTC}=20+1,389*(43-20)*(0,9-0,208)=42,1^{\circ}C$$

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

Якщо температура елемента для умов PTC визначена, то можна обчислити потужність по PTC з потужності STC за допомогою температурного коефіцієнта (зазначеного в технічних характеристиках) потужності ( $C_T$ ):

$$P_{PTC}= P_{STC}*(1-C_T*(T_{PTC}-25^{\circ}C)) \quad (2.3)$$

$$P_{PTC}=645*(1-0,0034*(42,1-25^{\circ}C))=607 \text{ Вт}$$

Це складає  $P_{PTC}/ P_{STC}=94,1$  % від номіналу

де  $P_{STC}$ - Сертифікована STC потужність

Панелі потужністю 645 Вт, які в реальних умовах будуть давати 607 Вт, то для спорудження станції 800 кВт необхідно задіяти певну кількість ФЕМ.

До установки приймаємо інвертор типу HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

За неведеними параметрами. ( рис. 2.3, 2.4).

SUN2000-100KTL-M1  
Smart String Inverter



Рисунок 2.3 – Інвертор типу HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1  
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
<b>Output</b>	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading.. 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Рисунок 2.4 – параметри інвертору типу HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

$$P_{\text{ФЕС}} = 800000 \text{ Вт}$$

$$P_{\text{РТСФЕМ}} = 607 \text{ Вт}$$

$$\eta_{\text{інв}} = 98,6 \%$$

$$K_w = 0,95$$

$$N_{\text{фем}} = \frac{P_{\text{ФЕС}}}{P_{\text{РТС.фем}} * \eta_{\text{інв}} * K_{\text{W}}}, \quad (2.4)$$

$$N_{\text{фем}} = \frac{800 * 10^3}{607 * 0.986 * 0.95} = 1430 \text{ шт}$$

Враховуючі власні потреби на систему освітлення периметру ФЕМ, систему кондиціонування КТПБІ, систему вентиляції КТПБІ, систему АПС (аварійна пожежна сигналізація), систему відеоспостереження та охоронної сигналізації, живлення АСКОЕ, живлення системи телемеханіки, живлення РЗА і т.д.,) приймаємо кількість ФЕМ = 1550 шт

Перерахунок фактично встановленої потужності за паспортною потужністю ФЕМ

$$P_{\text{ФЕС.пасп.}} = P_{\text{ФЕМ.пасп.}} * N_{\text{ФЕМ}}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ФЕС.пасп.}} = 645 * 1550 = 999\,750 \text{ Вт (панельна потужність)}$$

## 2.2 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття потужності фотоелектричної станції

Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{\text{інв}} = P_{\text{ФЕС}} / P_{\text{ном.інв}} = 800 / 100 = 8 \text{ шт} \quad (2.6)$$

де  $P_{\text{ФЕС}}$  – потужність фотоелектричної станції, відповідно до технічних умов, кВт;

$P_{\text{ном.інв}}$  – номінальна одинична потужність інвертора, прийнятого до встановлення, кВт.

Тоді річне виробництво електричної енергії станцією потужністю 800 кВт, яка складається з 1550 ФЕМ та 8 інверторів складе:

$$W_{\text{річ.фес}} = W_{\text{річ.фем}} * N_{\text{фем}}, \quad (2.10)$$

$$W_{\text{річ.фес}} = 927,1 * 1550 = 1415 \text{ МВт*год за рік}$$

## Технічні характеристики інвертора

Робочий діапазон інвертора знаходиться між значеннями напруги старту  $U_{dc \text{ start}}$  і максимальною напругою  $U_{dc \text{ max}}$ . Як тільки напруга постійного струму зі сторони сонячних батарей досягає значення  $U_{dc \text{ start}}$ , перетворювач активується і починає пошук точки максимальної потужності МРР. Якщо ця точка знаходиться між  $U_{dc \text{ min}}$  і  $U_{dc \text{ start}}$ , інвертор запуститься і почне працювати. Поки напруга не перевищує мінімальне значення діапазону МРРТ  $U_{mpp \text{ min}} - U_{mpp \text{ max}}$ , інвертор працює з неповною потужністю. Найвища ефективність перетворювача досягається з напругою  $U_{nom}$ , так що конфігурація ланцюгів сонячних батарей повинна видавати напругу, близьку до  $U_{nom}$  інвертора.

## Відповідність потужності сонячних батарей

Кожен інвертор має діапазон напруги МРРТ, вказаний в технічному паспорті. Цей параметр визначає, при якій напрузі на вході постійного струму інвертора буде виявлена максимальна точка потужності алгоритмом МРР. Іншим важливим параметром, є мінімальна напруга перемикання інвертора. Це значення напруги PV-модулей, при яких інвертор запускається і починає генерувати енергію. У нашому випадку (таблиця нижче) діапазон МРРТ становить 200- 1000 В, а мінімальна напруга — 200 В.

Обидва вказані значення визначають структуру підключення сонячних батарей в стрінг (ланцюг), їх кількість і спосіб з'єднання (послідовний, паралельний, паралельно-послідовний). Кожна панель в стрінгі генерує певну напругу та струм в залежності від миттєвого освітлення і відповідає вольт-амперній характеристиці. Сонячні батареї, підключені одна к одній, в залежності від схеми (послідово, паралельно), додають напругу чи струм. В будь-якому випадку ця сума не може перевищувати допустимих значень для обраної моделі інвертора на стороні постійного струму.

## 2.3 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів

### Максимальний струм в колі

Струм, що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найбільш слабкого звена в стрінзі, наприклад, частково затемненій панелі. При паралельному з'єднанні струм дорівнює сумі струмів від окремих панелей. Значення струму також залежить від температури, чим вона вище, тим вище струм, що генерується. Зміна інтенсивності струму в залежності від температури визначається коефіцієнтом  $I_{sc}$  панелі (в нашому випадку 0,04 %/°C).

Максимальний струм, який може генерувати одна панель, можна розрахувати за формулою:

$$I_{SC(Tr)} = I_s * \left(1 + \frac{Tr - 25}{100} \alpha_t\right) \quad (2.11)$$

де  $I_{sc(Tr)}$  — значення струму сонячної батареї при 85° C;

$I_{sc}$  — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристикі модуля (18,31 A);

$Tr$  — максимальна температура (85 °C);

$\alpha_t$  — температурний коефіцієнт  $I_{sc}$  (0,04 %/K).

$$I_{sc(Tr)} = 18,31 \cdot (1 + (85-25) \cdot 0,04/100) = 18,74 \text{ A}$$

З розрахунків видно, що для інвертора HUAWEI SUN2000-100KTL-M1 потужністю 100 кВт на вхід трекеру максимальний струм MPP=26 A не рекомендується встановлювати більше 2-х паралельно з'єднаних сонячних батарей. Оскільки при паралельній обв'язці струми сумуються.

### Максимальна напруга в колі

На відміну від струму напруга, що видається сонячною батареєю, збільшиться при падінні температури панелі. Розрахунки проводять для граничної температури батареї рівної -25 ° C. Теоретично більш висока напруга буде мати місце при подальшому падінні температури, однак на практиці зимою практично неможливо отримати температуру на сонячному модулі менш

ніж  $-25^{\circ}\text{C}$  в умовах необхідної освітленості для початку генерації енергії. При розрахунку максимальної напруги враховуються: напруга холостого ходу, температурний коефіцієнт  $\beta_T$ .

Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(T_r)} = U_{OC} * \left(1 + \frac{(T_r - 25)\beta_T}{10}\right) \quad (2.12)$$

де  $U_{OC(T_r)}$  — значення напруги при температурі —  $-40^{\circ}\text{C}$ ;

$U_{OC}$  — напруга холостого ходу (45,3 В);

$T_r$  — мінімальна робоча температура ( $-40^{\circ}\text{C}$ );

$\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля ( $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$ )

Отже:

$$U_{OC(T_r)} = 45,3 \cdot (1 + (-40 - 25) \cdot (-0,34 / 100)) = 55,31 \text{ В}$$

Грунтуючись на цьому значенні, ми можемо підрахувати кількість модулів в стрінгу, з'єднаних послідовно.

$$N_{max} \leq U_{DC\ max} / U_{OC(T_r)} \quad (2.13)$$

де  $U_{DC\ max}$  — максимально допустиме значення напруги на вході перетворювача.

$$N_{max} \leq 1100 / 55,31 = 22,04$$

Округляючи до цілого числа в менший бік, отримаємо, що в один стрінг можна установити до 22 сонячних батарей.

Приклад з'єднання фотоелектричних модулів наведено на схемі. (рис.2.5)

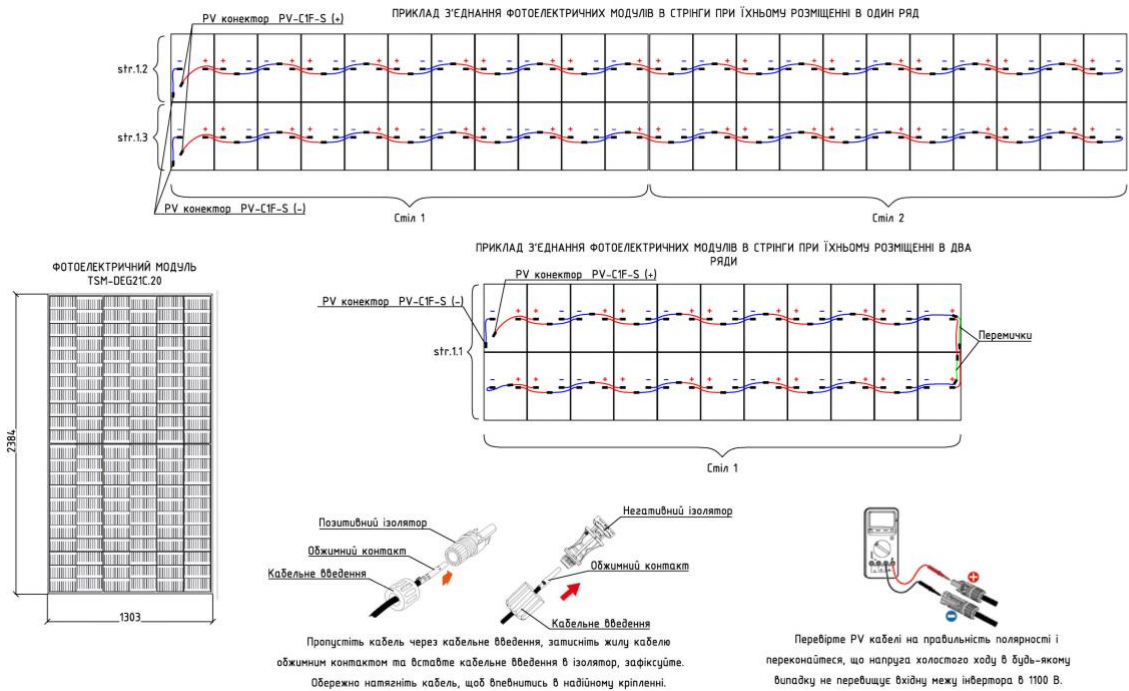


Рисунок 2.5 – приклад з'єднання фотоелектричних модулів

Розрахунок мінімальної кількості модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інвертора

Кожний інвертор має мінімальну напругу на вході, в нашому випадку це 200 В.

В свою чергу, модулі досягають мінімальної робочої напруги при граничній температурі 85° С. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору. В цьому випадку використовуються формули:

$$U_{OC(T_{max})} = U_{OC} * \left(1 + \frac{(Tr-25)\beta_T}{100}\right), \quad (2.14)$$

$$N_{min} \geq U_{DC\ start} / U_{OC(T_{max})}$$

де  $U_{OC(T_{max})}$  — напруга при максимальній температурі 85 ° С;

$U_{OC}$  — напруга холостого ходу (45,3 В);

$T_{max}$  — максимальна робоча температура (85 ° С);

$\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля (-0,34 %/К);

$N_{min}$  — мінімальна кількість сонячних батарей;

$U_{dcstart}$  — подаваєма початкова напруга (400 В).

$$U_{oc(Tmax)} = 45,3 \cdot (1 + (85 - 25) \cdot (-0,34 / 100)) = 36,05 \text{ В}$$

$$N_{min} \geq 400 / 36,05 = 11,09$$

Приймаємо найближче ціле значення в більший бік, таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 11 модулів в один стрінг.

Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням МРР трекера інвертора

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи МРР трекера. В нашому випадку цей діапазон в межах: 200-1000 В.

При визначенні кількості модулів, що підключені до одного входу МРР, необхідно визначити кількість панелей, при чому все коло буде генерувати напругу в робочому діапазоні МРРТ при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної батареї для умов МРРТ, при цьому максимальне значення напруги підраховується при  $-40^\circ \text{C}$  та мінімальне значення при  $+85^\circ \text{C}$ . На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

$$U_{MPP(Tmax)} = U_{MPP(STC)} \cdot \left(1 + \frac{(Tmax-25)\beta_T}{100}\right), \quad (2.15)$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP(Tmax)} \geq U_{DC min}$$

де  $U_{MPP(Tmax)}$  — напруга сонячної батареї при  $85^\circ \text{C}$ ;

$U_{MPP(stc)}$  — оптимальна напруга МРРТ (37,5 В);

$T_{max}$  — максимальна робоча температура ( $85^\circ \text{C}$ );

$\beta_T$  — індекс температури модуля ( $-0,34\%/^\circ \text{C}$ );

$N_{min}$  — мінімальна кількість модулів в стрінзі;

$U_{dc min}$  — мінімальне значення МРРТ інвертора (200 В);

$$U_{MPP(Tmax)} = 37,5 \cdot (1 + (85-25) \cdot (-0,34 / 100)) = 29,85 \text{ В}$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP(Tmax)} \geq 200$$

Таким чином:

$$N_{min} \geq 200 / 29,85 = 2,95$$



Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 3 модулів у стрінг для оптимальної роботи MPPT інвертора.

Перевірка сумарної кількості сонячних модулів з урахуванням номінальної потужності інвертора

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні батареї сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора для оптимальної роботи перетворювача. В нашому випадку інвертор має номінальну вихідну потужність  $P_{ac,r} = 100$  кВт. Таким чином, оптимальне значення сумарної потужності сонячних батарей знаходиться в діапазоні 80-120 кВт.

Іноді виробники допускають і більшу кількість сонячних панелей з співвідношенням до 1,6. Таке підключення може бути виправдано у випадку підключення кіль панелей з різним орієнтуванням відносно півдня, наявністю ділянок з затіненням та/або в регіонах з низькою сонячною інтенсивністю. Проектуючи систему з таким перевантаженням, слідуює переконатися, що виробник допускає такий варіант і що інвертор не втратить гарантію при такому виді монтажу.

Розрахуємо кількість модулів згідно з рекомендуємим діапазоном:

$$P_{ac,r} \cdot 0.8 / P_{mpp} \leq N_{sum\ gen} \leq P_{ac,r} \cdot 1.2 / P_{mpp} \quad (2.16)$$

де  $P_{ac,r}$  — номінальна потужність інвертора (100000 Вт).

Отримані значення округляєм до найближчого цілого числа в більшу сторону для мінімального значення, і в меньшу сторону для максимального значення:

$$100000 \cdot 0.8 / 645 \leq N_{sum\ gen} \leq 100000 \cdot 1.2 / 645$$

$$124 \leq N_{sum\ gen} \leq 193$$

Таким чином, оптимальна кількість сонячних батарей повинна бути в діапазоні від 124 до 193 шт.

Згідно з розрахунками, до інвертора рекомендується приєднувати від 124 до 186 сонячних батарей Trinasolar TSM-645DEG21C.20. При цьому в одному стрінгу повинно бути від 6 до 22 панелей приєднаних послідовно. Приймаємо 1550 панелей, по 22 на вхід (65 стрінгів по 22 панелі). На один інвертор 22 панелі. До установки приймаємо 8 інверторів типу SUN2000-100KTL-M1.

Наведено схему підключення фотоелектричних модулів до інверторів. (рис. 2.6)

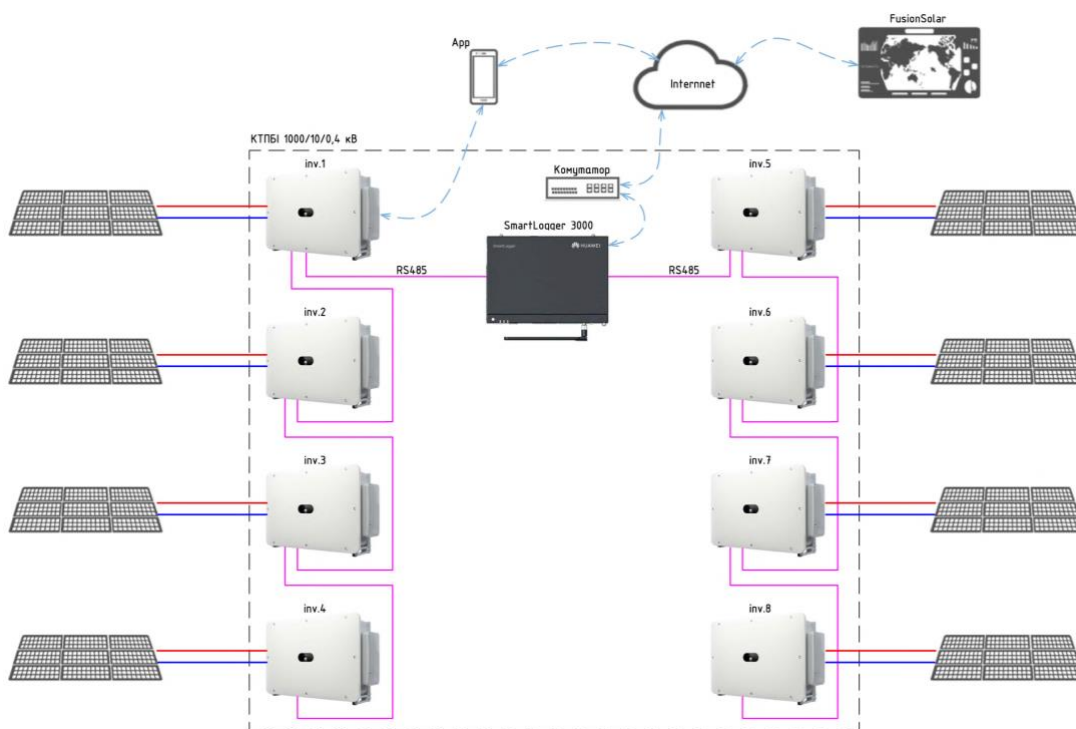


Рисунок 2.6 – схематичне зображення фотоелектричних модулів підключених до інверторів

Фотоелектричні модулі одного стрінгу повинні розміщуватись в одній площині (допускається з'єднувати фотоелектричні модулі верхнього і нижнього ряду в випадку непарної кількості столів в ряду).

З'єднання фотоелектричних модулів в стрінг виконується через один модуль для зменшення довжини PV кабелю.

Фотоелектричні модулі стрінгу, через один, встановлюються «догори ногами» (для забезпечення з'єднання заводськими виводами).

PV кабелі укладаються в конструкції столу, його кріплення поліамідними стяжками виконувати з кроком 0,5-0,7 м.

Кріплення PV кабелів до конструкції здійснювати з використанням поліамідних стяжок.

Прокладку PV кабелів в траншеях виконувати в трубах гнучких двостінних. Місця вводу кабелів в трубу гідроізолювати термоусаджувальною трубкою.

## 2.4 Перевірочний розрахунок кабельних ліній постійного струму

До установки приймаємо кабель постійного струму типу струму PV1-F 1x6 мм<sup>2</sup>. Кабель з мідною лудженою багатодротяною жилою, з ізоляцією та оболонкою зі спеціальних зшитих полімерів, стійкий до ультрафіолетового випромінювання, азону, агресивних погодних умов і гідролізу на номінальну напругу 1500 В. За визначеним місцем розташування інвертора розраховується довжина кабелю постійного струму від виводів кожної збірки до інвертора з урахуванням визначених проектом переходів та опусків та із забезпеченням запасу кабелю в 1%.

Складається кабельний журнал, у якому відображається довжина кабельної мережі в напрямку від окремого столу до інвертора.

Після цього виконується розрахунок сумарної довжини мережі постійного струму та є можливістю оцінки втрат електричної енергії в мережі конкретного інвертора.

При перевірці розрахунку кабельних ліній постійного струму PV1-F 1x6 мм<sup>2</sup> здійснюють перевірку на відповідність допустимій напруги, максимального струму стрінгу та падіння напруги в кінці лінії.

Проведемо перевірку на відповідність допустимій напруги PV кабелю напрузі стрінгу при температурі навколишнього середовища

-15°C:

$$U_{-15^{\circ}\text{C}} \leq U_{\text{доп.каб.}}, \quad (2.17)$$

$$1097 \leq 1500 \text{ В}$$

Обраний кабель відповідає напрузі стрінгу при температурі навколишнього середовища  $-15^{\circ}\text{C}$

Проведемо перевірку кабелю на відповідність струму короткого замикання стрінгу:

$$I_{\text{стр.кз}} \leq I_{\text{каб}} \quad (2.18)$$

$$I_{\text{каб}} = k_1 * k_2 * I_{\text{доп.}} \quad (2.19)$$

де  $k_1$  – понижуючий коефіцієнт від прокладки кабелів в пучку (0,75);

$k_2$  – понижуючий коефіцієнт від впливу оточуючого середовища (0,58);

$I_{\text{доп}}$  – допустимий струм PV кабелю, А.

$$I_{\text{каб}} = 0,75 * 0,58 * 55 = 23,93 \text{ А}$$

$$19,52 \leq 23,93 \text{ А}$$

Обраний кабель проходить перевірку на струм короткого замикання стрінгу.

## 2.5 Вибір перетину кабельних ліній 0,4 кВ

Кабельні мережі 0,4 кВ перевіряються за допустимим тривалим струмом навантаження, робочою напругою.

Для перевірки обираємо кабельну лінію inv.1 (інші кабельні мережі змінного струму розраховуються за аналогічною методикою).

Умови прокладання: у траншеї на глибині 0,7 м

Перевірка за робочою напругою:

Номінальна напруга кабелю  $U_{\text{ном.к}}$  повинна бути не меншою напруги мережі  $U_{\text{ном.м}}$ :

$$U_{\text{ном.к}} \geq U_{\text{ном.м}} \quad (2.20)$$

Перевірка кабелю за тривало допустимим струмовим навантаженням:

Кабель проходить перевірку, якщо виконується вимога:

$$I_p \leq I_{\text{доп.к}} \quad (2.21)$$

де  $I_p$  – робочий струм в лінії;

$I_{\text{доп.к}}$  – фактичний тривало допустимий струм, А.

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (2.22)$$

де  $P_p$  – максимальна розрахункова потужність, що передається, кВт;

$U$  – номінальна лінійна напруга, В;

$\cos \varphi$  – кут зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності інвертора)

До установки приймаємо кабель АПВВГ 3x95+1x50 мм<sup>2</sup> з ізоляцією із ПВХ пластикату, прокладеного на конструкціях, допустимий струм  $I_{доп}$  становить 197 А.

Перевірка виконання умови:

$$145,8 \leq 197 \text{ А} \text{ – умова виконується}$$

Перевірка кабелів змінного струму за падінням напруги:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_m \cdot l \cdot 100}{U_n} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \quad (2.23)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 145,8 \cdot 0,7 \cdot 100}{380} (0,12 \cdot 1) = 3,8\%$$

де  $I_m$  – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 кВ, А (в нашому випадку – це струм, який знаходиться за номінальною потужністю інвертора);

$l$  – довжина лінії, км;

$r_0$  – питомий опір лінії, Ом/км (паспортні дані вибраного кабелю);

Можна знехтувати складовою, яка містить  $\sin \varphi$ , оскільки режим роботи мережі характеризується активним навантаженням з  $\cos \varphi$  близьким до одиниці.

## 2.6 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів

У даному проєкті передбачено проектування сонячної електростанції сумарною потужністю  $P$ , МВт, яка складається із полів(поля) зі встановленою потужністю  $P_{поля}$ .

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) вибраного типу.

ФЕМ послідовно з'єднуються кабелями постійного струму (PV кабелями) перерізом  $1 \times 6 \text{ мм}^2$  в збірки по  $N_{стр}$  сонячних модулів.

Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів передається до інверторів постійного струму в змінний вибраного типу.

Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АВВГ, перерізом жил  $3 \times 95 + 1 \times 50 \text{ мм}^2$  передається до КТП 0,4/(6-35) кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю  $S_{ном.т}$ , кВА.

Вибір номінальної потужності КТП доцільно виконувати із діапазону:

$S_{ном.т} = 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 \text{ кВА}$  та передбачати номінальний коефіцієнт завантаження трансформаторів, близький до 0,85-0,95. Переваги слід надавати маслонаповненим трансформаторам типу ТМ вітчизняного чи закордонного виробництва.

Вибір оптимальної потужності та кількості трансформаторів є задачею, вирішення якої вимагає розгляду кількох варіантів щодо прийняття номінальної потужності та їх техніко-економічного обґрунтування шляхом порівняння капітальних та експлуатаційних витрат.

Також кількість та потужність встановлюваних КТП залежить від конфігурації земельної ділянки під спорудження ФЕС та поділ ділянки на відповідні «поля» з їх підключенням до окремої КТП.

На сьогодні в нормативній документації щодо спорудження ФЕС є вимога щодо забезпечення обмеження генерації від сонячних станцій для післяаварійних режимів роботи централізованої мережі до 50%.

Тому доцільно по можливості встановлювати не менше двох КТП, що спростить реалізацію відповідного обмеження простим відключенням частини електроустановки.

$$N_T = \frac{P_{ФЕС}}{0,9S_{нт}} = \frac{800}{0,9 \cdot 1000} = 0,88 = 1 \text{ тр}, \quad (2.24)$$

До установки приймаємо КТПБІ 1000/10/0,4 кВ- комплектна трансформаторна підстанція закритого виконання інверторна з трансформатором ТМГ 1000 кВА.

На рисунку 2.7 наведена схема розташування інверторів в КТПБІ 1000/10/0,4

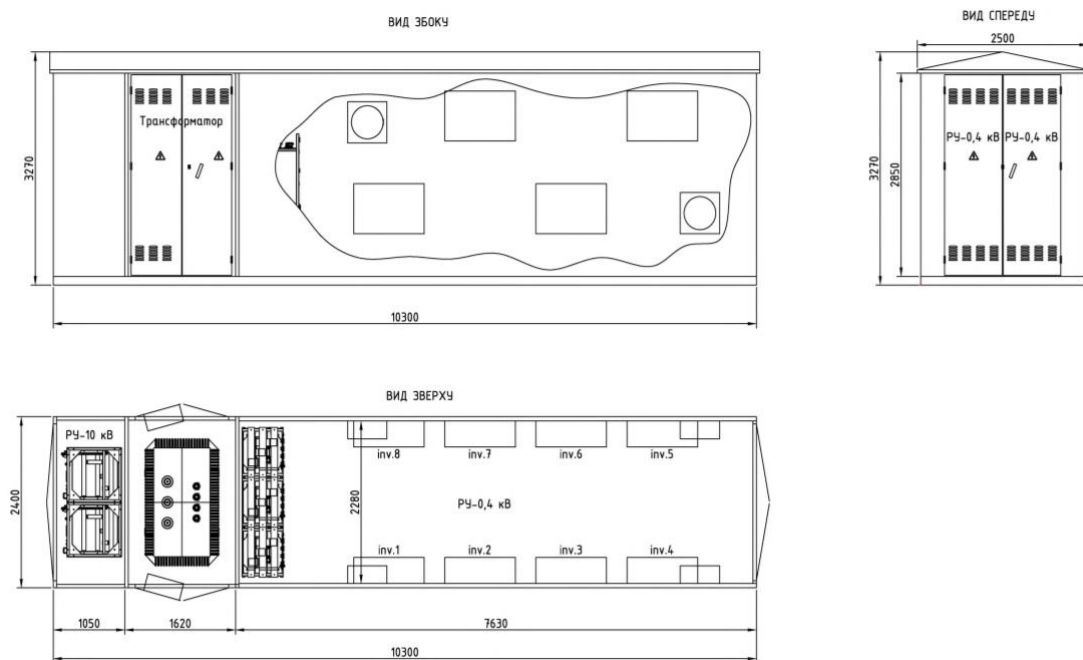


Рисунок 2.7 - схема розташування інверторів в КТПБІ 1000/10/0,4

## 2.7 Функціонування інверторного обладнання

Контролер інверторного обладнання виконує наступні функції автоматики та захисту (згідно керівництва по експлуатації):

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;

- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення Встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;
- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги електророзподільної мережі;
- в після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

Контролер інверторного обладнання виконує функції синхронізації з мережею, контроль параметрів якості напруги, релейного захисту при нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи. В нормальному режимі інверторне обладнання вмикається в роботу автоматично за наявності відповідної інтенсивності освітлення та наявності напруги в мережі, синхронізуючись з її параметрами. При аварійних ситуаціях і зниженні напруги в мережі інверторне обладнання відключається.

До установки прийнято пристрій моніторингу роботи фотоелектричної станції типу Huawei SmartLogger3000A03EU, який встановлено в ЩВП.(рис. 2.8)





Рисунок 2.8 – пристрій моніторингу роботи фотоелектричної станції Huawei SmartLogger3000A03EU

Таким чином, встановлене на СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному включенню в мережу.

## 2.8 Перевірочний розрахунок кабельної лінії 10 кВ

Проектом передбачено будівництво КЛ-10кВ КТПБІ- ком. ПС-35/10кВ. Для прокладки прийнято кабель марки АПвЕгаПу-20.

Кабельні лінії-10кВ обрані з застосуванням одножильного силового кабелю з алюмінієвою струмопровідною жилою ізоляцією із зшитого поліетилену, повздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою із поліетилену типу 3хАПвЕгаПу-20 «Завод Південкабель», клас напруги 20кВ.

Вихідні дані

$U = 10$  кВ – напруга в мережі;

$I = 50$  А ( $800 / \sqrt{3} * 10 * 0,92$ ) = 50 А – допустиме навантаження;

$I_{к.з.} = 2,151 \text{ кА}$  – струм КЗ тах режим на шинах 10кВ ПС 35/10кВ;

$t_n = 1 \text{ с}$  – повний час тривалості короткого замикання.

### Перевірочний розрахунок КЛ-10кВ

#### Перевірка кабелю по тривалодопустимому струмовому навантаженню

Розрахуємо допустимий струм для кабелю АПВЕгаПу-12/20 з урахуванням умов фактичного прокладання кабелю. Розрахунок виконуємо згідно СОУ-Н МЕВ СОУ-Н МЕВ 401-37471933-49.2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ" зі змінами від 2017 з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

Для перевірки оберемо кабелі з перерізом струмопровідної жили та 35 мм<sup>2</sup> та 50 мм<sup>2</sup>.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "у трикутник". Відповідно до таблиці 13.35 Глави 13 ПУЕ [2] тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю у стандартних умовах становить для перерізу 35 мм<sup>2</sup>-129 А, для перерізу 50 мм<sup>2</sup>-152 А. Тривалий депустимий струм в амперах для заданих умов прокладання кабелю розраховуємо з урахуванням поправочних коефіцієнтів:  $K_1$  (таблиця 8.7),  $K_2$  (таблиця 8.10),  $K_3$  (таблиця 8.11),  $K_4$  (таблиця 8.16),  $K_5$  коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження (рисунок 1.3.1 Глави 13 ПУЕ) при  $m=1$

$$I_{\phi} = I_c * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_m \quad (2.25)$$

$$I_{\phi 35} = 129 * 0,98 * 0,96 * 1,16 * 1,0 * 1,0 = 141 \text{ А}$$

$$I_{\phi 50} = 152 * 0,98 * 0,96 * 1,16 * 1,0 * 1,0 = 166 \text{ А}$$

#### Перевірка виконання умови:

для кабелю 35 мм<sup>2</sup> 50 А < 141 А - умова виконується

для кабелю 50 мм<sup>2</sup>: 50 А < 166 А - умова виконується

б) для ділянки КЛ, прокладеної в траншеї в окремих трубах.

Відповідно до таблиці 1.33.5 Глави 1.3 ПУЕ [1] тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю у стандартних умовах в окремих трубах становить для перерізу та 35 мм<sup>2</sup> - 129 А, для перерізу 50 мм<sup>2</sup> - 152 А. Тривалий допустимий струм в амперах для заданих умов прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів.  $K_1$  (таблиця 8.6),  $K_2$  (таблиця 8.8),  $k_3$  (таблиця 8.10),  $K_4$  (таблиця 6.11),  $k_5$  (таблиця 8.18),  $K_m$  коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження (рисунок 13.1 Глави 1.3 ПУЕ) при  $m=1$

$$I_{\phi} = I_c * k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_m \quad (2.26)$$

$$I_{\phi 35} = 129 * 0,918 * 0,98 * 0,96 * 1,16 * 1,0 * 1,0 = 129 \text{ А}$$

$$I_{\phi 50} = 152 * 0,919 * 0,98 * 0,96 * 1,16 * 1,0 * 1,0 = 152 \text{ А}$$

Перевірка виконання умови:

для кабелю 35 мм<sup>2</sup> 50 А < 129 А - умова виконується

для кабелю 50 мм 50 А < 152 А - умова виконується

б) для кабелю прокладеного в повітрі (по конструкціям)

Відповідно до таблиці 13.35 Глави 1.3 ПУЕ тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю в стандартних умовах становить для перетину 35 мм<sup>2</sup> - 185 А, для 50 мм<sup>2</sup> - 222 А Тривалий допустимий струм в амперах для заданих умов прокладання кабелю розраховуємо з урахуванням поправочних коефіцієнтів  $K_{зп}$  (таблиця 8.9),  $K_7$  (таблиця 8.20),  $K_m$  - коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження (рисунок 1.3.1 Глави 13 ПУЕ) при  $m=1$

$$I_{\phi} = I_c * k_1 * k_{зп} * k_7 * k_m \quad (2.27)$$

$$I_{\phi} = 185 * 1,04 * 1,0 * 1,0 = 193 \text{ А}$$

$$I_{\phi} = 222 * 1,04 * 1,0 * 1,0 = 231 \text{ А}$$

Перевірка виконання умови

для кабелю 35 мм<sup>2</sup> 50 А < 193 А - умова виконується

для кабелю 50 мм<sup>2</sup>: 50 А < 231 А - умова виконується

ВИСНОВОК: Виконано перевірку кабельних ліній з перерізом  $35\text{мм}^2$ . Довжина прокладки кабелю у трубі менше 10 м (п. 7.6 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011), тому розрахунками п. б) можна знехтувати. Як результат, за допустимим тривалим струмом навантаження кабельних ліній з урахуванням умов фактичного прокладання переріз обраних кабелів з алюмінієвими жилами задовольняє вимоги.

Приймаємо кабель перерізом  $35\text{мм}^2$ .

### 3.2 Перевірка екрану кабелю на термічну стійкість струму короткого замикання

Кабель обрано правильно, якщо виконується умова:

$$I_{\text{к.з.3ф}} < I_{\text{к.з.ж}} \quad (2.28)$$

$$I_{\text{к.з.ж}} = I_{\text{к.з.табл.}} / \sqrt{t_n}$$

де  $I_{\text{к.з.3ф}}$  - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{\text{к.з.ж}}$  - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю;

$t_n$  - повний час тривалості короткого замикання;

$I_{\text{к.з.табл.}}$  - допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу жил  $35\text{мм}^2$

$$I_{\text{к.з.ж}} = 3,3 / \sqrt{1} = 3,3\text{ кА}$$

Перевірка виконання умови:

$$2,151\text{ кА} < 3,3\text{кА} - \text{умова виконується}$$

ВИСНОВОК: Обраний кабель з перерізом жили  $35\text{мм}^2$  у заданих умовах забезпечує безпечне протікання струмів КЗ до спрацювання апаратів захисту РЗА без негативних наслідків для кабельної лінії.

Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану

Відповідно до ПУЕ-2017 п. 2.3.121 оберемо та перевірено переріз екрану, який спроможний витримати струм 2ф КЗ.

Переріз екрану обрано правильно, якщо виконується умова:

$$I_{к.з.2\phi} < I_{к.з.е} \quad (2.29)$$

$$I_{к.з.2\phi} = I_{к.з3\phi} * 0,87$$

$$I_{к.з.е} = I_{к.з.табл.е.} / \sqrt{t_n} \quad (2.30)$$

де  $t_n$  - повний час тривалості короткого замикання;

$I_{к.з3\phi}$  - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{к.з.табл.е.}$  - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с. найгірше значення)

$$I_{к.з.2\phi} = 2,151 * 0,87 = 1,87 \text{ кА}$$

З таблиці 8.39 (СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011) виберемо потрібний переріз мідного екрану та порівняймо його з врахуванням часу спрацювання систем РЗА.

Таблиця 2.2 - Допустимі струми короткого замикання по мідних екранах кабелів

Переріз екрана, мм <sup>2</sup>	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Допустимий струм КЗ, кА	3,3	5,1	7,1	10,2	14,2	19,3	24,4	30,4	37,5	48,7	60,8

$$I_{к.з.е} = 5,1 / \sqrt{1} = 5,1 \text{ кА}$$

Перевірка виконання умови

$$1,87 \text{ кА} < 5,1 \text{ кА} - \text{умова виконується}$$

**ВИСНОВОК:** На підставі результатів перевірки кабелю 20 кВ по допустимому струму короткого замикання по екрану за номінальний переріз екрану приймаємо 25 мм<sup>2</sup>.

Розрахунок падіння напруги

Розрахунок падіння напруги в КЛ зумовлений необхідністю дотримання в процесі експлуатації електричних мереж зазначеного класу номінальної напруги

вимог діючих в Україні стандартів ДСТУ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014 щодо якості електричної енергії за допустимими відхиленнями напруги та забезпечення економічності функціонування цієї мережі. Граничне значення падіння напруги в нормальному режимі не повинне перевищувати 5%.

$$\Delta U = I_p * Z_k, \quad (2.31)$$

де,  $I_p$  - розрахунковий струм в мережі;

$Z_k$  - повний опір кабельної лінії.

$$Z_k = \sqrt{r_k^2 + x_k^2}, \quad (2.32)$$

$$r_k = r_o * L, \quad (2.33)$$

$$x_k = x_o * L, \quad (2.34)$$

де  $r_o$  - питомий активний опір;

$x_o$  - питомий реактивний опір;

$r_k$  - активний опір кабельної лінії;

$x_k$  - реактивний опір кабельної лінії.

Розрахунок падіння напруги зведемо в таблицю 2.3

Таблиця 2.3 – Падіння напруги

№ КЛ	U лінійна напруга	Довжина КЛ	$I_p$ робочий струм	$r_k$ активний опір КЛ	$x_k$ реактивний опір КЛ	$Z_k$ повний опір КЛ	$\Delta U$ падіння напруги	Падіння напруги
	В	км	А	Ом	Ом	Ом	В	%
КЛ-1	10000	0,095	50	0,10	0,0152	0,1068	5,3411	0,0534

Перевірка виконання умови

КЛ-1 = 0,0534% < 5%.

**ВИСНОВОК:** Умова виконується, падіння напруги не перевищує 5%.

## 2.9 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання ПС 35/10 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

1. Розрахункова напруга – 37 кВ
2. Струми КЗ на шинах 35 кВ ПС 35/10 кВ:
  - в максимальному режимі роботи системи (живлення від ПС «ДСК») – 2134 А;
  - в мінімальному режимі роботи системи ( живлення від ПС «Прядільна») -872 А.

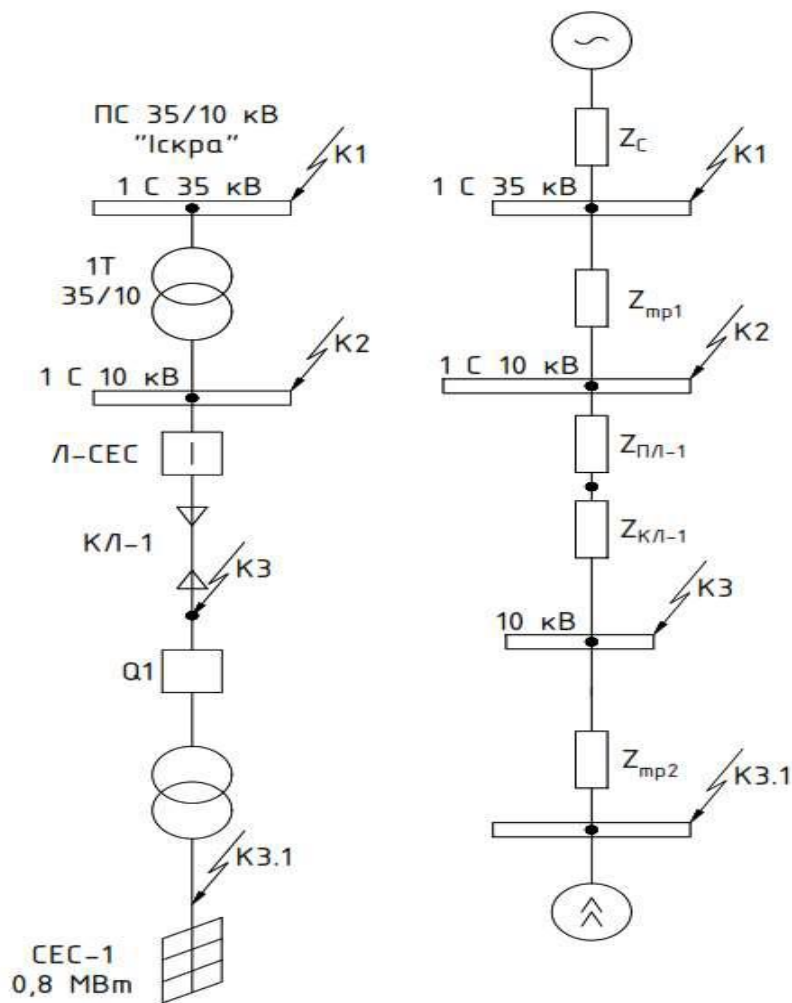


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема струму КЗ та схема заміщення

Опір системи в максимальному режимі:

$$X_{c.max} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^3}, \text{ Ом}, \quad (2.35)$$

$$X_{c.max} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 2,134} = 10,02 \text{ Ом},$$

Опір системи в мінімальному режимі:

$$X_{c.min} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * I_{кз}^3}, \text{ Ом}, \quad (2.36)$$

$$X_{c.min} = \frac{37}{\sqrt{3} * 0,872} = 24,53 \text{ Ом},$$

Розрахунок СКЗ існуючої мережі ПС 35/10 (трансформатор ТМН-2500-35)

Опір трансформатора з урахуванням положення РПН в тах положенні.

Регулювання напруги трансформатора на стороні ВН +/- 6x1,5%

Розрахунок опору існуючого трансформатора ТМН-2500-35

$$X_{тр.макс.} = \frac{U_{к.макс}(U_{ср.ВН}(1+\Delta U_{рпн}))^2}{100 * S_{н.тр}}, \text{ Ом} \quad (2.37)$$

$$X_{тр.макс.} = \frac{6,5 * (35(1+0,09))^2}{100 * 2,5} = 37,8 \text{ Ом}$$

Опір трансформатора з урахуванням положення РПН в тіп в положенні :

$$X_{тр.мін.} = \frac{U_{к.мін}(U_{ср.ВН}(1-\Delta U_{рпн}))^2}{100 * S_{н.тр}}, \text{ Ом} \quad (2.38)$$

$$X_{тр.мін.} = \frac{6,5 * (35(1-0,09))^2}{100 * 2,5} = 26,3 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в розрахунковій точці К2:

Максимальний струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ, приведений о сторони ВН

$$I_{кзmax}^3 = \frac{U_H}{(\sqrt{3}) * \Sigma_{хкз}}, \text{ А} \quad (2.39)$$

$$I_{кзmax}^3 = \frac{37,0 * 1000}{(\sqrt{3}) * (10,02 + 26,3)} = 588 \text{ А},$$

Максимальний струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ приведений до сторони НН

$$I_{кзmax}^3 = \frac{588 * 35,0}{11} = 1871 \text{ А}$$

Мінімальний струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ, приведений до сторони ВН

$$I_{кзмін}^3 = \frac{U_H}{(\sqrt{3}) * \Sigma_{хкз}}, \text{ А} \quad (2.40)$$

$$I_{кзмін}^3 = \frac{37,0 * 1000}{(\sqrt{3}) * (24,53 + 37,8)} = 342 \text{ А},$$



Мінімальний струм трифазного КЗ на шинах 10кВ, приведений до сторони НН

$$I_{\text{кзмін}}^3 = \frac{342 \cdot 35,0}{11} = 1088 \text{ А}$$

Розрахунок СКЗ мережі ПС 35/10 кВ з урахуванням установки нового трансформатора ТМН-4000-35

Опір трансформатора з урахуванням положення РПН в тах положенні.

Регулювання напруги трансформатора на стороні ВН +/- 6x1,5%

Розрахунок опору існуючого трансформатора ТМН-4000-35

$$X_{\text{тр.макс.}} = \frac{U_{\text{к.макс}}(U_{\text{ср.ВН}}(1+\Delta U_{\text{рпн}}))^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}}, \text{ Ом} \quad (2.41)$$

$$X_{\text{тр.макс.}} = \frac{6,5 \cdot (35(1+0,09))^2}{100 \cdot 4,0} = 30,1 \text{ Ом}$$

Опір трансформатору з урахуванням положення РПН в тіп в положенні :

$$X_{\text{тр.мін.}} = \frac{U_{\text{к.мін}}(U_{\text{ср.ВН}}(1-\Delta U_{\text{рпн}}))^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}}, \text{ Ом} \quad (2.42)$$

$$X_{\text{тр.мін.}} = \frac{6,5 \cdot (35(1-0,09))^2}{100 \cdot 4,0} = 21,56 \text{ Ом}$$

Опір лінії ПЛ-1:

3хСПП-3-20 1х35 мм<sup>2</sup>, L= 0,017 км, x<sub>0</sub>=0,079Ом/км, r<sub>0</sub>= 1,26 Ом/км;

$$r_{\text{ПЛ-1}} = r_0 \cdot L = 0,021 \text{ Ом}, \quad (2.43)$$

$$x_{\text{ПЛ-1}} = x_0 \cdot L = 0,0013 \text{ Ом} \quad (2.44)$$

Опір лінії КЛ-1:

3хАПВЕгаПу-12/20 1х35мм<sup>2</sup>, L= 0,081 км, x<sub>0</sub>=0,146Ом/км, r<sub>0</sub>= 1,113 Ом/км

$$r_{\text{КЛ-1}} = r_0 \cdot L = 0,09 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{КЛ-1}} = x_0 \cdot L = 0,012 \text{ Ом}$$

Опір трансформатора СЕС:

$$Z_{\text{тр1}} \approx X_{\text{тр1}} = \frac{U_k}{100} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{100} = \frac{6}{100} \cdot \frac{10,5^2}{100} = 6,6 \text{ Ом} \quad (2.45)$$

Струм КЗ в розрахунковій точці К2:

Максимальний струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ, приведений о сторони ВН

$$I_{\text{кзмаx}}^3 = \frac{U_{\text{н}}}{(\sqrt{3}) * \Sigma_{\text{хкз}}}, \text{ А} \quad (2.46)$$

$$I_{\text{кзмаx}}^3 = \frac{37,0 * 1000}{(\sqrt{3}) * (10,02 + 21,56)} = 676 \text{ А},$$

Максимальний струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ приведений до сторони НН

$$I_{\text{кзмаx}}^3 = \frac{676 * 35,0}{11} = 2151 \text{ А}$$

Мінімальний струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ, приведений до сторони ВН

$$I_{\text{кзмін}}^3 = \frac{U_{\text{н}}}{(\sqrt{3}) * \Sigma_{\text{хкз}}}, \text{ А} \quad (2.47)$$

$$I_{\text{кзмін}}^3 = \frac{37,0 * 1000}{(\sqrt{3}) * (24,53 + 30,1)} = 391 \text{ А},$$

Мінімальний струм трифазного КЗ на шинах 10кВ, приведений до сторони НН

$$I_{\text{кзмін}}^3 = \frac{391 * 35,0}{11} = 1244 \text{ А}$$

Розрахунок струму короткого замикання в точці КЗ

Опір системи в максимальному режимі:

$$Z_{\text{тр1}} \approx X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} * I_{\text{кз}}^3} = \frac{10,5}{\sqrt{3} * 2,151} = 2,82 \text{ Ом} \quad (2.48)$$

Опір системи в мінімальному режимі:

$$Z_{\text{тр1}} \approx X_{\text{с}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} * 1,244} = 4,87 \text{ Ом}$$

Сумарний опір до точки КЗ в максимальному режимі:

$$\Sigma Z_{\text{кзз}} = \sqrt{(r_{\text{пл-1}} + r_{\text{кл-1}})^2 + (x_{\text{с}} + x_{\text{пл-1}} + x_{\text{кл-1}})^2}, \text{ Ом} \quad (2.49)$$

$$\Sigma Z_{\text{кзз}} = \sqrt{(0,021 + 0,09)^2 + (2,82 + 0,0013 + 0,012)^2} = 2,84 \text{ Ом}$$

Сумарний опір до точки КЗ в мінімальному режимі:

$$\sum Z_{K33} = \sqrt{(0,021 + 0,09)^2 + (4,87 + 0,0013 + 0,012)^2} = 4,89 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в розрахунковій точці КЗ:

$$I_{K3(1)\text{макс}}^3 = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sum Z_{K33}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2,84} = 2135 \text{ А,}$$

$$I_{K3(1)\text{мін}}^3 = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sum Z_{K33}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 4,89} = 1240 \text{ А,}$$

Розрахунок струму короткого замикання в точці КЗ.1

Сумарний опір до точки КЗ.1 в максимальному режимі:

$$\sum Z_{K33} = \sqrt{(r_{\text{пл-1}} + r_{\text{кл-1}})^2 + (x_{\text{тр1}} + x_{\text{с}} + x_{\text{пл-1}} + x_{\text{кл-1}})^2}, \text{ Ом}$$

$$\sum Z_{K33} = \sqrt{(0,016 + 0,067)^2 + (2,82 + 0,005 + 0,011 + 6,6)^2} = 9,436 \text{ Ом}$$

Сумарний опір до точки КЗ.1 в мінімальному режимі:

$$\sum Z_{K33} = \sqrt{(0,016 + 0,067)^2 + (4,87 + 0,005 + 0,011 + 6,6)^2} = 11,486 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в розрахунковій точці КЗ.1:

$$I_{K3.1(1)\text{макс}}^3 = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sum Z_{K33}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 9,436} = 642 \text{ А,}$$

$$I_{K3.1(1)\text{мін}}^3 = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sum Z_{K33}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 11,486} = 528 \text{ А,}$$

Струм питомий зі сторони СЕС:

$$I_{\text{кСЕС}}^3 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{0,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,044 \text{ кА} - \text{є незначним і в розрахунках не враховується.}$$

Таблиця 2.4 – Розрахунок струмів КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{кз.макс}}^3$ , А	$I_{\text{кз.мін}}^3$ , А
К1	2134	872
Існуючий трансформатор ТМН-2500-35		
К2 (приведений до сторони ВН 35 кВ)	588	342

## Продовження таблиці 2.4

К2 (приведений до сторони НН 10 кВ)	1871	1088
Новий трансформатор ТМН-4000-35		
К2 (приведений до сторони ВН 35 кВ)	676	391
К2 (приведений до сторони НН 10 кВ)	2151	1244
КЗ	2135	1240
КЗ.1	642	528

Розрахунок уставок спрацьовування захистів для вимикача лінії Л-87 (СЕС)

I ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою:

- відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформатора КТП 0,4/10 кВ на СЕС, при постановці лінії під напругу.

Максимальна величина струму при включенні може скласти

$$I_{\text{БТН}} = (3 \div 5) * I_{\text{ном.тр.}} \quad (2.50)$$

$$I_{\text{БТН}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10,5} = 55 \text{ А}$$

Струм спрацьовування ступеня:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}} * I_{\text{БТН}} = 1,2 * (3 \div 5) * 55 = 198 \div 330 \text{ А} \quad (2.51)$$

- відстроювання від максимального струму трифазного КЗ на шинах Н, приведенного до напруги 10 кВ:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}} * I_{\text{кз.1 макс}}^3 \quad (2.52)$$

де  $k_{\text{від}} = 1,1$  – коефіцієнт відстройки захисту;

$I_{\text{кз.1 макс}}^3$  – максимальний струм трифазного короткого замикання в точці КЗ.1 на шинах НН СЕС, приведений до сторони 10 кВ;

$$I_{\text{с.з.}} = 1,1 * 642 = 706 \text{ А}$$

Приймаємо  $I_{с.з.} = 720$  А

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{сх} * I_{с.з.}}{k_{тт}} = \frac{1 * 720}{150/5} = 24 \text{ А} \quad (2.53)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ СЕС в мін режимі роботи системи:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз(2)мін}^2}{I_{с.з.}} = \frac{0,866 * 1240}{720} = 1,5 \geq 1,2 - \text{у відповідності з ПУЕ ( п. 3.2.26) для}$$

ступеневих захистів струму і напруги повинен забезпечуватись найменший коефіцієнт чутливості – близько 1,2

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівний значенню 0,2 с.

II ст. МСЗ (максимальний захист)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою відстроювання від максимального робочого струму трансформатора:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{н} * k_{від} * k_{ном.т}}{k_{п}} = \frac{1,1 * 1,1 * 55}{0,95} = 70 \text{ А} \quad (2.54)$$

де,  $k_{н} = 1,1$  – коефіцієнт надійності;

$k_{від} = 1,1$  – коефіцієнт відстройки захисту;

$k_{п} = 0,95$  – коефіцієнт повернення.

Приймаємо струм спрацьовування 90 А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{сх} * I_{к.з.}}{k_{мін}} = \frac{1 * 90}{150/5} = 3 \text{ А} \quad (2.55)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 0,4 кВ КТП СЕС в мін режимі:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз(2)мін}^2}{I_{с.з.}} = \frac{0,866 * 528}{90} = 5 \geq 1,5 \quad (2.56)$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Приймаємо час спрацьовування ступеню  $t_{уст} = 0,3$  с

Рекомендовані уставки спрацьовування захистів вимикача КТП СЕС

I ст. МСЗ (струмова відсічка)

Максимальна величина струму при включенні може скласти  $I_{БТН} = (3 \div 5) * I_{ном.тр.}$

$$I_{БТН} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} * U_{ном.}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10,5} = 55 \text{ А}$$

Струм спрацювання ступеня:

$$I_{с.з.} = k_{від} * I_{БТН} = 1,2 * (3 \div 5) * 55 = 198 \div 330 \text{ А}$$

Приймаємо  $I_{с.з.} = 260 \text{ А}$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 0,4 кВ КТП СЕС в мін

режимі:  $K_{ч} = \frac{I_{кз(2)мін}^2}{I_{с.з.}} = \frac{0,866 * 1240}{260} = 1,75 \geq 1,5$  – у відповідності з ПУЕ (п. 3.2.26)

для ступеневих захистів струму і напруги повинен забезпечуватись найменший коефіцієнт чутливості – близько 1,5.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацювання першого ступеня захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній значенню 0,1 с.

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

II ст. МСЗ КТП СЕС рекомендується не вводити в роботу для збереження селективної роботи захистів.

В якості II ст. МСЗ КТП СЕС використовується термінал захисту комірки № 87 приєднання СЕС на 1 СШ 10 кВ ПС 35/10 кВ – установка МС32 90А, витримка МСЗ 0,3с.

Таблиця 2.5 – Таблиця уставок захистів КТП СЕС

Назва	Величина
Захист вимикача КТП СЕС	
Уставка МС31	260 А
Витримка МС3	0,1 с
Уставка МС32	Виведена
Витримка МС3	-

## Розрахунок струмів короткого замикання СЕС

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1.  $P = 0,8$  МВт
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ – 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ( $u_k = 5,5\%$ )
4. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Іскра» - 2,059 кА.
5. В якості провідників для розрахунку струму КЗ на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСП-3-20 1х35 мм<sup>2</sup> та кабель 3хАПВЕгаПу-12/20 1х50/25 мм<sup>2</sup>, прокладка в трикутник
6. Довжина ПЛЗ-10 кВ – 17м, довжина КЛ-10 кВ -81 м

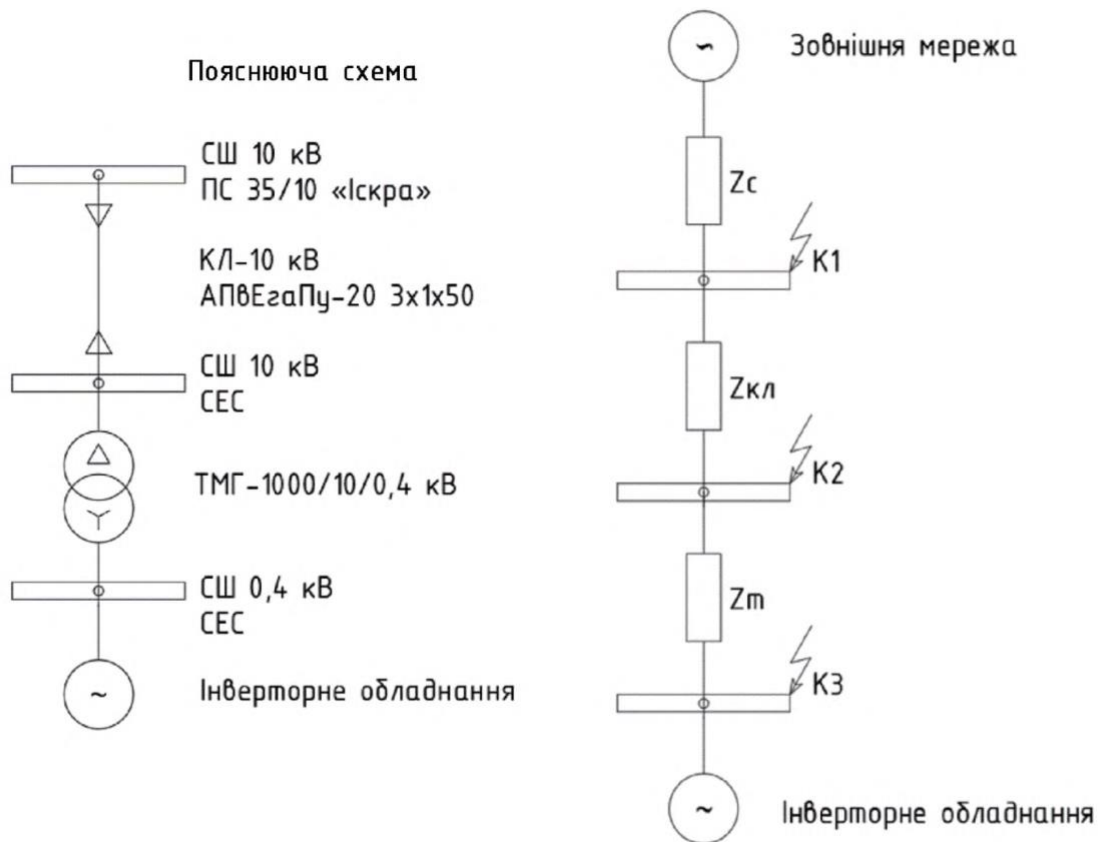


Рисунок 2.10 – схема заміщення

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

Опір системи

$$Z_c = X_{c.} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^3}, \text{ Ом} \quad (2.57)$$

Опір повітряно-кабельної лінії

Активна складова

$$r_L = r_0 \cdot L_L, \text{ Ом}$$

Реактивна складова

$$x_L = x_0 \cdot L_L, \text{ Ом}$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2

$$Z_{K2} = \sqrt{Z_c^2 + (r_L + x_L)^2}, \text{ Ом} \quad (2.58)$$

Опір трансформатора

$$Z_M \approx X_M = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом} \quad (2.59)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3

$$Z_{K3} = Z_{K2} + Z_M, \text{ Ом} \quad (2.60)$$

Таблиця 2.6 – Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

$Z_c, \text{ Ом}$	$r_L, \text{ Ом}$	$x_L, \text{ Ом}$	$Z_{K2}, \text{ Ом}$	$Z_M, \text{ Ом}$	$Z_{K3}, \text{ Ом}$
2,944	0,111	0,013	2,947	7,580	10,527

Розрахунок струмів К3 в розрахункових точках в максимальному режимі роботи системи

Розрахункова точка К1

Струм К3 в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму К3 на шинах 10 кВ ПС 35/10 «Іскра» -  $I_{K1}^{(3)} 2059 \text{ А}$

Розрахункова точка К2

Струм К3 питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Іскра» в точці К2

$$I_{K2ПС}^3 = \frac{U_H}{(\sqrt{3}) \cdot Z_{K2}}, \text{ А} \quad (2.61)$$



Струм КЗ питомий зі сторони СС приведений до сторони 10 кВ

$$I_{\text{КСЕС}}^3 = \frac{P}{(\sqrt{3}) * U_{\text{н}}}, \text{ А} \quad (2.62)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2

$$I_{\text{К2}}^{(3)} = I_{\text{К2ПС}}^3 + I_{\text{КСЕС}}^3, \text{ А} \quad (2.63)$$

Розрахункова точка К3

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Іскра» в точці К3 – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ

$$I_{\text{КЗПС}}^3 = \frac{U_{\text{н}}}{(\sqrt{3}) * Z_{\text{КЗ}}}, \text{ А} \quad (2.64)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3

$$I_{\text{К3}}^{(3)} = I_{\text{КЗПС}}^3 + I_{\text{КСЕС}}^3, \text{ А} \quad (2.65)$$

Таблиця 2.7 – Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{\text{К1}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{К2ПС}}^3, \text{ кА}$	$I_{\text{КСЕС}}^3, \text{ кА}$	$I_{\text{К2}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗПС}}^3, \text{ кА}$	$I_{\text{К3}}^{(3)}, \text{ кА}$
2,059	2,057	0,044	2,101	0,576	0,620

Таблиця 2.8 – Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{\text{К1}}^{(2)}, \text{ кА}$	$I_{\text{К2ПС}}^2, \text{ кА}$	$I_{\text{КСЕС}}^2, \text{ кА}$	$I_{\text{К2}}^{(2)}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗПС}}^2, \text{ кА}$	$I_{\text{К3}}^{(2)}, \text{ кА}$
1,791	1,790	0,038	1,828	0,501	0,539

Розрахунок уставок спрацювання захисту

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

Допустимий робочий струм  $I_{\text{доп}} = 43,99 \text{ А}$

Струм КЗ

І ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

- відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформатору КТПБІ 1000/10/0,4 кВ при наявності напруги в лінії

Максимальна величина струму при включені може скласти  $I_{БТН}=(3\dots5)*I_{НОМ.тр}$   
 Номінальний струм трансформатору

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.тр.}}{\sqrt{3} * U_{НОМ.}}, \text{ А} \quad (2.66)$$

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = k_{від} * I_{БТН} * I_{НОМ}, \quad (2.67)$$

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічення трансформатору

$I_{НОМ}, \text{ А}$	$I_{с.з. min}, \text{ А}$	$I_{с.з. max}, \text{ А}$	$I_{с.з.}, \text{ А}$ для відстроювання
43,99	158,36	263,93	260

Відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТПБІ 1000/10/0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = k_{від} * I_{кз.}^3, \quad (2.68)$$

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{сх} * I_{с.з.}}{k_{тА}}, \quad (2.69)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТПБІ 1000/10/0,4 кВ

$$K_{ч} = \frac{I_{кз(2)}^2}{I_{с.з.}}, \quad (2.70)$$

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_y, \text{ А}$	$K_{ч}, \text{ А}$
743,86	24,80	2,82

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконуються.

Витримку часу спрацювання першого ступеня захисту ВС для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню – менше 0,1 с.

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захисту)

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = \frac{k_n * k_{від} * I_{доп}}{k_{п}}, \quad (2.71)$$

де,  $k_n = 1,1$  – коефіцієнт надійності;

$k_{від} = 1,2$  – коефіцієнт відстройки захисту;

$k_{п} = 0,95$  – коефіцієнт повернення.

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{сх} * I_{с.з.}}{k_{ТА}},$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТПБІ 1000/10/0,4 кВ

$$K_{ч} = \frac{I_{кз(2)}^2}{I_{с.з.}}$$

Таблиця 2.11 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, A$	$I_y A$	$I_{с.з.}, A$ , для відстроювання	$K_{ч}$
61,12	6,11	70	7,70

Умова забезпечення чутливості захисту виконується

Витримку часу спрацювання максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с

Таблиця 2.12 – Зведена інформація про уставки

Назва	Величина
Уставка СВ1, А	260
Витримка часу СВ1, с	<0,1
Уставка МЗС2, А	70
Витримка часу МЗС2, с	0,5
Уставка ЗНЗ, А	3
Витримка часу ЗНЗ на подачу сигналу, с	9

## Розрахунок ємнісних струмів

Ємнісний погоний струм замикання на землю в місці пошкодження

$$I_C = 3 * \omega * C_\phi * U_\phi * 10^{-6}, \text{ А/км}, \quad (2.72)$$

де  $\omega$  – кутова швидкість вектора напруги,  $\text{с}^{-1}$ ; $C_\phi$  – ємність фази мережі, мкФ; $U_\phi$  – фазна напруга мережі, В

Ємнісний струм замикання на землю в місці пошкодження ля розглянутої кабельної лінії

$$I_{\text{СКЛ}} = I_C * I_{\text{КЛ}}, \text{ А} \quad (2.73)$$

Таблиця 2.13 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_\phi$ , мкФ	$\omega$ , $\text{с}^{-1}$	$U_\phi$ , В	$I_C$ , А/км	$I_{\text{СКЛ}}$ , А
0,229	314	6062,18	1,308	0,106

У відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах «6-35 кВ» компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах 10 кВ при значеннях ємнісного струму більше 20 А. Оскільки сумарний ємнісний струм замикання на землю

мереж 10 кВ СЕС не перевищує даного значення, встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів не передбачається.

## 2.10 Заходи забезпечення якості електричної енергії

В проекті виконано оцінку достатності діапазону регулювання реактивної потужності для забезпечення нормативних рівнів напруги в місці приєднання об'єкту в нормальних та ремонтних режимах роботи прилеглої мережі.

Проектом передбачається установка інверторного обладнання, в яке закладено функції поглинання реактивної складової та протидії підвищенню напруги в точці підключення, а також функція генерування реактивної складової, для боротьби з провалами напруги. Передбачається програмування інверторного обладнання для можливості зміни режимів роботи в залежності від рівня генерації та напруги на клеммах (згідно з керівництвом по експлуатації інвертора), а саме:

- підтримка постійного коефіцієнта потужності, з підтримкою допустимих режимів роботи зовнішньої мережі (за умови, підтримки робочого діапазону регулювання);
- підтримка на виході інверторів постійної реактивної потужності;
- зворотній контроль рівня напруги відносно параметрів зовнішньої мережі;
- динамічний контроль уставок інверторного обладнання стосовно коефіцієнта потужності або рівня реактивної потужності з урахуванням параметрів мережі.

Згідно з паспортом (керівництвом по експлуатації) інверторного обладнання сумарний коефіцієнт гармонійних спотворень (THD - Total Harmonic Distortion) напруги електропостачання становить  $\leq 1\%$  (ураховуючи всі гармоніки до 40-ої включно), що задовільняє вимоги ДСТУ EN 50160:2014, згідно якого СКГС має бути меншими чи рівними 8 %.

Необхідність встановлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності на об'єктах мережі з метою забезпечення сталої роботи по критерію «напруга» проектом не передбачаються.

Абсолютне обмеження генерації. Регулювання повної потужності фотоелектростанції може здійснюватись в межах 0...100% з кроком в 0,1% .

Обмеження доступної активної потужності, що генерується фотоелектростанцією на задану величину. Регулювання генерації активної потужності в мережу може здійснюватись в межах 0.100% з кроком в 0,1%. При базових налаштуваннях - 100%.

Обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність фотоелектростанції може бути змінена у випадку зміни рівня сонячного випромінювання або зміни уставки абсолютного обмеження, визначається технічними параметрами швидкодії системи управління та комутаційного обладнання інверторного обладнання.

Автоматичне низхідне регулювання активної потужності фотовольтаїчної електростанції у разі підвищення частоти понад встановлене значення. Обмеження потужності відбувається шляхом вимкнення інверторного обладнання при досягненні уставки частоти.

Регулювання реактивної потужності. Регулювання генерації реактивної потужності в мережу може здійснюватись в межах 0.100% з кроком в 0.1% При базових налаштуваннях 0%.

Регулювання коефіцієнта потужності. Регулювання  $\cos\varphi$  може здійснюватись в межах 0,9...0,1 на -0,9...-1,0 (ємнісна та індуктивні потужності). Крок регулювання 0,01%. При базових налаштуваннях відповідає  $\cos\varphi=0,99$ .

Регулювання частоти по автоматичне низхідне регулювання потужності фотоелектростанції у разі підвищення частоти понад встановлене значення. Уставки частоти на вимкнення встановлюються на групу- всю сукупність інверторного обладнання.

Згідно ДСТУ EN 50160:2014 нормальне виробництво електроенергії сонячної електростанцією забезпечується в межах діапазону частоти 47 - 52 Гц.

В разі змін частоти в енергосистемі з перевищенням зазначених параметрів, ФЕС за рахунок задіяних технологічних захистів, відділяється (відключається) від зовнішньої мережі, до відновлення прийнятних режимів роботи ФЕС.

Автоматичне регулювання напруги. Регулювання напруги в точці приєднання фотовольтаїчної електростанції може здійснюватись за рахунок регулювання реактивної потужності інверторів, активної потужності інверторів коефіцієнта потужності, також регулювання відбувається шляхом встановлення уставок при досягненні яких інвертор вимикається від мережі.

Функція автоматичного регулювання напруги не заданому рівні шляхом зміни величини генерації реактивної потужності забезпечується штатними засобами на заходами на інверторному обладнанні.

Вказані налаштування технічно реалізуються встановленням відповідних уставок в налаштуваннях логічних контролерів, процес встановлення уставок може виконувати оператор фотовольтаїчної електростанції як безпосередньо в КТПБІ 1000/10/0,4 кВ, так і за допомогою віддаленого управління контролером через мережу Ethernet.

Щодо можливості обломатичної синхронізації по виведення на паралельну роботу з об'єднаною енергетичною системою України, то у встановленій конфігурації обладнання це єдиний можливий варіант взаємодії СЕС з енергомережею. Для роботи інверторного обладнання потрібно, щоб параметри мережі відповідали чинним нормам та знаходилися у відповідних межах. За недотримання цих умов інвертори відключаються від мережі та чекають, поки енергомережа стабілізується. Система стеження за зовнішньою мережею та алгоритми дії при відхиленнях встановлюються в обладнанні при пусконаладжувальних роботах з урахуванням норм і вимог, що діють в Україні. Інверторне обладнання є керованим мережею.

Уземлення електрообладнання передбачено заїдно заводських інструкцій та вимог ПУЕ. Проектом передбачено захист від перенапруг за допомогою використання обмежувачів перенапруг на шинах 0,4 та 10 кВ. Додатково інверторне обладнання (як по стороні постійного, так і змінного струму) та ЩВП обладнані пристроями захисту від імпульсних перенапруг.

Прогнозування виробітку електричної енергії на добу вперед здійснюється на основі прогнозованих даних про параметри навколишнього середовища,

обладнання фотоелектричної станції та режимів його роботи, дані завантажуються за допомогою використання системи АСКОЕ, яка формує макет 10019. Занесення даних в макет виконує відповідний інженерний персонал та відправляє мережею Ethernet, згідно договору з НЕК «УКРЕНЕРГО».

У відповідності до СОУ НЕК 341.001.2019 та ДСТУ 8635: 2016 до режиму роботи ВЕС та СЕС, що приєднані до електричної мережі, існує ряд вимог, які регламентують умови вибору алгоритму і уставок спрацювання станційного та системного захисту обладнання, а саме:

а) рівні напруги на шинах ПС СЕС повинні підтримуватися в межах  $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$  в нормальних та ремонтних схемах мережі, прилеглої до точки загального приєднання;

б) СЕС не повинні відключатися від мережі дією власних захистів та автоматики у разі відхилення напруги в точки загального приєднання до  $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$  ;

г) системи захисту і автоматики обладнання електричної мережі в точки загального приєднання, а також системи захисту обладнання СЕС та вхідні дані для розрахунків, що визначають алгоритми і умови роботи таких автоматичних систем, повинні відповідати вимогам:

- ПУЕ, чинних експлуатаційних норм і правил із захисту обладнання магістральних та розподільних мереж;
- інструкцій виробників обладнання електростанцій (для станційного обладнання СЕС);
- взаємного узгодження обох систем захисту (системної і станційної) з метою виключення ризику порушення надійної роботи магістральної або розподільної мережі у разі виникнення аварійного режиму на СЕС (надійна робота магістральних і розподільних мереж є пріоритетною);
- ПС електростанції повинна мати систему синхронізації для здійснення автоматичного підключення до магістральних і розподільних мереж.



## Розрахунок електроспоживання

Споживання електроенергії фотоелектростанції здійснюється на власні потреби, обладнання АСКОЕ, систему освітлення, відеоспостереження та охоронної сигналізації, моніторингу, телемеханіки та зв'язку, релейного захисту.

Таблиця 2.14 - Розрахунок навантажень від споживачів електроенергії

№ п.п.	Найменування споживачів електроенергії	Встановлена потужність, кВт	Коефіцієнт попиту	Приведена споживана потужність	Прогнозоване річне споживання електроенергії, кВт*год
Живлення власних потреб СЕС (від РП-0,4кВ КТПБІ 1000/10/0,4кВ)					
1	Система освітлення периметру СЕС	0,75	0,4	0,3	1051,2
2	Система кондиціонування КТПБІ	8	0,38	2,8	8584,8
3	Система вентиляції КТПБІ	0,5	0,6	0,3	1576,8
4	Система АПС КТПБІ	0,05	1	0,05	438,0
5	Система відеоспостереження та охоронної сигналізації	0,7	1	0,7	6132,0
6	Живлення АСКОЕ	0,1	1	0,1	876,0
7	Живлення системи телемеханіки	0,1	1	0,1	876,0
8	Живлення РЗА	0,1	1	0,1	876,0
Всього				4,45	20410,8
Втрати холостого ходу силового трансформатора					
1	Втрати холостого ходу силового трансформатора 1000 кВА	1,1	0,6	0,66	3469,0
Всього				5,11	3469,0

Приведені величини отримані в результаті інтерполяційних розрахунків на основі відомих статистичних даних, емпіричних коефіцієнтів та можуть змінюватись від сукупності впливаючих факторів, які залежать від зовнішніх чинників.

## 2.11 Розрахунок продуктивності ФЕС

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії  $W$  рекомендовано виконувати за формулою :

$$W = E_n \cdot k_{\text{мод}} \cdot S \cdot k_{\text{інв}} \cdot k_{W1} \cdot k_{W2} \cdot k_{W3} \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_{\text{Г}}, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (2.74)$$

де  $E_n$  – надходження сонячної радіації (прямої та розсіяної) на похилу поверхню, кВт/м<sup>2</sup> за годину;

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

$S$  – загальну сумарну площу фотобатарей, м<sup>2</sup>;

$k_{\text{інв}}$  – ККД інвертора;

$k_{W1}$  – втрати змінного струму в мережі до 1 кВ;

$k_{W2}$  – втрати змінного струму в мережі понад 1 кВ;

$k_{W3}$  – втрати в мережі постійного струму;

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

$k_{\text{Г}}$  – коефіцієнт готовності ФЕС.

$S$  - загальна сумарна площа фотобатарей, м<sup>2</sup>.

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників площадок:

- добуток  $k_{\text{інв}} \cdot k_{W1} \cdot k_{W2} \cdot k_{W3} \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_{\text{Г}}$  рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,88-0,92;
- ККД фотоелектричного модуля  $k_{\text{мод}}$  беруть відповідно до вибраного типу ФЕМ;
- загальну сумарну площу фотобатарей  $S$  визначають за передпроектним кресленням розміщення фотобатарей на площадці (за максимально можливої щільності з урахуванням раціонального розміщення їх та незатінення).

Середньорічне потрапляння сонячної енергії за добу

Визначається за таблицею «Середній місячний рівень сонячної радіації/інкапсуляції в містах України»

$$W_{\text{ср.доб}}=3,36 \text{ кВт*год/м}^2$$

Сумарне потрапляння сонячної енергії (інсоляції) на одиницю ФЕМ, відносно його ККД

$$W_{\text{ср.доб.фем}}=W_{\text{ср.доб}} \cdot \eta_{\text{фем}} \cdot S_{\text{фем}} \quad (2.75)$$

де  $S_{\text{фем}} - 3,1 \text{ м}^2$  площа фотоелектричного модуля (панелі)

$$W_{\text{ср.доб.фем}}=3,36 \cdot 0,208 \cdot 3,1=2,54 \text{ кВт*год на добу}$$

(в середньому протягом року)

Сумарне потрапляння сонячної енергії (інсоляції) на одиницю ФЕМ

$$W_{\text{річ.фем}}=W_{\text{ср.доб.фем}} \cdot 365 \quad (2.76)$$

$$W_{\text{річ.фем}}=2,54 \cdot 365=927,1 \text{ кВт*год за рік}$$

(виробництво електричної енергії 1 ФЕМ за рік)

Таблиця 2.16 – Середньомісячний рівень сонячної інсоляції, кВт\*год/( $\text{м}^2 \cdot \text{день}$ )

Дані NASA за останні 20 років													
Регіони/ Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Середнє
Дніпровський р-н, Дніпропетровська обл.	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,27	1,2	0,96	3,36

Таблиця 2.17 – Виробництво ФЕС електричної енергії, МВт\*год

Місяць	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	Рік
Wср.доб.	1,7	2,3	3,93	4,4	5,8	6,1	6,1	5,9	4,5	2,9	1,9	1,3	3,36
Кількість днів	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Виробництво	48,1	75,7	122,4	145,7	175,1	179,5	180,1	166,4	133,2	98,5	51,8	37,9	1414,6

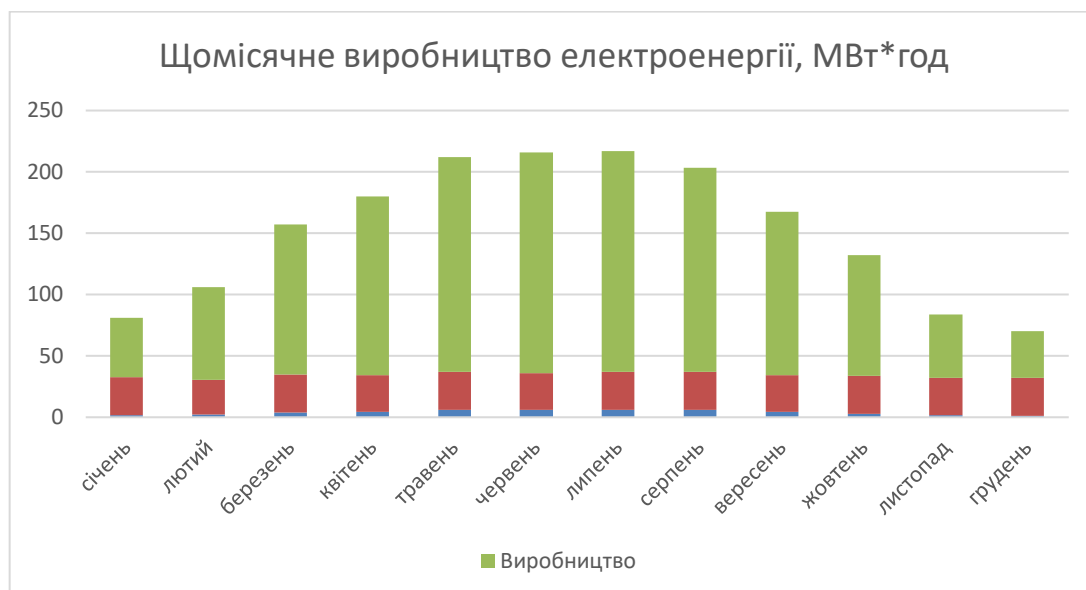


Рисунок 2.11 – Щомісячне виробництво електроенергії

### 3. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### ВСТУП

Сонячна енергетика — використання сонячної енергії для отримання електричної або теплової енергії в будь-якому зручному для їх застосування вигляді. Сонячна енергетика використовує поновлюване джерело енергії і у майбутньому, може стати екологічно чистою, тобто такою, що не виробляє шкідливих відходів.

Фотоелектричне перетворення сонячної енергії наразі є одним із пріоритетних напрямів використання сонячної енергії, що обумовлюється:

- можливістю отримання електроенергії практично будь-де;
- екологічною чистотою перетворення енергії;
- значним терміном експлуатації;
- незначними затратами на обслуговування;
- ефективністю перетворення сонячної енергії незалежно від встановленої потужності.

Виробництво електроенергії від сонячної енергії має багато переваг і стає досить популярним в багатьох розвинених країнах.

Основними перевагами є:

- практично нескінченне джерело поновлюваної енергії доступне для всіх країн;
- екологічно чисті, відсутні будь-які викиди в атмосферу в період експлуатації;
- локалізація джерела енергії, СЕС може бути розміщена безпосередньо поблизу споживача електроенергії, при цьому може використовуватися невикористаний простір на дахах, фасадах будівель, і т. д.;
- пряме перетворення сонячної енергії в електричну енергію, тобто немає проміжних етапів, немає механічних частин, тощо, - це значно підвищує надійність і довговічність всієї системи, збільшує її ефективність;
- ефективність генерування енергії за рахунок встановлення індивідуальних

СЕС необхідної потужності для споживача і швидкого повернення вкладених коштів, які можна використовувати для відтворення;

- універсальність СЕС- сонячні елементи можуть бути використані для енергоживлення будь-якого об'єкту;
- сонячні (фотовольтаїчні) системи не вимагають яскравих сонячних днів для роботи, вони працюють і в похмурі дні.

Однак, системи на сонячних батареях (фотомодулях) мають недолік:

- щоденна і річна неритмічність у виробництві "сонячної електроенергії", що на сьогоднішній день компенсується за рахунок спільного використання електроенергії від традиційних мереж.

Тому будівництво нової фотоелектричної станції на 800 кВт вносить свій вклад в розвиток енергетичної системи України.

### 3.1 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних вкладень на спорудження фотоелектричної станції виконуємо за показниками вартості її основних елементів: фотоелектричних модулів, інверторів, з'єднувального обладнання.

Величину проектних капіталовкладень можна визначити за формулою:

$$K_{np} = K_{об} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{mzc} + Z_m + Z_n + Z_{np}, \quad (3.1)$$

де  $K_{об} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right)$  – вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого науково-технічного рішення;

$k$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{mzc}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_m$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{np}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ( $Z_{тзс}$ ) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- транспортних тарифів;
- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку.

В проєкті вартість транспортно-заготівельних і складських витрат  $Z_{тзс}$  визначена з урахуванням маршруту доставки, габаритів, загальної ваги обладнання та занального обсягу обладнання. Усі розрахунки проводились згідно тарифів перевезення компанії Delivery Group <https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>

$$K_{тр} = 1241 \text{ тис.грн}$$

Витрати на монтажно-налагоджувальні роботи:

Витрати на монтажні ( $Z_M$ ) і на налагоджувальні роботи ( $Z_N$ ) можна визначити наступним чином:

$$Z_{M(N)} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_{\phi} \times K_{CM} \times K_{np} \quad (3.2)$$

де  $C_i$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника і-го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{CM}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{м} = (35 * 70 * 720) * 1,2 * 0,22 * 1,1 = 512 \text{ тис.грн}$$

Витрати на налагоджувальні роботи  $Z_{н}$  визначаються за формулою

$$Z_{м(н)} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_d \times K_{см} \times K_{пр} ,$$

де  $C_i$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника V розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу налагоджувальних робіт, год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення налагоджувальних робіт.

$$Z_{н} = (10 * 85 * 192) * 1,2 * 0,22 * 1,1 = 47 \text{ тис.грн}$$

Прийнято до уваги, що пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає переквірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. При виконанні ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної документації (НТД), проекту, та експлуатаційна документація підприємств-виробників.

Витрати на придбання технічних засобів, комплектуючих виробів, а також на монтажні і налагоджувальні роботи представлено у вигляді зведення капітальних витрат до таблиці 3.1.



Таблиця 3.1 – Зведення капітальних витрат

Найменування	Тип	Кількість, шт/км	Вартість, грн.	
			Ціна, грн/шт	Загальна вартість обладнання, $K_{об}$ (тис.грн)
Сонячна панель	Trinasolar TSM- 645DEG21C.2 0	1550	10 298 [9]	15 961, 900
Мережевий інвертор	Huawei SUN2000- 100KTL-M1	8	258 399 [10]	2 067, 192
Пристрій мониторінгу роботи ФЕС	Huawei Smart Logger 3000A	1	76 400 [11]	76, 400
Кабель	АПВВГ 3x95+1x50	97 м	252,28 [12]	24,471
PV кабель	PV1-F 1x6 мм <sup>2</sup>	13255 м	43 [14]	530,200
КТПШ	КТПШ- 1000/10/0,4кВ	1	160 000 [13]	160,00
$K_{об}\Sigma$	18 820,51			

Розраховуємо капітальні витрати проекту:

$$K_{гр} = K_{об} + Z_{тзс} + Z_{мн} + Z_{пл} = 18820,51 + 512 + 47 = 19\,379,51 \text{ тис.грн}$$

### 3.2 Визначення експлуатаційних витрат

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

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ );
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_z$ );
- єдиний соціальний внесок ( $C_c$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_m$ );
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії ( $C_3$ );
- інші експлуатаційні витрати ( $C_{np}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_m + C_3 + C_{np}, \text{ грн.} \quad (3.3)$$

Пункт 2 і 3 ( $C_z$  і  $C_c$ ) в даному випадку, відсутні, на об'єкті не передбачається присутність чергового та оперативного персоналу, керування об'єктом передбачається дистанційно.

### 3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

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

$$\Phi_a = \Phi_{\text{п}} - Л, \quad (3.4)$$

де  $\Phi_{\text{п}}$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$Н_a = \frac{\Phi_{\text{п}} - Л}{\Phi_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}} \cdot 100, \% , \quad (3.5)$$

де  $T_{\text{п}}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для споруд (третья група основних засобів) і становить 12 років.

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 8 % від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становить:

$$H_a = \frac{(19\,379,51 - 0,08 * 19\,379,51)}{(19\,379,51 * 12)} = 7,6\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{п} \cdot H_a}{100}, \quad (3.6)$$

$$AO = \frac{19\,379,51 * 7,6\%}{100\%} = 1472,28 \text{ тис.грн}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться в табл. 3.2

Таблиця 3.2 - Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, тис. грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис. грн.
1.	Сонячна панель Trinasolar TSM- 645DEG21C.20	15 961, 900	7,6%	1213,1
2.	Мережевий інвертор Huawei SUN2000- 100KTL-M1	2 067, 192	7,6%	157,1
3.	Пристрій моніторингу роботи ФЕС Huawei Smart Logger 3000A	76, 400	7,6%	5,8
4.	Кабель АПВВГ 3x95+1x50	24,471	7,6%	1,8
5.	PV кабель PV1-F 1x6 мм <sup>2</sup>	530,200	7,6%	40,2
6.	КТПШ-1000/10/0,4кВ	160,000	7,6%	12,1

### 3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

В нашому випадку ремонтні роботи та заміна обладнання виконується силами чергового персоналу, який постійно знаходиться на території об'єкту. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не поанується.

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

$$Z_{m.p.} = \sum_{i=1}^n \left( R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right) \quad (3.7)$$

де  $n$  – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

$R_i$  – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

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

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

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

$S_i$  - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

$\Pi$  – кількість однотипних замінних елементів;

$T$  – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$T_{\phi}$  – число годин роботи апаратури на рік, год.

$$Z_{т.р.} = 78,2 \text{ тис. грн}$$

### 3.5 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкту проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Відповідно до практики, ці витрати визначаються в розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу. Зважаючи на відсутність заробітної плати – відсутні і інші витрати. Таким чином експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_T + C_o + C_{пр}, \text{ тис.грн.} \quad (3.8)$$

$$C = 1472,28 + 78,2 + 0 = 1550,48 \text{ тис.грн}$$

### 3.6 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Визначимо річну економію за рахунок генерації електроенергії за «зеленим тарифом» у мережу. Зелений тариф прийнятий на період 2020-2024 рік  
 $C_{\epsilon.зт} = 4,78 \text{ грн/кВт*год}$

$$C_{ген} = W_{сер.річ} * C_{\epsilon.зт}, \text{ грн,} \quad (3.9)$$

$$C_{ген} = 1\,415\,000 * 4,78 = 6\,763\,700 \text{ грн}$$

де,  $W_{сер.річ}$  – кількість електроенергії, що генерується фотоелектричною станцією за рік (за даними основної частини = 1415 МВт\*год)

Повна економія з витратами на експлуатаційні витрати:

$$E_{кр} = C_{ген} - C, \text{ грн,} \quad (3.10)$$

$$E_{кр} = 6\,763\,700 - 1\,550\,480 = 5\,213\,220 \text{ грн}$$

### 3.7 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Визначаємо термін окупності капітальних витрат  $T_p$  :

$$T_p = K_{пр} / E_{кр}, \text{ років} \quad (3.11)$$

$$T_p = 19\,379\,510 / 5\,213\,220 = 3,7 \text{ років}$$

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$ :

$$E_p = E_{кп}/K_{пр}, \text{ долі од.}, \quad (3.12)$$

$$E_p = 5\,213\,220/19\,379\,510 = 0,26$$

Що менше мінімального встановленого терміну окупності (10 років).

Для остаточної оцінки порівнюються розрахункові значення  $E_p$  з нормативним  $E_n$ . Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна виходячи з прийнятого. Для зазначених заходів індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{оч}, \quad (3.13)$$

$$E_n = 1/10 = 0,1$$

$$0,26 = E_p > E_n = 0,1$$

де  $T_{оч}$  – очікуваний прийнятий термін окупності капітальних вкладень,  $T_{оч} = 10$  років.

Таблиця 3.5 - Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності

№ з/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	2	3	4
1	Капітальні витрати	тис.грн	19 379,51
2	Експлуатаційні витрати	тис.грн	1550,48
3	Річна економія	тис.грн	5213,22
4	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	долі од.	0,26
5	Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень	років	3,7
6	Генерація електроенергії	кВт*год	1 415 000

## Висновок

В економічній частині було проведено розрахунок обсягів капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення СЕС для вироблення електричної енергії для продажу. Капітальні витрати складають 19 379 500 грн, експлуатаційні витрати- 1 550 480 грн. Термін окупності – 3,7 років.



## ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі проєктується сонячна електростанція інверторною потужністю 800 кВт, сумарна панельна потужність складає 1000 кВт, проведено розрахунок та вибір основного обладнання фотоелектричної станції потужністю 800 кВт, яка виробляє 1415 МВт\*год в рік.

Фотоелектричне перетворення сонячної енергії наразі є одним із пріоритетних напрямів використання сонячної енергії, що обумовлюється:

- можливістю отримання електроенергії практично будь-де;
- екологічною чистотою перетворення енергії;
- значним терміном експлуатації;
- незначними затратами на обслуговування;
- ефективністю перетворення сонячної енергії незалежно від встановленої потужності.

Техніко-економічне обґрунтування ефективності проєкту дозволило встановити наступні показники: обсягів капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення СЕС для вироблення електричної енергії для продажу. Капітальні витрати складають 19 379 500 грн, експлуатаційні витрати- 1 550 480 грн. Термін окупності – 3,7 років.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.
2. ПУЕ Правила улаштування електроустановок.
3. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-В.
4. "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".
5. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни —Сонячна енергетика для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, О.А. Замкова – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2019. – 20 с.
6. ГОСТ 28249-93. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в установках змінного струму напругою до 1 кВ.
7. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (кваліфікаційний рівень - магістр) / Укладач: Л.В. Тимошенко - Дніпро: НТУ «ДП», 2023. - 17 с.
8. Рожкова Л. Д., Козулін В. С. Электрообладнання станцій та підстанцій: Посібник для технікумів. – 3 вид., перероб. та доп. – М.: Энергоатоміздат, 1987.
9. Фотоелектричний модуль URL <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-panels/trina-solar-panels/>
10. Мережевий інвертор URL <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-inverters/huawei-100kw>
11. Контролер URL [https://e-energy.in.ua/related\\_products/panel-monitoringa-huawei-smart-logger-3000a.html](https://e-energy.in.ua/related_products/panel-monitoringa-huawei-smart-logger-3000a.html)
12. Кабель URL [https://www.avtomats.com.ua/2764-avvg\\_3x95-1x50.html](https://www.avtomats.com.ua/2764-avvg_3x95-1x50.html)
13. КТПІІІ URL <https://eds-power.com/ru/ktpi-invertornaya>
14. PV кабель URL <https://setech.com.ua/p845099361-kabel-midnij-sonyachnij.html>

## ДОДАТОК А

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4		Пояснювальна записка		
			Демонстраційні матеріали		
2	A4		Презентація		

## ДОДАТОК Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

## ДОДАТОК В

Відгуки керівників розділів