

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Електроенергетики

(інститут)

Електротехнічний

(факультет)

Кафедра електроенергетики

(кафедра)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня магістра

студента Костельникова Андрія Сергійовича

(ПІБ)

академічної групи 141-22М-2

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Моделювання автономного комплексного джерела електропостачання для пункту незламності

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	Лисенко О.Г.			
Розділів:				
Вступна частина	Лисенко О.Г.			
Основна частина	Лисенко О.Г.			
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)

«_____» _____ 2023 року

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

студенту Костельникову А.С. академічної групи 141-22М-2
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Моделювання автономного комплексного джерела електропостачання
для пункту незламності, затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка»
від 13.11.2023 № 1372

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Аналіз вихідних даних та постановка задачі	22.10.2023 р.
Основна частина	Вибір основного обладнання для електрозабезпечення пункту незламності	26.11.2023 р.
Економічна частина	Техніко-економічне обґрунтування	03.12.2023 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 56 с, рис 12, табл. 6, джерела 14.

Тема: «Моделювання автономного комплексного джерела електропостачання для пункту незламності»

Об'єкт роботи – система електропостачання для пункту незламності з автономним комплексним джерелом електропостачання.

В кваліфікаційній роботі проведено моделювання автономного комплексного джерела електропостачання для пункту незламності та вибрано розташування, параметри, обладнання, економічні розрахунки для забезпечення електропостачання пункту незламності.

У вступній частині розглянуті наступні питання: забезпечення незалежності споруди від енергетичних ресурсів, аналіз можливостей використання автономних систем електропостачання на основі сонячних станцій.

Основна частина проекту включає в себе розрахунки і вибір електричного обладнання, вибір акумуляторів, генераторів та опис процесу вибору сонячної станції.

Економічна частина містить розрахунки, такі як витрати на придбання та встановлення електричного обладнання, а також оцінку фінансових витрат на монтаж і експлуатацію автономної сонячної станції.

ABSTRACT

Topic: "Modeling of an autonomous complex source of power supply for a point of unbreakability"

The design object will be an unbreakable point with an autonomous integrated power supply source.

The diploma project will include: "Modeling of an autonomous integrated source of power supply for the point of unbreakability" and select the location, parameters, equipment, economic calculations for uninterrupted power supply of the point of unbreakability.

In the introductory part, the following questions will be considered: ensuring the independence of the building from energy resources, analyzing the possibilities of using autonomous power supply systems based on rooftop solar plants.

The main part of the project includes calculations and selection of electrical equipment, selection of batteries, generators and description of the process of selecting a solar station.

The economic part contains calculations, such as the costs of purchasing and installing electrical equipment, as well as an estimate of the financial costs of installing and operating an autonomous solar station.

Зміст

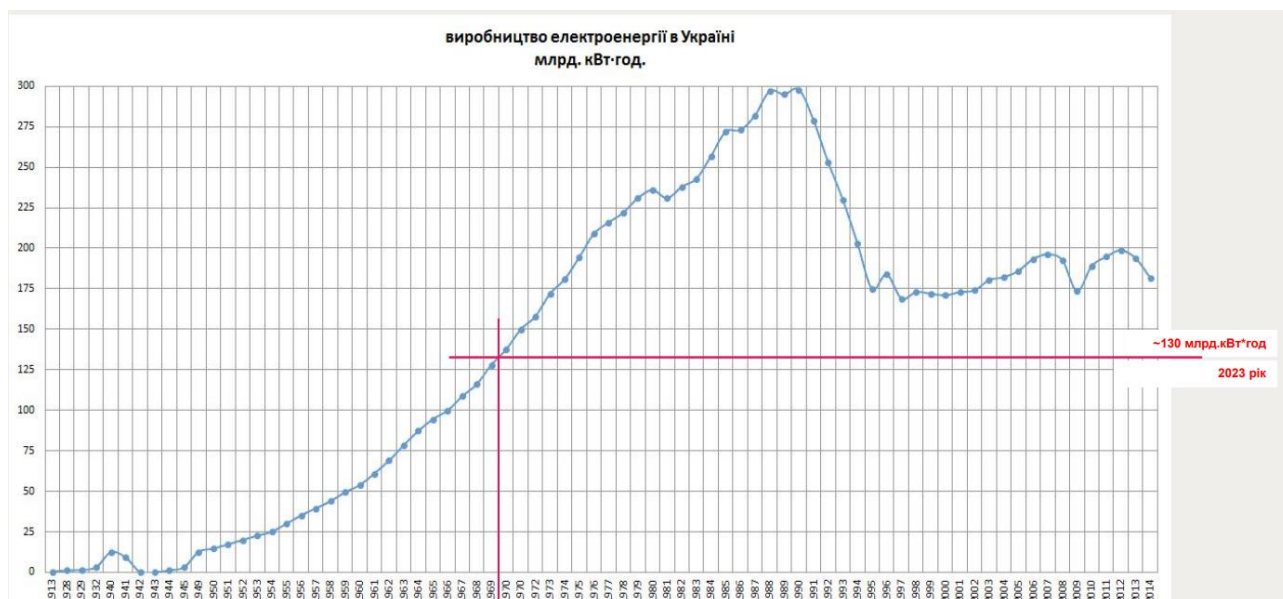
Зміст.....	5
Вступ.....	6
1. ВСТУПНА ЧАСТИНА	7
1.1. Обґрунтування заходів забезпечення енергонезалежності пункту незламності	7
1.2. Аналіз типів і конструкцій ФЕС та систем накопичення енергії	10
1.3. Висновки та поставка задачі обґрунтування параметрів системи електропостачання	14
2. ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	165
2.1. Визначення початкових даних для проектування системи електропостачання	16
2.2. Моделювання графіка електричних навантажень пункту незламності	17
2.3. Розрахунок технічних характеристик та вибір обладнання сонячної станції	18
2.4. Моделювання графіка генерації фотоелектричної станції	36
2.5. Вибір раціональних параметрів системи накопичення електричної енергії	41
2.6. Обґрунтування схемної реалізації системи електропостачання пункту незламності	45
3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	46
3.1. РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ АВТОНОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ	46
3.2. Розрахунок капітальних витрат	46
3.3. Визначення експлуатаційних витрат	50
3.4. Розрахунок амортизаційних відрахувань	51
3.5. Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт	51
Висновок	53
Перелік джерел	54

Вступ

Енергетична незалежність — запорука подальшого розвитку України. Енергетика є невід'ємною частиною нашого життя, майже весь наш побут пов'язаний з енергетикою.

Велика частка енергетичної системи України — понад 50% — зазнала значних руйнувань внаслідок ворожих атак, що продемонструвало необхідність змін у цій сфері. Зокрема, значно пошкоджена або розграбована російськими військовими вітрова та сонячна генерація, яка сконцентрована на території Запорізької, Херсонської, Миколаївської, Харківської, Одеської та Дніпропетровської областей. Тільки 20% вітрової генерації сьогодні працюють і допомагають стабілізувати енергетику країни.

Руйнівні дії, спричинені військовою агресією, повернули Енергосистему України до виробництва 1969 року.



Українська енергетична система змінюється відповідно до вимог часу. Фінансування зелених джерел енергії, розвиток розподіленої генерації як найбільш динамічної структури, розширення території розміщення сонячних і вітрових станцій — всі ці питання виходять на перший план вже зараз. До війни

відновлювані джерела енергії у загальній системі України склали 8%. На часі — збільшення цієї частки.

Мова йде про перехід від домінування джерел електроенергії на основі вуглеводневого палива та вертикально інтегрованих компаній з потужним обладнанням, до більш гнучкої архітектури енергетичних систем за рахунок зростання частки відновлюваної та розподіленої генерації. [посібник]. Однією з найбільших переваг розподіленої генерації є можливість самим виробляти електроенергію для власного споживання.

Саме тому актуальними є роботи, пов'язані із проектуванням децентралізованих джерел енергії. Темою кваліфікаційної роботи є моделювання автономного комплексного джерела електропостачання для пункту незламності.

Вступна частина

1.1 Обґрунтування заходів забезпечення енергонезалежності пункту незламності

«Пункт незламності» — український проект, який ініціювали у листопаді 2022 року на фоні масованих обстрілів критичної інфраструктури під час російсько-української війни.

Пункти незламності — це місця, де передбачені тепло, вода, електрика, мобільний зв'язок тощо.





Рисунок 1.1 – Вид пункту незламності [12]

У разі тривалого аварійного відключення електроенергії, пункти незламності стануть острівцем безпеки, стабільності, тепла та нашої єдності, які функціонуватимуть цілодобово і безкоштовно для тимчасового перебування.

Прихисток можуть знайти від 50 до 500 людей.

Для функціонування пункту незламності його треба забезпечити, як мінімум двома джерелами енергії. Наприклад автономною сонячною станцією та генератором.

Автономні фотоелектричні системи на основі сонячних панелей, використовуються для ефективного та екологічного виробництва електроенергії.

Автономне джерело живлення: ці системи зазвичай використовуються у віддалених місцях, де немає доступу до традиційної електричної мережі.

Такі як віддалені промислові об'єкти та автономні будинки, віддалені пункти незламності, склади тощо.

Також автономні сонячні станції можуть використовуватись, як резервні джерела живлення для критично важливої інфраструктури, такої як лікарні.

Автономні сонячні станції можуть заряджати акумулятори (батареї), які потім використовуються для постачання електроенергії коли сонце вже сіло, а споживання енергії досі відбувається. У багатьох автономних сонячних системах накопичення енергії досягається за рахунок використання акумуляторів (батарей), вони відіграють дуже важливу роль. [9]

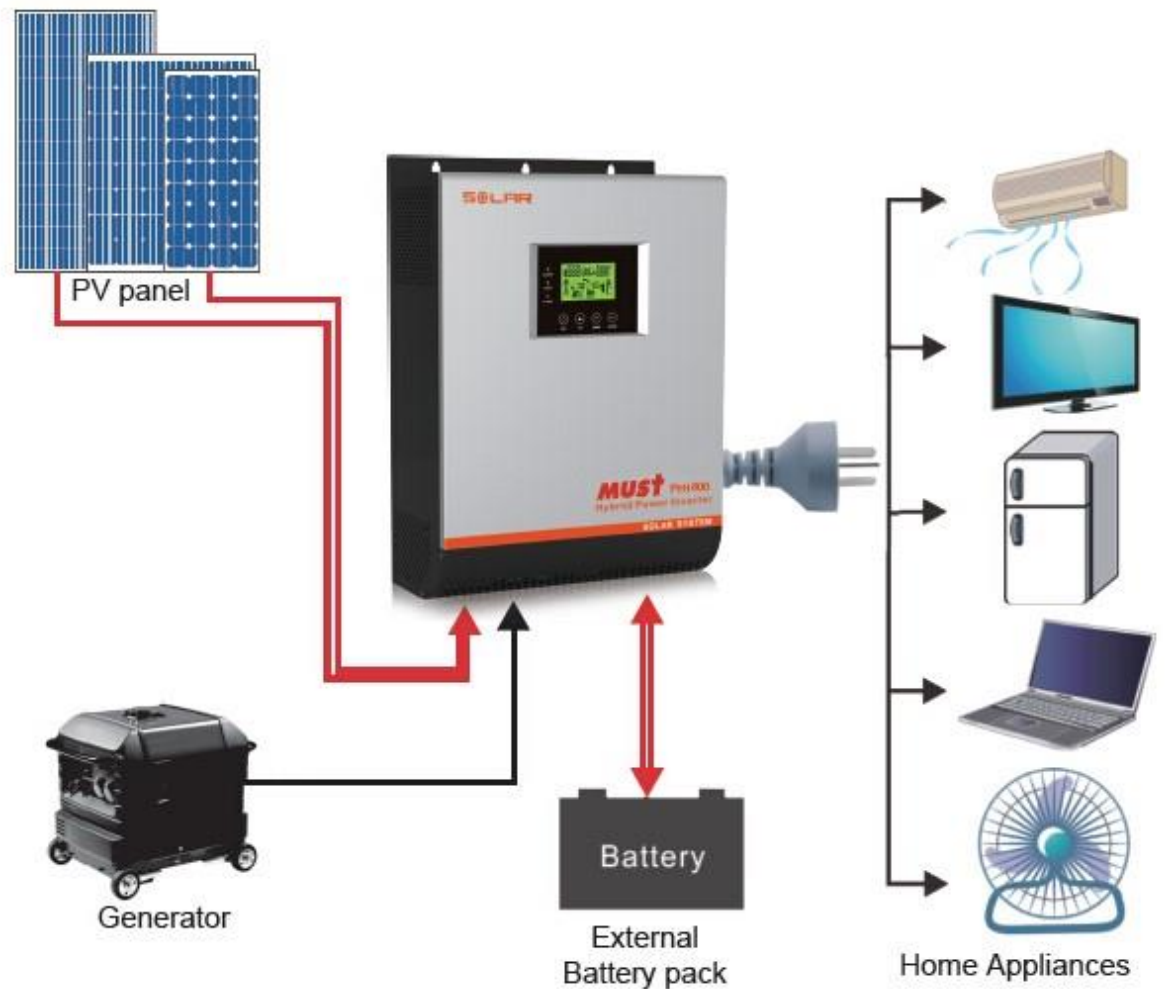


Рисунок 1.2 – Автономна схема підключення сонячної станції

1.2 Аналіз типів і конструкцій ФЕС та систем накопичення енергії

Автономна сонячна станція – це електростанція, яка перероблює сонячну енергію в електричну.

Вона працює без зв'язку з внутрішньою електромережою. Її функція – накопичувати та виробляти електроенергію як основне джерело електропостачання об'єкта, на якому вона встановлена.

Вдень та сонячну погоду ця станція буде живити об'єкт і заряджати акумуляторні батареї. Уночі та похмуру погоду автономний інвертор забезпечить живлення від акумулятора, який її накопичив. [8]

Основне обладнання автономної сонячної станції:

- Сонячні панелі:

Сонячні панелі – це фотоелектричні модулі, які «збирають» сонячне світло та використовують його для вироблення електроенергії.

Зовнішній вигляд, потужність та можливості сонячних панелей відрізняються, в залежності від їх типу.

Традиційна сонячна панель, яку ми звикли бачити на дахах будинків та автомобілів – це модель с жорсткою конструкцією. Її ефективність залежить від матеріалу виготовлення.

Розрізняють такі типи:

- Тонкоплівкові. Виготовляються такі панелі з аморфного кремнію (до речі, саме цей матеріал використовується для виробництва гнучких панелей), діселеніда індію та міді. КПД аморфних моделей складає всього 6%.
- Полікристалічні. Виготовляються з полікристалів кремнію. КПД панелей складає до 18%.
- Монокристалічні. Для їх виготовлення використовують монокристали кремнію. Коштують такі панелі дорожче, але і показник ефективності у них вищий – до 24%. Слід зазначити, що КПД сучасних експериментальних монопанелей складає до 43%.

Принцип роботи:

Принцип роботи сонячної панелі будується фотогальванічному ефекті, котрий показує, що сонячний промінь можна перетворити на електроенергію, накопичувати та використовувати завдяки роботі напівпровідників. Якщо коротко охарактеризувати даний процес, то він відбувається так: сонячний промінь потрапляє на поверхню рп – шару провідника та вибиває з

нього електрони. Після цього дані електрони з певним зарядом переміщуються по колу, що дозволяє жити електроспоживача, підключеного до даного кола.

- Інвертор:

Інвертор потрібен для перетворення постійного струму в змінний струм. Даний інвертор спроектований для безперервної цілодобової експлуатації, а також для будь-якого типу навантажень, таких як електроінструменти, побутова техніка та освітлення. [6]



Рисунок.1.3 Інвертор Ахіома Energy

- **Акумулятори:**

Накопичують хімічну енергію (внаслідок зворотних хімічних реакцій між речовиною електродів та електролітом), і віддають електричну енергію, являючись гальванічними елементами.

Енергія, вироблена сонячними панелями, може бути збережена в акумуляторах для подальшого використання в нічний час або в умовах обмеженої сонячної або вітрової активності. [5]



Рисунок 1.4 – Літій іонна акумуляторна батарея Must.

1.3 Висновки та постановка задачі обґрунтування параметрів системи електропостачання пункту незламності

В цій кваліфікаційній роботі передбачається проектування електропостачання пункту незламності.

Для цього необхідно:

- дізнатися денне споживання, для більш ефективного вибору обладнання;
- визначити кут нахилу та напрямок сонячних панелей, враховуючи геологічні данні місцевості;
- підібрати марку та розрахувати кількість обладнання, для забезпечення потрібної потужності ФЕМ;
- передбачити резервне живлення, для електропостачання пункту незламності в екстрений час.

2. ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1 Визначення початкових даних для проектування системи електропостачання.

Пункт незламності знаходиться в Харківській області віддалено від електричних мереж.

Таблиця №1 – характеристика пункту незламності

Місто	Харків
Тип станції	Автономна
Потужність станції, кВт	11
Примітка: Знаходиться поза зоною досяжності електричних мереж	

2.2 Моделювання графіка електричного навантаження пункту незламності.

Таблиця №2 – обладнання яке розташоване в пункті незламності

Назва обладнання	Кількість
Котел	1
Ноутбук	3
Освітлення	20
Холодильник	2

Водяний насос	1
Бойлер	2

По прогнозованому електроспоживанню було визначено максимальне навантаження.



Рисунок 2.1. Графік споживання пункту незламності за добу

Згідно цього графіку приймаємо потужність нашої ФЕМ 11 кВт та приймаємо ці дані в поточних розрахунках.

2.3 Розрахунок технічних характеристик та вибір обладнання сонячної станції.

Розрахунок кута нахилу панелей.

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

Кут нахилу панелі = широта \times 0,76 + 3.1°.

Кут нахилу панелі = 50°00" \times 0,76 + 3.1°=41,1°.

Координати місця встановлення автономної ФЕС прийняті з таблиці №2

Таблиця №3 Географічне розташування міста Харків

Місто	Широта	Довгота
Харків	50°00' пн. ш.	36°15' сх.д.

Орієнтація за сторонами світу:

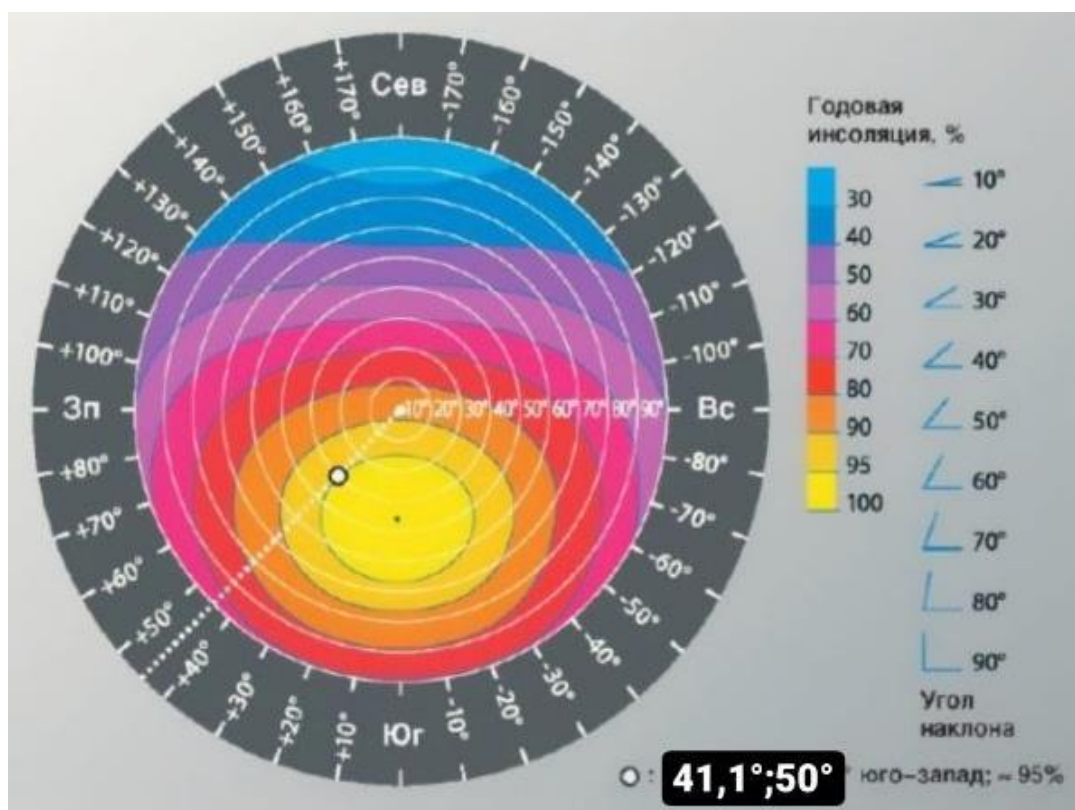


Рис. 2.2. Визначення поправочного коефіцієнта на розташування сонячних фотомодулів

Визначення поправочного коефіцієнту KW на розташування сонячних фотомодулів з рисунка 4.

Користуючись діаграмою: за широтою місцевості і орієнтацією панелей за сторонами світу за оптимального кута нахилу знаходиться поправочний коефіцієнт Kw.

Харків: широта місцевості становить 50° 00' пн.ш., кут нахилу панелей – 41,1 °, орієнтація на ПД-СХ – Kw = 0,95. Річна інсоляція 95%

Номинальні параметри ФЕС

STC (Standard Test Conditions), що визначає стандартні тестові умови:

- рівень інсоляції повинен бути 1000 Вт на м²;
- температура сонячного модуля – 25°C;
- спектр випромінювання повинен відповідати відносній масі атмосфери 1,5;
- швидкість вітру 0 м/с.

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) - температура модуля при типових умовах експлуатації, яка стало однією з основних характеристик панелей.

NOCT визначається за таких умов:

- інсоляція 800 Вт/м²;
- температура повітря 20°C;
- орієнтації модуля на ПД.

Чим нижче NOCT панелі, тим краще вона буде працювати. Залежно від використовуваних матеріалів і якості монтажу, температура модуля може бути на 15-30°C вище температури навколишнього середовища. Чим вище це значення, тим більше енергії буде втрачатися.

Завжди потрібно звертати увагу на параметр NOCT при виборі фотомодуля - у якісного виробника він не перевищує 47 ° С. Так само, дуже важливо знати, що NOCT має на увазі відкриту задню поверхню модуля для можливості природного охолодження, ось чому необхідно при монтажі завжди залишати зазор між панелями і покрівлею. В іншому випадку, панелі перегріються і їх коефіцієнт корисної дії впаде.

За допомогою NOCT перераховуємо потужність, заявлену в стандарті STC на більш реалістичний PTC (Photovoltaics Test Conditions), який враховує

вже не температуру самого сонячного елемента, а температуру навколишнього середовища.

www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Leading Your World in Solar

Tiger Bifacial DG

440-460 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology
Positive power tolerance of 0~+3%



KEY FEATURES

- TR technology + Half Cell**
TR technology with Half Cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bi-facial up to 20.28%)
- 9BB instead of 5BB**
9BB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- Higher Lifetime Power Yield**
2.5% first year degradation,
0.5% linear degradation
- Best Warranty**
12 year product warranty,
30 year linear power warranty
- Reduce Hot-spot issues**
TR technology reduced the cell current in both bus bars and finger grid line to reduce hot-spot issues
- Avoid debris, cracks and broken gate risk effectively**
9BB technology using circular ribbon that could avoid debris, cracks and broken gate risk effectively



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty - 30 Year Linear Power Warranty
0.5% Annual Degradation Over 30 years



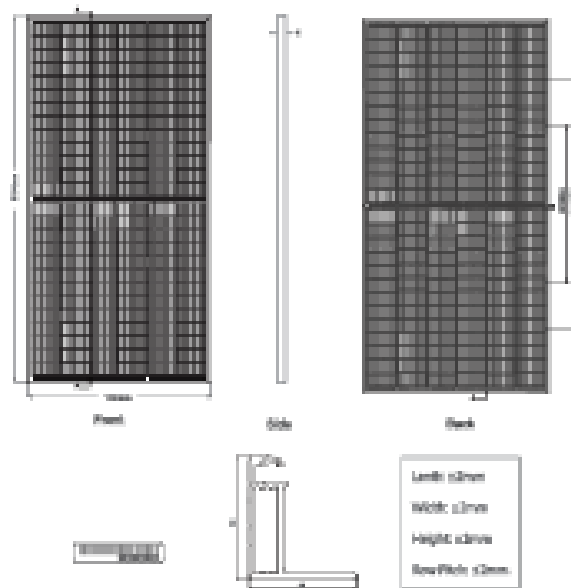







- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730 certified product

Engineering Drawings

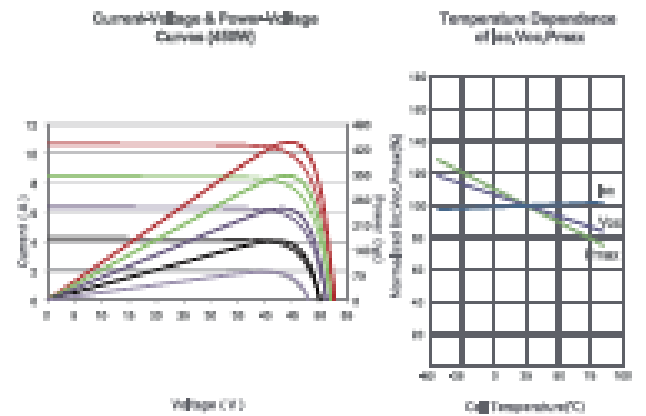


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallets, 54pcs/stack, 540pcs/40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
Number of Cells	156 (2x78)
Dimensions	2154x1034x30mm (86.58x40.71x1.18 inch)
Weight	29.8 kg (65.69lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, heat strengthened glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 3x4.0mm ² (+): 200mm , (-): 150 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JSM40M-TL3-SDVP		JSM45M-TL3-SDVP		JSM50M-TL3-SDVP		JSM55M-TL3-SDVP		JSM60M-TL3-SDVP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	440Wp	327Wp	440Wp	331Wp	450Wp	339Wp	450Wp	339Wp	460Wp	342Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43,85V	39,49V	43,75V	39,39V	43,82V	39,72V	43,89V	39,89V	44,02V	39,89V
Maximum Power Current (Imp)	10,28A	8,28A	10,19A	8,36A	10,27A	8,43A	10,37A	8,50A	10,45A	8,57A
Open-circuit Voltage (Voc)	51,70V	46,70V	51,60V	46,79V	51,69V	46,89V	51,80V	46,89V	52,10V	46,87V
Short-circuit Current (Isc)	11,84A	9,34A	11,83A	9,31A	11,82A	9,38A	11,81A	9,35A	11,90A	9,13A
Module Efficiency STC (%)	19,40%		19,37%		19,44%		19,44%		19,38%	
Operating Temperature(°C)						-40°C~+85°C				
Maximum system voltage						1800VDC (IEC)				
Maximum series fuse rating						25A				
Power tolerance						0~+3%				
Temperature coefficients of Pmax						-0,35%/°C				
Temperature coefficients of Voc						-0,28%/°C				
Temperature coefficients of Isc						0,048%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)						45±2°C				
Refer. Bifacial Factor						70±5%				

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	462Wp	467Wp	473Wp	478Wp	483Wp
	Module Efficiency STC (%)	20,37%	20,30%	20,63%	21,06%	21,39%
10%	Maximum Power (Pmax)	486Wp	492Wp	499Wp	507Wp	515Wp
	Module Efficiency STC (%)	21,30%	21,66%	22,11%	22,60%	23,12%
20%	Maximum Power (Pmax)	550Wp	555Wp	563Wp	568Wp	575Wp
	Module Efficiency STC (%)	24,34%	24,62%	24,88%	25,07%	25,15%

[°]STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Рисунок 2.3 Характеристика сонячної панелі

Розраховуємо очікувану температуру модуля з NOCT за формулою:

Характеристики панелі (фотомодуля):

- сертифікована STC-потужність 440 Вт;
- NOCT = 45 ° C;
- ККД $\eta_{фем}$ = 19,40%;
- температурний коефіцієнт потужності C_T = 0,35% / °C (0,0035 в.о.).

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

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \times (45 - 20) \cdot (0,9 - 0,194) = 44,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Значення (0,9 – $\eta_{\text{фем}}$) відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетвориться в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається.
[11]

Розрахунок потужності автономної ФЕМ в реальних умовах:

$$P_{\text{PTC}} = P_{\text{STC}} \cdot [1 - \text{CT} (T_{\text{PTC}} - 25^{\circ}\text{C})]$$
$$P_{\text{PTC}} = 440 \cdot (1 - 0,0035 \cdot (44,5 - 25)) = 410 \text{ Вт}$$

Це складає $P_{\text{PTC}} / P_{\text{STC}} = 410/440 = 93\%$ від номіналу.

Оптимальним є значення співвідношення $P_{\text{PTC}} / P_{\text{STC}}$, що перевищує 88%.

Якщо при перерахунку потужності на більш реальний стандарт панель втрачає понад 12% енергії, то її виробника можна вважати недобросовісним і використовувати такі панелі не рекомендується.

Будемо приймати якісні фотоелектричні модулі виробництва :

JA Solar (Tiger Bifacial DG 440-460) 3 модулем типу: ЖКМ 440М-7RL3-BDVP [9]

Визначаємо середні показники потрапляння електроенергії для м. Харків
на

1 м² площі:

Середньорічне потрапляння сонячної енергії за добу: $W_{\text{ср.доб}} = 3,26 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$.

Визначаємо сумарне потрапляння сонячної енергії (інсоляція) за рік на 1 м² площі:

$$W_{\text{річ}} = W_{\text{ср.доб}} \cdot 365 = 3,26 \cdot 365 = 1189,9 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$$

Тобто 1м² фотоелектричного модуля при своєму ККД (в нашому варіанті $\eta_{\text{фем}} = 19,40 \%$) зможе за рік виробити електричної енергії для географічного поясу м. Харків:

$$W_{\text{ср.доб.фем}} = W_{\text{ср.доб.}} \cdot \eta_{\text{фем}} \cdot S_{\text{фем}} = 3,26 \cdot 0,194 \cdot 2,268 = 1,43 \text{ кВт} \cdot \text{год за добу}$$

(в середньому протягом року);

де $S_{\text{фем}} = 2,268$ площа фотоелектричного модуля (панелі), м²

$$W_{\text{річ.фем}} = W_{\text{доб.фем}} \cdot 365 = 1,43 \cdot 365 = 521,95 \text{ кВт} \cdot \text{год за рік}$$

(виробництво електричної енергії 1 ФЕМ типу Tiger Bifacial DG (440-460 Watt) за рік).

З модулем типу: JKM 440M-7RL3-BDVP (Характеристики якої наведені на Рис. 5)

У наведених вище розрахунках ми керувалися середньорічними показниками для отримання загального розуміння. Проте, в реальності сонячна активність протягом року є різною, залежно від сезону. Тому, необхідно провести аналогічні розрахунки для кожного окремого місяця.

Розрахунок проводився для 1 автономної ФЕМ та його характеристик.

Для отримання результатів в цілому по станції потрібно у відповідних формулах врахувати кількість таких модулів, які сформують загальну площу поверхні станції, що перетворюватиме енергію сонячного випромінювання в електричну.

Для взятих до уваги панелей потужністю 440 Вт (за паспортом), які в реальних умовах даватимуть 410 Вт (попередні розрахунки РРТС) для спорудження станції потужністю 11 кВт необхідно задіяти певну кількість ФЕМ, яка розраховується за спрощеною формулою (не враховуємо втрати

потужності в мережі постійного та змінного струму, але враховуємо ККД інвертора станції, який переважно складає не менше 97 %; також враховуємо поправочний коефіцієнт на розташування панелей за сторонами світу K_w):

$$P_{\text{ФЕС}} = 11\,000 \text{ Вт}$$

$$P_{\text{РТС.фем}} = 410 \text{ Вт}$$

$$\eta_{\text{інв}} = 0,97$$

$$K_w = 0,95$$

Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття потужності фотоелектричної станції.

Вибір інвертора починаємо з визначення потужності ФЕС - визначається потужність інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{\text{інв}} = P_{\text{ФЕС}} / P_{\text{ном.інв}}$$

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

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

$$N_{\text{інв}} = 11/11 = 1 \text{ шт}$$

Було обрано гібридний інвертор АБП Ахіома Energy ISMPPT BFP 11000 [6]



Производитель	Ахіома ↗
Тип инвертора	Гибридный автономный
Количество фаз	1
Номинальная мощность нагрузки, Вт (ВА)	11000
Форма выходного напряжения	Чистая синусоида
Выходное напряжение АКБ, В	48
Максимальный ток заряда, А	120
Режим заряда АКБ	MPPT (ПТММ)
Максимальное напряжение холостого хода СБ, В	500
Диапазон входного напряжения АС, В	90-450
Время переключения, мс	20
Класс мощности инвертора, Вт	10000 - 14900
Класс перегрузки, Вт	≤ 18000
Возможность работы без АКБ	Да

Возможность работы без АКБ	Да
Смешивает сеть + солнце	Да
Количество MPPT трекеров	2
Макс. входная мощность DC от СБ, Вт	8000
Диапазон напряжения DC от СБ, В	80-500
Диапазон работы MPPT / Оптимальное напряжение	90-450
Макс. ток от СБ на каждый вход, А	18
Количество входов на MPPT трекер	1
КПД	93
Степень защиты	IP40
Рабочая температура, °С	-10 ... +50
Размеры (д/ш/в), мм	503 / 158 / 530
Вес, кг	20
Гарантия, мес	24

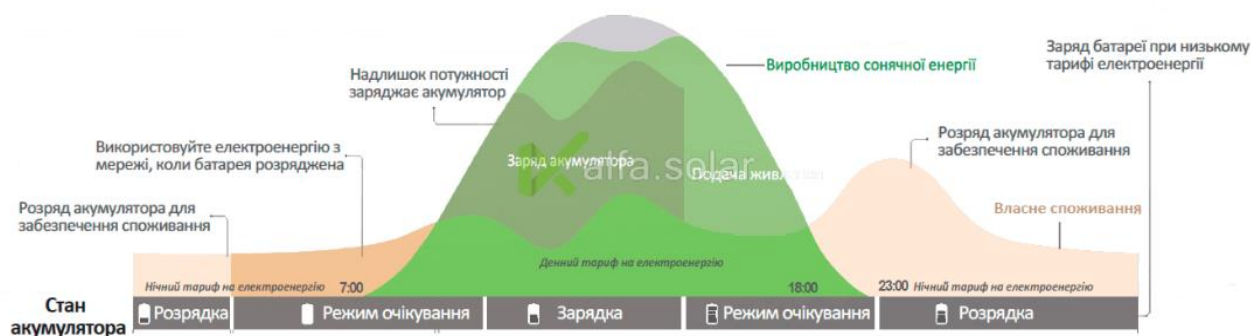


Рисунок 2.4 Технічні характеристики інвертора Гибридный ИБП Аxioma Energy ISMPPT BFP 11000 загальні дані.

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 стринзі, 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 0,05 %/К).

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

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

де:

$I_{sc(T_r)}$ — значення струму сонячної батареї при 70° С;

I_{sc} — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля (10,94 А);

T_r — максимальна температура (70 °С);

α_T — температурний коефіцієнт I_{sc} (0,05 %/К).

$$I_{sc(T_r)} = 10,94 \cdot (1 + (70-25) \cdot 0,05/100) = 11,2 \text{ [A]}$$

Згідно розрахунків бачимо, що для гібридного інвертора

АБП Ахіота Energy ISMPPT BFP 11000, потужністю 11 кВт, сума струмів від двох панелей ($2 \cdot 11,2 = 22,4$ А) не буде перевищувати максимальне значення

26 А ($I_{dc\ max_1}$) для першого входу, а сума струмів від двох панелей в паралель ($2 \cdot 11,2 = 22,4$) не буде перевищувати 26 А ($I_{dc\ max_2}$) для другого входу MPPT.

Максимальна напруга в колі

Значення максимальної напруги розраховуємо за формулою:

$$U_{oc(T_k)} = U_{oc} \left(1 + \frac{(T_k - 25)\beta_T}{100} \right)$$

Де:

$U_{oc(T_r)}$ — значення напруги при температурі — 25 °С;

U_{oc} — напруга холостого ходу (51,5 В);

T_r — мінімальна робоча температура (-25 °С);

β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,29%/К).

Отже:

$$U_{oc(T_r)} = 51,5 \cdot \left(1 + (-25 - 25) \cdot (-0,29 / 100) \right) = 58,96[\text{В}]$$

Опираючись на це значенні, розраховуємо кількість модулів в стрінгу, з'єднаних послідовно.

$$N_{max} \leq U_{DC\ max} / U_{OC}(TR)$$

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

$$N_{max} \leq 450 / 58,96 = 7,63$$

Округляючи до цілого числа отримаємо, що в один стрінг можна

установити до 8 сонячних панелі.

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

Кожний інвертор має мінімальну напругу на вході, в нашому випадку це 90 В.

В свою чергу, модулі досягають мінімальної робочої напруги при граничній температурі 70° С.

Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору. В цьому випадку використовуються формули:

$$U_{oc(T_{max})} = U_{oc} \left(1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right)$$

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

Де

$U_{oc(T_{max})}$ — напруга при максимальній температурі 70 ° С;

U_{oc} — напруга холостого ходу (51,1 В);

T_{max} — максимальна робоча температура (70 ° С);

β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,29 %/К);

N_{min} — мінімальна кількість сонячних батарей;

$U_{dcstart}$ — подавана початкова напруга (90 В).

$$U_{oc(T_{max})} = 51,1 \left(1 + \frac{(-70 - 25) \cdot (-0,29)}{100} \right) = 65,17 \text{ (ВТ)}$$

$$N_{min} \geq 90 / 65,17 = 1,4$$

Приймаємо найближче ціле значення в більший бік, таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 2 модулей в один стрінг.

Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням
MPP трекера інвертора

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи MPP трекера.

В нашому випадку цей діапазон в межах: 90-450 В. При визначенні кількості панелей, що підключені до одного входу MPP, необхідно визначити кількість панелей, при чому все коло буде генерувати напругу в робочому діапазоні MPPT при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної батареї для умов MPPT, при цьому максимальне значення напруги підраховується при -25°C та мінімальне значення при $+70^{\circ}\text{C}$.

Розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

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

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

Де

$U_{MPP(T_{max})}$ — напруга сонячної батареї при 70°C ;

$U_{MPP(stc)}$ — оптимальна напруга MPPT (48 В);

T_{max} — максимальна робоча температура (70°C);

β_T — індекс температури модуля ($-0,29\%/K$);

N_{\min} — мінімальна кількість модулів в стринзі;

$U_{dc \min}$ — мінімальне значення МРРТ інвертора (90 В);

$$U_{oc(T_{max})} = 48 \left(1 + \frac{(-70 - 25) * (-0,29)}{100} \right) = 61 \text{ В}$$

$$N_{\min} \cdot U_{MPP(T_{max})} \geq 90$$

Таким чином:

$$N_{\min} \geq 90 / 61 = 1,5$$

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 2 модулів у стрінг для оптимальної роботи МРРТ інвертора.

Перевірка сумарної кількості сонячних модулів з урахуванням номінальної потужності інвертора.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора сонячні панелі 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 $P_{ac,r} = 11$ кВт.

Таким чином, оптимальне значення сумарної потужності сонячних панелей знаходиться в діапазоні 8 000 – 13 000 Вт.

Розрахуємо кількість модулів згідно з рекомендуваним діапазоном:

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

де: $P_{ac,r}$ — номінальна потужність інвертора (11 000 Вт).

Отримані значення округляємо до найближчого цілого числа в більшу сторону для мінімального значення, і в меншу сторону для максимального значення:

$$11000 \cdot 0,8 / 440 \leq N_{sum\ gen} \leq 11000 \cdot 1,2 / 440$$

$$20 \leq N_{sum\ gen} \leq 30$$

Таким чином, оптимальна кількість сонячних панелей повинна бути в діапазоні від 20 до 30 шт.

Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ

Довжину стола визначаємо за геометричними розмірами ФЕМ та їх кількості одному стрінгу з урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій. Приймаємо відстань між панелями $\Delta_{фем} = 0,021$ м.

Таким чином, довжина столу обчислюється :

$$L_{ст} = N_{ФЕМ} \cdot (b_{ФЕМ} + \Delta_{фем}),$$

$b_{ФЕМ}$ — ширина модуля, м

$$L_{ст} = N_{ФЕМ} \cdot b_{ФЕМ} + (N_{ФЕМ} - 1) \Delta_{фем} = 8 \cdot 1,021 + (8-1) \cdot 0,021 = 8,3 \text{ м}$$

Відстань між столами паралельних рядів:

За координатами місцевості кут сонця 19°

Далі рухаємо столи так, щоб уникнути затінення.

Відстань між рядами не менше $1,7 \cdot H_{ст}$, де $H_{ст}$ — висота столу сонячних панелей, яку визначаємо геометрично за параметрами столу.

Тоді:

Відстань між рядами: $1,7 \cdot 2,168 = 3,685$ м.

Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Довжина кабелю типу PV 1x6 складає по лінії «+» 266 м, і «-» 266 м,
тобто загальна довжина – 532 м

$$\Delta P = 2 \cdot I_{STP}^2 \cdot I_{кзDC} \cdot R_0$$

де R_0 – питомий опір КЛ постійного струму, який дорівнює для кабелю перерізом 6 мм^2 можна прийняти значенням $3,1 \text{ Ом/км}$;

Тоді, для випадку, що розглядається:

$$\Delta P = 2 \cdot 10,76^2 \cdot 0,384 \cdot 3,1 = 0,275 \text{ Вт}$$

Втрати в мережі постійного струму складають, %:

$$\Delta P\% = P_{dc} / P_{інв} \cdot 100\% = (275/11) \cdot 100 = 2,5$$

Тобто ККД мережі DC приймаємо на рівні $0,975$.

Таблиця №4 Кабельний журнал

Кабельний журнал (від стрінгів до інвертора)				
Маркування кабелю	Спосіб прокладання кабелю		Марка та кіл-ть жил	Довжина, м
	В трубі	по конструкції		
A.01-1	1	27	2xPV 1x6	68
A.01-2	1	27		68
A.01-3	8	27		65
A.01-4	8	27		65

Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах

Втрати в мережі постійного струму та неоптимальні умови роботи ФЕМ доцільно компенсувати шляхом додаткового встановлення сонячних модулів в ланцюгах інверторів з урахуванням ККД інвертора та ККД мережі DC.

Кількість ФЕМ, які мають бути підключені до одного інвертора, можна ви-значити зі співвідношення та округлити до більшого парного числа, враховуючи переважну парну кількість панелей, що формують стіл ФЕМ:

$$N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв.}}}{P_{\text{РТС}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_{\text{W}}} = \frac{11000}{440 \cdot 0,93 \cdot 1} = 27 \text{ шт}$$

де $\eta_{\text{інв}}$ ККД інвертора відповідно до паспортних даних, в.о., як правило, становить 0,93.

Приблизна кількість ФЕМ, які формують ФЕС, можна визначити зі співвідношення за кількістю інверторного обладнання:

$$N^{\Sigma}_{\text{ФЕМ}} = N^{\text{інв}}_{\text{ФЕМ}} \cdot N_{\text{інв.}} = 27 \cdot 1 = 27$$

Для забезпечення потрібної потужності беремо кількість панелей з запасом 20 %. Загальна кількість панелей становить 32 шт та максимальна генерація ФЕС становить 13,2 кВт.

2.4 Моделювання графіка генерації фотоелектричної станції.

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії W виконуємо за формулою:

$$W = E_{\text{н}} \cdot k_{\text{мод}} \cdot S \cdot k_{\text{інв}} \cdot k_{\text{W1}} \cdot k_{\text{W2}} \cdot k_{\text{W3}} \cdot k_{\text{тр}} \cdot k_{\text{г}},$$

де $E_{\text{н}}$ – надходження сонячної радіації (прямої та розсіяної) на похилу поверхню, кВт/м² за годину;

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

S – загальну сумарну площу фотобатарей, м² ;

$k_{\text{інв}}$ – ККД інвертора;

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

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

k_{W3} – втрати в мережі постійного струму;

$k_{\text{тр}}$ – ККД трансформатора;

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

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників

площадок, добуток $k_{iHB} \cdot k_{W1} \cdot k_{W2} \cdot k_{W3} \cdot k_{TP} \cdot k_{r}$ обираємо 0,9. Загальну сумарну площу фотоелектричних модулів S визначаємо за проектним кресленням розміщення фотобатарей на крищі. Проектом планується встановлення фотоелектричної станції в Харківській області. Середньомісячна сонячна іррадіація у цій області за даними NASA за останні 20 років наведено в таблицю 5.

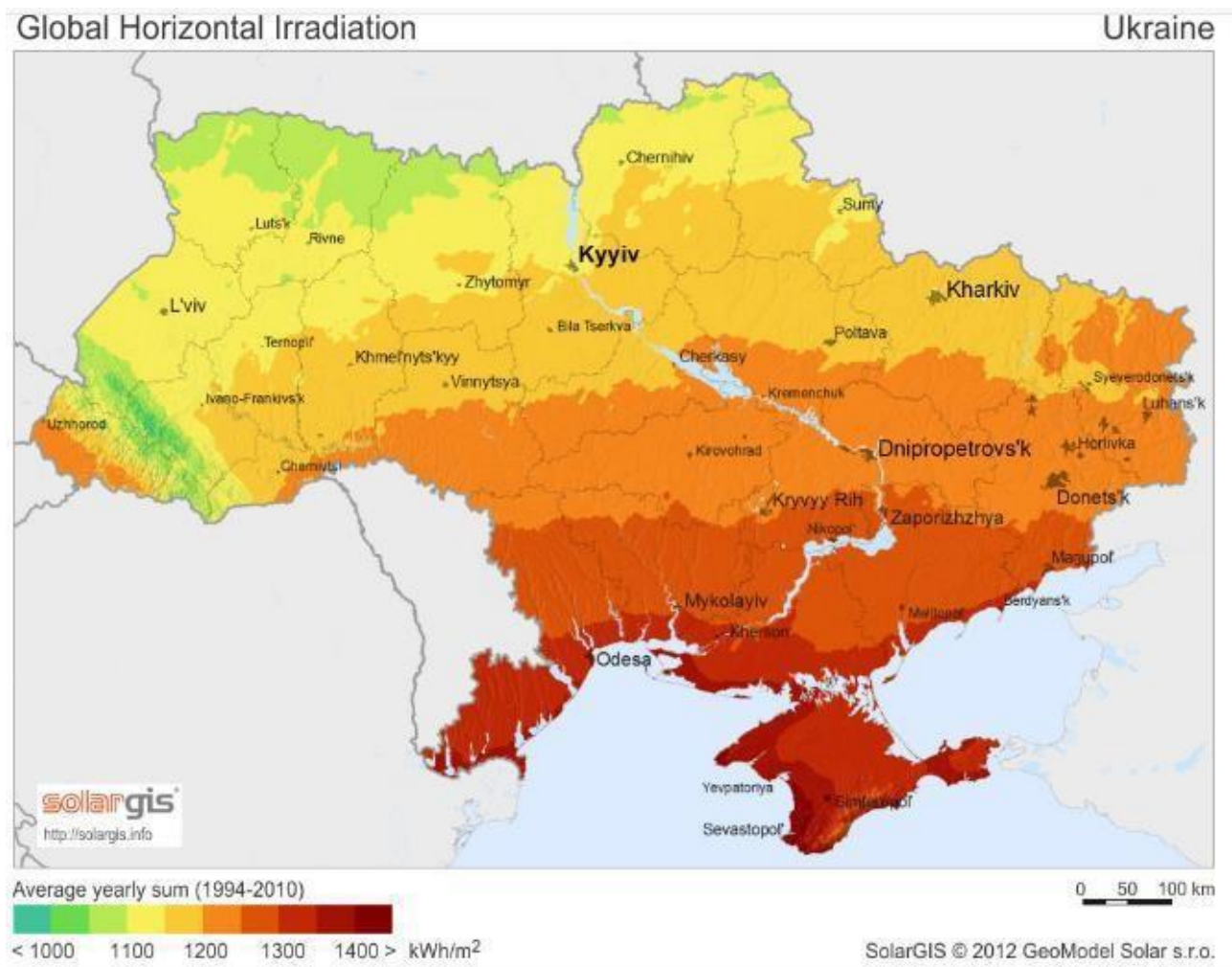


Рисунок 2.5. Середня сумарна річна інсоляція для умов України, кВт/(м²·рік)

Середні показники вироблення електроенергії для м. Харків з 1 м²площі.

Середньорічне виробництво електроенергії за добу:

$$W_{\text{ср.доб}} = 3,26 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2.$$

Сумарне вироблення електроенергії за рік : 1189,9 кВт • год/м²

Прийнято параметри панелей: ККД – 19,40 %, P_{stc} = 440 Вт.

Таблиця №5 – Середній рівень сонячної радіації/інсоляції в місті Харків
(кВт•год/м²/день)

Дані NASA за останні 20 років												
Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Середина
1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	3,26

Розраховуємо кількість ФЕМ

$$N_{\text{фем}} = P_{\text{ФЕС}} / (P_{\text{РТС.фем}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = 13\ 000 / (410 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 32 \text{ шт}$$

Якщо перерахувати фактично встановлену потужність за паспортною потужністю ФЕМ, то вийде, що:

$$P_{\text{ФЕС.пасп}} = P_{\text{ФЕМ.пасп}} \cdot N_{\text{фем}} = 410 \cdot 32 = 13\ 120 \text{ Вт}$$

Тобто, для того, щоб отримати станцію з фактичною потужністю 13,2 кВт з урахуванням неідеальності умов встановлення ФЕМ для отримання прогнозованого прибутку потрібно заздалегідь компенсувати і умови середовища, і втрати в елементах електричної мережі .

Щоб було виробництво електричної енергії станцією потужністю 13,2 кВт, необхідно 32 ФЕМ типу Tiger Bifacial DG (440 Watt)

$$W_{\text{річ.ФЕС}} = W_{\text{річ.фем}} \cdot N_{\text{фем}} = 523,7 \cdot 32 = 16\,759 \text{ кВт} \cdot \text{год за рік}$$

- попередньо визначимо площу станції, тобто площу поверхні, яка перетворюватиме енергію сонця в електричну:

$$S_{\text{ФЕС}} = S_{\text{фем}} \cdot N_{\text{фем}} = 2,268 \cdot 32 = 72,5 \text{ м}^2$$

Щомісячне вироблення електроенергії ФЕС

Січень

$$W_{\text{ср.доб.01}} = 1,19 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 / \text{день}$$

$$W_{01} = W_{\text{ср.доб.01}} \cdot N_{\text{діб.01}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = 1,19 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 458 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Лютий

$$W_{\text{ср.доб.02}} = 2,02 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 / \text{день}$$

$$W_{02} = W_{\text{ср.доб.02}} \cdot N_{\text{діб.02}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = 2,02 \cdot 29 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 728 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Березень

$$W_{\text{ср.доб.03}} = 3,05 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 / \text{день}$$

$$W_{03} = W_{\text{ср.доб.03}} \cdot N_{\text{діб.03}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = 3,05 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 1175 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Квітень

$$W_{\text{ср.доб.04}} = 3,94 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 / \text{день}$$

$$W_{04} = W_{\text{ср.доб.04}} \cdot N_{\text{діб.04}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = 3,94 \cdot 30 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 1469 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Травень

$$W_{\text{ср.доб.05}} = 5,38 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{05} = W_{\text{ср.доб.05}} \cdot N_{\text{дїб.05}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 5,38 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 2072 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Червень

$$W_{\text{ср.доб.06}} = 5,46 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{06} = W_{\text{ср.доб.06}} \cdot N_{\text{дїб.06}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 5,46 \cdot 30 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 2035 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Липень

$$W_{\text{ср.доб.07}} = 5,56 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{07} = W_{\text{ср.доб.07}} \cdot N_{\text{дїб.07}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 5,56 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 2142 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Серпень

$$W_{\text{ср.доб.08}} = 4,88 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{08} = W_{\text{ср.доб.08}} \cdot N_{\text{дїб.08}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 4,88 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 1880 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Вересень

$$W_{\text{ср.доб.09}} = 3,49 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{09} = W_{\text{ср.доб.09}} \cdot N_{\text{дїб.09}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 3,49 \cdot 30 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 1301 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Жовтень

$$W_{\text{ср.доб.10}} = 2,1 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{10} = W_{\text{ср.доб.10}} \cdot N_{\text{дїб.10}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 2,1 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 809 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Листопад

$$W_{\text{ср.доб.11}} = 1,19 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{11} = W_{\text{ср.доб.11}} \cdot N_{\text{дїб.11}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = \\ = 1,19 \cdot 30 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 444 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Грудень

$$W_{\text{ср.доб.12}} = 0,9 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$$

$$W_{12} = W_{\text{ср.доб.12}} \cdot N_{\text{дiб.12}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{iнв}} \cdot K_w) = \\ = 0,9 \cdot 31 \cdot (72,5 \cdot 0,194 \cdot 0,93 \cdot 0,95) = 347 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Таблиця № 6 Місячне вироблення електричної енергії в місті Харків

Січ ень	Лют ий	Берез ень	Квіт ень	Трав ень	Черв ень	Лип ень	Серп ень	Верес ень	Жовт ень	Листо пад	Груд ень	Всь ого
458	728	1175	1469	2072	2035	2142	1880	1301	809	444	347	1486 0

За рік було отримано 14860 кВт x год/рік



Рисунок 2.6 Діаграма генерації електричної енергії за рік

2.5 Вибір раціональних параметрів систем накопичення електричної енергії.

Станція генерує 13 200 Вт · год при максимальній інсоляції.

Згідно досліджень максимальне споживання пункту «незламності» при максимальному навантаженні 10 000 Вт · год.

Для забезпечення електропостачання пункту незламності при недостатній генерації ФЕС в вечірній час, запроєтуємо акумуляторні батареї.

Обираємо акумуляторні батареї типу Must LiFePO4 51,2V 100Ah (LP18-48100) [5]

LiFePO4 – це вид літій-іонного акумулятора, у якого катод виготовлений із літій-залізо-фосфату. Акумулятори LiFePO4 є ідеальною заміною традиційних свинцево-кислотних акумуляторів, пропонуючи швидке рішення для заміни свинцево-кислотних акумуляторів.

Акумулятори MUST можна використовувати окремо або з'єднувати послідовно або паралельно для створення більшої системи.

Номинальна напруга 51,2 В

Напруга заряду 54 В

Стандартний струм заряду 20 А

Максимальний струм заряду 50 А

Максимальний струм розряду 100 А

Струм розряду, максимум 100 А

Номинальна ємність 100 Ач Вага ~ 44 кг



Рисунок 2.7 Технічні характеристики акумуляторної батареї Must LiFePO4 51,2V 100Ah

Розрахуємо кількість акумуляторних батарей, необхідних для забезпечення пункту на 1 годину.

Виходячи з вимог споживання пункту при максимальному навантаженні

(10 кВт· год) розрахуємо акумуляторні батареї.

$$C_{\text{АКБ}} = 10000\text{Вт} \cdot \text{год} / 51\text{В} = 196 \text{ А} \cdot \text{год}$$

Виходячи з розрахунків приймаємо 2 шт акумуляторної батареї Must LiFePO4 51,2V 100Ah

Згідно розрахунків необхідно 2 акумуляторні батареї, для забезпечення пункту «незламності» в вечірній час, які з'єднанні паралельно між собою.

З 8 ранку до 18:00 сонячна станція буде генерувати енергію 13 000 Вт · ч, максимальне споживання пункту може становити 10 000 Вт · ч,

в середньому 3000 - 6000 Вт · ч буде направлено на зарядку акумуляторних батарей.

З 18:00 по 19:00 будуть віддавати енергію наші акумулятори, за цей час ми зможемо заправити наш генератор.

Для більшої надійності безперервного електропостачання пункту незламності запроектуємо генератор з функцією автоматичного запуску, враховуючи максимальне споживання за годину.

На приклад бензиновий генератор Matari MX14000EA-ATS [4] з налаштуванням автоматичного вводу резерву.



Максимальная мощность (220В)	11 кВт
Расход топлива,г/кВт·ч	175 г/кВт·ч
Расход топлива	4 л/ч
Номинальная мощность	10 кВт
Время непрерывной работы	12 ч
Уровень шума	72 дБ

Рисунок 2.8 Технічні характеристики Matari MX14000EA-ATS

2.6 Обґрунтування схемної реалізації системи електропостачання пункту незламності.

Сонячні панелі генерують постійну напругу направляючи її в інвертор, він заряджає акумуляторні батареї та перетворює постійну напругу в змінну та віддає до споживача. При недостатній генерації сонячної станції для роботи інвертора, система починає живитися від акумуляторної батареї. Які розраховані на 1 годину при максимальному завантаженні пункту незламності.

Коли заряд батареї дійде до 20% система дасть попередження про розрядження батареї та на інверторі спрацює АВР що автоматично ввімкне бензиновий генератор. В якому стоїть система автоматичного ввімкнення.

Система автоматичного вводу резерву буде допомагати коли одне з джерел енергії буде не вистачати.

Обране електрообладнання дасть можливість постачати електроенергію для пункту незламності безперервно.

3. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок техніко-економічних показників автономної електричної системи

Вступ

В кваліфікаційній роботі досліджене автономне електропостачання пункту незламності.

В сучасних реаліях є ймовірність відключення світла і пункт незламності нам допоможе у скрутну хвилину, зарядити телефони, зігрітися. Ці системи корисні, так як вони можуть працювати і в день і в ночі, це забезпечує постійне електропостачання.

Використання автономної сонячної станції, акумуляторних батарей та генератора повинні забезпечити безперервне електропостачання пункту незламності.

В даному розділі був виконаний розрахунок техніко-економічних показників і показників ефективності з метою обґрунтування економічної доцільності їх застосування.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації. [13]

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення можуть включати:

Капітальні інвестиції з реалізації технічного рішення можуть включати витрати:

- на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- на проведення монтажно-налагоджувальних робіт;
- фінансових коштів на виконання проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації технічного рішення.

Проектні капітальні інвестиції в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у прайс-листах оптових цін на електроустаткування, та інших довідкових матеріалів або за фактичними витратами підприємства. Прийняті ціни необхідно обґрунтувати, а саме, вказати джерела інформації на відповідну дату.

При визначенні величини проектних капіталовкладень (K_{np}) можна скористатися формулою:

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

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 технічного рішення;

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

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

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n - витрати на налагоджувальні роботи;

Z_{np} – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Якщо проектом передбачається виготовлення необхідної апаратури, то розрахунок таких витрат можна робити або укрупненим, або детальним методом за спеціальними методиками. Вартість самостійно розробленого програмного забезпечення також розраховується за певною методикою.

Доцільно витрати на придбання технічних засобів або комплектуючих виробів представити у вигляді зведення капітальних витрат (табл. 5).

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.

Витрати на монтажні (Z_m) і на налагоджувальні роботи (Z_n) можна визначити наступним чином:

$$Z_{m(n)} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_o \times K_{CM} \times K_{np} \quad (3.2)$$

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_o – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

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

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

Інші одноразові вкладення грошових коштів ($Z_{нр}$) можуть включати витрати:

- на демонтаж застарілого обладнання;
- на проведення проектно-конструкторських робіт;
- на підготовку персоналу;
- на придбання готового програмного забезпечення.

Якщо обладнання, що демонтується, може бути повністю або частково реалізовано за договірною ціною або за ціною брухту, то проектні капітальні витрати зменшуються на цю величину.

Таблиця №5 Зведення капітальних витрат

№ з/п	Найменування технічних засобів	Кількість	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
1	Сонячні панелі, JA Solar (Tiger Bifacial DG 440-460)	32	7762 [7]	248384
2	Інвертор Ахіома Energy ISMPPT BFP 11000	1	62935 [6]	62935
3	Акумулятори Must LiFePO4 51,2V 100Ah	2	28600 [5]	28600
4	Генератор Matari MX14000EA-ATS	1	95000 [4]	95000
5	Транспортування обладнання та матеріалів ФЕМ	1	22000	22000
6	Монтаж обладнання ФЕМ	1	16000	16000
7	Налаштування обладнання	1	5000	5000
	ВСЬОГО			477 919

$$K_{\text{пр}} = (248384+62935+28600+95000)+22000+16000+5000 = 477\,919 \text{ грн}$$

3.3 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_e);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{\text{пр}}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

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

$$C = 26240+39667+5000 = 70\,907 \text{ грн}$$

3.4 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизаційні відрахування - відрахування частини вартості основних фондів для відшкодування їх зносу.

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи і часу його використання.

Роки корисного використання об'єкта основних засобів визначається з очікуваних технічних вимог та часу його використання.

Термін корисного використання сонячних панелей та інвертора 8 років, виходячи з очікуваних технічних вимог. Строк максимального використання обладнання 12 років.

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

$$Ha = \frac{\Phi_{п} - Л}{\Phi_{п} \cdot T_{п}} \cdot 100, \% \quad (3.4)$$

де, $T_{п}$ – термін корисного використання (амортизаційний період), р.;

$\Phi_{п}$ – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних коштів, тис.грн

Норма амортизації для першого варіанту: 477 919 грн

$$Ha = \frac{477919}{477919 \cdot 12} \cdot 100\% = 8,3\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{п} \cdot Ha}{100} \quad (3.5)$$

$$AO = \frac{8,3 \cdot 477919}{100} = 39667 \text{ грн}$$

Таблиця № 6 Амортизаційні відрахування

№1	Найменування	Капітальні вкладення, тис. грн	Норма амортизації, %	Амортизаційні відрахування, тис. грн
1	Автономне електричне обладнання	477919	8,3	39667

3.5 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним працівникам.

Так як ми покупаємо панелі в компанії Jinko Solar, вони пропонують гарантію на свою продукцію та додаткове обслуговування обладнання сонячної станції. Нам це буде коштувати 820 грн за одиницю (сонячну панель) та налаштування обладнання 2500 грн. На нашій автономній станції 32 сонячні панелі це вийде 26 240 грн.

Прийmemo витрати технічного персоналу на налаштування та перевірку 2500 грн на пів року, 5000 за рік.

$$C_m = 26\,240 + 5000 = 31\,240 \text{ грн/рік}$$

Висновок : Заплановане будівництво автономної ФЕС для пункту незламності забезпечить безперервне електропостачання, тепло та зв'язок, це буде коштувати 477 919 грн. Завдяки сонячній енергетиці це буде зробити легко та більш безпечно.

Висновки

Поновлювані джерела енергії - це не альтернатива існуючої енергетиці.

Сонячні електростанції з акумуляторами ідеально підходять для виробництва і зберігання електроенергії в місцях з відсутністю енергопостачання.

В цій кваліфікаційній роботі розроблено автономне комплексне джерело електропостачання для пункту незламності.

В ході роботи було виконано розрахунки кута нахилу сонячних панелей та розташування на ПД-СХ, розрахована інсоляція і температура модулів.

За розрахунками були вибрані сонячні панелі, які підходять заданим умовам розрахунку. Були вибрані панелі якісного виробника Jinko Solar Tiger Pro 440-460 Вт з модулем типу: ЖКМ 440М-7RL3-BDVP.

Була розрахована кількість сонячних панелей для виробництва електричної енергії станцією потужністю 11 кВт, для цього необхідно 32 ФЕМ типу Jinko Solar Tiger Pro (440 Вт)

Був обраний інвертор Ахіома Energy ISMPPT BFP 11000 та акумуляторні батареї Must LiFePO4 51,2V 100Ah.

Для забезпечення пункту незламності електроенергією в вечірній та нічний час був запроєктований генератор Matari MX14000EA-ATS

Було розраховано помісячно виробництво електричної енергії та кількість коштів для спорудження станції.

Цей проект передбачає безперервне електропостачання пункту незламності, а це тепло та зв'язок для наших людей.

Все буде Україна!

Список використаної літератури та матеріалів :

1. ГОСТ 28249-93. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в установках змінного струму напругою до 1 кВ.
2. Перехідні процеси в системах електропостачання □ Підручник для вузів. Вид. 2-е, доправ. та доп. □ Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен □ За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. - Дніпропетровськ □ Видавництво НГА України, 2000. – 597 с.
3. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ."
4. <https://storgom.ua/product/matari-mx14000ea-ats.html#properties-tab>
5. <https://alfa.solar.ua/akkumulyatornaya-batareya-must-lifepo4-48v-100ah-id1408.html>
6. <https://alfa.solar.ua/gibridnyj-ibp-axioma-energy-ismppt-bfp-11000-id1451.html>
7. <https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM440-460M-7RL3-BDVP-D3-EN.pdf>
8. <https://soncedim.com.ua/blog/soniachna-panel-z-chogo-vona-skladaetsia-ta-iaak-pratsiue>
9. <https://inteleng.com.ua/blog-uk/shho-take-avtonomna-sonyachna-stanciya/>
10. <https://electro-montag.com.ua/raskhod-elektrichestva-bytovymi-priborami/>
11. Методичні вказівки та індивідуальні завдання до виконання розрахункового завдання при проходженні навчальної комп'ютерної практики для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. – 24 с.

12. <https://2day.kh.ua/ua/kharkow/yak-vyhlyadayut-punkty-nezlamnosti-u-kharkovi>

13. 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.

14. Трансформація енергетики України в інтелектуальну ресурснонезалежну систему/ Навчальний посібник/ Г.Г. Півняк, О.В. Кириленко, Ю.А. Папаїка, І.М. Луценко, О.Г. Лисенко — Д.: Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2022. — 55 с.