

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

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Лисака Кирила Артемовича

(ПІБ)

Академічної групи 141М-21-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Обґрунтування параметрів та фотоелектричної станції для покриття навантаження промислового підприємства»

(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.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
електроенергетики

(повна назва)

_____ Папаїка Ю.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20 ____ року

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

студенту Лисаку К.А. академічної групи 141М-21-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Обґрунтування параметрів та фотоелектричної станції для покриття навантаження
промислового підприємства

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.09.22 № 918

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Виконати аналіз поточного режиму роботи фотоелектричної станції потужністю 2 МВт, визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	
Основна частина	Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції потужністю 2 МВт для покриття навантаження промислового підприємства	
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	

Завдання видано _____ **Півняк Г.Г.**
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____ **Лисак К.А.**
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 99 стор., 26 рис., 11 табл., 4 додатка, 22 джерел.

Об'єкт дипломного проекту – фотоелектрична станція для покриття навантаження промислового підприємства.

Мета дипломного проекту – розрахунок та вибір до встановлення на ФЕС електричного обладнання.

В технологічному розділі приведено сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні та перспективи і переваги будівництва електростанцій на відновлювальних джерелах електричної енергії над традиційними електростанціями. Приведений необхідний список документації для будівництва ФЕС.

В основній частині виконано розрахунки відповідного до завдання електричного обладнання і його вибір для подальшого проектування фотоелектричної станції.

В економічному розділі повне обґрунтування проекту яке виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, також визначений фонд заробітної плати персоналу.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА, ІНВЕРТОРИ, СОНЯЧНІ ПАНЕЛІ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	7
1.1 Показники розвитку сонячної енергетики в Україні та світі.....	7
1.2 Аналіз сучасних умов виробництва електричної енергії ФЕС.....	18
1.3 Переваги та недоліки застосування ФЕС для покриття електроспоживання підприємства.....	20
1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС для покриття споживання промислового підприємства.....	26
1.5 Висновки та постановка задач роботи.....	27
2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	30
2.1 Моделювання режиму навантаження сонячної енергетики в Україні і світі.....	30
2.2 Оцінка раціональної потужності ФЕС для покриття навантаження промислового підприємства.....	31
2.3 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення ФЕС.....	35
2.4 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ.....	36
2.5 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інвертора.....	42
2.5.1 Максимальний струм у колі.....	42
2.5.2 Максимальна напруга у колі.....	43
2.5.3 Розрахунок мінімальної кількості модулів в колі з урахуванням....	44
2.5.4 Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням MPR трекера інвертора.....	45
2.6 Визначення конструктивних параметрів ФЕС.....	47
2.7 Вибір основного обладнання ФЕС напругою до та вище 1 кВ.....	53
2.7.1 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму.....	53
2.7.2 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів.....	54
2.7.3 Вибір номінальної потужності та кількості силових трансформаторів.....	55
2.7.4 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ.....	56
2.7.5 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 за нагрівом.....	57
2.7.6 Кабелі АПвВГ до 1 кВ.....	58
2.7.7 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4 – 10 кВ.....	60

	5
2.7.8	Мережі 0,4 – 10 кВ..... 61
2.7.9	Мережі 0,4..... 64
2.7.10	Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ 68
2.7.11	Вибір параметрів кабельних ліній 6 – 10 кВ..... 70
2.7.12	Вибір комутаційного обладнання 6 – 10 кВ для видачі потужності в мережу..... 73
2.8	Розрахунок річної продуктивності ФЕС..... 77
3	ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ..... 78
3.1	Техніко – економічне обґрунтування параметрів і та фотоелектричної станції для покриття навантаження промислового підприємства..... 78
3.2	Розрахунок капітальних витрат..... 80
3.3	розрахунок експлуатаційних витрат..... 84
3.3.1	Розрахунок амортизаційних витрат..... 84
3.3.2	Розрахунок річного фонду..... 86
3.3.3	Розрахунок відрахувань на соціальні заходи..... 88
3.4	Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт..... 88
3.5	Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту.. 89
	Висновок..... 91
	Перелік посилань..... 92
	Додаток А Відомість матеріалів дипломного проекту..... 94
	Додаток Б Основні технічні характеристики ФЕМ та інверторів..... 95
	Додаток В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів..... 97
	Додаток Г Таблиця Середньомісячного рівня інсоляції..... 101

ВСТУП

Під час написання даного дипломного проекту потрібно розглянути такі розділи як: технологічний, спеціальний, економічний та охорона праці.

В технологічному розділі повинні бути розглянуті особливості законодавства для будівництва ФЕС, переваги сонячних електростанцій над традиційними електричними станціями.

В спеціальному розділі привести вибір відповідно до завдання та розрахунку електричного обладнання яке буде встановлюватися на сонячній електростанції. Обґрунтувати доцільність вибору електричного обладнання у відповідності до завдання даного проекту.

В економічному розділі розрахувати усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначити фінансові витрати на будівництво і обслуговування ФЕС, розрахувати зарплати працівникам.

1. Технологічний розділ

1.1 Показники розвитку сонячної енергетики в Україні і світі

Сонячна енергія – це енергія, яка виробляється на Сонці у вигляді тепла і світла. Це один з найбільш поновлюваних і легкодоступних джерел енергії. Середньорічна кількість сумарної енергії сонячного випромінювання, яка надходить щорічно на територію України, знаходиться в межах від 1 070 кВт·год/м² в північній частині України до 1 400 кВт·год/м² і вище на півдні і АР Крим, що обумовило розвиток сонячної енергетики в південних регіонах України.

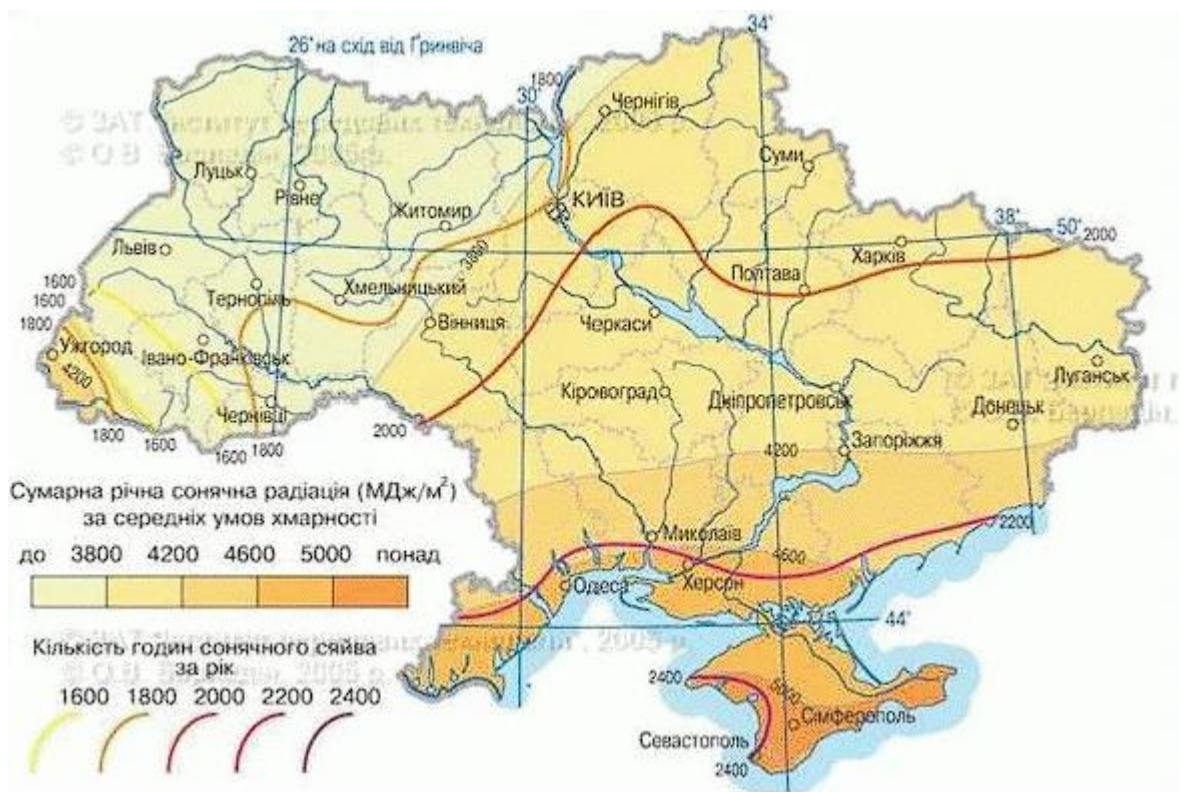


Рисунок 1.1.1 – Рівень сонячної інсоляції на території України

Встановлені потужності відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності ВДЕ складає 31%. [1]

У 2016 році було введено в експлуатацію 120,6 МВт потужностей, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 99,1 МВт та вітроенергетики 11,6 МВт. За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, (НКРЕКП) станом на кінець 2016 року галузь ВДЕ в Україні налічує вже 170 компаній та 291 об'єкти енергетики. Протягом 2016 року найбільший приріст продемонструвала сонячна енергетика – 36 нових суб'єктів і 47 нових об'єктів електрогенерації. Станом на 1 січня 2017 року встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, які працюють за «зеленим» тарифом, склала 1117,7 МВт. [1]

На початку березня 2018 року ДніпроОДА та ірландська «Altostrata» підписали угоду про будівництво електростанції потужністю 250 МВт загальною вартістю 255 млн євро поблизу села Левадки у Павлоградському районі Дніпропетровської області.

В Україні протягом чотирьох місяців 2018 року було збільшено обсяги виробництва сонячної електроенергії на 52 % — до 245 млн кВт.

У Дніпропетровській області на землях Троїцького сільради буде побудована нова сонячна електростанція. Загальна площа станції складе 210 га. Фотоелектричні сонячні елементи займатимуть площу в 183 га. Передбачувана потужність електростанції — 90 МВт. Також на території СЕС буде розташована електростанція 35/150 кВ, пункт охорони, адміністративно-побутова споруда, установка для очищення стічних вод, склад і навіс на три автомобілі. 18,5 га території підпадає під озеленення.

ПАТ «Укргідроенерго» у травні-червні 2018 року за результатами тендерів уклало чотири угоди з ТОВ «Проектно-дослідницький інститут “Енергоінжпроект”» щодо проектування сонячних електростанцій біля водосховищ на загальну суму 2,42 млн грн. Цьогоріч виконають техніко-економічне обґрунтування будівництва чотирьох СЕС загальною потужністю 53—55 МВт.

Фотостанція «Сонячна» потужністю 50 МВт будується на території смт Молодіжне. Проєкт реалізується ТОВ «НВЦ “Промінь”» за рахунок власних та інвестиційних коштів. На даний момент підприємство завершило будівництво першої черги на 5 МВт, загальна вартість якої склала 170 млн грн.

Під Мелітополем зі східного боку міста почалося будівництво фотогальванічної електростанції. До об'єкту вже прокладена дорога і роботи йдуть повним ходом. ФЕС займе ділянку площею 200 000 м квадратних. Потужність електростанції — 10 000 кВт. Замовником будівництва виступила київська компанія «Скіфія-Солар-1». Генпідрядник — вінницька компанія ТОВ «НЕСС КОНСТРАКШН».

Європейський банк реконструкції і розвитку (ЄБРР) в рамках програми USELF виділить ТОВ «Екотехніка Широке» кредит на EUR 5,6 млн для будівництва сонячної електростанції (СЕС) в Дніпропетровській області встановленою потужністю 7 МВт.

Словенська компанія Riko d.o.o. перемогла в тендері на розробку проєкту та будівництво сонячної електростанції потужністю 10,79/9,35 МВт у Житомирі.

У березні 2018 року в Енергодарі Запорізької області було відкрито завод із виробництва сонячних панелей із річною потужністю 15 МВт.

25 липня 2018 року у Чемеровецькому районі Хмельницької області в режимі реального часу відбувся запуск нової фотогальванічної станції (ФЕС) «Кутківці» з піковою потужністю 5,09 МВт.

У селі Ярове Тарутинського району закінчено першу чергу будівництва сонячної електростанції «Ярове». Встановлена потужність по фотоелектричним модулям СЕС складає 4158 кВт. У смт Сергіївка Білгород-Дністровської міської ради введено в експлуатацію нову сонячну електростанцію по вул. Транспортна, 3. Її встановлена потужність складає 350 кВт.

У серпні 2018 року бізнесмен Василь Хмельницький (група UFuture) повідомив про відкриття нової сонячної електростанції (СЕС) потужністю 18 МВт у селі Риково Херсонської області. Херсонська область стає безумовним лідером у будівництві СЕС в Україні. Лише протягом 2-го кварталу поточного року в Херсонській області, за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики і комунальних послуг (НКРЕКП), введено в експлуатацію 61,7 МВт сонячних станцій. Такий ажіотаж пов'язаний із високою інтенсивністю сонця в регіоні, що робить СЕС тут на 18 % ефективніше, ніж, приміром, у Київській області. Станція Хмельницького займає 32 га землі промислового призначення, яку підприємець орендує у місцевої громади. Він також підкреслює, що все обладнання, окрім самих сонячних панелей, вироблено в Україні. Це вже друга станція, яку збудував Хмельницький. У селі Димерка Київської області інвестор будує спільно з іспанськими партнерами сонячну електростанцію, яка буде мати пікову потужність 57 МВт і стане найбільшою на неокупованій території України. На даний час запущена перша черга потужністю 6 МВт. Проекти Хмельницького у сфері сонячної енергетики здійснюються командою компанії UDPRenewables, яка є частиною інвестиційної групи UFuture.

У Вінниці вже стартувало будівництво сучасного заводу з виробництва сонячних панелей. Проектна потужність заводу складе 400 МВт на рік, а прогнозований річний обсяг товарної продукції очікується в обсязі \$180 млн. Завод будує компанія KNESS GROUP. За їхніми даними, майбутній завод забезпечить роботою близько 400 вінничан. Завод планують добудувати в 2019 році.

У II кварталі 2018 р. ще 1107 домогосподарств перейшли на електроенергію з енергії сонця, що вдвічі більше, ніж у I кварталі 2018 року. Загалом, вже 4660 приватних домогосподарств встановили сонячні панелі загальною потужністю майже 90 МВт станом на кінець I півріччя 2018 року. Лідерами за кількістю встановлених приватних СЕС є Київська, Дніпропетровська та Тернопільська області.

У селі Шестерня Широківського району збудують сонячну електростанцію. Вона вироблятиме 7 МВт енергії на годину. Всі роботи — коштом українського та французького інвесторів.

Британська компанія Touchstone Capital Group Holdings Ltd цікавиться проектом будівництва офшорної комбінованої вітро-сонячної електростанції гігаватного класу потужності в Україні.

На початку жовтня 2018 року у селі Малинівка розпочалося будівництво сонячної електростанції потужністю 1,2 МВт. Це перший такий проєкт у Чернігівській області. Станція займатиме понад два гектари землі, яка належала сільській раді, а в останні роки стояла пустою.

11 жовтня 2018 голова обласної державної адміністрації Андрій Гордєєв провів робочу зустріч із представниками ТОВ «Атлас Кепітал Енерджи» щодо реалізації проєкту будівництва сонячної електростанції потужністю 50 МВт поблизу Старої Збур'івки Голопристанського району Херсонської області.

Китайська компанія поставила фотоелектричних модулів загальною потужністю 123 МВт для Нікопольської СЕС.

У жовтні 2018 року а Львівщині поблизу села Терновиця відкрили першу чергу будівництва сонячної електростанції «Яворів-1». Потужність СЕС, яку називають найбільшою в Західній Україні, становить 72 МВт. Вона зможе виробляти приблизно 80 млн кВт·год енергії щороку.

У межах XVIII Міжнародного економічного форуму відбулось відкриття енергоострову. Група компаній у продовж 2017 — 18 років реалізували інвестиційні проєкти в сфері альтернативної енергетики, створивши потужний комплекс сонячних електростанцій на території Яворівського району. Сумарна потужність сонячних електростанцій становить близько 100 МВт. 1 листопада, відбулось відкриття першої черги сонячної електростанції «Яворів-1», потужністю 36 МВт, яка є проєктом компанії «Еко-Оптіма». Розташована СЕС у с. Терновиця Яворівського району, Львівської області.

Представники інвестиційного фонду ESE Investment AG (Ліхтенштейн) налагоджують співпрацю з Воронізькою селищною радою. Протягом місяця тривали переговори стосовно реалізації проєкту у галузі регенеративної енергетики.

Результатом стало підписання 29 жовтня Меморандуму на меті котрого є будівництво та введення в експлуатацію електростанцій (сонячної та вітрової) енергетики проєктною потужністю на першому етапі до 50 МВт, що забезпечить смт Вороніж та Шосткинський район електроенергією місцевого виробництва.

У листопаді 2018 року в смт Суворове Одеської області завершився монтаж сонячної станції потужністю 11,8 МВт. Станція складається з понад 36 тисяч модулів. Нова станція є продовженням проєкту «Суворове І» та є вже дванадцятим об'єктом, побудованим Rengy Development. Перший об'єкт потужністю 3,2 МВт компанія ввела в експлуатацію у 2016 році.

У грудні 2018 року було підключено першу в Житомирській області промислову станцію у Бердичівському районі. «Ганська СЕС» займає територію площею 30 гектарів і працюватиме в комплексі з екофермою. На першому етапі сонячна електростанція складатиметься з 19 700 окремих фотоелектричних модулів загальною потужністю 6,4 МВт, а згодом потужність станції планують збільшити до 19 МВт. Передбачається, що СЕС дозволить забезпечити понад 1000 будинків «зеленою» електроенергією. При цьому викиди CO₂ скоротяться приблизно на 5500 тонн у рік. Загальний обсяг інвестицій у проєкт складе 6,6 млн євро.

У 2019 році у Знам'янському районі Кропивницької області розпочнеться будівництво сонячних електростанцій загальною потужністю понад 55 МВт. З метою розміщення та будівництва об'єктів альтернативної енергетики, сонячних електростанцій, розробляється містобудівна документація: детальні плани територій за межами населених пунктів по Диківській сільській раді — ТОВ «Солар Фарм-8», проєктна потужність — 50 МВт; Богданівській сільській раді — ТОВ «Знам'янська енергетична компанія», проєктна потужність — 5 МВт;

Петрівській сільській раді — ТОВ «Укррос-транс», проектна потужність — 550 кВт.

У лютому 2019 року компанія «ДТЕК» починає підготовку до будівництва Покровської сонячної електростанції потужністю 240 МВт у Січеславській області, Нікопольський район.

У Кам'янець-Подільському районі Хмельницької області на території села Панівці введена в дію Кам'янець-Подільська СЕС потужністю 63 МВт. Станція стала другою за потужністю сонячною електростанцією в Україні.

У березні 2019 року в Житомирській області підписали меморандум з інвесторами на реалізацію семи проєктів будівництва сонячних електростанцій. Загальна потужність проєктів становить близько 245 МВт.

У квітні 2019 року компанія «TIU Канада» побудувала сонячну електростанцію потужністю 13,575 МВт поблизу села Калинівка Миколаївської області. Генеральним підрядником виступила компанія Helios Strategia.

У квітні 2019 року будівництво першої сонячної електростанції (СЕС) на Сумщині потужністю 5,7 МВт розпочато на території Тростянецької ОТГ.

У Коростенському районі на Житомирщині бельгійський інвестор Upgrade Energy будує сонячну електростанцію потужністю 25—30 МВт.

У Черкаській області норвезька компанія побудує сонячну електростанцію потужністю 55,4 МВт. Вартість будівництва становить 56,2 млн євро. Норвезький інвестор Scates Solar прийшов на український ринок сонячної енергетики у другій половині 2017 року. Зараз компанія будує дві великі сонячні електростанції (СЕС) та розвиває ще декілька проєктів.

Тетіївська ОТГ розпочне будівництво сонячних електростанцій на 66 гектарах загальною потужністю близько 35 МВт.

Іспанський енергетичний гігант Ассіона побудує у місті Ізмаїл та селі Павлівка Одеської області сонячні електростанції загальною потужністю 33,3 МВт.

Загальна вартість будівництва становитиме 30,6 млн євро. Станції будуть побудовані до кінця 2019 року. Нові СЕС в Ізмаїлі та на території Павлівської сільської ради матимуть пікові потужності 26 МВт і 17,7 МВт і проєктні потужності 19,8 МВт і 13,5 МВт відповідно. Будівельні роботи розпочинаються вже на початку червня. Це вже не перший проєкт іспанців в Україні. Першим проєктом стало будівництво Димерської СЕС у Київській області загальною піковою потужністю 57,6 МВт, перша черга якої була введена в експлуатацію компанією UDP Renewables у 2017 році.

На території Березанської ОТГ у селі Прогресівка Миколаївської області компанія Scates Solar почала будівництво сонячної електростанції потужністю 148 МВт. Проєкт буде реалізований у співпраці з PowerChina Guizhou Engineering Co. Ltd., яка надасть послуги з фінансування, інжинірингових закупівель та будівництва. Станція забезпечить 187 ГВт·год на рік, що вистачить для покриття потреб в електроенергії приблизно 76 тисяч домогосподарств.

У червні 2019 року на дахах виробничих будівель паркетної фабрики «Tandem Imprex» ввели в експлуатацію одну з найбільших дахових СЕС в Україні. Станція на 557,82 кВт стала третьою за потужністю даховою СЕС у країні. Потужності станції вистачає щоб покрити потреби селища в електроенергії. Це вже друга промислова дахова СЕС у Харківській області. Перша станція була «Фрунзе Солар», потужністю 106 кВт.

Сонячна електростанція стала третьою за потужністю даховою СЕС в Україні, після СЕС «Долинське» у Херсонській та «Синтез Солар» у Львівській областях.

У 2019—2020 роках у Світловодському районі Кіровоградської області мають намір побудувати чотири сонячних електростанції загальною потужністю 84,9 МВт. Зокрема, 450 млн грн мають намір витратити на будівництво і обслуговування СЕС потужністю 15 МВт на землях Великоскелівської сільради. На землях Павловської сільради заплановано побудувати дві СЕС потужністю 19,9

МВт і 30 МВт загальною вартістю 1,3 млрд грн. На території Озерської сільради мають намір побудувати сонячну станцію потужністю 20 МВт.

Європейський банк реконструкції та розвитку схвалив надання кредиту розміром 19,7 млн євро норвезькій компанії Scates Solar для будівництва сонячної електростанції у Чигирині. Планується, що станцію потужністю 55,4 МВт здадуть в експлуатацію до кінця 2020 року. Фінансування будівництва на 70 % бере на себе ЄБРР, а решту коштів норвезька компанія має заплатити самостійно.

У Любарському районі Житомирської області будують «Болохівський солар-парк» на одномостних трекарах. Потужність станції становить 35 МВт.

Ладжинська ОТГ планує побудувати три потужні сонячні електростанції. Інвестиції у будівництво становитимуть 62 млн грн. Загальна площа станцій становитиме понад 77 га. Реалізувати проєкт мають протягом цього та наступного років. Станції будуть збудовані на місці колишнього цукрового заводу. Після завершення будівництва тут буде створено 40 робочих місць.

У Самарському районі міста Дніпра в житловому масиві Ігрені побудують нову сонячну електростанцію. Міськрада вже затвердила детальний план будівництва СЕС по вул. Бехтерева. Панелі майбутньої станції потужністю 85 МВт розмістять на площі 144,9 гектара. Земля, на якій зібралися побудувати сонячний комплекс, зараз практично не використовується. Проєкт вартістю 90 мільйонів євро фінансує французько-українська компанія. Це буде одна з найпотужніших сонячних електростанцій в Україні, яка зможе забезпечити електроенергією близько 180 тисяч домогосподарств і створить майже 200 робочих місць. Реалізувати проєкт планують до кінця 2019 року.

Німецька компанія-розробник відновних і традиційних джерел енергії De Raj Group уклала угоду з українською компанією STC Energy на будівництво шести сонячних парків. Загальна потужність шести сонячних електростанцій становитиме 88,4 МВт. Станції збудують на території Київської області. Вироблена електроенергія постачатиметься на постачання держкомпанії «Енергоринок».

У 2019 році на землях Ванчиківської об'єднаної територіальної громади у селі Тарасівці Новоселицького району Чернівецької області компанією «Solar Generation» було збудовано сонячну електростанцію «Солінг 3» потужністю 58 МВт.

У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41 %, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії — вдвічі.

Найбільше зросла встановлена потужність СЕС, пік виробництва яких у весняно-літній період припадає на години денного зниження споживання (з 12:00 до 17:00), що потребує гнучких інструментів для їхнього балансування.

В. о. Міністра енергетики Ольга Буславець і Надзвичайний і Повноважний Посол Королівства Данія в Україні Оле Егберг Міккельсен обговорили перспективи продовження роботи Українсько-Данського енергетичного центру, реалізацію проєктів «зеленої» енергетики та енергоефективності, зокрема — будівництво офшорних вітрових електростанцій та потужностей із виробництва водню.

У липні 2020 року група «Нафтогаз» запустила сонячну електростанцію (СЕС) «Андріївка» у Балаклійському районі Харківської області.

Компанія UDP Renewables ввела в промислову експлуатацію нову сонячну електростанцію «Терслав» на території Обухівської селищної ради, Дніпропетровської області.

Станом на жовтень 2020 року кількість сімей, що використовують «чисту» електроенергію, сягнула 27 623. Загальна потужність сонячних електростанцій приватних домогосподарств склала 712 МВт.

Динаміка розвитку сонячної електроенергетики є найбільшою серед ВДЕ в Україні. За виключенням втрат сонячних електростанцій (СЕС) внаслідок анексії Криму (408 МВт) в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. У 2016 році встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на

23%. Стрімкий розвиток СЕС в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проектів (порівняно з іншими технологіями ВДЕ), істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900-1000 дол.) та короткими строками реалізації проекту (6 місяців разом з проектуванням). Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростав у середньому на 3,5% упродовж 2014-2016 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки знизилась до 928 годин у рік, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6%.

Україна володіє значним потенціалом розвитку відновлюваних джерел енергії: як технічно можливим, так і економічно доцільним. Факторами, якими будуть сприяти розвитку в Україні є подальше здешевлення технологій та вартості електростанцій на ВДЕ. До 2025 року прогнозується суттєве здешевлення вартості встановлення електростанцій: витрати на встановлення СЕС промислового масштабу знизяться за 10 років на 57%, а витрати на встановлення ВЕС – на 13%.

Необхідними елементами, які мають стати запорукою розвитку ВДЕ в Україні має стати стабілізація економічної та політичної ситуації та продовження діючих економічних стимулів у вигляді «зелених» тарифів. За дотримання цих умов, а також враховуючи вражаючий технічний потенціал, Україна має шанси стати лідером серед країн Європи у розвитку сектору ВДЕ, забезпечивши майже половину потреби країни у електроенергії вже у 2030 році.

Згідно офіційних даних IRENA (International Renewable Energy Agency) від 4 квітня 2021 р., загальні потужності сонячних електростанцій у світі у 2020 році зросли на 21,6% — до 714 ГВт. Зокрема, всі європейські країни (в т.ч. країни, які не входять до ЄС) у 2020 р. збільшили потужності сонячних електростанцій на 14,5% — до 163,5 ГВт. За показником загальної потужності (7,33 ГВт) Україна посідає в Європі 6 місце, поступаючись лише таким галузевим лідерам як Німеччина (53,8 ГВт), Італія (21,6 ГВт), Іспанія (14 ГВт), Франція (11,7 ГВт) та Нідерланди (10,2 ГВт). За темпами зростання галузі сонячної енергетики у 2020 р. Україна знаходиться на 4-му місці з показником +23,5%. Що стосується

американського ринку сонячної енергетики, то за 2020 р. загальні потужності сонячних електростанцій у США склали 75,6 ГВт, що на 24,5% більше від показника 2019 р.

1.2 Аналіз сучасних умов виробництва електричної енергії ФЕС

В Україні, як і в інших європейських країнах, діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Ця система включає номіновані в євро «зелені» тарифи, диференційовані за типом та потужністю об'єктів, а також за строками введення в експлуатацію об'єктів енергетики. Держава зобов'язується купляти у станцій на ВДЕ електроенергію за «зеленим» тарифом до 2030 року. [1]

Протягом 2014-2016 років відбулися зміни в законодавстві щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з ВДЕ, в тому числі:

- тариф для великих СЕС за останні три роки зменшився майже у 4 рази – з 0,55 євро/кВт*г у 2014 році до 0,15 євро/кВт*г у 2017. [1]

- було скасовано вимогу щодо місцевої складової, а натомість введено надбавку до зеленого тарифу в розмірі 5% та 10% за використання обладнання українського виробництва у розмірі 30% та 50% від загальної вартості проекту, відповідно. Надбавка встановлюється до 2030 року, але не поширюється на об'єкти електроенергетики, введені в експлуатацію після 2025 року. [1]

- введено «зелений» тариф: для геотермальних електроустановок та для сонячних і вітрових електростанцій приватних домогосподарств потужністю до 30 кВт.

Вид електростанції		Тариф залежно від графіку введення в експлуатацію				
		2015	2016	2017 – 2019	2020 - 2024	2025 - 2029
		Єст/кВт*год	Єст/кВт*год	Єст/кВт*год	Єст/кВт*год	конт/кВт*год
ВЕС	<= 600 кВт	5,81	5,81	5,81	5,17	49,11
	600 – 2 000 кВт	6,78	6,78	6,78	6,03	57,29
	> 2 МВт	10,17	10,17	10,17	9,04	85,94
СЕС	На поверхні землі	16,96	16,00	15,02	13,51	130,37
	На дахах /фасадах будівель	18,04	17,23	16,37	14,75	142,06
Біоенергетичні станції		12,38	12,38	12,38	11,14	107,57
Геотермальні електростанції		15,02	15,02	15,02	13,51	130,37
ГЕС	<= 200 кВт	17,44	17,44	17,44	15,72	151,41
	200 – 1 000 кВт	13,94	13,94	13,94	12,54	121,01
	1 – 10 МВт	10,44	10,44	10,44	9,42	90,61
Електростанції домогосподарств	СЕС до 30 кВт	20,03	19,00	18,09	16,26	157,26
	ВЕС до 30 кВт	11,63	11,63	11,63	10,44	101,14

Таблиця 1.2.1 – Розмір зеленого тарифу залежно від обсягу та виду ВДЕ

У зв'язку з продовженням строку дії тимчасових надзвичайних заходів на ринку електричної енергії України НКРЕКП тимчасово переглянула розміри «зелених» тарифів у бік зниження: [1]

- у лютому «зелений» тариф був знижений на 10% для більшості ВДЕ, та на 20% — для наземних сонячних електростанцій, уведених в експлуатацію до 31 березня 2013 року включно; [1]

- у березні «зелений» тариф був знижений до 50% для більшості ВДЕ, враховуючи вітроенергетику, та на 55% — для наземних сонячних електростанцій, уведених в експлуатацію до 31 березня 2013 року включно. Фінансова відповідальність виробників альтернативної енергетики за небаланси. У законопроект «Про ринок електричної енергії» внесена норма, що закріплює фінансову відповідальність виробників електроенергії з ВДЕ за небаланси постачання електроенергії у новій моделі ринку. [1]

Збільшення вартості нестандартного приєднання. Постановою НКРЕКП "Про затвердження величин питомої вартості нестандартного приєднання електроустановок до електричних мереж на 2017 рік" було підвищено вартість нестандартного приєднання потужностей до електромереж (від 160 кВт до 5 МВт) у 5-6 разів. [1]

1.3 Переваги та недоліки застосування ФЕС для покриття електроспоживання підприємства

Одна з найбільш обговорюваних тем 2019 року в Україні після виборів — запуск нової моделі ринку електроенергії. “Закон про ринок електроенергії”, який парламент ухвалив ще у квітні 2017 року, передбачає перехід на нову модель з 1 липня 2019 року. [1]

Найбільш чітка відповідь на запитання: а що конкретно зміниться для фізичних осіб та підприємств? Звучить коротко – ВАРТІСТЬ. Анонсується, що в найближчі 5 років вартість електроенергії для юридичних осіб зросте від 50 до 100% та на 40-50 % для населення. [1]

Як аргумент просто подивіться графік як зростала вартість електричної енергії за останні 30 років української незалежності. [1]



Таблиця 1.3.1 – Зростання вартості електроенергії

На Заході бізнес вже давно стикнувся з проблемою високої вартості енергоресурсів і вже десятки років використовує ефективні альтернативні енергетичні рішення. В статті ми дамо відповідь на 6 найважливіших запитань стосовно ефективних енергетичних рішень, з використання роботи сонячних батарей, що дозволяють знизити поточні витрати на придбання е.е. від монополіста. В кінці статті ми дамо реальний приклад розрахунку СЕС для підприємства.

В чому головна ідея?

З якими двома проблемами в енергетичному секторі стикається бізнес в Україні:

- монопольне становище Обленерго, в сфері надання послуг енергопостачання, створює постійну залежність бізнесу від тарифів на електричну енергію. Наслідок проблеми – неможливість сформувати реальну собівартість одиниці товару через постійну зміну (а точніше збільшення вартості) е.е. в довгостроковій перспективі.

- створення нового бізнесу (виробництво, будівництво ...) або масштабування діючого, напряду пов'язане з необхідністю збільшення потужності ліній електропостачання. Ринкові відносини побудовані таким чином, що підприємець за власний кошт реконструює лінії, купує нові трансформатори і т.д але власником цього майна не стає, фактично вкладаючи кошти в активи приватних структур Обленерго.

Яка є альтернатива?

Сонячна електростанція для покриття власного споживання забезпечує виробничі потреби підприємства чи установи протягом світлового дня. У випадку коли власної сонячної енергії недостатньо, різниця автоматично береться з централізованої енергомережі. Основний економічний ефект виникає з заощаджень коштів, що не були витрачені на придбання електрики від енергопостачальної компанії.

Період окупності станції буде прямо залежати від тарифу на електроенергію. З врахуванням тарифів на е.е. для підприємств у 2019 році розрахунковий термін окупності таких станцій на власне споживання становить – 5-7 років. Якщо ж враховувати подальше анонсоване зростання тарифів на е/е для підприємств, строк окупності таких проектів зменшиться до 3-5 років, що є абсолютно прийнятним терміном окупності інвестицій в Україні.

Стратегічні переваги такої станції:

- Зменшення собівартості продукту
- Збільшення вартості активів бізнесу
- Підвищення екологічної складової продукції
- Зріз енерговитрат та формування структури енерговитрат Вашого підприємства.

Які можливості сонячної станції для покриття власного споживання?

На початку розробки попереднього технічного рішення, проводиться повний аналіз характеру споживання електроенергії на підприємстві (спеціалізований енергетичний аудит). В залежності від характеру споживання та особливостей установки сонячних панелей, підбирається потужність сонячної електростанції, яка може замінити до 50% власного споживання в річному балансі.

Важливою аспектом, в такому випадку, стає умова – циклу роботи підприємства чи установи. Ідеалістичним є варіант, коли пікові енергетичні навантаження співпадають з денною активністю сонця. В такому випадку, даний вид станцій може бути встановлені на офісах, виробництвах, складах, супермаркетах, мийках, школах, державних установах та інших об'єктах, де є стабільне споживання протягом дня.

Можливості таких СЕС не безмежні. Так у випадку аварійного відключення енергопостачання в мережі, на об'єкті також буде відсутня електрика. Причина криється в технічних особливостях роботи інверторного обладнання та відсутності джерел резервування енергії (акумуляторних батарей). Система буде постійно

діагностувати наявність або відсутність е.е. і включиться в роботу лише після відновлення енергоживлення по трьом фазам.

Беззаперечним аргументом безпечності роботи СЕС, можливості віддаленого контролю та діагностики системи є інтелектуальна опція інвертора разом “розумним лічильником” до програми онлайн моніторингу. Вся інформація, в зручному форматі, буде виведена на екран Вашого смартфона або комп’ютера в реальному часі, з можливістю детального аналізу то всім параметрам та за будь-який період.

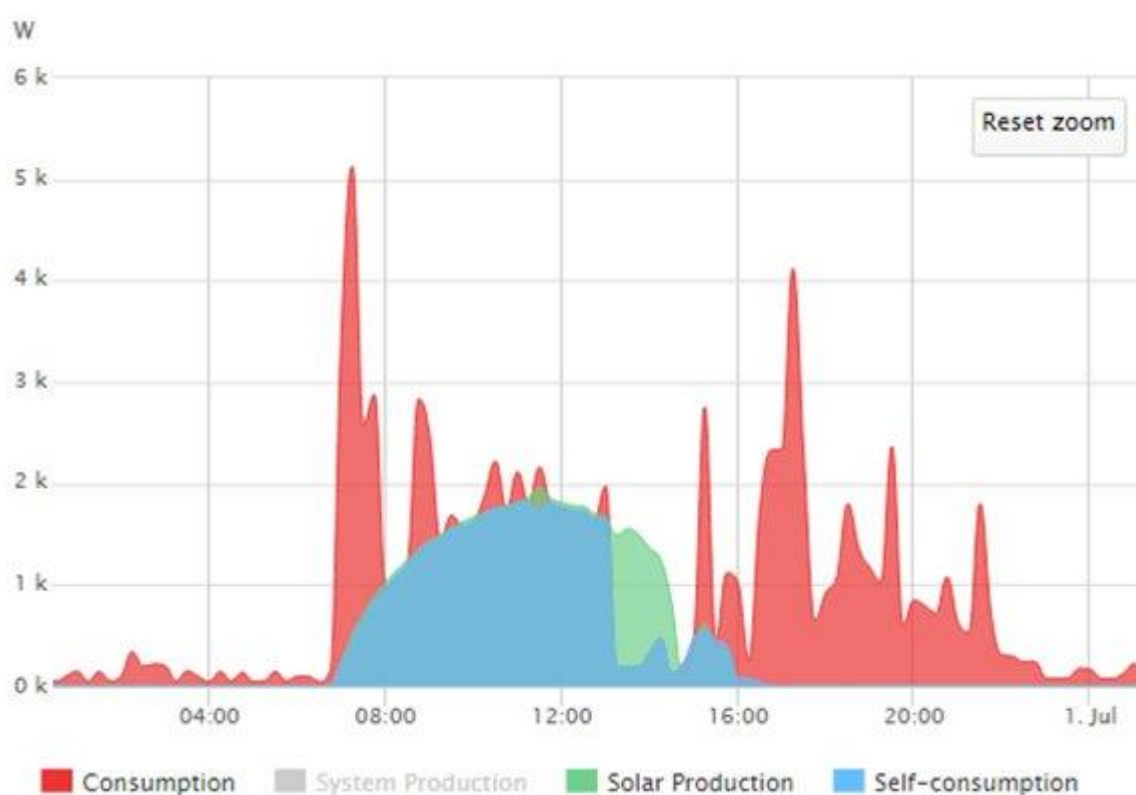


Рисунок 1.3.1 – Покриття сонячною станцією добового енергоспоживання на підприємстві. Синім на графіку відмічено генерацію сонячних панелей, що покрила енергоспоживання підприємства.

Як це працює?

Сонячні батареї, генерують електричну енергію (постійний струм). Інвертор перетворює постійний струм у трьох фазний змінний. Змінний струм подається в загальну енергомережу підприємства. З метою виключення випадків перетікань

потужності в енергомережу Обленерго, інвертор підключається до спеціального приладу обліку електроенергії (його ще називають розумний лічильник або SmartMeter), який фіксує моментальне навантаження і коректує роботу СЕС таким чином, щоб генерація не перевищила споживання. Таким чином сонячна станція може працювати в двох режимах:

1. Генерація СЕС перевищує споживання на виробництві. За таких умов перетворена сонячна енергія скеровується на навантаження, е.е. з мережі не купується.
2. Генерація СЕС менша або дорівнює споживанню е.е. на виробництві. Енергія від сонячних панелей використовується споживачами, в разі недостатчі, енергія паралельно добирається з мережі.

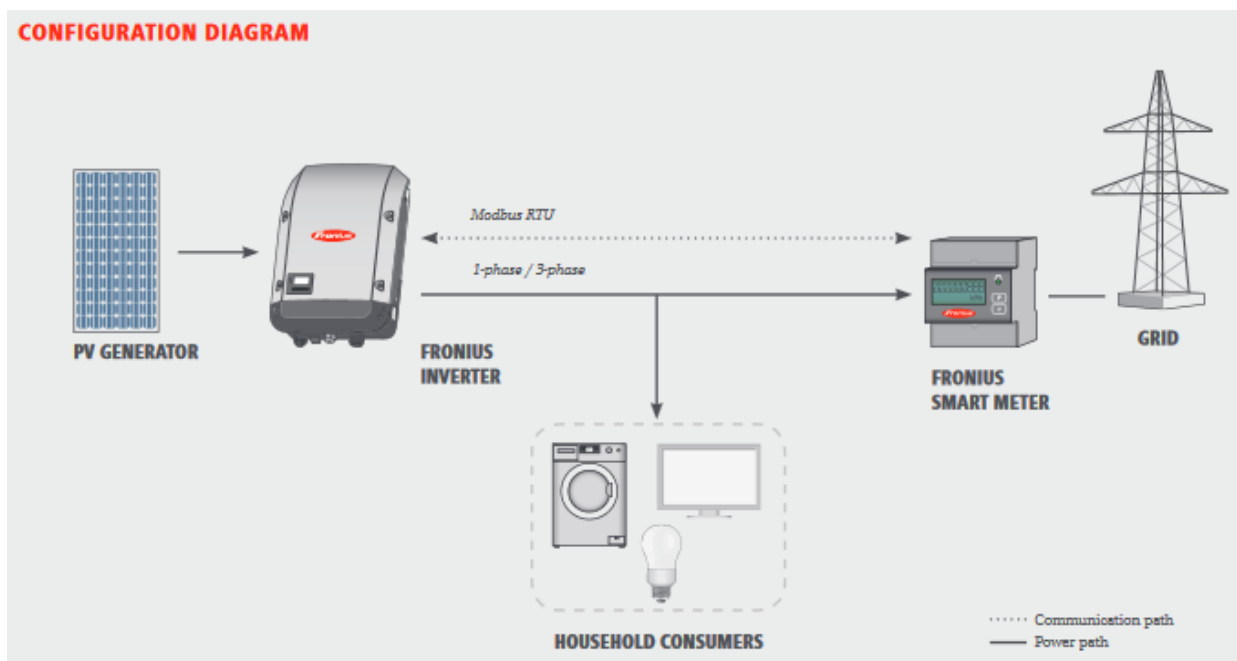


Рисунок 1.3.2 – Принципова схема роботи СЕС для покриття власного споживання.

Які основні комплектуючі?

Основне обладнання для сонячної станції розрахованої під покриття власного споживання:

- Сонячні панелі

- Мережевий перетворювач (інвертор, що трансформує постійний струм у змінний)
- Системи кріплення (для даху або наземна конструкція)
- Система електротехнічного захисту (постійний та змінний струм)

Чи існують бюрократичні перешкоди?

Комерційні сонячні електростанції для власного споживання не вимагають виконання проектів на приєднання і отримання ліцензії та відносяться до категорії приладів, що встановлені після точки розмежування, що визначена в договорі на користування е.е з енергопостачальною компанією. Як результат, термін реалізації проекту становить 1-2 місяці і починає економити кошти на придбанні е.е. з мережі, з першої хвилини запуску станції.

Яка послідовність реалізації проекту будівництва СЕС?

Аналіз характеру енергоспоживання на виробництві, циклу роботи підприємства протягом доби/тижня/місяця/року. Може передбачати прогнозування масштабування росту виробництва;

Визначення доступних площ дахів / територій/ де можливі оптимально встановити сонячні батареї для ефективної роботи;

Поставка та монтаж обладнання для сонячної електростанції. Включає в себе будівельні, монтажні та електро-технічні роботи;

Старт роботи сонячної електростанції з налаштуванням роботи смарт-лічильника, підключення системи NET- моніторингу.

Основні недоліки технології СЕС:

Залежність від кліматичних характеристик місцевості (розташування станції має бути в регіоні з великим рівнем сонячної інсоляції, так буде більше сенсу в її будівництві) ;

Потреба у великій площі розміщення.

1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС для покриття споживання промислового підприємства

Робочий проект "Будівництво фотоелектростанції потужністю 2 МВт на даху промислового підприємства міста Дніпро, Дніпропетровської області" виконаний на підставі наступних матеріалів: [2]

- завдання на проектування ТОВ "ГРІНВЕЙН СОЛАР ГРУП";
- топографічної зйомки, ФОП Мисюра Ю.В. у липні 2019 р.;
- науково-технічного звіту з інженерно-геологічних вишукувань, ФОП Мисюра Ю.В. у липні 2019 р.;
- технічних умов №0050099608, на приєднання до електричних мереж АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ від 27.12.2018 р.;
- даних натурного обстеження об'єкту;
- містобудівні умови та обмеження для проектування об'єкта будівництва "Наказом відділу містобудування управління економічного розвитку та інвестицій Дніпровської райдержадміністрації".

СЕС складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторів (для отримання змінного струму)

В склад проекту фотоелектростанції на даху підприємства у місті Дніпро, Дніпропетровської області входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 100 кВт (20 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 550 Вт (3636 шт.);
- кабель Нікра для сонячних панелей, 6мм²
- затискачі для кабелю МС4
- SmartMeter (лічильник)

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на даху встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу Risen Energy RSM110-8-550M з максимальною потужністю 550 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги по 18 фотоелектричних модулів. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів прерізом 6 мм² передається до інверторів постійного струму в змінний тип SUN2000-100KTL. Від інверторів генерована потужність передається до власної мережі 0,4 кВ промислового підприємства. [2]

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на даху як сумісно з мережами 0,4 кВ та системи моніторингу.

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний тип SUN2000-100KTL виробництва «HUAWEI». На один інвертор підключається 8 стрінгів по 24 фотоелектричних модулів. Всього 192 фотоелектричних модулів підключається до одного інвертора потужністю 100 кВт. [1]

1.5 Висновки та постановка задач роботи

Сонячна електростанція – це надзвичайно цікавий і в той же час складний проект. Сонячне світло, наряді з водою та повітрям – найбільш стабільний та невичерпний ресурс. Воно є абсолютно безпечним для людини та навколишнього середовища, так як є необхідною складовою для існування майже для усього на нашій планеті. Саме тому, сонячне світло доцільно використовувати для вироблення електроенергії по всій території України, а отже побудова сонячних електростанцій на території України – це крок у яскраве та здорове майбутнє. На сьогодні, Україна робить стрімкі, важливі кроки для розширення використання альтернативних видів палива, в тому числі і сонячної енергії, для зниження

залежності від невідновлюваних видів палива. За планом, до 2030 року планується збільшити в 10 разів використання відновлюваних джерел енергії, та на 15% скоротити споживання природного газу. Ми маємо одну з найпривабливіших інвестиційних структур в Європі, наявність ресурсів і земельних ділянок, пільговий тариф, державна підтримка. Завдяки цьому інтерес до сонячної енергетики не падає, а навпаки – зростає. [2]

Під час розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 2 МВт у м. Дніпро потрібно врахувати встановлення всіх найважливіших вузлів.

В склад проекту фотоелектростанції на даху підприємства у місті Дніпро, Дніпропетровської області входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 100 кВт (20 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 550 Вт (3840 шт.);
- кабель Нікра для сонячних панелей, 6мм^2
- затискачі для кабелю MC4
- SmartMeter (лічильник)
- Трансформатори
- Вакуумний вимикач
- Роз'єднувач

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу RSM110-8-550M, виробництва “Risen Energy”, модулі - монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (масивах). [2]

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-100KTL виробництва «HUAWEI». [2]

Підводячи підсумок, можна стверджувати, що сонячна енергетика – це загальносвітовий тренд, який с кожним днем набуває високої популярності через свою економічність, прибутковість, безпечність та екологічність. Станом на 2020 рік, сонячна енергетика є одним із найперспективніших та динамічних видів електроенергетики в світі та Україні. Сонячні електростанції можна будувати усюди, де є доступ до сонячного світла, що є їх однією з найбільших переваг над іншими видами генерації електроенергії. [2]

2. Спеціальний розділ

2.1 Моделювання режиму навантаження промислового підприємства

Моделювання графіку електричного навантаження промислового підприємства, яке знаходиться у м. Дніпро

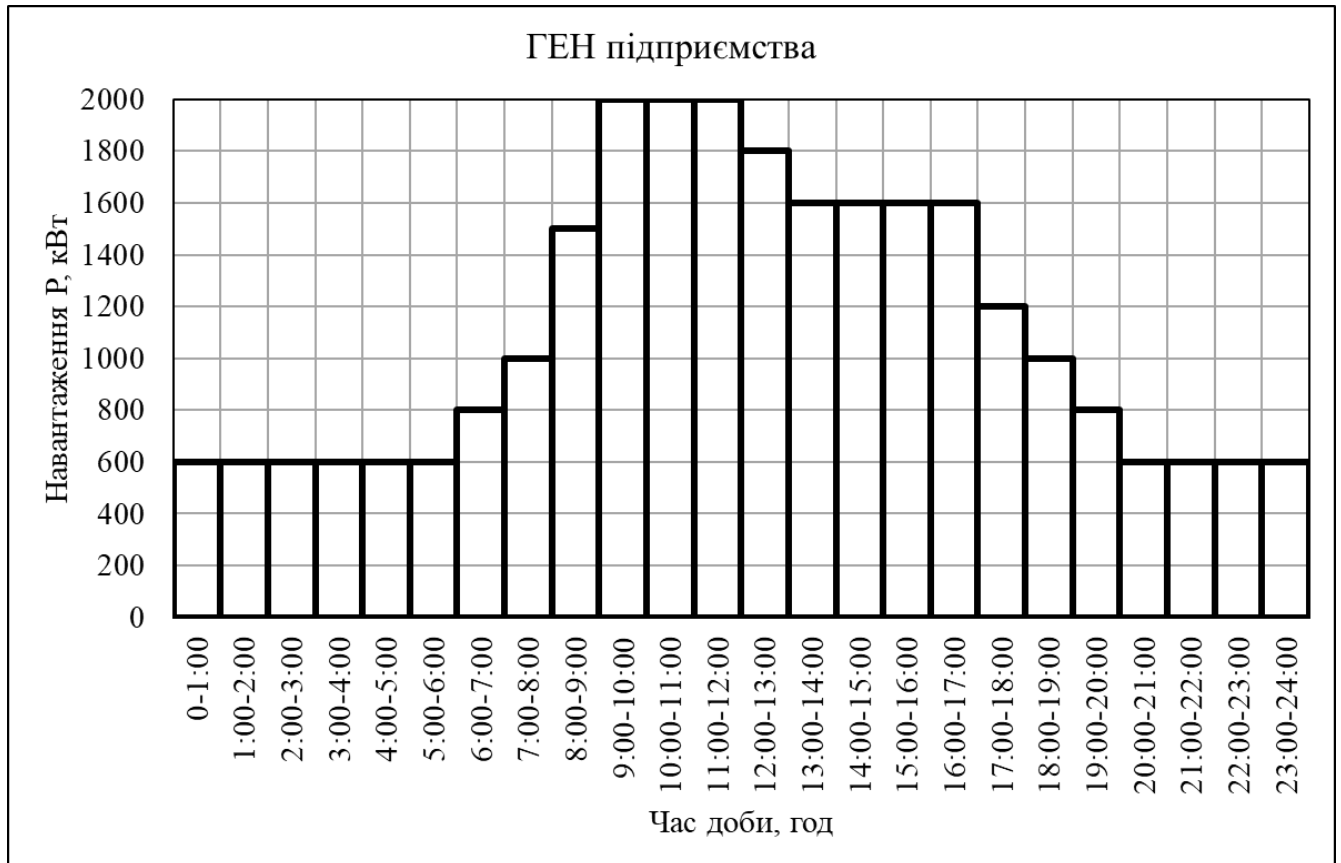


Рисунок 2.1.1 – Графік електричного навантаження промислового підприємства

Дане підприємство працює 24 години, 7 днів на тиждень, маючи при цьому постійне навантаження на мережу. З 9 години вечора до 6 години ранку маємо стабільні 600 кВт навантаження. Збільшення навантаження відбувається з 7 години ранку до 8 вечора. Самий пік навантаження приходить на 10 години дня до 12 години дня, споживаючи при цьому приблизно 2000 кВт.

2.2 Оцінка раціональної потужності ФЕС для покриття навантаження підприємства.

Для того щоб покрити потреби промислового підприємства, яке в середньому за добу споживає приблизно 1,1 МВт, будемо використовувати фотоелектричну станцію потужністю 2 МВт.

За допомогою програми PVsyst було розроблено моделювання генерації електроенергії даної станції потужністю 2 МВт в місті Дніпро. [23]

Для порівняння візьмем два місяці: Липень, місяць з найтривалішим сонячним днем та Грудень, з найкоротшим.

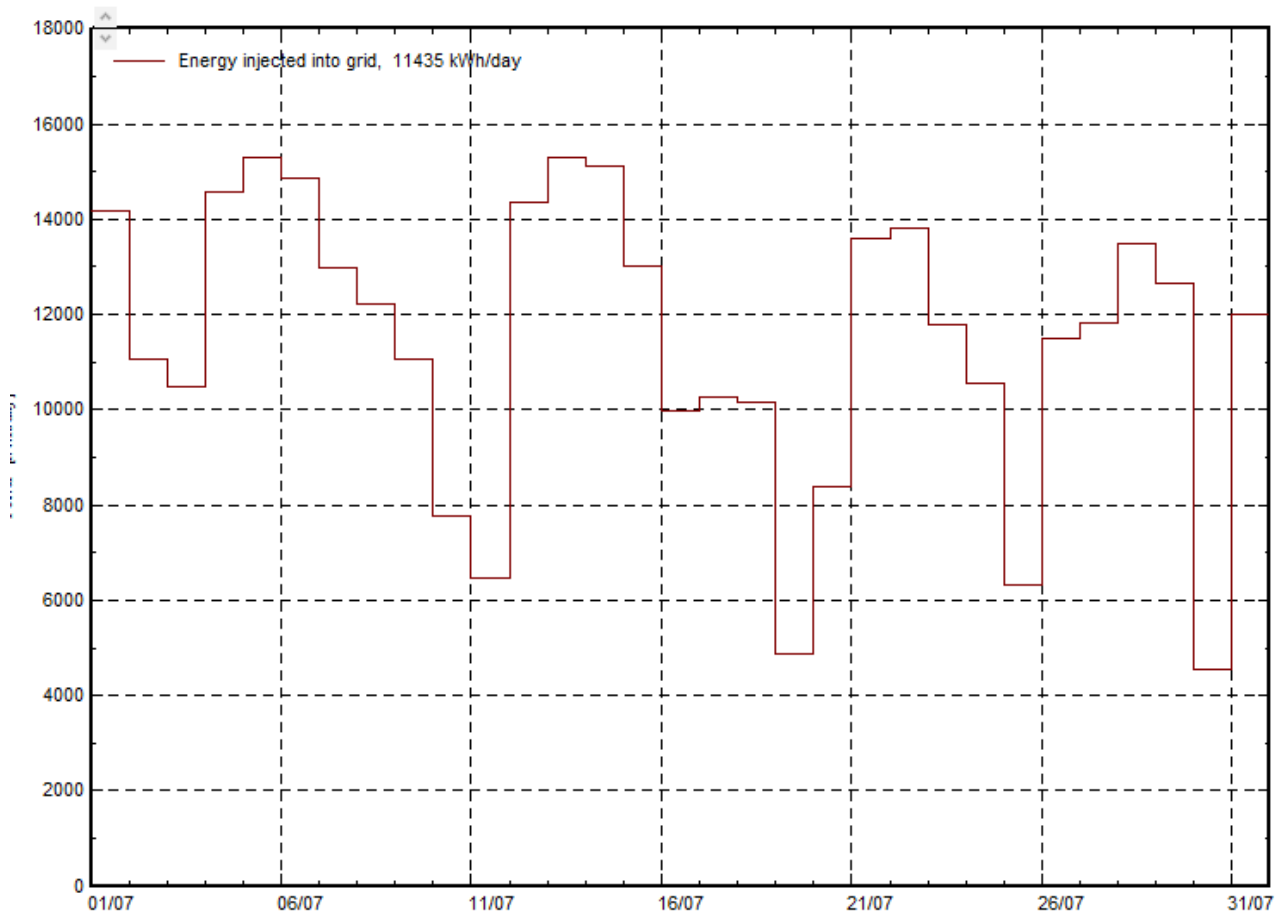


Рисунок 2.2.1 – Генерація електричної енергії ФЕС протягом 01.07-31.07 [23]

Згідно даних з поданого графіку, можна побачити, що середньодобова генерація електричної енергії складає приблизно 11,5 МВт*год [23]



Рисунок 2.2.2 – Генерація електричної енергії ФЕС протягом 01.12-31.12 [23]

Графік генерації електроенергії ФЕС за Грудень місяць. Середньодобове значення дорівнює майже 2,2 МВт*год. Виходячи з цього, продуктивність ФЕС потужністю 2 МВт в Липні в 5 рази більша ніж Грудні. [23]

Можна порівняти один день в Грудні з найменшою генерацією електроенергії та один день в Липні з найбільшою продуктивністю.

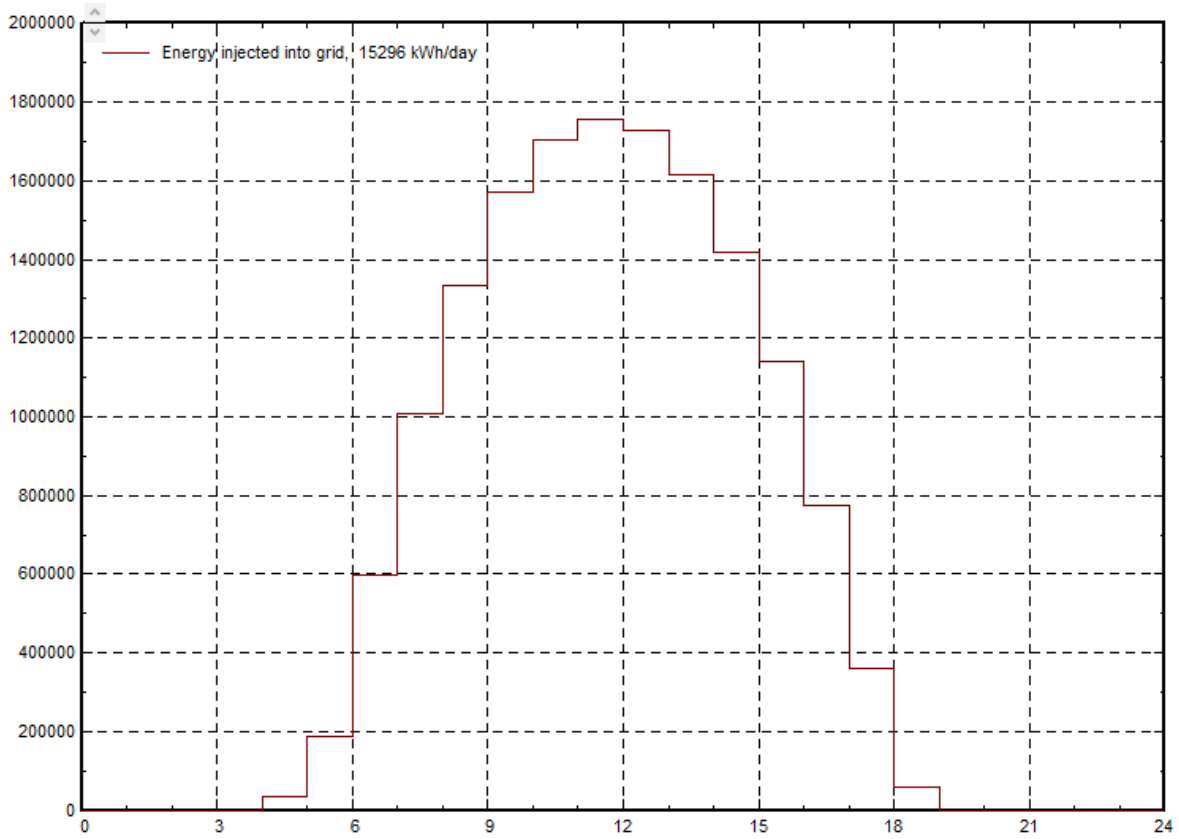


Рисунок 2.2.3 – Добова генерація електроенергії ФЕС на 13 липня [2]

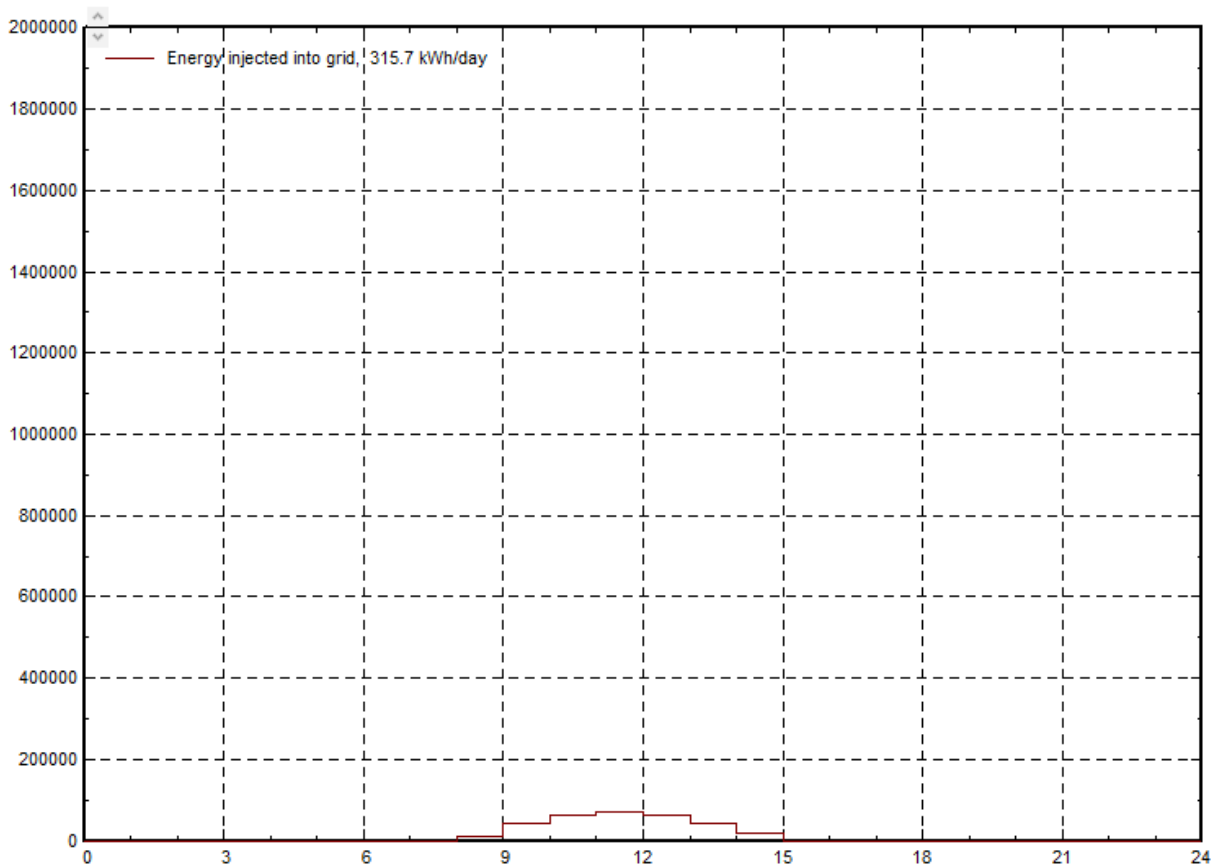


Рисунок 2.2.4 – Добова генерація електроенергії ФЕС на 20 грудня [23]

В Липні, як зазначено на графіку 2.2.3, найбільша генерація електричної енергії протягом року. Вона триває від 4 години до 19 години вечора. За цей день було згенеровано 15,3 МВт*год. Середньодобове значення генерації сягає приблизно 1 МВт за годину (генерація відбувалась протягом 15 годин). [23]

Генерація електроенергії 20 грудня (графік 2.2.4.) є найменша протягом року. Її тривалість лише 6 годин (від 9 ранку до 15 години вечора). За день генерація досягла трохи більше 300 кВт*год. Середньодобове значення продуктивності дорівнює 52,5 кВт за годину. [23]

Отже, ФЕС 2 МВт буде вистачати для покриття піків навантаження промислового підприємства улітку, але вночі генерація не відбувається, тому що генерація відбувається тільки вдень. Взимку ситуація ще гірше, тому що вдень, як показано на графіках вище за Грудень, генерація майже відсутня, цьому сприяє відсутність сонця, хмарність та інші фактори. [23]

Також зробимо накладання графіку навантаження та графіку виробництва станції, розглянемо зимовий та літній дні.

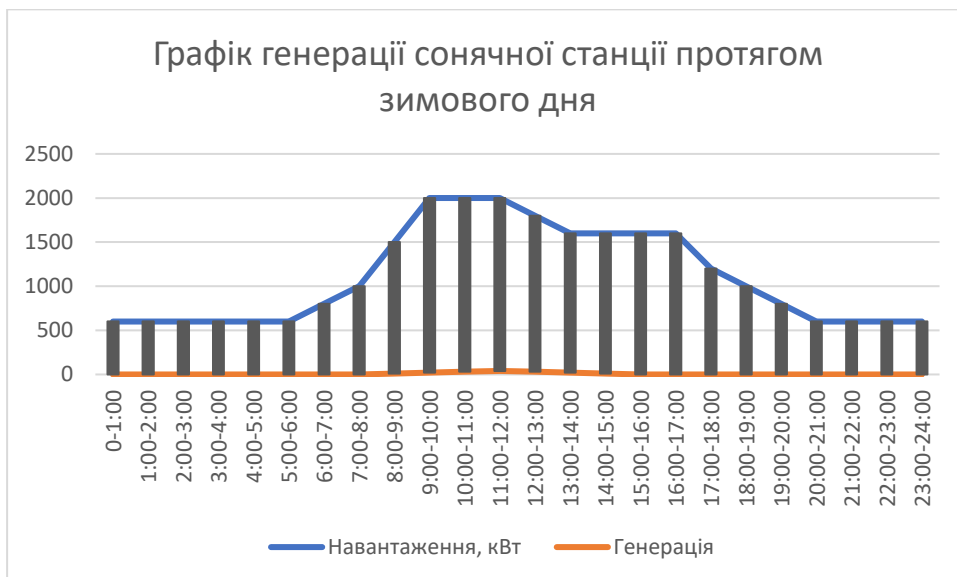


Рисунок 2.2.4 – Генерація станції протягом зимового дня

Маємо те що взимку не йде мова про покриття навантаження станцією, бо вона майже нічого не виробляє.

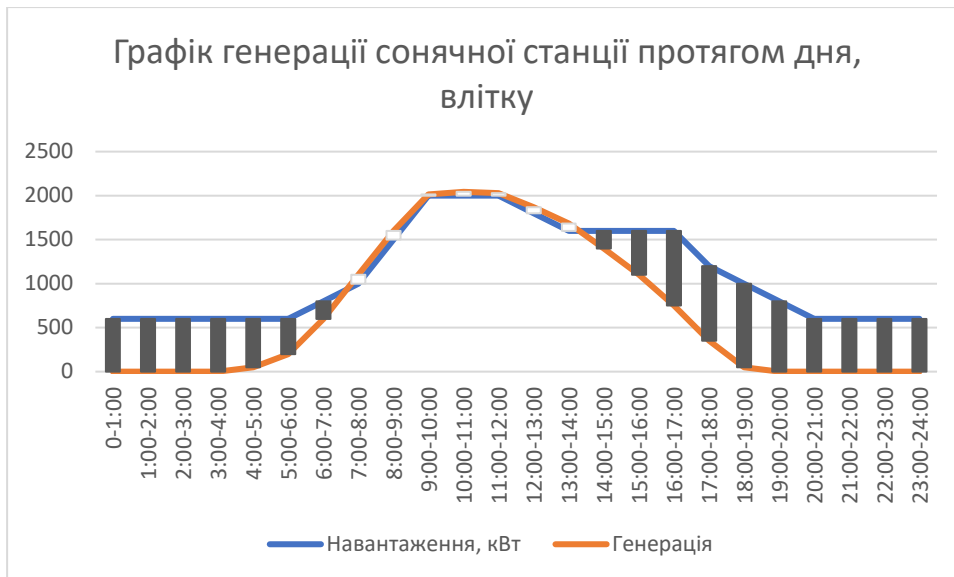


Рисунок 2.2.5 – Генерація станції протягом зимового дня

Ситуація влітку трохи краще, станція здатна покрити пікове навантаження підприємства, але у весь інший час навантаження підприємства більше ніж генерація станції та вона не зможе його покрити повністю, тільки частково.

Виходячи з цього маємо що влітку станція більш спроможна покрити навантаження, але й те тільки пікове навантаження в окремі літні дні. Якщо брати до уваги осінь та весну, то ситуація трохи краще ніж взимку, але не краще ніж влітку.

2.3. Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС

Точні розрахунки та інжиніринг систем енергопостачання з відновлювальними джерелами енергії є запорукою їх продуктивної та безаварійної експлуатації, істотної економії ресурсів і мінімізації зовнішнього енергоспоживання. Для правильного розрахунку таких систем енергопостачання і обліку різних параметрів, що впливають на їх продуктивність, використовуються спеціальні програми, автокалькулятори і статистичні метеодані - сонячна інсоляція, швидкість вітру, температура та інші умови. Не існує єдиного підходу до розрахунку всіх типів систем, тому виділимо основні параметри. [2]

Кут нахилу панелей приймаємо 15° градусів (стандарт для встановлення панелей на даху), дах плоский, кут нахилу відсутній.

2.4. Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу RSM110-8-550M, виробництва “Risen Energy”, модулі – монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях. [2]

Доцільно обирати монокристалічні модулі, які мають вищий ККД та ефективніше працюють у випадку хмарної погоди у порівнянні з полікристалічними, проте є дещо дорожчими. Порівняння доцільного варіанту повинно виконуватися шляхом проведення техніко-економічних розрахунків з обґрунтуванням доцільності кожного із запропонованих варіантів. [2]

Конструктивні параметри ФЕМ: до складу модуля входить приєднувальна коробка, яка інтегрована в його конструкцію. Кожна коробка має подовжені виводи (два PV кабелю довжиною 1000-1200 мм кожен) з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах). [2]

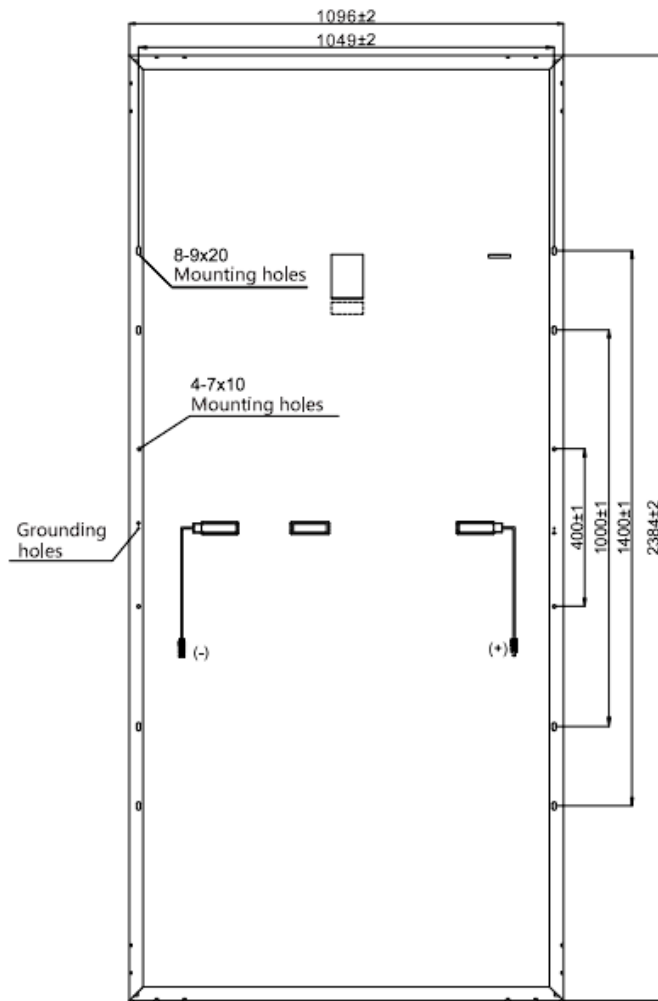


Рисунок 2.4.1 - Зображення сонячної панелі “Risen Energy” типу RSM110-8-550M [13]

При виборі фотоелектричних модулів слід звернути увагу на такі параметри:

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

- рівень інсоляції повинен бути 1000 Вт на м^2 ;
- температура сонячного модуля – 25°C ;
- спектр випромінювання повинен відповідати відносній масі атмосфери 1,5;
- швидкість вітру 0 м/с .

Це відповідає орієнтації панелей на південь під кутом до горизонту в 37° і модулює наближені до весняних умов роботи модуля, на який сонячні промені опівдні падають перпендикулярно поверхні.

На практиці це означає, що тільки деколи фотопанелі зможуть видавати заявлену виробником потужність, вираховану за стандартом STC. Будь-яке відхилення від стандарту, наприклад, кута падіння сонячних променів або температури модуля буде призводити до зниження фактично вироблюваної потужності. [2]

2. 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/м^2 ;
- 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 $15\text{-}30^\circ\text{C}$ 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°C . Так само, дуже важливо знати, що NOCT має на увазі відкриту задню поверхню модуля для можливості природного охолодження. В іншому випадку, панелі перегріються і їх коефіцієнт корисної дії впаде.

За допомогою NOCT можна перерахувати потужність, заявлену в стандарті STC на більш реалістичний PTC (Photovoltaics Test Conditions), який враховує вже не температуру самого сонячного елемента, а температуру навколишнього середовища.

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

$$\begin{aligned}
 T_{PTC} &= 20 + 1,389 * (NOCT - 20) * (0,9 - \eta) \\
 &= 20 + 1,389 * (44 - 20) * (0,9 - 0,21) = 43^{\circ}\text{C}
 \end{aligned}$$

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. [2]

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 (СТ): [2]

$$\begin{aligned}
 P_{PTC} &= P_{STC} * [1 - C_T(T_{PTC} - 25^{\circ}\text{C})] = 550 * [1 - 0,0037 * (43 - 25)] \\
 &= 516,34 \text{ Вт}
 \end{aligned}$$

Це складає $P_{PTC} / P_{STC} = 93,88\%$ від номіналу. Ні один зі стандартів випробувань для фотомодулів не описує їх роботу в реальних умовах.

Наприклад, в сонячний зимовий день фотомодуль може видати потужність, яка навіть перевищує номінальну. Так само, необхідно враховувати відомий рівень деградації панелей (20% за 25 років). [2]

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-100KTL-M1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 20 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 МРРТ-трекер). При підключенні до одного МРРТ-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях. [2]

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

$$N_{\text{інв}} = \frac{P_{\text{ФЕС}}}{P_{\text{ном.інв}}} = \frac{2 \text{ МВт}}{0,1 \text{ МВт}} = 20 \text{ шт.}$$

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

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

Номінальна потужність мережевого інвертора на стороні змінного струму АС визначає максимальну потужність, яка може бути видана в мережу, до якої підключений інвертор. Цей параметр завжди вказується в технічному паспорті. Інвертор для оптимальної ефективності повинен працювати як можливо ближче до номінальної потужності. Ефективність перетворення (ККД) може складати до 98% в залежності від моделі. В обраному інверторі ККД складає 98,6% від номінальної потужності. [2]

Потужність по постійному струму DC, як правило не фіксована і визначається на основі вихідної потужності. Оптимальний діапазон потужності сонячних батарей складає від 80 до 120% від номінальної вихідної потужності інвертора. Виробники інверторів зазвичай рекомендують трохи «перенавантажувати» інвертор по стороні постійного струму, оскільки потужність сонячних батарей завжди задається для умов STC, які рідко досягаються на практиці. Енергія порядку 1000 Вт/м² протягом всього року становить всього від декількох днів до декількох годин, що становить лише 1- 2% від загального часу сонячного випромінювання. В час, що залишився потужність сонячного випромінювання не перевищує 800-900 Вт/м². Це означає, що 98% часу сонячні батареї працюють максимум на 80-90% від їх потужності. [2]

Крім того, потужність сонячних батарей падає з часом експлуатації, це пов'язано з ефектом деградації кремнієвих фотоелементів. Цей процес проходить доволі повільно, но вже в перший рік роботи продуктивність падає в середньому на

1-2%. З цього слідує, що сонячні батареї ніколи не досягнуть номінальної потужності для умов STC, заданої заводом-виробником. [2]

Робочий діапазон інвертора знаходиться між значеннями напруги старту $U_{dc\ start}$ і максимальною напругою $U_{dc\ max}$. Як тільки напруга постійного струму зі сторони сонячних батарей досягає значення $U_{dc\ start}$, перетворювач активується і починає пошук точки максимальної потужності MPP. Якщо ця точка знаходиться між $U_{dc\ min}$ і $U_{dc\ start}$, інвертор запуститься і почне працювати. Поки напруга не перевищує мінімальне значення діапазону MPPT $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$, 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. [2]

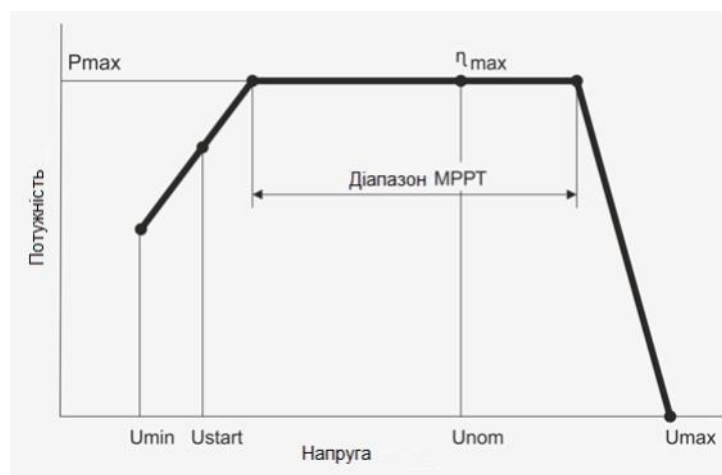


Рисунок 2.4.2 - Графік роботи інвертора сонячної електростанції

Кожен інвертор має діапазон напруги MPPT, вказаний в технічному паспорті. Цей параметр визначає, при якій напрузі на вході постійного струму інвертора буде виявлена максимальна точка потужності алгоритмом MPP. Іншим важливим параметром, є мінімальна напруга перемикання інвертора. Це значення напруги PVмодулей, при яких інвертор запускається і починає генерувати енергію. У нашому випадку (таблиця нижче) діапазон MPPT становить 200-1100 В, а мінімальна напруга — 200 В. [2]

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 (послідовно, 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]

2.5. Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів

2.5.1 Максимальний струм у 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 %/K). [2]

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

$$I_{SC(T_r)} = I_{SC} \left(1 + \frac{(T_r - 25)\alpha_T}{100} \right) 18,28 * \left(1 + \frac{(85 - 25) * 0,04}{100} \right) = 18,7 \text{ A}$$

де:

- $I_{sc}(T_r)$ — значення струму сонячної батареї при 85° C;
- I_{sc} — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля (18,28 A);

- T_r — максимальна температура (85 °C);
- α_T — температурний коефіцієнт I_{sc} (0,04 %/K).

2.5.2 Максимальна напруга у 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, проте на практиці зимою практично неможливо отримати температуру на сонячному модулі менш ніж -25 ° C в умовах необхідної освітленості для початку генерації енергії. При розрахунку максимальної напруги враховуються:

- Напруга холостого ходу,
- Температурний коефіцієнт β_T .

Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(T_r)} = U_{OC} \left(1 + \frac{(T_r - 25)\beta_T}{100} \right) = 38,24 * \left(1 + \frac{(-40 - 25) * (-0,25)}{100} \right) \\ = 44,45 \text{ В}$$

де:

- $U_{OC}(T_r)$ — значення напруги при температурі — 40 °C;
- U_{OC} — напруга холостого ходу (38,24 В);
- T_r — мінімальна робоча температура (-40 °C);
- β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,25%/K).

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

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

$$N_{max} \leq 1100 / 44,45$$

$$N_{max} \leq 24$$

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

Отримаємо, що в один стрінг можна установити до 24 сонячних батарей.

2.5.3 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 70° С. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору. В цьому випадку використовуються формули:

$$\begin{aligned} U_{OC(T_{max})} &= U_{OC} \left(1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right) = 38,24 * \left(1 + \frac{(85 - 25) * (-0,25)}{100} \right) \\ &= 32,538 \text{ В} \end{aligned}$$

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

$$N_{min} \geq 200 / 32,538$$

$$N_{min} \geq 6$$

де:

- $U_{OC} (T_{max})$ — напруга при максимальній температурі 85 ° С;
- U_{OC} — напруга холостого ходу (38,24 В);
- T_{max} — максимальна робоча температура (85 ° С);
- β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,25 %/К);

- N_{min} — мінімальна кількість сонячних батарей;
- $U_{dcstart}$ — подається початкова напруга (200 В).

Таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 6 модулів в один стрінг. [2]

2.5.4 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: 200-1100 В. При визначенні кількості модулів, що підключені до одного входу МРРТ, 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 -25°C та мінімальне значення при $+85^{\circ}\text{C}$. На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою: [2]

$$U_{MPP(Tmax)} = U_{MPP(STC)} \left(1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right) = 31,86 * \left(1 + \frac{(85 - 25) * (-0,25)}{100} \right) \\ = 27 \text{ В}$$

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

$$N_{min} * 27 \geq 200$$

$$N_{min} \geq 7$$

де:

- $U_{MPP(Tmax)}$ — напруга сонячної батареї при 85°C ;
- $U_{MPP(STC)}$ — оптимальна напруга МРРТ (31,86 В);
- T_{max} — максимальна робоча температура (85°C);

- β_T — індекс температури модуля (-0,25%/K);
- N_{\min} — мінімальна кількість модулів в стринзі;
- $U_{DC \min}$ — мінімальне значення МРРТ інвертора (200 В);

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 7 модулів у стрінг для оптимальної роботи МРРТ інвертора. [2]

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 $P_{ac,r} = 100000$ Вт. Таким чином, оптимальне значення сумарної потужності сонячних батарей знаходиться в діапазоні 80000 – 120000 Вт. [2]

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

Розрахуємо кількість модулів згідно з рекомендуваним діапазоном:

$$P_{\text{інв.}} * \frac{0,8}{P_{\text{мрр}}} \leq N_{\text{сум}} \leq P_{\text{інв.}} * \frac{1,2}{P_{\text{мрр}}}$$

де $P_{\text{інв.}}$ — номінальна потужність інвертора (100000 Вт)

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

$$100000 * \frac{0,8}{550} \leq N_{\text{сум}} \leq 100000 * \frac{1,2}{550}$$

$$146 \leq N_{\text{сум}} \leq 218$$

Таким чином, оптимальна кількість сонячних батарей повинна бути в діапазоні від 146 до 218 шт.

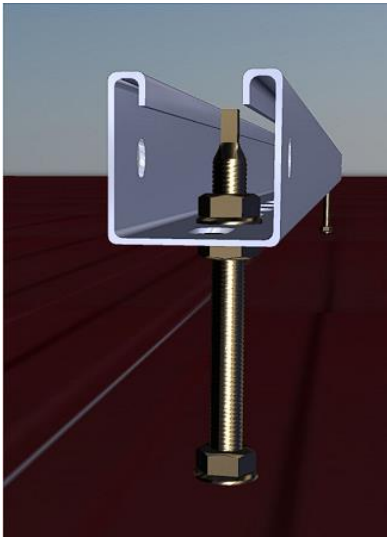
Згідно з розрахунками, до інвертора 100 кВт рекомендується приєднувати від 146 до 218 сонячних батарей RSM110-8-550M. При цьому в одному стрінгу повинно бути від 7 до 24 панелей приєднаних послідовно.

Фотоелектричні модулі типу RSM110-8-550M кожен 550 Вт збираються в збірку по 24 шт. Кількість панелей в стрінгу обрана для зручності монтажу та розрахунку для виходу на панельну потужність. [2]

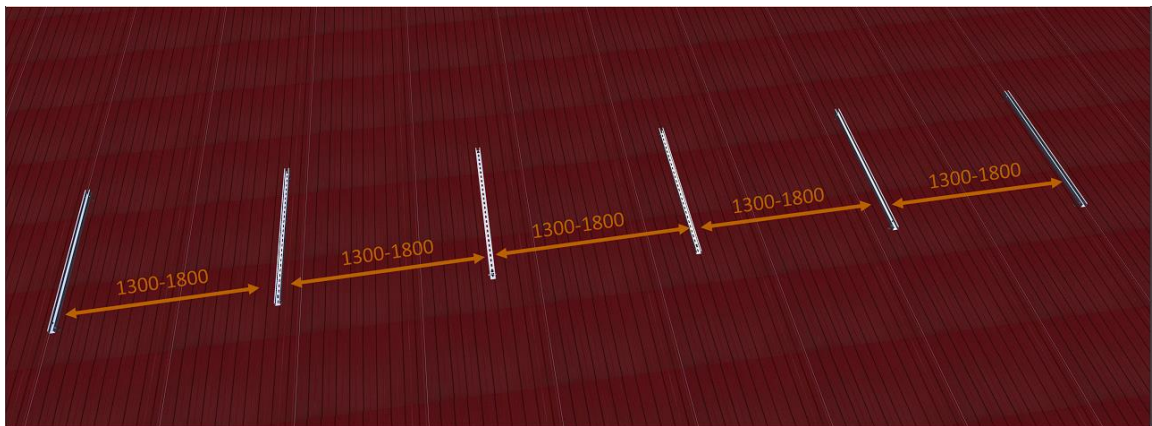
2.6. Визначення конструктивних параметрів ФЕС

В нашому випадку ФЕМ встановлюється на даху підприємства на комплект опорних металоконструкцій з кутом нахилу ϕ . Відстань між масивами ФЕС з урахуванням кута нахилу панелей та кутом падіння сонця щоб не було затінення приймається 2 метри. [2]

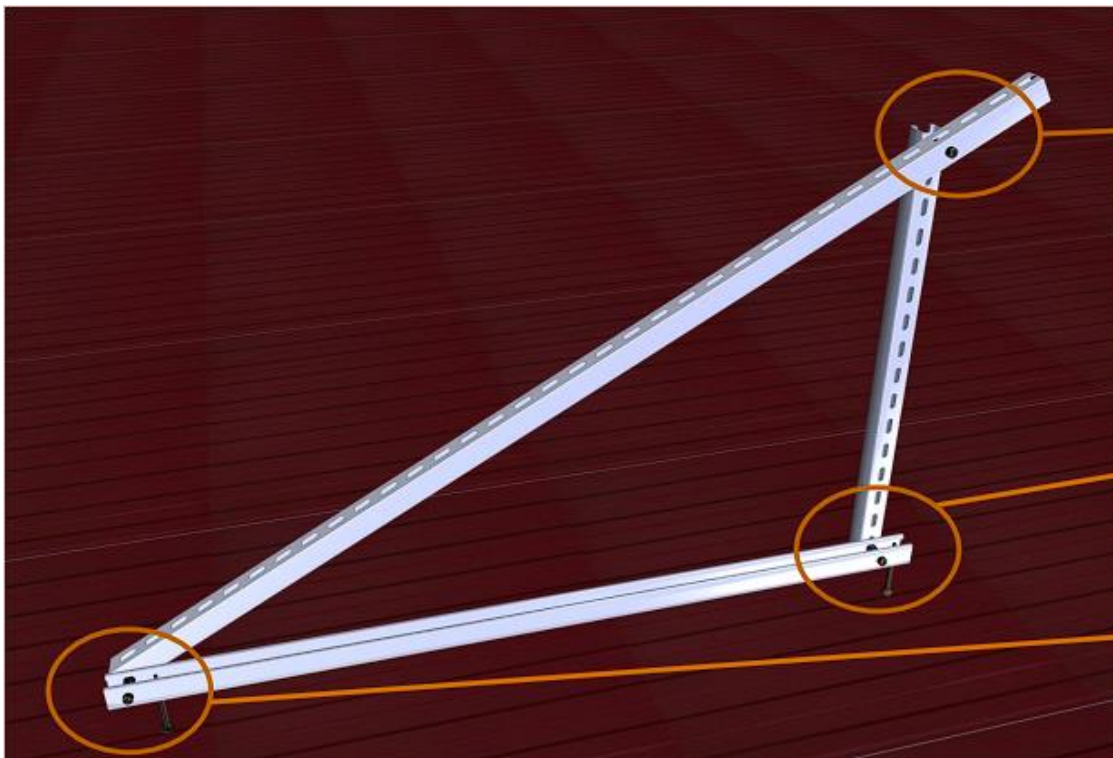
На початку монтажу, у покрівлю встановлюються гвинт-шурупи. Установка гвинт-шурупів визначається з урахуванням несучих елементів покрівлі. Отвір у покрівлі від гвинтшурупа ущільнюється комплектною прокладкою, яка притискається до поверхні покрівлі гайкою на різьбової частини гвинт-шурупа розміщуються комплектна гайка, з метою подальшої установки на неї опорного профіля. Після монтажу опорного профілю, він кріпиться до гвинту-шурупу другою комплектною гайкою. [2]



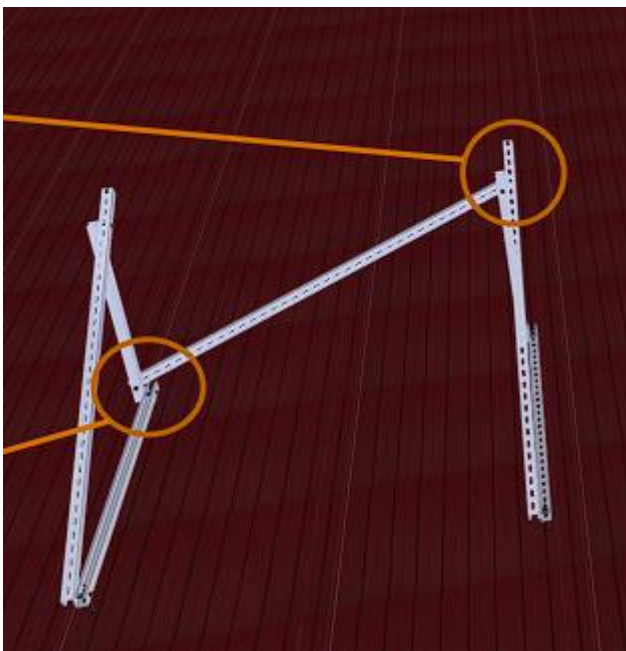
Опорний профіль встановлюється із кроком 1300-1800 мм. [2]



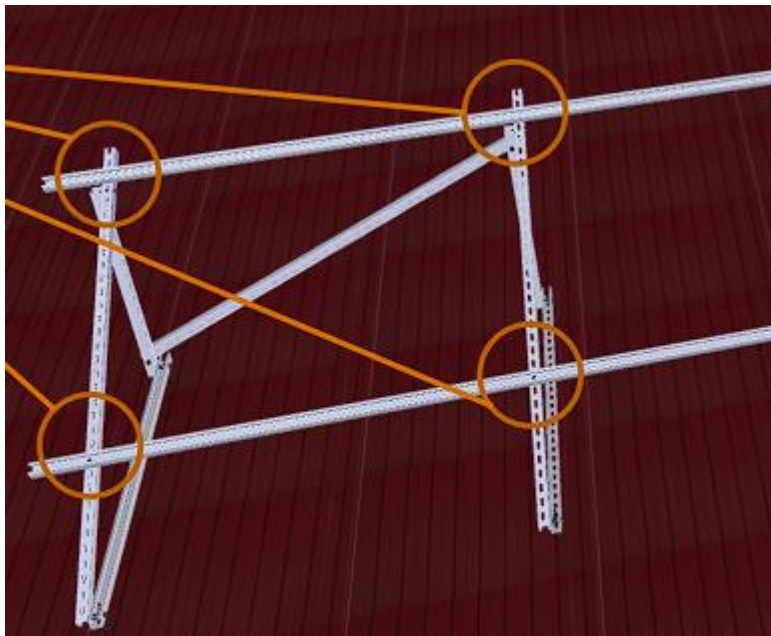
На кожному з опорних профілів виконується трикутний каркас (під потрібним нам кутом), деталі каркаса кріпляться один до одного за допомогою гвинтів М10 під шестигранний ключ, гвинти встановлюються у передбачені отвори. Для жорсткості конструкції, при встановленні гвинта встановлюється трубна проставка. [2]



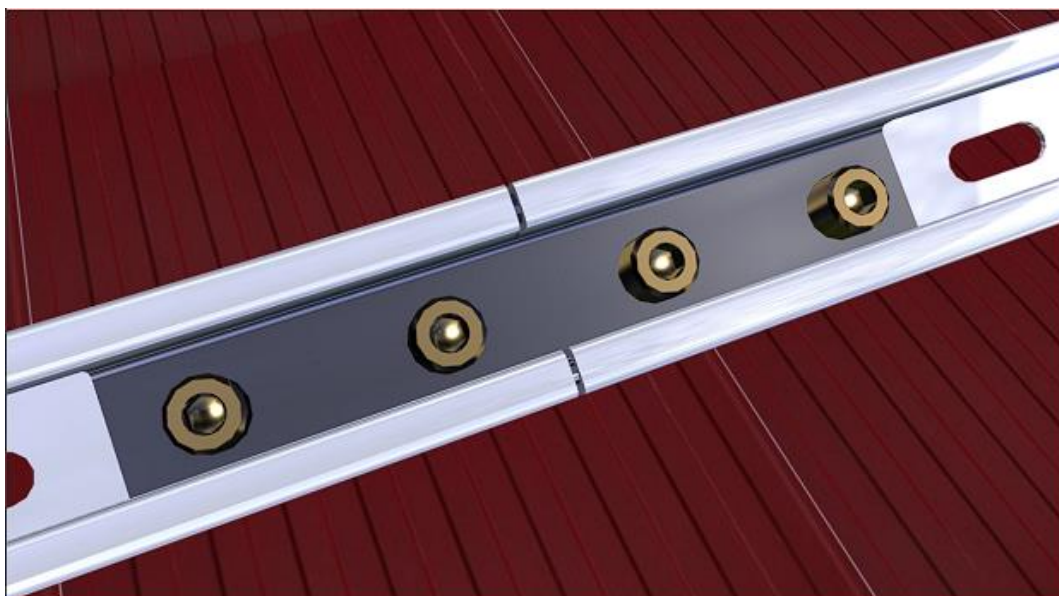
На крайніх опорних трикутниках встановлюються розкоси із профілю, довжина профілю уточнюється на монтажі [2]



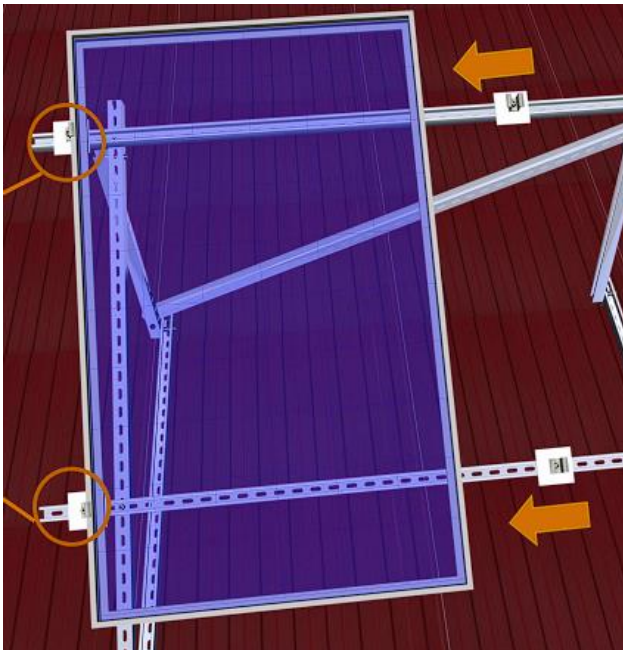
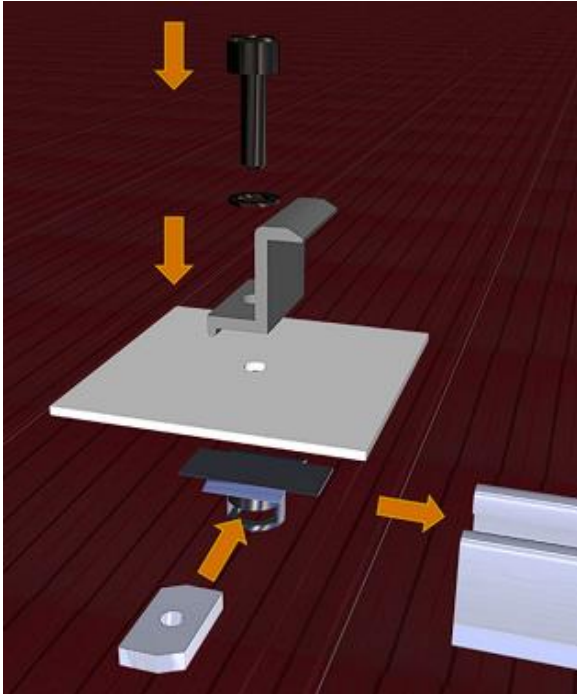
На опорні трикутник встановлюється два напрямні профілю під сонячні панелі. Кріплення профілів до трикутникам здійснюється гвинтами М10 перфорацію. [2]



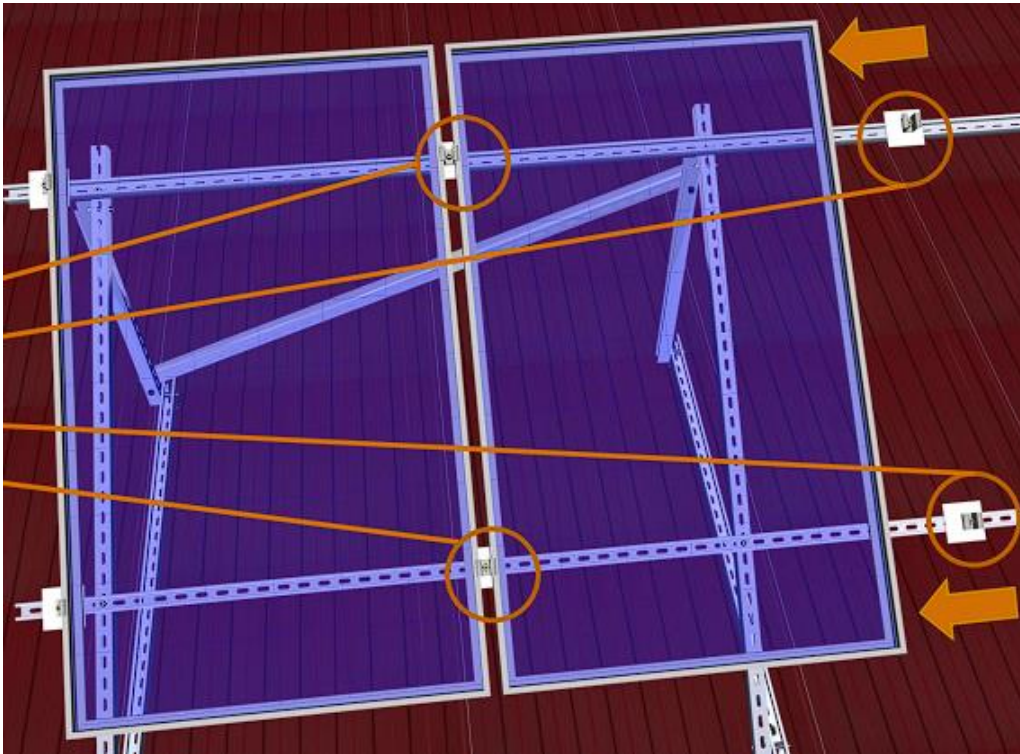
При необхідності з'єднати напрямний профіль, використовується з'єднувач профілю, який кріпиться гвинтами М10. [2]



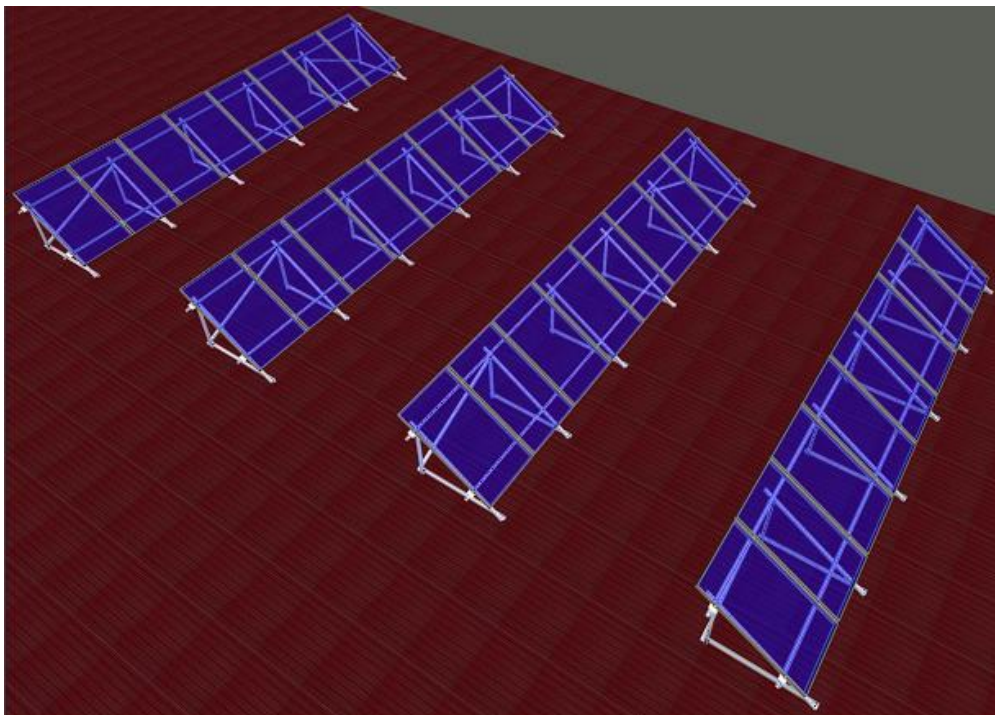
Кріплення крайніх сонячних панелей виконується з допомогою деталей крайового кріплення. Після встановлення панелі в елементи крайового кріплення, гвинти кріплення затягуються, фіксуючи сонячну панель. [2]



Друга та наступні сонячні панелі з'єднуються з напрямним профілем та між собою за допомогою деталей міжмодульного кріплення. [2]



ФЕС на плоскому даху



З урахуванням розрахунків, маємо 24 панелі з'єднанні послідовно в один такий ряд, утворюючи один стрінг. З'єднання ряду панелей в один стрінг здійснюється заводськими подовженими виводами і конекторами. Кожен стрінг підключається проводом PV 6 мм² із застосуванням конекторів PV-C1F-S (+) та PVC1F-S (-). [2]

2.7. Вибір основного обладнання ФЕС напругою до та вище 1 кВ

2.7.1 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, перерізом жили 1x6 мм². Для зручності монтажу проводи від кожного стрінгу стягуються між собою хомутами. [2]

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на конструкціях як сумісно з мережами 0,4 кВ та системи моніторингу. Переходи PV проводів між столами виконуються в жорсткій ПВХ трубі Ø50 мм стійкій до ультрафіолетового випромінювання. [2]

Кабельний журнал

Початок	Кінець	По конструкціях	Марка	Переріз	Загальна довжина
Масив №1	Інвертор №1	20	PV 6mm	2x(1x6)	20
Масив №2	Інвертор №1	22	PV 6mm	2x(1x6)	22
Масив №3	Інвертор №1	24	PV 6mm	2x(1x6)	24
Масив №4	Інвертор №1	26	PV 6mm	2x(1x6)	26

Продовження кабельного журналу					
Масив №5	Інвертор №1	20	PV 6mm	2x(1x6)	20
Масив №6	Інвертор №1	22	PV 6mm	2x(1x6)	22
Масив №7	Інвертор №1	24	PV 6mm	2x(1x6)	24
Масив №8	Інвертор №1	26	PV 6mm	2x(1x6)	26
Сумарна довжина для одного інвертора					184 м

2.7.2 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 визначити зі співвідношення та округлити до більшого парного числа, враховуючи переважну парну кількість панелей, що формують стіл ФЕМ: [2]

$$N_{\text{фем}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}}{P_{\text{PTC}} * n_{\text{інв}} * n_{\text{DC}}} = \frac{100000}{516,34 * 0,986 * 0,99} = 192 \text{ шт}$$

де $n_{\text{інв}}$ - ККД інвертора відповідно до паспортних даних, становить 0,986.

Кількість ФЕМ, які формують ФЕС, можна визначити зі співвідношення за кількістю інверторного обладнання: [2]

$$N_{\text{ФЕС}}^{\Sigma} = N_{\text{фем}}^{\text{інв}} * N_{\text{інв}} = 192 * 20 = 3840 \text{ шт.}$$

2.7.3 Вибір номінальної потужності та кількості силових трансформаторів

У даному проєкті передбачено проектування сонячної електростанції сумарною потужністю P , МВт, яка складається із полів(поля) зі встановленою потужністю $P_{\text{поля}}$. [2]

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) вибраного типу. [2]

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

Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів передається до інверторів постійного струму в змінний вибраного типу. [2]

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

Вибір номінальної потужності КТП доцільно виконувати із діапазону:

$S_{\text{ном.т}} = 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 \text{ кВА}$ та передбачати номінальний коефіцієнт завантаження трансформаторів, близький до 0,85-0,95. Переваги слід надавати маслонаповненим трансформаторам типу ТМ вітчизняного чи закордонного виробництва. [2]

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. [2]

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. [2]

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 %. [2]

Тому доцільно по можливості встановлювати не менше двох КТП, що спростить реалізацію відповідного обмеження простим відключенням частини електроустановки. [2]

Наприклад для ФЕС потужністю 2 МВт доцільно встановити чотири трансформатори типу ТМ-1000/0,4/6-35. У цьому випадку одинична потужність трансформатора повинна бути кратна потужності інвертора. Проте, враховуючи той факт, що виробники «звикли» до того, що трансформатори переважно недовантажуються, можливі варіанти виходу з ладу обладнання, яке буде завантажено на 100 % через невідповідність заявлених характеристик заводовиробників фактичним показникам. Тому запас потужності трансформаторів на рівні 10-15% є в певних випадках доцільним. [2]

Таким чином:

$$N_T = \frac{P_{\text{фес}}}{0,9 * S_{\text{ном.т}}} = \frac{10000}{0,9 * 1000} = 2,2 \approx 2 \text{ шт}$$

Приймаємо трансформатор

Трансформатор ТМ-1000/0,4/6-10 Д/У_Н-11 [18]

2.7.4 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

Для вибору параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ потрібно звернути увагу на такі рекомендації та вимоги: [3]

1. Земляні роботи виконувати тільки після отримання дозволу в установленому порядку і відповідно до правил виконання робіт. [3]

2. Кабель 0,4 кВ прокладати в траншеї на глибині не менш ніж 0,7 м відкрито, в місцях перетину з дорогами та комунікаціями в ПЕ трубі Ø90 та Ø110 мм. Постель

в траншеї виконати з застосування піщано-гравійної суміші. Сигнальну стрічку "Обережно Кабель!" прокласти над кабелями на відстані 0,25 м. Підйом кабелю до КТП та інвертору виконати в трубі ПЕ Ø63 довжиною 2 метра. Для кабелю перетином 240 мм² використовувати трубу Ø75 мм. Виконати герметизацію кабельних трубопроводів з застосуванням вогнестійкої піни та термоусадочної труби. Для прокладання кабелю на даху та зовнішніх стінах підприємства можна використати кабельний лоток або в гофру. [3]

3. Для захисту кабелю від вологи та бруду на момент прокладки використовувати термоусадочний кабельні капи. Після прокладки кожного кабелю виконати його маркування з обох сторін з застосуванням кабельного маркування. [3]

4. Всі електромонтажні роботи виконувати згідно з ПУЕ, ПТЕЕС і ПБЕЕС. [3]

5. Виконати відновлення ґрунтового покриття на рівні існуючих позначок. [3]

2.7.5 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 за нагрівом


Виконаємо розрахунок кабелю 0,4 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4 кВ від інвертора до КТП з перевітками: [3]

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги.

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора потужністю 100 кВт:

$$I_M^{iHB} = \frac{P_{iHB}^{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} \cos \phi i} = \frac{100}{1.73 * 0.38 * 0.99} = 153.4 \text{ A}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ-1 3x70+1x35 мм², I_{доп.пасп} = 195 А



АПВВГ 3x70+1x35 (ож)-1 ГОСТ 16442-80, ТУ У 31.3-00214534-048:2007		
Кабели силовые с алюминиевыми ТПЖ, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой из ПВХ пластиката		
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	1
Число и номинальное сечение токопроводящих жил	мм ²	3 x 70 + 1 x 35
Толщина фазной изоляции	мм	1.1
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	203
• при прокладке в земле	А	195
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	°С	+90
• в аварийном режиме	°С	+130
• при коротком замыкании	°С	+250
Диапазон рабочих температур		
	°С	-50...+50
Минимальный радиус изгиба при прокладке:		
	мм	225
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно) **		
	мм	30
Масса кабеля (ориентировочно)		
	кг/км	1030
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах		
	м, т	№ 14 700 • 0,9 № 16а 1120 • 1,4

Рисунок 2.7.4.1 – Кабель марки АПВВГ – 1 3x70+1x35 мм² [19]

2.7.6 Кабелі АПВВГ до 1 кВ

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{доп}}$ - максимальний розрахунковий струм

$k_2=1,0$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 м, таблиця 8.13),

$k_3= 0,96$ (для температури землі влітку на рівні 25°C, таблиця 8.16),

$k_4= 1,0$ (СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8; [4]

$k_{(m)}= 1,1$ – коефіцієнт навантаження.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 195 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,0 \cdot 1,1 = 205,92 \text{ А}$$

Переріз жили 70 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 70 мм² забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

Перевіряємо кабелі на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Умова перевірки: [2]

$$F_{min} \leq F$$

де: F_{min} – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимозі його термічної стійкості при короткому замиканні, мм². [2]

$$F_{min} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{відкл} + T_a}}{C}$$

де: I_{∞} – струм КЗ, А; $t_{відк}$ – час протікання струму КЗ, с; T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, рівна для розподільчих мереж напругою 0,4 кВ 0,01 с; C – постійна, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги, А·с^{-1/2}/мм². [2]

Згідно ПУЕ час дії струму КЗ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга $t_{рз}$ і повного часу відключення вимикача $t_{відк.в}$ (для випадку із запобіжниками – це час спрацьовування запобіжника). [2]

Для електричних мереж загального призначення норми відхилень напруги δU_y регламентовані ГОСТ 13109-97. [8]

Перевірка по відхиленням напруги зводиться до визначення фактичної і допустимої втрати напруги. [2]

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму

$$\Delta U = 100 * \frac{\sqrt{3} * I_M * l}{U_{ном}} * (r_0 * \cos \varphi + x_0 * \sin \varphi)$$

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);

$$\Delta U = 100 * \frac{\sqrt{3} * 153,4 * 0,15}{0,4 * 10^3} * 0,44 * 0,99 = 4,3\%$$

Можна знехтувати складовою, яка містить $\sin\phi$, оскільки режим роботи мережі характеризується активним навантаженням з $\cos\phi$ близьким до одиниці. [2]

Для передачі генерованої потужності від інвертору до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 1000 кВА застосовується кабель силовий з алюмінієвими токопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену типу АПВВГ. Напрямок трас кабельних ліній вибрано з урахуванням розташування інверторів, КТП 10/0,4 кВ та опорних стійок металоконструкцій (столів). Кабельні лінії збору потужності 0,4 кВ прокладаються в траншеях типу Т-3, Т5, Т-7, Т-9 як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму, власних потреб та мережами системи моніторингу. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї прийнята не менше 0,1 м, а між кабелями системи моніторингу і кабельною лінією 0,4 кВ не менше 0,25 м, від краю стінки до кабелів не менше 0,1 м, до кабелів у сусідніх траншеях має складати не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 0,75 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м. Для захисту від механічних пошкоджень підйом кабелю АПВВГ із траншеї до інвертору (до КТП 10/0,4 кВ) здійснюється в ПЕ трубі $\varnothing 63$ мм. Перетин автомобільної дороги кабельними лініями 0,4 кВ виконується відкритим способом в трубах ПЕ $\varnothing 90$ мм. На перетині передбачено по одній резервній трубі ПЕ $\varnothing 90$ мм. [2]

2.7.7 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 6-10 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 6-10 кВ кожної КТП ФЕС;

К3 – шини 0,4 кВ КТП ФЕС (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП)

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора).

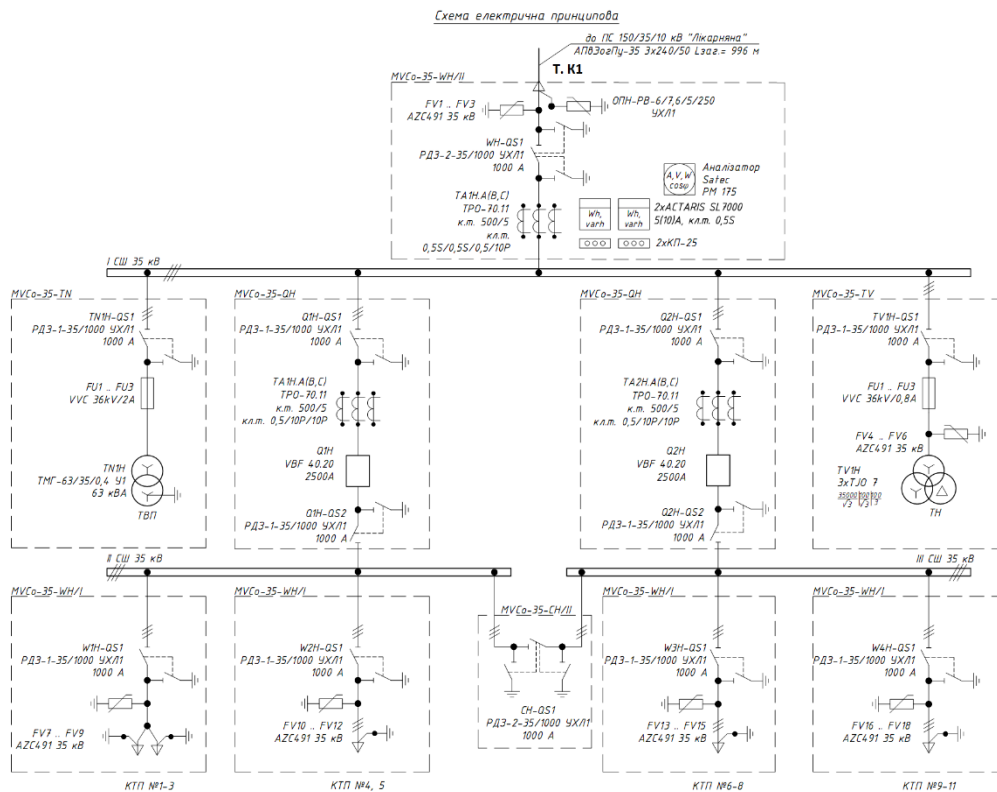


Рисунок 2.7.7.1 – Розрахункова точка К3 в мережі 6-35 кВ

2.7.8 Мережі 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 6-10 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 6-10 кВ кожної КТП ФЕС;

К3 – шини 0,4 кВ КТП ФЕС (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП)

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора).

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов у відносних одиницях.

Наприклад: для мережі 10 кВ виконаємо необхідні розрахунки.

$I_{кз.СШ10} = 19 \text{ кА}$ – струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ (живляча підстанція)

Для знаходження струму КЗ в точці К1 необхідно врахувати опір прийнятої лінії видачі потужності в мережу.

$U_{\text{ср.в}}=10.5$ кВ – середнє значення напруги в мережі 10 кВ

$S_{\text{баз}} = 346$ МВА – базисна потужність КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} = \frac{346}{\sqrt{3} * 10,5} = 19 \text{ кА}$$

Тоді опір системи буде становити:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}} = \frac{346}{346} = 1$$

Опір КЛ-10 кВ довжиною $l = 2.5$ км:

- Індуктивний:

$$X_{\text{кл10.1}^*} = X_0 l_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0.087 * 2.5 * \frac{346}{10.5^2} = 0,68 \text{ Ом}$$

- Активний:

$$R_{\text{кл10.1}^*} = R_0 l_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,0469 * 2.5 * \frac{346}{10.5^2} = 0,36 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в точці (1):

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{R_{\Sigma \text{К1}}^2 + X_{\Sigma \text{К1}}^2}} = \frac{1 * 19}{\sqrt{0,36^2 + (1 + 0.68)^2}} = 11,05 \text{ кА}$$

Струм двофазного короткого замикання в точці (1):

$$I_{\text{К1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К1}}^{(3)} = 9,5 \text{ кА}$$

Розрахунок для точки К2 виконується аналогічно за прийнятими параметрами кабельної лінії від РП-10 до кожної з КТП, які встановлюються на ФЕС. До наведеного вище розрахунку додається опір ще однієї КЛ-6-10 кВ.

Струм КЗ в точці К2 буде дещо меншим, ніж в К1.

Детальний розрахунок у прикладі не проводимо, а прийmemo, що на шинах 10 кВ КТП струм КЗ становитиме 13,6 кА.

- Індуктивний:

$$X_{\text{кл}10.2*} = X_0 l_{\text{л}} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.087 * 2 * \frac{346}{10.5^2} = 0.54 \text{ Ом}$$

- Активний:

$$R_{\text{кл}10.2*} = R_0 l_{\text{л}} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.0469 * 2 * \frac{346}{10.5^2} = 0.29 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в точці (2)

$$I_{\text{К}2}^{(3)} = \frac{E_c * I_{\text{б}}}{\sqrt{(R_{\Sigma \text{К}1} + R_{\text{кл}2})^2 + (X_{\Sigma \text{К}1} + X_{\text{кл}2})^2}} = \frac{1 * 13.7}{\sqrt{(0.36 + 0.29)^2 + (0.68 + 0.54)^2}} = 13,6 \text{ кА}$$

Струм двофазного короткого замикання в точці (2):

$$I_{\text{К}2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К}2}^{(3)} = 11,8 \text{ кА}$$

Тоді:

$$S_{\text{К}2} = \sqrt{3} I_{\text{К}2}^{(3)} * U_{\text{ср}1} = \sqrt{3} * 13,6 * 10,5 = 247,88 \text{ МВА}$$

2.7.9 Мережі 0,4

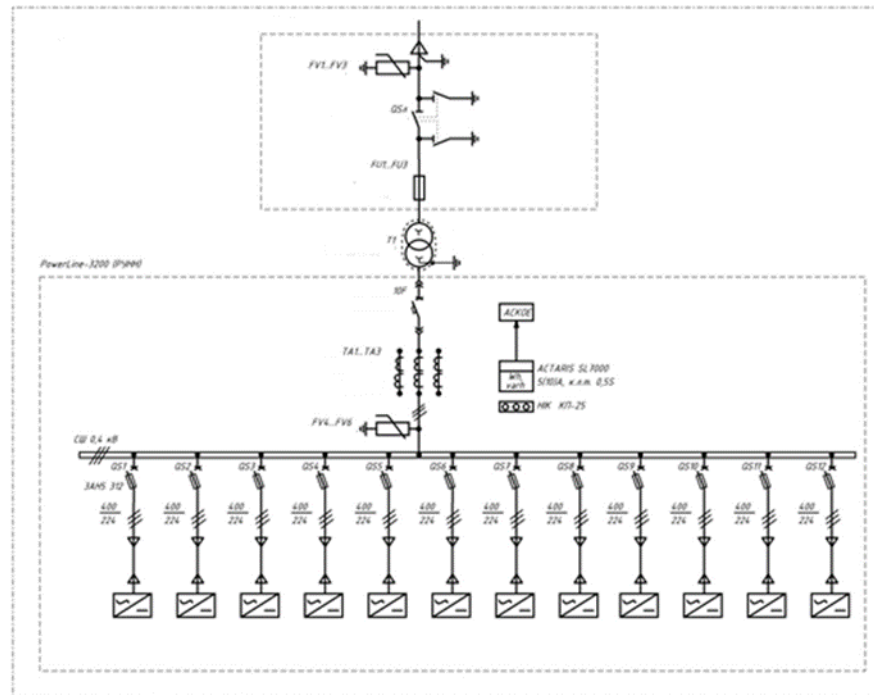


Рисунок 2.7.9.1 – Розрахункова точка КЗ в мережі 6-35 кВ

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов в іменованих одиницях. [3]

$U_{\text{ср.н}}=0,4$ кВ – середня напруга на низькій стороні трансформатора.

Розраховуємо струми КЗ для точки K_2 (шини 0,4 кВ КТП):

Опір високовольної частини, приведений до напруги 0,4 кВ:

- сумарний активний опір до точки K_2 :

$$R_{\Sigma K2} = (R_{\text{КЛ1}} + R_{\text{КЛ2}}) * \frac{U_{2\text{ср}}^2}{U_{1\text{ср}}^2}$$

$$R_{\Sigma K2} = (r_0 * l_{\text{КЛ10}}) = (0.44 * 2) = 0,88 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K2} = (r_0 * l_{\text{кЛ0,4}}) = (0.44 * 0,15) = 0,066 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K2} = (0.88 + 0.066) * \frac{0.4^2}{10.5^2} = 1.3 \text{ мОм}$$

- сумарний індуктивний опір до точки **K2**: [2]

$$X_{\Sigma K2} = (X_c + X_{\text{кЛ1}} + X_{\text{кЛ2}}) * \frac{U_{2\text{cp}}^2}{U_{1\text{cp}}^2}$$

$$X_{\Sigma K2} = (X_0 * l_{\text{кЛ10}}) = (0.082 * 2) = 0,164 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K2} = (X_0 * l_{\text{кЛ0,4}}) = (0.082 * 0,15) = 0,0123 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K2} = (1 + 0.164 + 0.0123) * \frac{0.4^2}{10.5^2} = 1.7 \text{ мОм}$$

Опір трансформатора КТП встановлені ТМ-1000/10/0,4 [2]

$$R_T = \frac{\delta P_{\text{кЗ}} * U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H.T}}^2} \left(\frac{U_{\text{cp.осн}}^2}{U_{\text{cp.i}}^2} \right) = \frac{10,5 * 10^2}{1000^2} * \left(\frac{0.4^2}{10,5^2} \right) * 10^6 = 1,5 \text{ мОм}$$

$$Z_T = \frac{u_{\text{к\%}} * U_{\text{H}}^2}{100 * S_{\text{H.T}}} * \left(\frac{U_{\text{cp}}^2}{U_{\text{cp.осн}}^2} \right) = \frac{6 * 10^2}{100 * 1000} * \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) * 10^6 = 8,7 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{8,7^2 - 1,5^2} = 8,5 \text{ мОм}$$

Опір кабельної лінії від РЩ-0,4 КТП до інвертора [2]

$$R_{\text{кЛ0,4}} = r_0 * l_{\text{кЛ0,4}} = 0,44 * 0,15 = 0.066 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{кЛ0,4}} = X_0 * l_{\text{кЛ0,4}} = 0,082 * 0,15 = 0,0123 \text{ Ом}$$

$L_{\text{кЛ0,4}} = 150 \text{ м}$ – середня відстань для всіх інверторів

При розрахунку струмів короткого замикання в мережах до 1000 В необхідно враховувати перехідні опори котушок і контактів автоматичних вимикачів та трансформаторів струму, рубильників та підключень кабельних ліній. З цією метою вводимо у розрахунок додатковий опір, значення якого приймаємо для точки К₄ – 5 мОм, для точки К₃ – 3 мОм. Додатковий опір для точок К₃: [2]

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К₃:

- сумарний активний опір

а) без урахування опору дуги

$$R_{\Sigma k3min} = R_{\Sigma k2} + R_T + R_{дод} = 1,3 + 1,5 + 3 = 5,8 \text{ мОм}$$

б) з урахуванням опору дуги (для знаходження мінімальних струмів К₃):

$$\begin{aligned} R_{\Sigma k3max} &= R_{\Sigma k2} + R_T + R_{дод} + R_{д3} = \\ &= 1,3 + 1,5 + 3 + 3 = 8,8 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$R_{д3} = 3 \text{ мОм}$ – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 1000 кВА, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93.

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma k3} = X_{\Sigma k2} + X_T = 1,7 + 8,5 = 10,2 \text{ мОм}$$

-струм трифазного К₃

$$I_{K3min}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K3max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{8,8^2 + 10,2^2}} = 17 \text{ кА}$$

$$I_{K3max}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K3min}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{5,8^2 + 10,2^2}} = 19 \text{ кА}$$

- струм двофазного К₃

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{K3max}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} * 19}{2} = 16,4 \text{ кА}$$

- струм однофазного КЗ, кА

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{Т0}} + Z_n}$$

де U_{ϕ} - фазна напруга мережі;

$Z_{\text{Т0}}$ - опір силового трансформатора при однофазному замиканні на корпус.

Повний опір петлі: фазний - нульовий провід

$$Z_n = \sqrt{(R_c + R_{\phi} + R_d + R_n + R_{\text{дод}})^2 + (X_c + X_{\phi} + X_n)^2}$$

де R_{ϕ} , R_n , X_{ϕ} , X_n - сумарні активні і реактивні опори фазного і нульового проводів всіх ділянок розрахункового ланцюга (КТП - Інвертор - КТП). Для проводів з кольорових металів рівні омичному опору при $f = 50$ Гц;

R_d - опір дуги в точці КЗ приймається по ГОСТ 28249-93;

X_c , R_c - опір живлячої системи

$$Z_{n.\text{КЗ}} = \sqrt{(R_c + R_{d1} + R_{\text{дод.КЗ}})^2 + (X_c)^2}$$

$$Z_{n.\text{КЗ}} = \sqrt{(3 + 3)^2 + (1)^2} = 6,08 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{Т0}} + Z_{n.\text{КЗ}}} = \frac{230}{10,4 + 6,08} = 14 \text{ кА}$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці **К4** (інвертор):

- сумарний активний опір

$$\begin{aligned} R_{\Sigma\text{К4min}} &= R_{\Sigma\text{КЗ}} + R_{\text{кЛ0,4}} + R_{\text{дод2}} = \\ &= 5,8 + 0,066 + 5 = 10,866 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$$R_{\Sigma k4max} = R_{\Sigma k3} + R_{кл0,4} + R_{дод2} + R_{д2} =$$

$$= 8,8 + 0,066 + 5 + 3 = 16,866 \text{ мОм}$$

де $R_{д2} = 3 \text{ мОм}$ – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 1000 кВА в кінці кабелю перерізом 70 мм^2 довжиною (від КТП до інвертора) м, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma k4} = X_{\Sigma k3} + X_{\Sigma кл0,4} = 10,2 + 0,0123 = 10,21 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K4min}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma k4max}^2 + X_{\Sigma k4}^2}} =$$

$$= \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{16,866^2 + 10,21^2}} = 11 \text{ кА}$$

$$I_{K4max}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma k4min}^2 + X_{\Sigma k4}^2}} =$$

$$= \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{10,866^2 + 10,21^2}} = 15 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{K4}^{(3)}}{2} = \frac{1,73 * 15}{2} = 12,975 \text{ кА}$$

2.7.10 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ

Вибір запобіжників

Рекомендації щодо вибору запобіжників: [6]

а) захист КЛ-0,4 кВ

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\text{НОМ.ІНВ}}$$

$$2500\text{A} \geq 152\text{A}$$

Приймаємо запобіжник ППН-41-20 УХЛЗ 2500А

Перевіряємо:

за умовами захисту провідників від струмів к.з.

на чутливість спрацювання при двофазних к.з.

$$\frac{I_{\text{К4}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ.ВСТ}}} \geq (4 \dots 7)$$

$$\frac{12975}{2500} = 5,2 \geq (4 \dots 7)$$

Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{\text{НОМ}}=0,4$ кВ КТП

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ (всі приєднання інверторів окремої КТП) до трансформатора приймаємо автоматичні вимикачі серії Електрон Е25С. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормальноного режиму Згідно ПУЕ допускається перевантаження трансформатора на 40 %. Наприклад, для трансформатора 1000 кВА. [2]

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3}U_{\text{нн}}} = \frac{1000}{1,73 * 0,4} = 1445\text{A}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $400 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $1445 < 1600$ (А)

- за номінальним струмом розчеплювача: $1445 < 1600$ (А)

Приймаємо автомат типу Електрон Е25С: $I_{н.авт} = 1600$ А; $I_{нр} = 1600$ А.

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження

$$I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 2000 \text{ А.}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$

$$I_{св} \geq 1,25 \cdot i_{пик} = 1,25 \cdot 5000 = 6250 \text{ А}$$

$$I_{св} = 3 \cdot I_{н.р} = 3 \cdot 2000 = 6000 \text{ А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному $1,25I_{н.р}=2000$ А. Приймаємо $t_{пер} = 10$ с

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$.

Приймаємо $t_{св} = 0,4$ с.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 55 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

2.7.11 Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ

У випадку, якщо на станції до встановлення приймаються декілька КТП, то вибір високовольтних КЛ виконується для двох випадків: 1) КЛ від трансформатора до збірного розподільчого пункту 6-10 кВ; 2) КЛ від збірного розподільчого пункту ФЕС до приймальної комірки підстанції, на яку

забезпечується видача електричної потужності. Перший варіант КЛ розраховується за сумарною номінальною потужністю інверторів, підключених до КТП, а другий – для сумарної інверторної потужності ФЕС.

Варіант 1:

$$I_M^{КТП} = \frac{P_{інв}^{КТП}}{\sqrt{3} * U_{ном} * \cos\varphi}$$

Варіант 2:

$$I_M^{ФЕС} = \frac{P_{інв}^{ФЕС}}{\sqrt{3} * U_{ном} * \cos\varphi}$$

$$I_M^{ФЕС} = \frac{2000}{\sqrt{3} * 10 * 0,99} = 116 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПвЕгаПу 1х35мм², I_{доп.пасп} = 134 А (прокладка в площині в ґрунті).

U_{ном} = 6 кВ - напруга мережі;

S_К¹⁰ = 50 МВА (потужність КЗ на шинах 10 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{S_k^{35}}{\sqrt{3} * U_{ср}} = \frac{50}{\sqrt{3} * 10,5} = 2,7 \text{ кА}$$

I_К⁽³⁾ = 2,7 кА – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 10 кВ;

t_п = 1 с – повний час тривалості короткого замикання.

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{доп}$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А.

Розрахунок виконуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "площина":

Тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 35 мм² у стандартних умовах $I_c = 134$ А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2=0,95$ (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,25 м, таблиця 8.13),

$k_3= 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4= 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k(m)= 1,1$ – коефіцієнт навантаження.

$$I = I_c * k_2 * k_3 * k_4 * k_m = 134 * 0,95 * 0,96 * 1,05 * 1,1 = 141 \text{ А.}$$

134 А < 141 А - умова виконується.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз}(3\phi) < I_{к.з.ж}$$

де $I_{к.з.}(3\phi)$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{к.з.ж.}$ - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА.

$$I_{к.з.ж} = \frac{I_{к.з.табл}}{\sqrt{t_{п}}}$$

де $I_{к.з.табл.}$ - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з.1 с) (3,3 кА);

$t_{п}$ - повний час тривалості короткого замикання

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

$2,7 < 3,3$ (кА) - умова виконується.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{к.з}(2\phi) < I_{к.з.е}$$

$$I_{к.з}(2\phi) = I_{кз}(3\phi) * 0,87$$

$$I_{к.з.е} = \frac{I_{к.з.табл.е}}{\sqrt{t_{п}}}$$

де $I_{к.з.табл.е}$ - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.)
(35 мм² - 3,3 кА).

$$I_{к.з}(2\phi) = 2,7 * 0,87 = 2,349$$

$$I_{к.з.е} = \frac{3,3}{\sqrt{1}} = 3,3$$

$2,349 < 3,3$ (кА) – умова виконується

2.7.12 Вибір комутаційного обладнання 6-10 кВ для видачі потужності в мережу

Вибір роз'єднувача [6]

Вибираємо роз'єднувачі з боку 6 кВ: вибираємо роз'єднувач с двома парами заземлюючих ножів.

Вибір виконується за наступними умовами:

1) за номінальною напругою: $U_{н} \geq U_{уст}$

2) за номінальним струмом $I_n \geq I_{рф}$

$$I_{рф} = P_{ФЕС} / (1,73 U_{НОМ.ВН}) = 2000 / (1,73 \cdot 10) = 115 \text{ А}$$

3) динамічна стійкість проходження струмів КЗ $i_{дин} \geq i_y$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,8 * 2,7 = 6,9 \text{ кА}$$

4) термічна стійкість проходження струмів КЗ $I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$,

де $B_k = I_{К1}^{(3)} * (t_{відкл} + T_a)$ - тепловий імпульс.

$$B_k = 2,7 * (1 + 0,01) = 2,727 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Вибір роз'єднувач роз'єднувача 10 кВ

Тип роз'єднувача	РЛНД-10/200	
	Каталог	Розрахунок
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	10 кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_n \geq I_{рф}$	200 А	115 А
$i_{дин} \geq i_y$	25 кА	6,9 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	10 кА ² * с	2,727 кА ² * с

Вибір вимикача [6]

Умови вибору вимикачів:

1) за номінальною напругою: $U_n \geq U_{уст}$,

10 кВ \geq 10 кВ – умова виконується;

2) за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{рф},$$

$$I_{рф} = P_{ФЕС} / (1,73 U_{НОМ.ВН}) = 2000 / (1,73 \cdot 10) = 115 \text{ А}$$

630 А \geq 115 А – умова виконується.

3) за струмом відключення: $I_{отк.ном} \geq I_{nt}$

4) перевірка за повним струмом відключення:

$$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$$

$$\sqrt{2} * 20 \left(1 + \frac{40}{100}\right) \geq \sqrt{2} * 3,3 + 12,073$$

$$39,5 \text{ кА} \geq 16,7 \text{ кА}$$

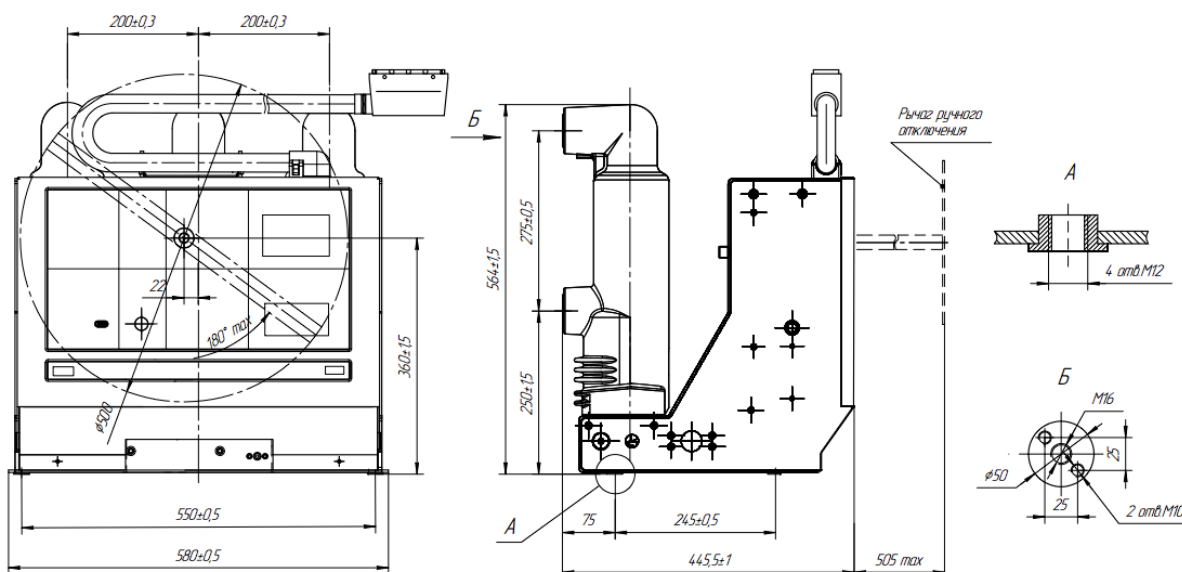
5) динамічна стійкість проходження струмів КЗ: $i_{дин} \geq i_y$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,8 * 3,3 = 6,9 \text{ кА}$$

Вибір вимикача 10 кВ

Тип вимикача	ВРС-10-20/630 У2	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	10 кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{рф}$	630 А	115 А
$I_{отк.ном} \geq I_{nt}$	20 кА	3,3 кА
$i_{дин} \geq i_y$	52 кА	6,9 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	20 кА	$B_k = 2,7 * (1 + 0,01) = 2,727$
$\sqrt{2}I_{отк.ном} \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$	39,5 кА	16,7 кА

Приймаємо вакуумний вимикач ВРС-10-20/630 У2

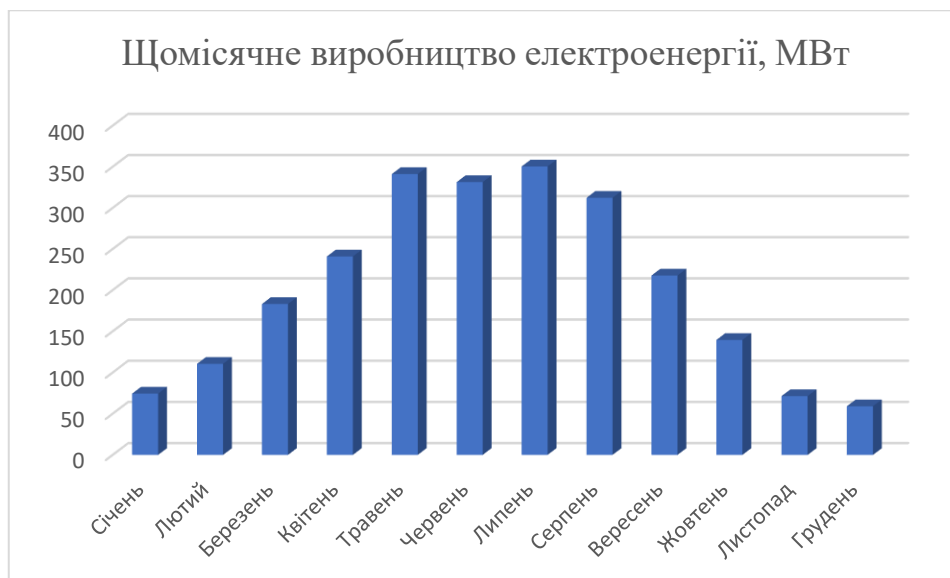


Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік ⁷⁷	
Дніпро	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36	
Дні	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	
Виробництво	74,381	110,49	183,1863	240,93	341,169	331,354	350,39	312,277	217,7296	139,5413	71,38675	59,013	2432	
	Дніпро		1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96

Таблиця 2.8.2 – Виробництво ФЕС електричної енергії в м. Дніпро, МВт · год

За допомогою таблиці 2.8.2 визначаємо кількість виробленої електроенергії за рік – 2432 МВт · год.

Таблиця 2.8.3 – Щомісячне виробництво електроенергії



3. Техніко – економічне обґрунтування

3.1 Техніко – економічне обґрунтування параметрів та фотоелектричної станції для покриття навантаження промислового підприємства

В даній кваліфікаційній роботі основною метою є обґрунтування параметрів та фотоелектричної станції для покриття навантаження промислового підприємства, а саме, вибір найдоцільнішого для встановлення електричного обладнання, яке відповідає заданим технічним умовам. [11]

Питання електроефективності для України є особливо актуальним, оскільки споживання енергетичних ресурсів у нашій країні зорієнтовано на традиційні невідновлювані джерела енергії, до того ж Україна імпортує близько 50% електроенергії за високими цінами, що є дуже не вигідним для економіки. Тому аналіз сучасного стану та проблемних аспектів розвитку альтернативної енергетики в Україні є актуальною темою дослідження. [11]

Наразі нас цікавить сонячна фотоенергетика, що використовує пряме перетворення сонячної радіації в електричну енергію за допомогою фотоелементів. За встановленою потужністю сонячні перетворювачі можуть мати від декількох сот Ват (встановлених на даху будинку) до понад 100 МВт (промислові електростанції). [11]

Отже, для того щоб ефективно генерувати електричну енергію на сонячних електростанціях необхідно обрати до встановлення якісне електричне обладнання. [11]

Для того щоб електричне обладнання відпрацювало свій термін експлуатації безпомилко та виходу з ладу, необхідно провести розрахунок, в якому враховуються всіномінальні параметри обладнання, після чого обрати ту апаратуру, яка буде підходити до встановлення, коректно взаємодіяти з іншим обладнанням і ефективно працювати. [11]

Для того, щоб обрати якісне електричне обладнання треба вирішити наступне питання:

- Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) та інверторного обладнання до встановлення на ФЕС
- Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ
- Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів
- Визначення конструктивних параметрів ФЕМ
- Визначення місця розташування інвертора
- Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму
- Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах
- Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів
- Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ
- Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-10 кВ
- Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ
- Розрахунок продуктивності ФЕС

Результатом дипломного проекту передбачено фінальні розрахунки та остаточне прийняття до встановлення електричного обладнання. Після того як буде вибране обладнання рекомендовано переходити до стадії підготовки та монтажу сонячної електричної станції. Економічна частина дипломного проекту орієнтована на розрахунок витрат для будівництва сонячної електричної станції. Для цього після вибору електричного обладнання необхідно розрахувати його загальну вартість. Коли вартість апаратури буде розраховано передбачено визначення витрати на транспортування електричного обладнання до міста Дніпро, а саме кількість та тип транспорту, його вартість, а також грошові витрати на оплату роботи працівників.

Підводячи підсумок, можна стверджувати що основою економічної частини даного дипломного проекту є розрахунок вартості електричного обладнання, його транспортування і монтаж. [11]

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних засобів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації. [11]

Капітальні інвестиції з реалізації науково-технічного рішення можуть включати витрати: [11]

- на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо; [11]

- пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт; [11]

- на проведення монтажних-налагоджувальних робіт; [11]

- фінансових коштів на виконання проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації науково-технічного рішення. [11]

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. [11]

При визначенні величини проектних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна скористатися формулою (3.2.1): [11]

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

де $K_{об} (\sum_{i=1}^k C_i)$ – 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; [11]

k – кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$ – транспортно – заготівельні і складські витрати;

Z_m – витрати на монтажні роботи;

Z_n – витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів. [11]

В даному проекті обрано до встановлення наступне обладнання:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 100 кВт (20 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 550 Вт (3840 шт.);
- силові трансформатори 1000 кВА (2 шт.).

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 даній роботі вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{тзс}$) визначена з урахуванням маршруту доставки, габаритів, загальної ваги обладнання

та загального обсягу обладнання. Усі розрахунки проводились згідно тарифів перевезення компанії Delivery Group (<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>).

$$K_{\text{тр}} = 753 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на монтажні роботи (Z_M) і налагоджувальні роботи (Z_H) можна визначити за формулою

$$Z_{M(H)} = \Sigma (C_i * a_i * t_i) * K_d * K_{\text{см}} * K_{\text{пр}}$$

де C_i - чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних робіт, чел.;

a_i - годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.;

t_i - час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

K_d - коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{\text{см}}$ - коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{\text{пр}}$ - коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт. [11]

$$Z_M = (20 * 80 * 1440) * 1,2 * 1,22 * 1,1 = 3\,710\,361,6 \text{ грн}$$

Витрати на налагоджувальні роботи (Z_H) можна визначити за формулою

$$Z_H = \Sigma (C_i * a_i * t_i) * K_d * K_{\text{см}} * K_{\text{пр}}$$

де C_i - чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних робіт, чел.;

a_i - годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.;

t_i - час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних 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 монтажних робіт. [11]

$$Z_H = (10 * 90 * 220) * 1,2 * 1,22 * 1,1 = 289\,872 \text{ грн}$$

Прийнято до уваги, що пусконаладжувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, 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. [11]

Витрати на придбання технічних засобів, комплектуючих виробів, а також на монтажні і налагоджувальні роботи представлено у вигляді зведення капітальних витрат до таблиці 3.2.1. [11]

Таблиця 3.2.1 – Зведення капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат						
1	2	3	4	5	6	7
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	од.вим	Ціна за одиницю, грн	Посилання на джерела	Сума, грн
Основні засоби						
1	Сонячна панель Risen Energy RSM150-8-500M	3840	шт.	8734	[13]	33538560
2	Кабель сонячний 6 мм ² PV	3680	м	40	[14]	147200
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-100KTL-M1	20	шт.	252000	[15]	5040000
4	Стіл для монтажу панелей	160	шт.	32238	[16]	5158080
5	Конструкція для кріплення інвертору	20	шт.	4959	[17]	99180
6	Трансформатори ТМ 1000кВА-10(6)-0,4 Д/Ун-11,У/Ун-0	2	шт.	500000	[18]	1000000
7	Кабель АПВВГ-1 3х70+1х35 мм ²	2800	м	153	[19]	428400
8	Кабель АПВЕгаПу – 6 1х35 мм ²	1017	м	256	[20]	260352
9	Роз'єднувач РЛНД 10/200	2	шт.	3267	[21]	6534
10	Ввідний вимикач ВРС-10-20/630 У2	1	шт.	4700	[22]	4700
ВСЬОГО						45683006

Згідно формули 3.2.1 розрахуємо капітальні витрати проекту: [11]

$$K_{пр} = 45\,683\,006 + 753\,000 + 3\,710\,361,6 + 289\,872 = 49\,863\,992,6 \text{ грн}$$

3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі. [11]

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться: [11]

- амортизаційні відрахування (C_A);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3);
- єдиний соціальний внесок (C_C);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_T);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{пр}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть: [11]

$$C = C_A + C_3 + C_C + C_T + C_{пр} + C_E$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання 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. [11]

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

основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості, яка розраховується за формулою (3.3.1 – 1): [11]

$$\Phi_a = \Phi_{\pi} - Л$$

Φ_{π} – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів

$Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів (до 10% від первісної вартості) [11]

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: [11]

$$H_a = \frac{(\Phi_{\pi} - Л)}{(\Phi_{\pi} * T_{\pi})} * 100\%$$

T_{π} – термін корисного використання (амортизаційний період).

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для інших основних засобів (дев'ята група основних засобів) і становить 12 років. [11]

$$H_a = \frac{(49\,863\,992,6 - 0,1 * 49\,863\,992,6)}{(49\,863\,992,6 * 12)} * 100\% = 7,5\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом: [11]

$$AO = \frac{\Phi_{\pi} * H_a}{100}$$

$$AO = \frac{49\,863\,992,6 * 7,5\%}{100\%} = 3\,726\,299,445 \text{ грн.}$$

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 до таблиці 3.3.1.1. [11]

Таблиця 3.3.1.1. – Розрахунок амортизаційних витрат

Розрахунок амортизаційних витрат за перший рік користування				
1	2	3	4	5
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Капітальні інвестиції, грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, грн
	Вартість матеріалів			
1	Сонячна панель Risen Energy RSM150-8-500M	33538560	7,50%	2515392
2	Кабель сонячний 6 мм ² PV	147200	7,50%	11040
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-100KTL-M1	5040000	7,50%	378000
4	Стіл для монтажу панелей	5158080	7,50%	386856
5	Конструкція для кріплення інвертору	99180	7,50%	7438,5
6	Трансформатори ТМ 1000кВА-10(6)-0,4 Д/Ун-11,У/Ун-0	1000000	7,50%	75000
7	Кабель АПВВГ-1 3x70+1x35 мм ²	428400	7,50%	32130
8	Кабель АПВВгАПу – 6 1x35 мм ²	260352	7,50%	19526,4
9	Роз'єднувач РЛНД 10/200	6534	7,50%	490,05
10	Ввідний вимикач ВРС-10-20/630 У2	4700	7,50%	352,5

3.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюємо за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві. [11]

Основна заробітна плата працівників – це винагорода за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників. При

визначенні основної заробітної плати робітників (за відрядною або погодинною формами оплати) враховуємо погодинну тарифну ставку робітника відповідного розряду та розраховуємо номінальний річний фонд робочого часу робітника.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за роботу понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством.

Номінальний річний фонд робочого часу: [11]

$$T_{\text{н}} = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) * T_{\text{зм}} = (365 - 11 - 107) * 8 = 1976$$

де $D_{\text{к}}$, $D_{\text{св}}$, $D_{\text{вих}}$ - кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{\text{зм}}$ – тривалість зміни, годин.

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу наведені в таблиці 3.3.2.1 [11]

Таблиці 3.3.2.1 – Розрахунок річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ п/п	Найменування професій працівників	Списочний штат, чол.	Погодинна тарифна ставка, грн	Номінальний річний фонд робочого часу, год	Основна заробітна плата, грн
1	Майстер	1	85	1976	167960
2	Охоронець	2	60	1976	237120
Всього:					405080

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10-15% від основної заробітної плати. [11]

$$Z_{\text{доп}} = 0,125 * Z_{\text{осн}} = 0,125 * 405080 = 50635 \text{ грн}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_3 = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 405080 + 50635 = 455715 \text{ грн}$$

де $Z_{\text{осн}}$, $Z_{\text{доп}}$ – основна і додаткова заробітна плата відповідно, грн. [11]

3.3.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Ставка цього внеску складає 22% від фонду оплати праці. [11]

$$C_c = 0,22 * C_3 = 0,22 * 455715 = 139\,752,6 \text{ грн}$$

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. [11]

В нашому випадку ремонтні роботи та заміна обладнання виконуються силами чергового персоналу, який постійно знаходиться на території об'єкту. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не планується. Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт складаються лише з вартості матеріалу та обладнання, яке підлягає заміні. [11]

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою: [11]

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

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_{Σ} – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання;

S_i – вартість однотипних замінних елементів;

Π – кількість однотипних замінних елементів;

T – середній термін служби деталей даного типу, год;

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання в даному проекті передбачає позаплановий ремонт кабельних та повітряних ліній поміж станцією та промисловим підприємством, та можуть визначатися за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат : [11]

- для кабельних ліній і повітряних ліній – 0,5%

$$Z_{т.р.} = 0,005 * K_{пр} = 0,005 * 49\,863\,992,6 = 249\,319,963 \text{ грн}$$

3.5 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту

В економічній частині кваліфікаційної роботи, згідно завдання на обґрунтування раціональних технічних параметрів та фотоелектричної станції для покриття навантаження промислового підприємства, наведено основні розрахунки необхідні для чіткого розуміння фінансових вкладень в проект будівництва сонячної електростанції. [11]

Згідно з рекомендаціями щодо розрахунків фінансових витрат, було розраховано вартість електричного обладнання прийнятого до встановлення. Розрахунок проводився відповідно до кожного типу електричних апаратів та їх кількості необхідних для якісного функціонування електричної станції. [11]

Розрахунок амортизаційних витрат проведено для визначення суми амортизації кожного виду обладнання виходячи з його капітальних інвестицій за нормований режим його роботи. [11]

Для того, щоб розрахувати термін окупності капітальності витрат T_p даної станції, необхідно прорахувати середньорічну економію електроенергії. Тариф на послуги електроенергії для 2 класу напруги дорівнює 5 грн/кВт*год

$$E_{кр} = W_{ср} * 5 = 2\,432\,000 * 5 = 12\,160\,000 \text{ грн}$$

де $E_{кр}$ – річна економія, грн

$W_{ср}$ – середньорічна генерація електроенергії, кВт*год

Також необхідно прорахувати повну річну економію $E_{кр}^{повна}$ з урахуванням на експлуатаційні витрати $C_e^{пр}$

$$E_{кр}^{повна} = E_p - C_e^{пр} = 12\,160\,000 - 4\,571\,087,01 = 7\,588\,913 \text{ грн}$$

Тоді, термін окупності становить:

$$T_{ок} = \frac{K_{пр}}{E_{кр}} = \frac{49\,863\,992,6}{7\,588\,913} = 6,5 \text{ років}$$

Отже, станція повністю окупить себе приблизно 6,5 років

Усі проведені розрахунки, зведені капітальні та експлуатаційні витрати проекту занесені в таблицю 3.5.1: [11]

Таблиця 3.5.1 – Економічні розрахунки проекту

№	Найменування розрахунку	Сума, грн
1	Капітальні витрати	49 863 992,60
2	Експлуатаційні витрати	4 571 087,01
	у тому числі:	
1	Амортизаційні відрахування	3 726 299,45
2	Річний фонд заробітної плати	455 715
3	Відрахування на єдиний соціальний внесок	139 752,60
4	Технічне обслуговування та поточний ремонт	249 319,96

Висновки

В даній кваліфікаційній роботі основною метою було обґрунтування раціональних технічних параметрів та фотоелектричної станції для покриття навантаження промислового підприємства. Вибір електричного обладнання, яке відповідає заданим технічним умовам є найдоцільнішим для встановлення.

За проектом, обсяг капітальних вкладень складає 49 863 тис. грн, експлуатаційні витрати склали 4 571 тис. грн, з яких: амортизаційні відрахування – 4 036 тис. грн, річний фонд заробітної плати – 455 тис. грн, відрахування на єдиний соціальний внесок – 139 тис. грн та технічне обслуговування і ремонт – 249 тис. грн; повна річна економія (з урахуванням експлуатаційних витрат) від даної станції дорівнює 7 589 тис. грн та, відповідно, термін окупності дорівнює приблизно 6,5 років.

Перелік посилань

1. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР
2. 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.
3. ГОСТ 28249-93. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в установках змінного струму напругою до 1 кВ.
4. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ."
5. "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".
6. ПУЕ: Розділ 7.4. Електричні установки в пожежонебезпечних зонах
7. ГОСТ 12.1.045-84. ССБТ. «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».
8. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
9. СНИП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. - М.: Стройиздат. 1980. - 49 с.
10. НАПБ А.01.001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні
11. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва - Дніпро: НГУ, 2018. - 15 с.
12. Методичні вказівки до виконання розділу „Охорона праці“ в дипломних проєктах (роботах) бакалаврів інституту електроенергетики / В.І. Голінько, В.Ю. Фрундін, Ю.І. Чеберячко, М.Ю. Іконніков. – Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2012. – 8 с.

13. <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-panels/risen-150c-500w-mono>
14. https://vse-e.com.ua/provod-vpp-6?gclid=Cj0KCQiAnNacBhDvARIsABnDa68-3g-ig45NXRewXDL8zLIADBrBLv-w6T4T6-iCbTUXFmOcTfts1Y0aAnQbEALw_wcB
15. <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-inverters/huawei-100kw>
16. <https://solar-tech.com.ua/fastening%20systems/gotovye-rescheniya/>
17. <http://store.altenergo.com.ua/product/dvuhryadnaya-vertikal/>
18. <https://energygroup.com.ua/tm-do-1000-kva-6-10-kw/transformator-silovoy-trehfaznyy-maslyanny-tm-10001004-u1-dun-11/?page=4>
19. <https://strumok.kiev.ua/kabel-avvg-3h70-1h35-aljuminievyj-silovoj.html>
20. <https://electrotorg.biz.ua/product/apvegapu-10-1h3516>
21. <https://220-energy-380.com.ua/p84742772-razedinitel-rlnd-10200.html>
22. <https://prom.ua/p928064113-vyklyuchatel-nagruzki-vna.html?&primelead=MS40Mw>
23. Програма PVsyst

Додаток А

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	101	
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

ДОДАТОК Б Основні технічні характеристики ФЕМ та Інверторів

Таблиця Б.1 - Основні технічні характеристики ФЕМ Risen Energy, RSM110-8-550M

Параметр	Величина	
	STC	NOCT
Електричні параметри	STC	NOCT
Максимальна потужність, Вт	550	416
Напруга максимальної потужності, В	38,24	35,56
Струм максимальної потужності, А	17,27	14,09
Ефективність модулі STC, %	21	
Максимальна напруга збірки, В	1500	
Температурні характеристики		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/°C	-0,34	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/°C	-0,25	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/°C	0,04	
Механічні параметри		
Діапазон робочих температур, °C	-40...+85	
Номінальна робоча температура чарунок (NOCT), °C	44±2	
Габаритні розміри, мм	2220x1108x40	
Маса, кг	28,5	

Таблиця Б.2 - Основні технічні характеристики інвертору HUAWEI SUN2000- 100KTL-M1

Параметр	Значення
Ефективність, %	98.6
Вхідні параметри	
Максимальна напруга, В	1100
Максимальна потужність, Вт	100000
Діапазон робочої напруги МРРТ контролера, В	200-1000
Кількість входів постійного струму на один МРРТ контролер	20
Кількість МРРТ контролерів	10
Вихідні параметри	
Номінальна активна потужність, Вт	100000
Номінальна напруга, В	380
Максимальний струм, А	152
Частота мережі, Гц	50
Механічні параметри	
Габаритні розміри, Д x Ш x В, мм	1035x700x365
Маса, кг	90
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP66

ДОДАТОК В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів



TITAN
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE

Draft 888




RSM110-8-535M-555M	
110 CELL Mono PERC Module	535-555Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.2% Maximum Efficiency


KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive tight power tolerance
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
-  Certified to withstand severe environmental conditions
 - Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
 - Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
 - Excellent mechanical resistance: wind load 2400Pa & snow load 5400Pa








RISEN ENERGY CO., LTD.
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, competes value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, enriche Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalize on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Mailin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



Preliminary
For Global Market

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



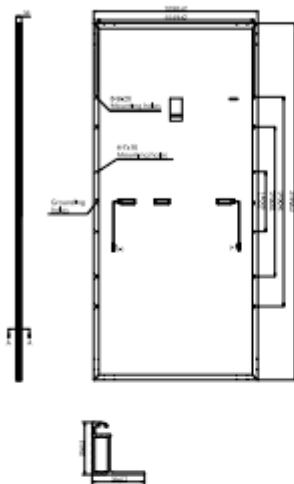
* Please check the full version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE

Рисунок В.1 - Повні характеристики фотоелементу “RisenEnergy” типу RSM-110-8-550M



Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M	RSM110-8-555M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage-Voc(V)	37.58	37.78	38.02	38.24	38.46
Short Circuit Current-Isc(A)	18.13	18.18	18.23	18.28	18.33
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	31.26	31.46	31.66	31.86	32.06
Maximum Power Current-Imp(A)	17.12	17.17	17.22	17.27	17.32
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

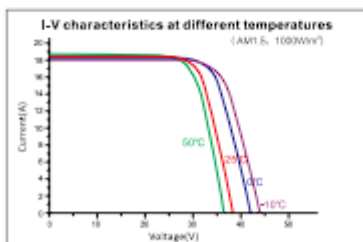
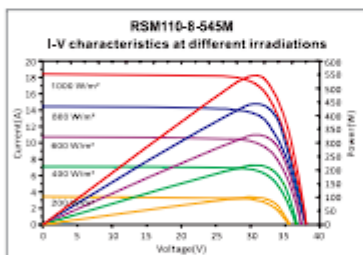
ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM110-8-535M	RSM110-8-540M	RSM110-8-545M	RSM110-8-550M	RSM110-8-555M
Maximum Power-Pmax (Wp)	405.3	409.0	412.8	416.7	420.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	34.95	35.14	35.36	35.56	35.77
Short Circuit Current-Isc (A)	14.87	14.91	14.95	14.99	15.03
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	29.01	29.18	29.38	29.57	29.75
Maximum Power Current-Imp (A)	13.97	14.01	14.05	14.09	14.13

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	110 cells (5×11+5×11)
Module dimensions	2384×1096×35mm
Weight	29kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)/350mm, Negative(-)/350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68



Our Partners:

REM110-8-12BB-E14-H2-3-2020

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	620
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	20
Box gross weight[kg]	950

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 ©2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

Рисунок В.2 - Повні характеристики фотоелементу “RisenEnergy” типу RSM110-8-550M

SUN2000-100KTL-M1 Smart PV Controller



10
MPP Trackers

98.8% (@480V)
Max. Efficiency

String-level
Management

Smart I-V Curve Diagnosis
Supported

MBUS
Supported

Fuse Free
Design

Surge Arresters for
DC & AC

IP66
Protection

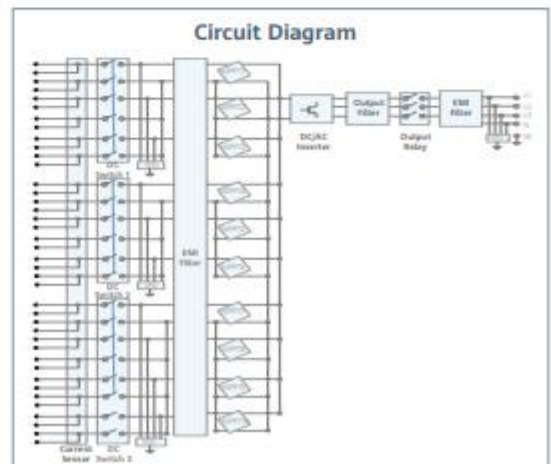
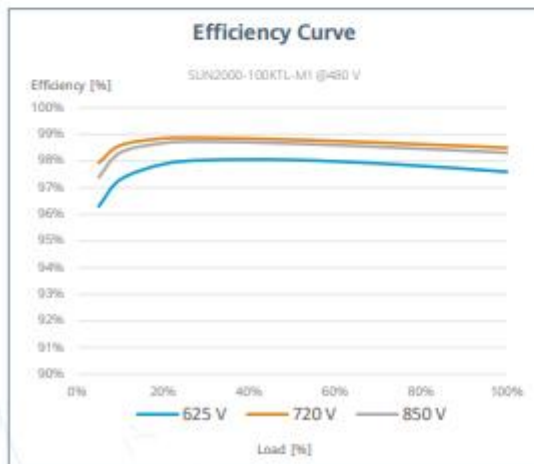


Рисунок В.3 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-100KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
Efficiency	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	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 ²	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
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%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

Рисунок В.4 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-100KTL-M1 (продовження)

ДОДАТОК Г Таблица середньомісячного рівня інсоляції

Таблица Г.1 - Середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції) в містах України
(кВт·год/(м²·день)

Регионы / Месяцы	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Средн
Симферополь	1,27	2,1	3,05	4,3	5,44	5,84	6,2	5,34	4,07	2,7	1,55	1,07	3,58
Винница	1,07	1,9	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	2	1,1	0,9	3,11
Луцк	1,02	1,8	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,8	1,05	0,79	2,99
Днепропетровск	1,21	2	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,3	1,2	0,96	3,36
Донецк	1,21	2	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,2	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,8	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,9	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,9	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2	1,19	0,88	3,16
Запорожье	1,21	2	2,91	4,2	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,4	1,25	0,95	3,44
Ивано-Франков	1,19	1,9	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	2,94
Киев	1,07	1,9	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,9	1,02	0,86	3,1
Кировоград	1,2	2	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,2	1,14	0,96	3,3
Луганск	1,23	2,1	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,2	1,26	0,93	3,34
Львов	1,08	1,8	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3	1,9	1,06	0,83	2,92
Николаев	1,25	2,1	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,5	1,36	1,04	3,55
Одесса	1,25	2,1	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,5	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	2	3,05	4	5,4	5,44	5,51	4,87	3,42	2,1	1,15	0,91	3,25
Ровно	1,01	1,8	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,9	1,04	0,81	3,01
Сумы	1,13	1,9	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	2	1,1	0,86	3,16
Тернополь	1,09	1,9	2,85	3,85	4,84	5	4,93	4,51	3,08	1,9	1,09	0,85	2,99
Харьков	1,19	2	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,3	2,1	3,08	4,36	5,68	5,76	6	5,29	4	2,6	1,36	1,04	3,55
Хмельницкий	1,09	1,9	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	2	1,1	0,87	3,06
Черкасы	1,15	1,9	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,4	2,1	1,09	0,91	3,24
Чернигов	0,99	1,8	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3	1,9	0,98	0,75	3,03
Черновцы	1,19	1,9	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	2,94