

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

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра

СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Шалагіна Сергій Павловича
(ПІБ)

академічної групи 141-17-1
(шифр)

напряму 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою _____
(офіційна назва)

на тему Діагностика сільської мережі 6-10 кВ з підключенням до сонячної підстанції
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Ковальов О.Р.			
розділів:	Ковальов О.Р.			
Вступ:	Ковальов О.Р.			
Технічний	Ковальов О.Р.			
Спеціальний	Ковальов О.Р.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Охорона праці	Столбченко О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
систем електропостачання

(повна назва)
_____ Папаїка Ю.А _____
(підпис) (прізвище, ініціали)
« _____ » _____ 20__ року

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

студенту Шалагіну С.П. _____ академічної групи _____ 141-17-1 _____
(прізвище та ініціали) (шифр)

напряму 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _____
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою _____

(офіційна назва)

на тему Діагностика сільської мережі 6-10 кВ з підключенням до сонячної підстанції
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____
№ 626-л _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступ	Виконати аналіз поточного режиму роботи ... визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	15.05.21
Технічний розділ	Характеристика об'єкту, обґрунтований вибір основного електрообладнання ...	25.05.21
Спеціальний розділ	Виконати розрахунок основного електрообладнання	31.05.21
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	05.06.21
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.	10.06.21

Завдання видано _____ Ковальов О.Р. _____
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 26.04.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____
(підпис студента) (прізвище, ініціал)

Реферат

Пояснювальна записка: 77 с., 10 рис., 12 табл., 2 додатка, 18 джерел.

ДІАГНОСТИКА МЕРЕЖІ, СОНЯЧНА ПІДСТАНЦІЯ, ДОЦІЛЬНІСТЬ, ЕКОЛОГІЧНІСТЬ.

Об'єкт розроблення: діагностика сільської мережі із підключеної сонячною електростанцією потужністю 30 кВт.

Мета дипломного проекту: діагностика режиму роботи сільської мережі з підключеною сонячною електростанцією.

В дипломному проекті було спроектовано сонячну електростанцію 30 кВт обрано сучасне обладнання провідних виробників.

Вступна частина описує актуальність будівництва СЕС та прогноз на розвиток сонячної енергетики. Коротка характеристика об'єкта : розміщення, комплектація.

Технічний розділ показує повний опис сонячної електростанції. В цьому розділі визначається інформація щодо підприємства, яке буде використовувати сонячну електроенергію на особисті потреби. Обґрунтований вибір електрообладнання.

В спеціальному розділі виконані розрахунки електрообладнання:, а саме вибір типу і параметрів ФЕМ, інверторів, розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів, визначена оптимальна кількість модулів в ланцюгу з врахуванням МРР трекера інвертора, розраховані струми КЗ, вибрано комутуюче обладнання.

Було проаналізовано шкідливі та небезпечні чинники для навколишнього середовища в розділі «Охорона праці». Здійснена перевірка захисного заземлення головних вузлів згідно розрахунків і норм для РП 10/0,4 кВ, інверторів. В економічному розділі було розраховано капітальні витрати на побудову СЕС і на обладнання якості та експлуатаційні витрати.

Зміст

Вступ.....	7
 Розділ 1 – ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ	
1.1 Коротка характеристика об'єкта, дані про проектну потужність об'єкта.....	10
 Розділ 2 – СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ	
2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС.....	13
2.2 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття потужності фотоелектричної станції	21
2.3 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів.....	22
2.3.1 Максимальний струм в ланцюгу	22
2.3.2 Максимальна напруга в ланцюгу	23
2.3.3 Розрахунок мінімальної кількості модулів у ланцюгу з врахуванням допустимої пускової напруги інвертора	24
2.3.4 Визначення допустимої кількості модулів в ланцюгу з врахуванням MPP трекера інвертора.....	24
2.3.5 Перевірка сумарної кількості сонячних модулів з врахуванням номінальної потужності інвертора	25
2.3.6 Визначення конструктивних параметрів «окремого» стола ФЕМ.....	26
2.4 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму.....	27
2.4.1 Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму.....	28
2.4.2 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах	28

2.5	Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів	29
2.6	Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ	30
2.7	Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-10 кВ	33
2.8	Розрахунок опорів всіх елементів	35
2.8.1	Мережа 35 кВ	39
2.8.2	Мережі 0,4 кВ	41
2.9	Розрахунок опору всіх елементів схеми	34
2.9	Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ.....	38
2.9.1	Вибір запобіжника.....	38
2.9.2	Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{ном}=0,4$ кВ	39
2.10	Вибір параметрів кабельних ліній 0,4-10 кВ	40
2.11	Вибір комутаційного обладнання 0,4-10 кВ для видачі потужності в мережу	44
Розділ 3 – ОХОРОНА ПРАЦІ		
3.1	Аналіз небезпечних та шкідливих чинників на будівництві СЕС	47
3.2	Інженерно-технічні заходи щодо охорони праці.....	48
3.3	Пожежна безпека... ..	50
3.4	Розрахунок заземлення... ..	53
Розділ 4 – ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК		
4.1	Вступ.....	55
4.2	Розрахунок капітальних витрат.....	55
4.3	Розрахунок експлуатаційних витрат.....	59
4.3.1	Розрахунок амортизаційних відрахувань	60
4.3.2	Розрахунок річного фонду заробітної плати	62
4.3.3	Єдиний соціальний внесок.....	65
4.3.4	Визначення річних витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт	65

4.3.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії	65
4.3.6 Визначення інших витрат... ..	66
4.4. Визначення економічних показників проекту	66
4.5 Висновки.....	68
Загальний висновок проекту.....	69
Перелік посилань.....	74

Вступ

Діагностика сільських мереж 6-10 кВт з підключеними сонячними електростанціями

Електропостачання визначається двома факторами - якістю електроенергії та її надійністю. Вироблювана електроенергія проходить тривалий шлях від електростанції до кінцевого споживача, і чим далі від джерела, тим вище ризик виникнення проблем з якістю і надійністю електропостачання. За даними в міських мережах статистики зниження напруги від номінального рівня в межах 15% – це вже норма, а в сільській електромережі давно зашкалюють ці показники.

Розглянемо основні фактори неякісного електропостачання:

- перевантаженість лінії електропередачі;
- коротке замикання або удари блискавки;
- наявність в лінії працюючих промислових і побутових електроприладів з великим імпульсним енергоспоживанням: зварювальні апарати, нагрівачі, електродвигуни, тощо;
- неякісна електропроводка в будівлі;
- вихід з ладу устаткування електростанцій або його несправність;
- обрив лінії електропередачі та інше.

Як наслідок цих причин виникають великі зміни параметрів мережевої напруги, такі як імпульсні сплески, коротке і довготривале підвищення напруги у разі вимкнення потужних пристроїв або при перемиканні мережевих вимикачів, а також пониження напруги у випадку різкого зменшення навантаження, або недостатній потужності електричних мереж.

Також мають місце такі негативні явища, як спотворення форми вихідної напруги, коливання частоти, поява шумів та електромагнітних наведень, і найгірший варіант – це звісно повна відсутність напруги в мережі.

На сьогоднішній день усім відомі випадки коли зникає напруга і ми опиняємось без світла, не працюють холодильники, обігрівачі, телевізори, та багатьох інших приладів.

Ми розглянемо як проектування сонячної підстанції продовжить термін експлуатації кабельної лінії, і як зміниться характеристика електромережі.

Ця проблема потребує комплексного рішення і кваліфікованого підходу тому пропоную розглянути рішення щоб уникнути: викривлення форми вихідної напруги, коливання частоти, появи шумів та електромагнітних наведень напруги в мережі, збільшення току КЗ, та інших проблем пов'язаних з нестабільною роботою сільської мережі, побудувати сонячну підстанцію невеликою потужності (30 кВт).

Сонячні електростанції використовують енергію сонячного випромінювання для генерації електричного струму для власного використання і продажу в електромережі. Оскільки сонячна енергетика використовує відновлювальні джерела, законодавство України гарантує покупку всієї енергії за зеленим тарифом, що в перспективі означає повну окупність вкладень.

На сьогоднішній день завдяки електротехнічному прогресу можна спроектувати СЕС будь-якої складності. Професійний підхід до будівництва електростанції забезпечить швидке будівництво і запуск СЕС, в тому числі, великої потужності.

Переваги:

- доступність (кожна частина Землі освітлюється сонцем);
- висока екологічність (при експлуатації відсутні відходи);
- відсутність шуму;
- велика область використання (можуть використовуватись як, дахові СЕС, так і наземні);
- нові технології (з кожним роком іде удосконалення батареї, модернізація).

Недоліки:

- велика відносна вартість;
- сонячне світло – непостійна одиниця (ККД батареї знижується в ночі і похмуру погоду).

При розробці проекту слід враховувати:

- площу, на якій буде розташовуватися станція - відокремлені території використовуються найбільш ефективно з урахуванням рельєфу ділянки і нахилу сонячних панелей до горизонту;

- віддаленість СЕП від електромереж і споживачів;

- можливість використання готових рішень, які застосовувалися раніше.

У кінці проекту ми проведемо аналіз як змінилися показники електричної мережі після встановлення ФЕС, чи вигідно будувати сонячну підстанцію.

1 .ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Коротка характеристика об'єкта, дані про проектну потужність об'єкта

Як приклад вибираємо сонячну установку для дитячого садка у селищі міського типу Таромськ для вирівнювання графіка електричних навантажень передбачено будівництво сонячної електростанції (СЕС) 30 кВт.

СЕС складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторів (для отримання змінного струму), комплектних трансформаторних підстанцій (КТП 10/0,4 кВ) (для підвищення напруги передачі електроенергії) та розподільчого пункту 10 кВ (для збору потужності СЕС та її видачу в мережі ПАТ «Дніпрообленерго»).

В склад проекту СЕС входять:

- сонячні модулі;
- інвертори;
- КТП - 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 1000 кВА;
- контрольно-диспетчерський пункт (1 шт.).

При розробці генерального плану будівництва сонячної електростанції, враховано наступне:

- раціональні виробничі, транспортні і інженерні зв'язки між будівлями і спорудами;
- технологічні рішення;
- перепад відміток існуючого рельєфу;
- протипожежні вимоги.

Територія ділянки для будівництва сонячної електростанції огорожується металевою сітчастою огорожею по металевим стійкам.

При в'їзді на територію сонячної електростанції передбачається будівництво контрольно-диспетчерського пункту.

Загальна численність сонячних модулів на майданчику складає – 160 шт.

Робочі поверхні сонячних модулів орієнтовані виключно на південь і розміщені на опорних металоконструкціях у декілька рядів. Кут нахилу сонячних батарей складає 39,8 град. по відношенню до горизонту.

По території ділянки, з внутрішньої сторони запроектовано проїзди для технологічного обслуговування.

Існуючий рельєф місцевості похило-рівнинний. Планом організації рельєфу передбачається його збереження з можливістю вільного відводу дощових вод на прилеглу територію, на якій немає забудови

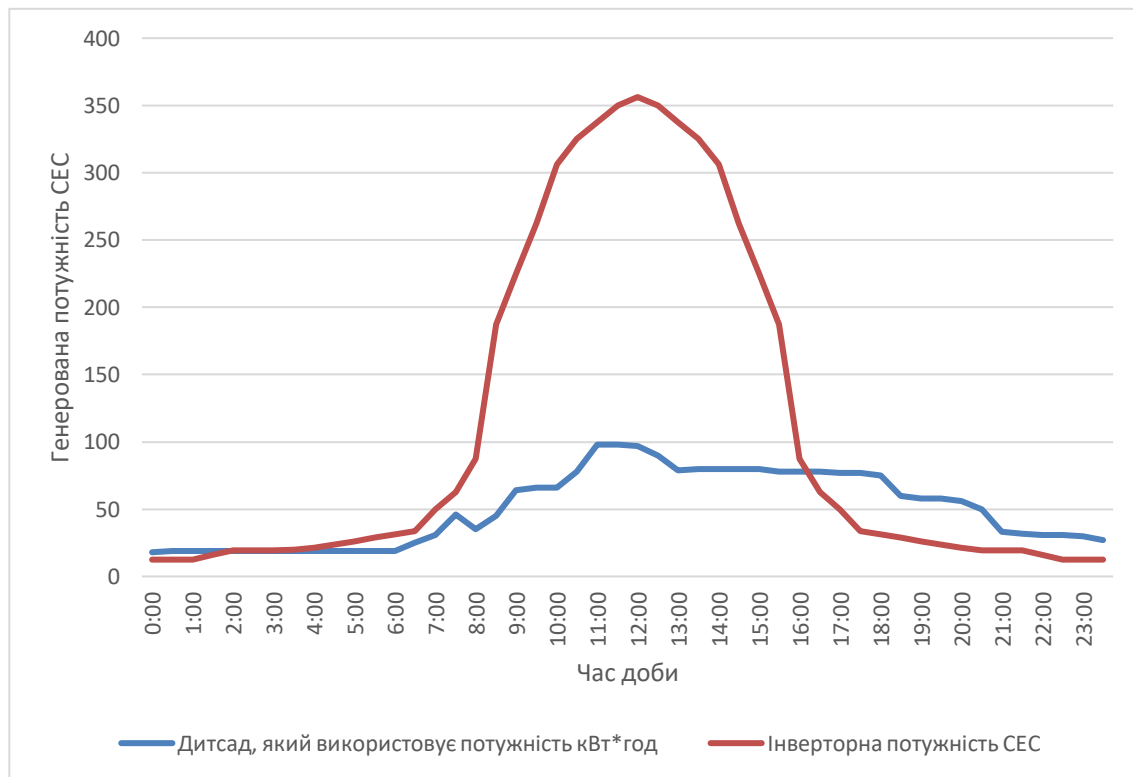


Рис. 1.1 - Графік генерації-споживання електроенергії ФЕС

На графіку наведеному вище показана генерація-споживання електроенергії ФЕС. Пікове використання електроенергії сонячної електростанції приходить на

період з 8 до 16:00 включно.

У зв'язку з тим, що ФЕС знаходиться близько до підприємства Дитсадка «Сонечко», гарантовано менше втрат електроенергії, тим самим підвищена ефективність енергосистеми в цілому, як наслідок – висока якість електроенергії.



Рис. 1.2 - Діаграма електричних навантажень підприємства, яке планується житись від ФЕС

Висновок за розділом: важливим фактором є той факт, що електроенергія вироблена за допомогою сонця, а це означає – що це чиста енергія. Доцільним є використання сонячної електростанції як джерела електроенергії для постачання дитсадка в часи пікових навантажень.

2.СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів

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, і статистичні метеодані - сонячна інсоляція, швидкість вітру, температура та інші умови.

Задля отримання головної цілі - електричного струму в наших розетках, станція повинна використовувати комплексне обладнання. В першу чергу за допомогою сонячної електростанції необхідно отримати електроенергію. Джерелом цієї енергії є сонце. Завдяки електротехнічному прогресу ми можемо використовувати енергію сонця. Саме для поглинання електричної енергії та подальшого її перетворення першим кроком є встановлення фотоелектричних модулів, які поглинаючи сонячні промені, перетворюють їх в електроенергію постійного струму. Саме для цього на станції планується встановити ФЕМ типу Suntech Power (STP250S - 20/Wd). Модулі складається з монокристалічного кремнію. Батарея має 50 фотоелементів стандартного габаритного розміру 156x156мм. На кожен фотоелемент нанесено 5 струмопровідних доріжок, які зменшують коефіцієнт температурних втрат батареї.

Усі фотоелементи захищені розпеченим склом товщиною 3.2 мм, поверхня яких структурована. Використання такої основи на склі підвищує коефіцієнт поглинання сонячного світла використовуючи механізм заломлення сонячних променів. Рама фото модуля виконана з анодованого алюмінію, товщина якої складає 40 мм. Надійна конструкція сонячної батареї є запорукою тривалого строку експлуатації, тому рама стійка до механічних навантажень. Приєднувальна коробка інтегрована в конструкцію кожного модуля. Відповідна коробка

використовує подовжені виводи (два PV кабеля довжиною 1200 мм кожен). Конвектори плюсового і мінусового виводів застосовуються для швидкої комутації та не можливості помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієвій рамі з застосуванням технологічних отворів для його механічної фіксації на спеціальних опорних металевих конструкціях (столах). Технічні характеристики ФЕМ наведені в таблиці 2.1.1

Таблиця 2.1.1 - Характеристики обраних фотоелектричних модулів

Параметр	Величина	
	<i>STC</i>	<i>NOCT</i>
<i>Електричні параметри</i>		
Максимальна потужність (P _{stc}), Вт	250	224,8
Напруга максимальної потужності, В	37,4	34,6
Струм максимальної потужності	8,97	7,51
Напруга холостого ходу, В	37,4	
Струм короткого замикання	8,63	
Номінальний струм, А	8,15	
Ефективність(КПД) модуля STC, %	15,4	
Максимальна напруга в ланцюзі, В	1000	
<i>Температурні характеристики</i>		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/°C	0,48	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/°C	0,34	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/°C	0,037	
<i>Механічні параметри</i>		
Діапазон робочих температур, °C	"-40..+85"	
Номінальна температура чарунок (NOCT), °C	45	
Габаритні розміри, мм	1665x991x50	
Маса, кг	20	

До початку проектування потрібно розуміти рівень показників продуктивності електростанції. Розрахунок почнеться з куту нахилу сонячних модулів, який

розраховується відповідно за формулою:

$$\text{Кут нахилу панелі} = \text{широта} \times 0.76 + 3.1^\circ. \quad (2.1)$$

Дніпропетровська область має наступні дані для розрахунку кута нахилу:

широта: $48^\circ 27'$ пн.ш., довгота: $34^\circ 59'$ сх.д. З розрахунку маємо кут нахилу $\alpha=39,8^\circ$.

Наступним етапом буде визначення орієнтації панелей згідно сторін світу, для цього визначається поправочний коефіцієнт K_w . Знаходимо його за діаграмою:

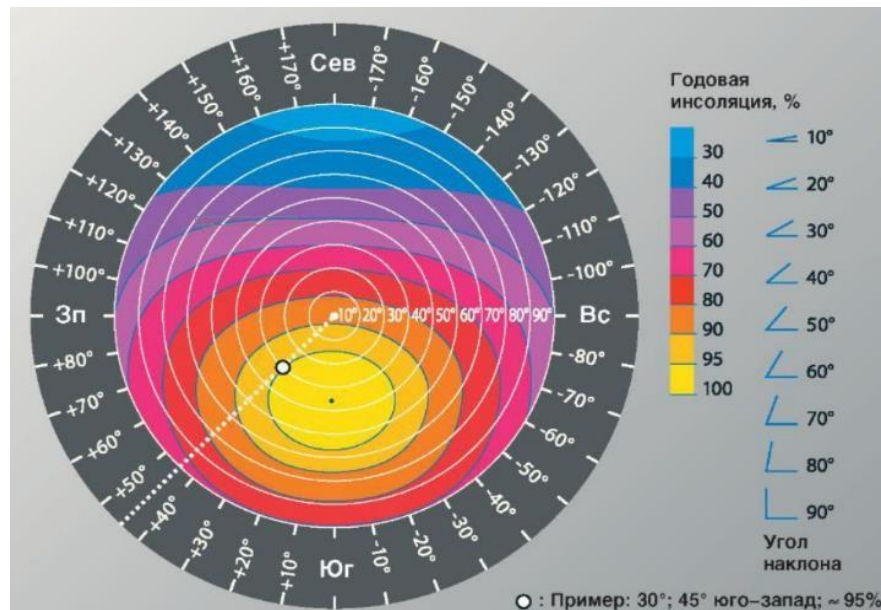


Рис. 2.1 - Діаграма для визначення поправочного коефіцієнта на розташування сонячних модулів

Відповідно до широти місцевості та згідно з орієнтацією панелей за сторонами світу та враховуючи оптимальний кут нахилу, знаходиться поправочний коефіцієнт K_w . У проектному випадку, орієнтація за сторонами світу Пд-Сх, $K_w = 0.95$.

Використовуючи параметри ФЕМ (наведені в таблиці №1) можемо розрахувати наступні показники:

Очікувана температура модуля, що обчислюється з NOCT (Nominal Operating

Cell Temperature - температура модуля при типових умовах експлуатації) за формулою:

$$T_{ptc} = 20 + 1,389 \times (NOCT - 20) \times (0,9 - \eta) \quad (2.2)$$

$$T_{ptc} = 20 + 1,389 \times (45 - 20) \times (0,9 - 0,152) = 45,97 \text{ }^\circ$$

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

Визначимо потужність PTC (Photovoltaics Test Conditions) з потужності STC (Standard Test Conditions) за допомогою температурного коефіцієнта (зазначеного в технічних характеристиках) потужності (СТ - температурний коефіцієнт потужності $C_T = 0,48\% / \text{ }^\circ\text{C}$ (0,0048 в.о.)):

$$P_{ptc} = P_{stc} \cdot [1 - C_T (T_{ptc} - 25^\circ\text{C})] \quad (2.3)$$

$$P_{ptc} = 250 \cdot [1 - 0,0048 (45,9 - 25^\circ\text{C})] = 224,8 \text{ Вт}$$

$$\text{Співвідношення } P_{ptc}/P_{stc} = 0,89$$

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

Результати розрахунків показників ФЕМ занесено до таблиці 2.1.2

Таблиця 2.1.2 - Основні показники фотомодулів

Кут нахилу панелей α , $^\circ\text{C}$	39,8
Поправочний коефіцієнт K_w	0,95
Орієнтація за сторонами світу	Пд-Сх
Очікувана температура T_{ptc} , $^\circ\text{C}$	45 ± 2
Реалістична P_{ptc} , Вт	225
Співвідношення P_{ptc}/P_{stc}	0.90
Оптимальна кількість панелей, шт	145

Середні показники потрапляння електроенергії для м. Дніпро на 1 м² площі:

Середньорічне потрапляння сонячної енергії за добу:

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

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

$$W_{\text{річ}} = W_{\text{ср.доб}} \cdot 365 = 3,36 \cdot 365 = 1226,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2.$$

1 м² фотоелектричного модуля при своєму ККД ($\eta_{\text{фем}} = 15,2 \%$) зможе виробити електричної енергії для географічного поясу м. Дніпро:

За добу (в середньому протягом року):

$$W_{\text{ср.доб.фем}} = W_{\text{ср.доб}} \cdot \eta_{\text{фем}} \cdot S_{\text{фем}} = 3,36 \cdot 0,152 \cdot 1,65 = 0,91 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де $S_{\text{фем}} = 1,65$ - площа фотоелектричного модуля (панелі), м²

Виробництво електричної енергії 1 ФЕМ типу STP250S - 20/Wd за рік:

$$W_{\text{річ.фем}} = W_{\text{доб.фем}} \cdot 365 = 0,91 \cdot 365 = 332,1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$N_{\text{фем}} = P_{\text{ФЕС}} / (P_{\text{РТС.фем}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot K_w) = 3 \cdot 10^4 / (224,8 \cdot 0,97 \cdot 1) = 145 \text{ шт}$$

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

$$P_{\text{ФЕС.пасп}} = P_{\text{ФЕМ.пасп}} \cdot N_{\text{фем}} = 250 \cdot 145 = 36,25 \text{ кВт}$$

Тоді річне виробництво електричної енергії станцією потужністю 30 кВт, яка складається з 145 ФЕМ типу STP250S - 20/Wd складе:

$$W_{\text{річ.ФЕС}} = W_{\text{річ.фем}} \cdot N_{\text{фем}} = 332,1 \cdot 145 = 48\,154,6 \text{ кВт} \cdot \text{год за рік}$$

Провожу аналогічні розрахунки, але для отримання виробництва електричної енергії за місяцями року.

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

$$S_{\text{ФЕС}} = S_{\text{фем}} \cdot N_{\text{фем}} = 1,65 \cdot 145 = 0,239 \text{ м}^2$$

Розраховуємо електричну енергію, яку виробить станція протягом січня (01-місяць) :

$$W_{01} = W_{\text{ср.доб.01}} \cdot N_{\text{дiб.01}} \cdot (S_{\text{ФЕС}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{iнв}} \cdot K_w) = 1,19 \cdot 31 \cdot 0,239 \cdot 0,152 \cdot 0,97 \cdot 1 = 1255,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

З даних отримую що генерація СЕС згладжує нерівномірність ГЕН у з Березня по Вересень.

Таблиця 2.1.3 – Таблиця для порівняння

Місяць	Потужність, що генерується СЕС (кВт·год)	Потужність, що споживається дитсадом (кВт·год)
Січень	1255,7	3000
Лютий	1865,3	3100
Березень	3092,5	2500
Квітень	4067,4	1640
Травень	5759,6	1550
Червень	5593,9	1500
Липень	5915,3	1600
Серпень	5271,8	1700
Вересень	3675,7	2000
Жовтень	2355,7	2900
Листопад	1205,1	3150
Грудень	996,3	3200

З річного графіку електричних навантажень бачимо що з середини Лютого генерація СЕС дає змогу не просідати потужності і вирівнює ГЕН аж до кінця Вересня. Роблю висновок що, у період саме цих місяців дитсад буде споживатися від ФЕС.

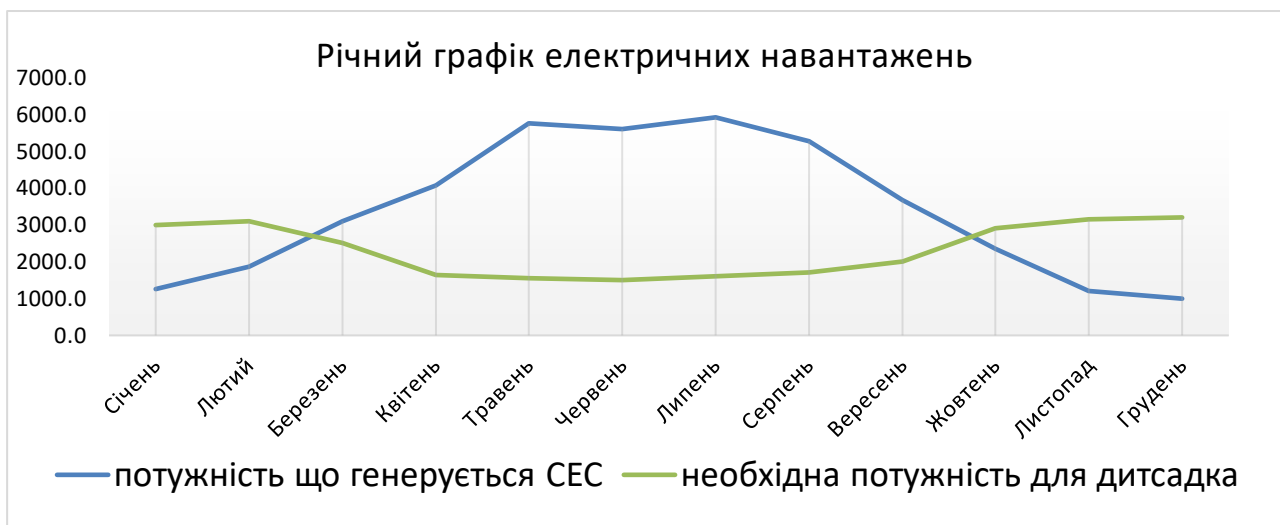


Рис. 2.2 - Річний графік електричних навантажень

Таблиця 2.1.3 Місячні

коефіцієнти сонячної інсоляції

Місяць	іrrадіація
Січень	1,21
Лютий	2
Березень	2,91
Квітень	4,2
Травень	5,62
Червень	5,72
Липень	5,88
Серпень	5,18
Вересень	3,87
Жовтень	2,44
Листопад	1,25
Грудень	0,95

Таблиця 2.1.4 Середньомісячний

рівень сонячної інсоляції (іrrадіації)

Місяць	Еміс., кВт*год/міс
Січень	1255,7
Лютий	1865,3
Березень	4067,4
Квітень	4067,4
Травень	5759,6
Червень	5593,9
Липень	5915,3
Серпень	5271,8
Вересень	3675,7
Жовтень	2355,7
Листопад	1205,1
Грудень	996,3

За даними таблиці 2.1.4 побудовано графік середньомісячної сонячної інсоляції за весь рік, див (рис. 2.1.2)

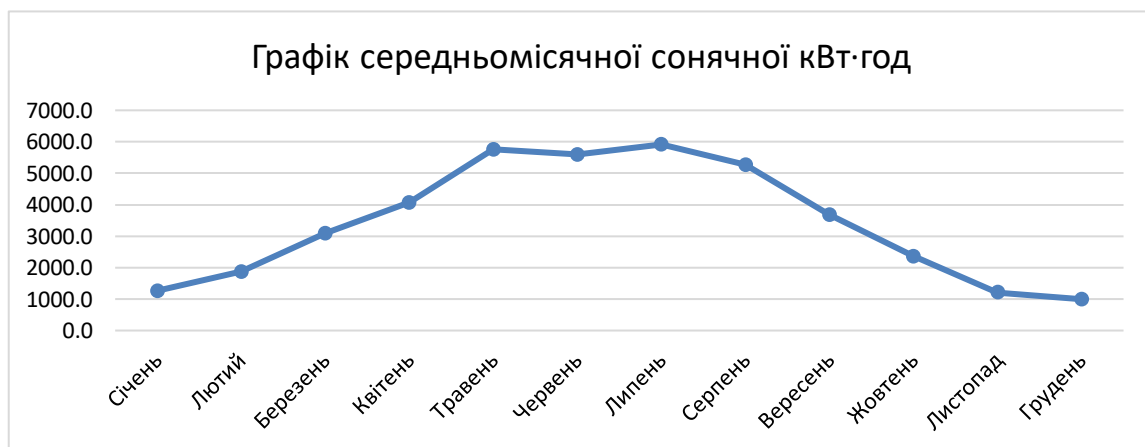


Рис. 2.1.2 Середньомісячний рівень сонячної іrrадіації (інсоляції)

Проаналізувавши вищенаведений графік ми бачимо, що період, котрий є найпродуктивнішим для роботи сонячної станції випадає на проміжок з травня по липень. Можна зробити висновок, що повний об'єм потужності СЕС власник зможе отримувати 3 місяці. Виходячи з цього висновку можна резюмувати, що задля отримання максимально наближених об'ємів потужності, потрібно підібрати комплектуюче обладнання відповідних характеристик та належної якості. Задля підвищення ефективності станції та заощадження площі планується встановити монокристалічні модулі.

Якщо порівнювати монокристалічні модулі та полікристалічні, то вибір впадає в перевагу монокристалу у зв'язку з тим, що вони мають велику кількість переваг, але з економічної доцільності вартість монокристалічних більша..

ККД монокристалічних сонячних батарей складає на 20-22% вище, це обумовлюється кремнієвими модулями, які мають більшу продуктивність, як наслідок отримаємо більшу ефективність генерації електроенергії.

Також в умовах дефіциту простору ці панелі мають перевагу за рахунок використання менших габаритів в порівнянні з полікристалом.

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

Вибір інвертора має починатися з визначення типу об'єкта сонячної енергетики, в проектному варіанті - сонячної фотоелектричної установки. В нашому випадку, мережева.

Наступним етапом є визначення потужності сонячних батарей, місце та способів розташування.

Всі ці фактори впливають на вибір конкретних відповідних моделі інвертора і кількості контролерів MPPT у ньому. Обираємо інвертор типу (Frunius Symo 3.0.3 S).

Основні технічні характеристики Frunius Symo 3.0.3 S:

- номінальна вихідна потужність – 3 000 Вт;
- максимальна вхідна потужність – 3 000 Вт;
- максимальна вхідна напруга – 1000 В;
- діапазон напруг MPP – 200-800 В;
- кількість незалежних MPP входів – 6;
- максимальний ККД – 92,2 %.

Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином (з урахуванням КПД інвертора):

$$P_{\phi} = \frac{P}{\eta_{\text{інв}}} = \frac{30 \cdot 10^3}{0,962} = 31\,185 \text{ Вт}$$

P_{ϕ} - фактична потужність станції, Вт

$$n_{\phi} = \frac{P_{\phi}}{P_{\text{ртс}}} = \frac{31\,185}{224,8} = 138$$

n_{ϕ} - кількість сонячних панелей до встановлення для забезпечення виробництва необхідної кількості електроенергії.

$$N_{\text{інв}} = \frac{P_{\phi}}{P_{\text{ном.інв}}} = \frac{31185}{3 \cdot 10^3} = 10$$

визначаю, що станція потребує 10 інверторів.

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

2.3.1 Максимальний струм в ланцюгу

Струм, що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найслабшої ланки в стрінгу, наприклад, частково затемненій панелі. При паралельному з'єднанні струм дорівнює сумі струмів від окремих панелей. Значення струму також

залежить від температури, чим вище вона, тим вище струм. Зміна інтенсивності струму в залежності від температури визначається коефіцієнтом I_{sc} панелі (в нашому випадку 0,06 %/К).

Максимальний струм, який може генерувати одна панель, розраховуємо за формулою:

$$I_{sc}(Tr) = I_{sc} \cdot \left(1 + (Tr - 25) \frac{\alpha T}{100} \right) = 8,63 \left(1 + (85 - 25) \cdot \frac{0,037}{100} \right) = 8,82$$

- $I_{sc}(Tr)$ — значення струму сонячної батареї при 70° C;
- I_{sc} — значення струму кз в умовах STC, вказано в характеристиці модуля;
- T_r — максимальна температура;
- α_T — температурний коефіцієнт I_{sc} .

$$40/8,82=4$$

Можу встановити на один вхідний інвертор не більше 4 паралельних стринга.

2.3.2 Максимальна напруга в ланцюгу

На відміну від струму, напруга, яку видає сонячна батаеря, збільшується припадінні темепратури панелі. Розрахунки проводять для нижньої граничної температури панелі -40. При розрахунку максимальної напруги враховується напруга холостого ходу й температурний коефіцієнт β_T .

Значення максимальної напруги розраховуємо за формулою:

$$U_{oc}(Tr) = U_{oc} \cdot \left(1 + (Tr - 25) \frac{\beta t}{100} \right) = 37,4 \cdot \left(1 + (-40 - 25) \frac{0,34}{100} \right) = 45,66 \text{ В} \quad (2.9)$$

- $U_{oc}(Tr)$ — значення напруги при температурі;
- U_{oc} — напруга холостого ходу;
- T_r — мінімальна робоча температура;
- β_T — температурний коефіцієнт модуля.

Підрахую кількість модулів у стрінгу, з'єднаних послідовно за формулою:

$$N_{max} \leq N_{DS} / N_{OC(Tr)} \quad (2.10)$$

де $U_{DC \max}$ — максимально допустиме значення напруги на вході перетворювача. 25

$$N_{\max} \leq 1000 / 45,66 = 21,9$$

Округляючи до цілого числа в меншу сторону, отримуємо, що в один стрінг можна встановити до 21 сонячних батарей.

2.3.3 Розрахунок мінімальної кількості модулів в ланцюгу з врахування допустимої пускової напруги інвертора

Кожен інвертор має мінімальну напругу на вході. В свою чергу, модулі досягають мінімальної робочої напруги при граничній температурі 85° С. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї температури з округленням значенням до більшого. В цьому випадку використовуємо формулу:

$$U_{oc}(T_{\max}) = U_{oc} \cdot \left(1 + \left(T_{\max} \frac{\beta t - 0,32}{100} \right) \right) \quad (2.11)$$

$$N_{\min} \geq 360 / 45,66 = 7,89 \quad (2.12)$$

де:

- $U_{oc}(T_{\max})$ — напруга при максимальній температурі;
- U_{oc} — напруга холостого ходу;
- T_{\max} — максимальна робоча температура;
- β_T — температурний коефіцієнт модуля;
- N_{\min} — мінімальна кількість сонячних батарей;
- $U_{dcstart}$ — початкова напруга, що подається.

Приймаємо ближче значення в більшу сторону, таким чином, рекомендується встановлювати послідовно не менш, ніж 8 модулів в один стрінг.

2.3.4 Визначення допустимої кількості модулів в ланцюгу з врахуванням МРР трекара інвертора

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи МРР трекара. При визначенні кількості модулів, підключених до одного входу МРР, необхідно

визначити кількість панелей, при якій увесь ланцюг буде генерувати напругу²⁶ в робочому діапазоні МРРТ при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної панелі для умов МРРТ, при цьому максимальна напруга підраховується при нижній граничній температурі і мінімальне значення при вищій граничній температурі. На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей по формулі:

$$U_{MPP(Tmax)} = U_{MPP(STC)} \cdot \left(1 + \left(T \frac{\beta_t - 0,32}{100} \right) \right) \quad (2.13)$$

$$N_{min} \geq 570 / 37,7 = 15,12 \quad (2.14)$$

- $U_{mppt}(Tmax)$ — напруга сонячної батареї при вищій температурі;
- $U_{mppt}(stc)$ — оптимальна напруга МРРТ;
- T_{max} — максимальна робоча температура;
- β_T — індекс температури модуля;
- N_{min} — мінімальна кількість модулів у стрінгу;
- $U_{dc\ min}$ — мінімальне значення МРРТ інвертора;

Отриманий результат округляємо до ближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановлювати не менш, ніж 16 панелей в стрінг для оптимальної роботи МРРТ інвертора.

2.3.5 Перевірка сумарної кількості сонячних модулів з врахуванням номінальної потужності інвертора

Зазвичай рекомендують підключати до інвертора сонячні панелі сумарної потужності у співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора для оптимальної роботи перетворювача. В нашому випадку інвертор має номінальну вихідну потужність $P_{ac,r} = 3\ 000$ Вт. Таким чином, оптимальна сумарна потужність сонячних панелей знаходиться в діапазоні 2 400 – 3 600 Вт.

Розрахуємо кількість модулів згідно рекомендованому діапазону

$$P_{ac,r} \cdot \frac{0,8}{P_{mpp}} \leq N_{sum\ gen} \leq P_{ac,r} \cdot \frac{1,2}{P_{mpp}} \quad (2.15)$$

де: $P_{ac,r}$ — номінальна потужність інвертора (3 000 Вт).

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

$$3\ 000 \cdot 0,8 / 250 \leq N_{sum\ gen} \leq 3\ 600 \cdot 1,2 / 250 \quad (2.16)$$

$$9,6 \leq N_{sum\ gen} \leq 17,3 \quad (2.17)$$

Таким чином, оптимальна кількість сонячних панелей повинна бути в діапазоні від 9 до 17 шт.

2.3.6 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу φ .

Опорні металоконструкції (столи) для встановлення ФЕМ:

- стійки каркасу столу встановлюються в попередньо утворені в ґрунті отвори глибину 1,0 м, буром 300 мм;

- кріплення стійок виконується шляхом заповнення свердловини бетоном класу C12/15 (B15), F100, w4.

Особливості конструкції:

1. На кожному столі розташовують по 2 («вертикальне» розташування ФЕМ) ряди сонячних панелей. З'єднання одного ряду сонячних панелей здійснюється послідовно між собою, 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 PV-C1F-S (-).

2. Кожен стрінг прокладається по конструкціях столу. Кріплення виконують за допомогою хомутів з поліаміду кожні 50-70 см.

3. Прокладка стрінгів між столами (0,4 м) здійснюється в ПЕ трубі Ø40 мм

довжиною 2 м. Кріплення труби до конструкції столу виконано за допомогою хомутів з поліаміду. Якщо відстань між столами в одному ряді більше 0,4 м, прокладка проводів від стрінгів здійснюється через траншею в ПВХ трубі Ø25 мм.

4. Прокладка проводів від стрінгів між рядами столів здійснюється в траншеї. Проводи стрінгів (не більше 4 шт) опускаються по стійці столу в одній ПВХ трубі Ø25 мм з кріпленням до неї хомутами в траншею на глибину 0,7 м, далі в траншеї прокладаються до інвертора. Інвертор встановлюється на окремо розташованих конструкціях, підйом проводів від стрінгів з траншеї так само здійснюється в трубі ПВХ Ø25 мм. Підключення проводів від стрінгів до інвертора виконується з лівого боку.

5. Проводи стрінгів від столів одного ряду, на якому розташований інвертор, опускаються до інвертору в трубі з кріпленням хомутами до конструкції столу, на яких встановлений інвертор.

6. Відстань між сусідніми столами в одному ряді приймається рівною 0,4 м. Довжина стола визначається за геометричними розмірами ФЕМ та їх кількості в одному стрінгу з урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій (приймається за конкретними розмірами кріплень). Приймаємо відстань між панелями – $\Delta_{\text{ФЕМ}} = 0,02$ м. Таким чином, довжина столу обчислюється: $L_{\text{ст1}} = N_{\text{ФЕМ1}} \cdot (b_{\text{ФЕМ}} + \Delta_{\text{ФЕМ}}) = 24 \cdot (0,996 + 0,02) = 24,384\text{м}$ (2.18) $L_{\text{ст2}} = N_{\text{ФЕМ2}} \cdot (b_{\text{ФЕМ}} + \Delta_{\text{ФЕМ}}) = 13 \cdot (0,996 + 0,02) = 13,208\text{м}$ (2.19) де:

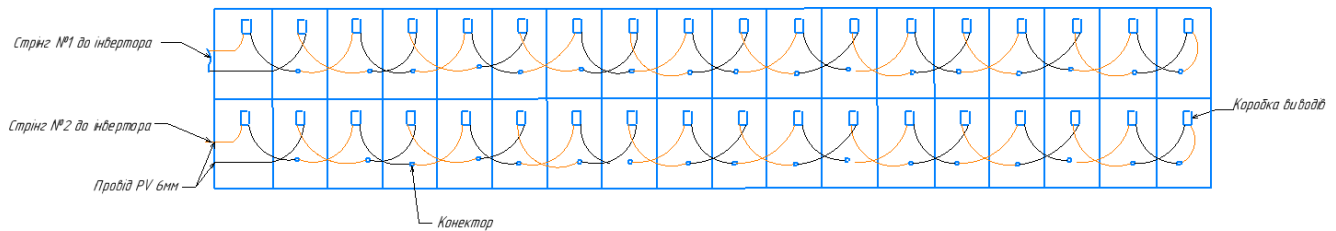
$b_{\text{ФЕМ}}$ – ширина модуля, м.

Відстань між столами паралельних рядів:

1) За координатами місцевості визначаємо кут сонця;

2) Далі прорисовуємо 1: 1 конструктив столу з потрібним градусом (градус нахилу столу визначаємо в PV syst) і рухаємо столи уникаючи затінення. Виходить відстань в 4,5 м.

Рис.2.5 - Конструктивне виконання одного столу ФЕМ (36 шт.)



2.4 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Мережа постійного струму ФЕС, окремих столів та фотоелектричних модулів виконується кабелем PV перерізом 6 мм^2 з мідними жилами.

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

За визначеним місцем розташування інвертора розраховується довжина кабелю постійного струму від виводів кожної збірки до інвертора з урахуванням визначених проектом переходів та опусків та із забезпеченням запасу кабелю в 1%.

2.4.1 Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму

Для електричних мереж постійного струму розрахунок втрат потужності виконується, виходячи з наведених вище міркувань.

Довжина кабелю типу PV 1×6 складає по лінії «+» $57,5 \text{ м}$, і «-» $57,5 \text{ м}$.

$$\Delta P = 2 \cdot I_{\text{стр}}^2 \cdot I_{\text{кл. DC}} \cdot R_0 = 2 \cdot 8,97^2 \cdot 57,5 \cdot 3,1 = 26,68 \text{ кВт} \quad (2.18)$$

де :

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

$I_{\text{стр}}^2$ – струм, який протікає через стрінг (збірку) ФЕМ, А.

Втрати в мережі постійного струму складають, %:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_{DC}}{P_{інв}} \cdot 100\% = \frac{26,68}{10 \cdot 3000} \cdot 100\% = 0,089 \quad (2.19)$$

2.4.2 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:

$$N_{ФЕМ}^{інв} = \frac{P_{інв}}{P_{PTC} \cdot \eta_{інв} \cdot \eta_{DC}} = \frac{3000}{224,8 \cdot 0,962 \cdot 0,975} = 14 \quad (2.20)$$

$$N_{ФЕМ \text{ стрінг}} = \frac{14}{4} = 4 \text{ кількість модулів в одному стрінгу}$$

$N_{ФЕМ}^{інв} = N_{ВХ} \cdot N_{інв} = 4 \cdot 4 = 16$ шт оптимальна кількість в одному інверторі де $\eta_{інв}$ - ККД інвертора відповідно до паспортних даних.

Приймаємо 4 ФЕМ в один стрінг.

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

$$N_{ФЕМ}^{\Sigma} = N_{ФЕМ}^{інв} \cdot N_{інв} = 3000 \cdot 10 = 30\,000$$

2.5 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів

У даному проєкті передбачено проектування сонячної електростанції сумарною потужністю P, 30 кВт.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного

струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) вибраного типу.

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

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

Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АВВГЗх6 мм² передається до КТП 0,4/(10) кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю $S_{ном.т}$, кВА.

Таким чином

$$N_T = \frac{P_{фес}}{0,9 \cdot S_{номТ}} > \frac{30\,000}{0,9 \cdot 10 \cdot 10^3} = 1 \quad (2.22)$$

Дана сонячна станція потребує 1 трансформатори.

2.6 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

Напрямок трас кабельних ліній вибирається з урахуванням розташування інверторів, КТП 10/0,4 кВ, РП- 88, та опорних стійок металоконструкцій (столів).

Кабельні лінії збору потужності 0,4 кВ прокладаються в траншеях як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму, власних потреб та мережами системи моніторингу. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї приймається не менше 0,1 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 1 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м.

Рекомендації та вимоги:

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

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 РП та інвертора виконати в трубі ПЕ Ø63 довжиною 2 метра.

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.

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

5. Виконати відновлення ґрунтового покриття на рівні існуючих позначок.

6. Після виконання будівельно-монтажних робіт відновити благоустрій території.

Виконаємо розрахунок кабелю 0,4 кВ з ізоляцією ПВХ для мережі 0,4 кВ від інвертора до РП з перевітками:

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

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора потужністю 30 кВт:

$$I_M^{інв} = \frac{P_{інв}^{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cdot \cos\phi} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,99} = 46 \text{ А} \quad (2.23)$$

Приймаємо кабель марки АВВГ-3х6мм², $I_{доп.пасп} = 59 \text{ А}$ (прокладка в ґрунті на глибині не менше 0,7 м).

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}} \quad (2.24)$$

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

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

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

$k_4= 1,05$ (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 утраншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

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

$$I = I_{\text{доп.наст}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 59 \cdot 1 \cdot 0.96 \cdot 1.05 \cdot 1.2 = 71,34 \quad (2.25)$$

46 А < 71,3 А - умова виконується.

Переріз жили 6 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 6 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:

$$F_{\text{min}} \leq F \quad (2.28)$$

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

$$F_{\text{min}} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{відк}} + T_a}}{c} = \frac{1,5 \sqrt{0,6 + 0,01}}{90} \quad (2.29)$$

Де I_{∞} – струм КЗ, А;

$t_{\text{відк}}$ – 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, $A \cdot c^{-1/2} / \text{мм}^2$.

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

Для електричних мереж загального призначення норми відхилень напруги

δU_y регламентовані ГОСТ 13109-97.

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

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму

де I_m – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 кВ, А (в нашому випадку

– це струм, який знаходиться за номінальною потужністю інвертора)

l – довжина лінії, км;

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

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

2.7 Розрахунок струмів КЗ в мережі 10/0,4 кВ

Для вибору та перевірки комутаційної апаратури та кабельних ліній необхідно виконати розрахунки струмів КЗ в характерних точках схеми.

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – на шині між інвертором і автоматичним вимикачем;

К2 – між автоматичним вимикачем та КЛ 0,4 кВ;

К3 – на Ш1 яка підключена до дитсадку;

К4 – на автоматичному вимикачі, що у дитсадку;

К5 – на Ш2 що підключена до КЛ 0,4 кВ;

К6 – між автоматичним вимикачем та ТМ 10/10/0,4;

К7 – між автоматичним вимикачем та ТМ 30/10.

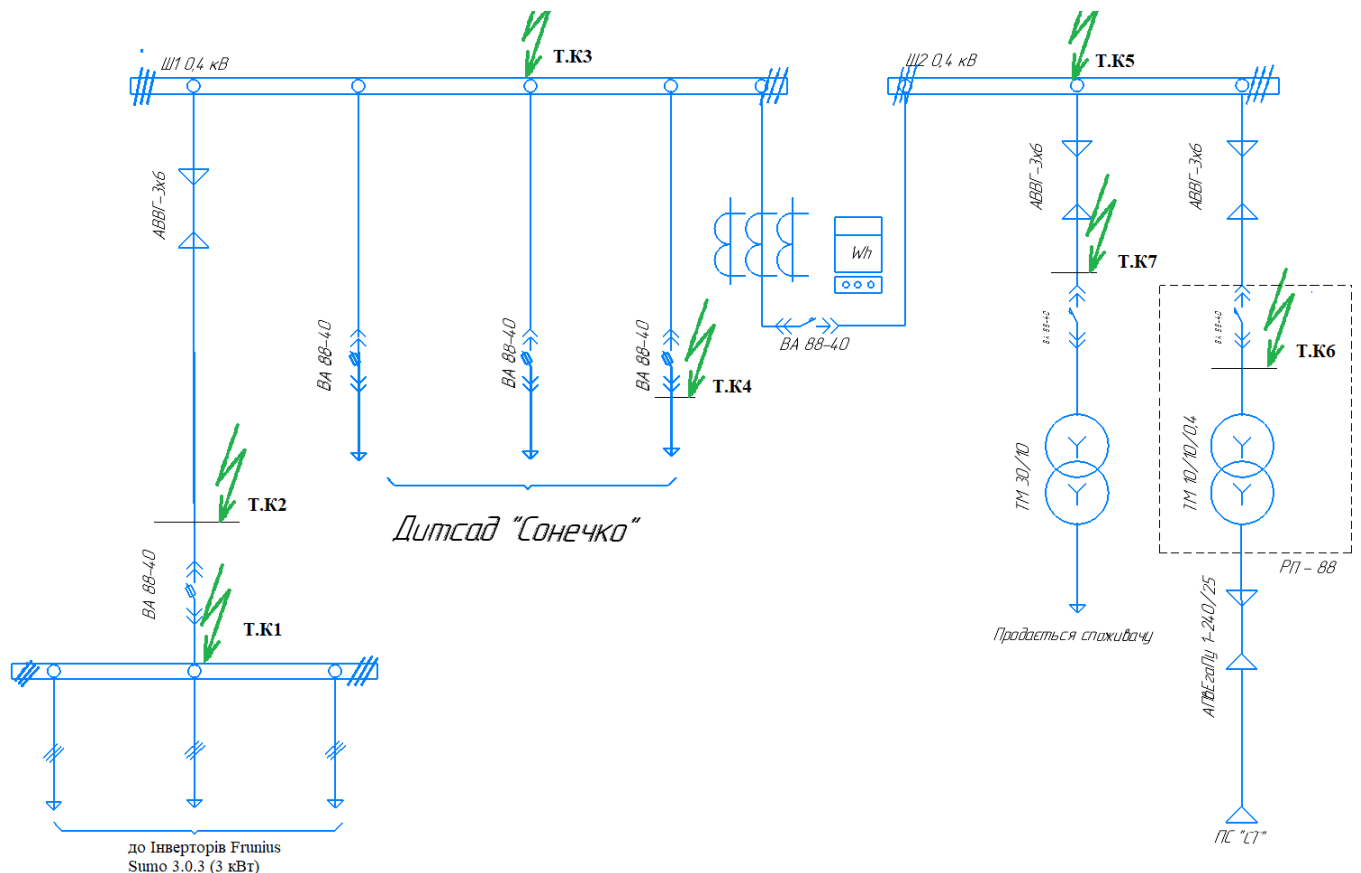


Рис.2.7 - Розрахункова точка КЗ в мережі 0,4 кВ

2.8 Розрахунок опора всіх елементів схеми

Опір системи приведений до напруги 0,4 кВ:

$$X_{C*} = \frac{U_H^2}{S_k} \cdot 10^{-3} = \frac{400^2}{100 \cdot 1000} = 1,6 \quad (2.30)$$

Опір постачальної кабельної лінії приведений до напруги 0,4 кВ, МОм:

Опір кабелю, АВВГ 3-6 мм² довжиною 3,5 км:

$$R_{к0,4.1} = r_0 \cdot l_1 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 1,38 \cdot 3,5 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 7,01 \text{ МОм} \quad (2.31)$$

$$X_{к0,4.1} = x_0 \cdot l_1 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 0,403 \cdot 3,5 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 2,05 \text{ МОм} \quad (2.32)$$

Опір кабелю, АВВГ 3-6 мм² довжиною 0,8 км:

$$R_{к0,4.1} = r_0 \cdot l_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 1,38 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 1,60 \text{ МОм}$$

$$X_{к0,4.1} = x_0 \cdot l_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 0,403 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 0,46 \text{ МОм}$$

Опір кабелю, АВВГ 3-6 мм² довжиною 1,5 км:

$$R_{к0,4.3} = r_0 \cdot l_3 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 1,38 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 3,0 \text{ МОм}$$

$$X_{к0,4.3} = x_0 \cdot l_3 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 0,403 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 0,87 \text{ МОм}$$

Опір кабелю, АПВЕгаПУ 1-240/25 довжиною 0,587 км:

$$R_{к0,4.4} = r_0 \cdot l_4 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 1,38 \cdot 0,587 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 0,068 \text{ МОм}$$

$$X_{к0,4.4} = x_0 \cdot l_4 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}^2}}{U_{\text{ср,i}}^2} \right) \cdot 10^3 = 0,403 \cdot 0,587 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 0,115 \text{ МОм}$$

Опір трансформатора ТМ 10/10/04, приведений до напруги 0,4 кВ:

$$R_{T.1} = \left(\frac{P_k \cdot U_{HH}}{S_T^2} \right) \cdot 10^6 = \left(\frac{0,8 \cdot 0,4^2}{100^2} \right) \cdot 10^6 = 12,8 \text{ мОм}$$

$$X_{T.1} = \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_k}{S_T} \right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_T} 10^4 = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 0,8}{100} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{100} 10^4 = 31,4 \text{ мОм}$$

Опір трансформатора ТМ 30/04, приведений до напруги 0,4 кВ:

$$R_{T.1} = \left(\frac{P_k \cdot U_{HH}}{S_T^2} \right) \cdot 10^6 = \left(\frac{0,85 \cdot 0,4^2}{100^2} \right) \cdot 10^6 = 13,6 \text{ мОм}$$

$$X_{T.1} = \sqrt{U_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_k}{S_T} \right)^2} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_T} 10^4 = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 0,8}{100} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{100} 10^4 = 36,6 \text{ мОм}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ для точка К1:

$$R_{1\Sigma} = R_{кЛ1} + R_{кЛ3} + R_{кЛ4} + R_{T2} = 0,38 + 1,3 + 0,07 = 2,37 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{кЛ1} + X_{кЛ3} + X_{кЛ4} + X_{T2} = 1,6 + 2,04 + 0,87 + 0,11 + 31,4 = 35,6 \text{ мОм}$$

$$I_{кЗ1(3)} = \frac{U_{ср HH}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = 0,64 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ для точки К1

$$I_{кЗ1(2)} = I_{кЗ(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,55 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ для точки К2

$$R_{1\Sigma} = R_{кЛ1} + R_{кЛ3} + R_{кЛ4} + R_{T2} = 0,38 + 1,3 + 0,07 = 2,37 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{кЛ1} + X_{кЛ3} + X_{кЛ4} + X_{T2} = 1,6 + 2,04 + 0,87 + 0,11 + 31,4 = 35,6 \text{ мОм}$$

$$I_{кЗ2(3)} = \frac{U_{ср HH}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = 0,64 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ для точки К2:

$$I_{\text{кз2}^{(2)}} = I_{\text{кз}^{(3)}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,55 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ для точка К3 і К4:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{кл1}} = 2,37 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{\text{кл1}} = 1,6 + 2,04 = 3,4 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{кз3-4}^{(3)}} = \frac{U_{\text{ср НН}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = 5,31 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ для точка К3 і К4:

$$I_{\text{кз3-4}^{(3)}} = I_{\text{кз}^{(3)}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4,59 \text{ кА}$$

Точка К3 і К4, якщо підпитка йде через ФЕС:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{кл3}} + R_{\text{кл4}} + R_{\text{T2}} = 0,38 + 0,07 + 1,36 = 1,81 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{\text{кл3}} + X_{\text{кл4}} + X_{\text{T2}} = 1,6 + 0,87 + 0,11 + 34 = 36,5 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{кз3-4}^{(3)}} = \frac{U_{\text{ср НН}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3}\sqrt{1,81^2 + 36,5^2}} = 0,63 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ точки К3 і К4, якщо підпитка йде через ФЕС:

$$I_{\text{кз3-4}^{(2)}} = I_{\text{кз}^{(3)}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,63 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,54 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ для точки К 5:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{кл3}} + R_{\text{кл4}} + R_{\text{T2}} = 0,38 + 0,07 + 1,36 = 1,81 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{\text{кл3}} + X_{\text{кл4}} + X_{\text{T2}} = 1,6 + 0,87 + 0,11 + 34 = 36,5 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{кз5}^{(3)}} = \frac{U_{\text{ср нн}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3}\sqrt{1,81_{1\Sigma}^2 + 36,5_{1\Sigma}^2}} = 5,31 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ для точки К5:

$$I_{\text{кз5}^{(2)}} = I_{\text{кз5}^{(3)}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,31 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4,59 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ для точка К6:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{кЛ4}} + R_{\text{T2}} = 0,07 + 1,36 = 1,43 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{\text{кЛ4}} + X_{\text{T2}} = 1,6 + 0,11 + 34 = 35,71 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{кз6}^{(3)}} = \frac{U_{\text{ср нн}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3}\sqrt{1,43_{1\Sigma}^2 + 35,71_{1\Sigma}^2}} = 0,64 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ для точка К6:

$$I_{\text{кз6}^{(2)}} = I_{\text{кз6}^{(3)}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,63 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,57 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів трифазного КЗ для точка К7:

$$R_{1\Sigma} = R_{\text{кЛ1}} + R_{\text{кЛ2}} = 7 + 1,6 = 8,6 \text{ мОм}$$

$$X_{1\Sigma} = X_C + X_{\text{кЛ1}} + X_{\text{кЛ2}} = 1,6 + 2,04 + 0,46 = 2,46 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{кз7}^{(3)}} = \frac{U_{\text{ср нн}}}{\sqrt{3}\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{40}{\sqrt{3}\sqrt{8,6_{1\Sigma}^2 + 2,46_{1\Sigma}^2}} = 2,58 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів двухфазного КЗ для точка К7:

$$I_{\text{кз7}^{(2)}} = I_{\text{кз7}^{(3)}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,58 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,16 \text{ кА}$$

Таблиця 2.8 - Таблиця розрахунків

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
Трифазний	0,64	0,64	5,31	5,31	5,31	0,64	2,58
Однофазний	0,55	0,55	4,59	4,59	4,59	0,67	2,16

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

2.9.1 Вибір запобіжника

Рекомендації щодо вибору запобіжників:

а) захист КЛ-0,4 кВ

$$I_{ном.вст} \geq I_{ном.інв} \quad (2.75)$$

$$400 \text{ A} \geq 225 \text{ A}$$

Обираємо запобіжник типу ARS 2 I = 400 А виробництва фірми ARATOR.

Вибрана плавка вставка перевіряється:

- за умовами захисту провідників від струмів к.з.
- на чутливість спрацювання при двофазних к.з.

$$(I_{к.з}^{(2)} / I_{ном.вст}) \geq (4...7)$$

$$2550/630 = 4,04 \quad (2.76)$$

2.9.2 Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{ном}=0,4$ кВ

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ (всі приєднання інверторів окремої КТП) до трансформатора приймаємо повітряні автоматичні вимикачі серії EP 216 S 3p 1600 А ETI . Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормального режиму. Згідно ПУЕ допускається перевантаження трансформатора на 40 %.

Наприклад, для тарнсформатора 10 кВА

$$I_p = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 15,19 \text{ кА} \quad (2.77)$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 660$ (В);
- за номінальним струмом автомата: $1519,3 < 1600$ (А);
- за номінальним струмом розчеплювача: $1519,3 < 1600$ (А).

Приймаємо автомат типу Електрон Э25С: $I_{н.авт} = 1600$ А; $I_{нр} = 1600$ А.

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження

$$I_{спр.п} = 1,25 * I_{нр} = 2000 \text{ А} \quad (2.78)$$

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

$$I_{св} \geq 1,25i_{пик} = 1,25 * 6000 = 7500 \text{ А} \quad (2.79)$$

$$I_{св} = 5 * I_{н.р.} = 8000 \text{ А} \quad (2.80)$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному $1,25I_{н.р.} = 2000$ А. Приймаємо $t_{пер} = 6$ с.

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 85 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

2.10 Вибір параметрів кабельних ліній 0,4-10 кВ

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі ПВХ пластику виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель»:

У випадку, якщо на станції до встановлення приймаються декілька КТП, то вибір високовольтних КЛ виконується для двох випадків:

- 1) КЛ від Ш2 до РП 0,4-10 кВ;
- 2) КЛ від збірного розподільчого пункту ФЕС до приймальної комірки дитсада «Сонечко», 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.

Виконаємо розрахунок кабелю (для другого варіанту) з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4 кВ з перевіркою за наступними показниками:

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

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для станції потужністю 30 кВт:

$$I_{\text{М}}^{\text{ФЕС}} = \frac{P_{\text{ІНВ}}^{\text{ФЕС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} U_{\text{COS}\varphi}} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3 \cdot 0,99} = 43,7 \text{ А} \quad (2.81)$$

Приймаємо кабель марки АВВГ 3х6 мм², $I_{\text{ДОП.ПАСП}} = 45 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті).

$U_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ кВ}$ - напруга мережі;

$S_{\text{к}}^{0,4} = 30 \text{ кВА}$ (потужність КЗ на шинах 0,4 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{S_{\text{к}}^{0,4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{30\,000}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 43,3 \text{ кА} \quad (2.82)$$

$I_{\text{к.з.}} (3\text{ф}) = 43,3 \text{ кА}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 0,4 кВ

$t_{п} = 1$ с - повний час тривалості короткого замикання;

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{доп}$$

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

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

Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2=0,95$ (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 м, таблиця 8.13),

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

$k_4= 1,05$ (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.

$$I = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 48 \cdot 0,97 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 53,7 \text{ А} \quad (2.83)$$

$43,7 \text{ А} < 53,7 \text{ А}$ - умова виконується.

Переріз жили 6 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи не тривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 6 мм² забезпечує пропускну

здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі
Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{к.з. (3ф)} < I_{к.з.ж}$$

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

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

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

де $I_{к.з.табл.}$ - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з. 1 с) з таблиці 2.25 "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією ПВХ пластику напругою до 1кВ ПАТ "Южкабель";

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

$$I_{к.з.ж} = 37,6 / \sqrt{1} = 37,6 \text{ кА} \quad (2.84)$$

$3,3 < 37,6$ (кА) - умова виконується.

3 Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану
Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{к.з (2ф)} < I_{к.з.е} \quad (2.85)$$

$$I_{к.з.е(2ф)} = I_{к.з.е(3ф)} \cdot 0,87 \quad (2.86)$$

$$I_{к.з.е} = I_{к.з.табл.е} / \sqrt{t_{п}} \quad (2.87)$$

де $I_{к.з.табл.е}$ - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.) з табл. 2.27 "Керівництва по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ПВХ пластику до 1кВ ПАТ "Південкабель"[3] (мм² - кА).

$$I_{к.з (2ф)} = 6,4 \cdot 0,87 = 5,56 \text{ кА} \quad (2.88)$$

$$I_{к.з.е} = 7,1/\sqrt{1} = 7,1 \text{ (кА)} \quad (2.89)$$

5,6 < 7,1 (кА) - умова виконується.

На підставі результатів перевірки кабелю 0,4 кВ по допустимому струму короткого замикання по жилі та по екрану номінальний переріз 6 мм².

Кабель 0,4 кВ, який прокладається в межах ФЕС від інверторів до дитадка вибираємо аналогічно.

2.11 Вибір комутаційного обладнання 0,4-10 кВ для видачі потужності вмережу

Обираємо роз'єднувачі зі сторони 0,4 кВ: обираємо роз'єднувач з двома парами заземлюючих ножів.

Вибір виконується за наступними умовами:

$$1) \text{ за номінальною напругою} \quad U_n \geq U_{уст}$$

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

$$I_{рф} = \frac{P_{ФЕС}}{1,73 \cdot U_{ном\ ВН}} = \frac{30\ 000}{1,73 \cdot 0,4 \cdot 1000} = 43,35 \quad (2.90)$$

$$3) \text{ динамічна стійкість проходженню струмів КЗ} \quad i_{дин} \geq i_y$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 4 = 8,485 \text{ кА} \quad (2.91)$$

$$4) \text{ термічна стійкість проходженню струмів КЗ}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

$$B_k = I_{к1}^{(3)} \cdot (T_{відкл} + t_a) = 4 \cdot (0,06 + 0,05) = 0,44 \text{ кА} \cdot \text{с} \quad (2.92)$$

Таблиця 2.2 - Вибір роз'єднувачів 0,4 кВ

Тип роз'єднувача	РПБ/РПС 1-100А	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	0,4	0,4
$I_n \geq I_{рф}$	100	43,35 А
$i_{дин} \geq i_y$	20	8,845
$I^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	1200	0,44

2.12 Розрахунок вартості кабелю між підприємством та джерелом електроенергії

Якщо скласти всю довжину кабелю, то отримуємо значення 5,8 км:

- відстань між Ш1 (Дитсадка) та ФЕС складає 3,5 км (3500 м)
- відстань між Ш2 та ТМ 10/0,4 складає 0,8 км (800 м)
- відстань між Ш2 та РП 88 (ТМ 10/10/0,4) складає 1,5 км (1500 м)

Ціна кабелю АВВГ-3х6 мм² складає С = 11 грн/м.

Таблиця 2.4 - Дані кабелю – АВВГ-3х6 мм²

Переріз кв.мм.	Маса провода, кг/км	Наружний діаметр, мм	Розривне посилення, Н
3х6	0,39	15,8	540

Беремо кабель з запасом 6 км:

В таблиці для провода АВВГ-3х6 мм² вказана маса провода кг/км.

$$\text{Отже } L_{\text{каб}} = 6 \text{ км} = 6000 \text{ м}$$

Можна визначити загальну ціну кабелю:

$$C_{\text{каб}} = L_{\text{каб}} * C = 6000 * 11 = 66\,000 \text{ грн}$$

РЕЦЕНЗІЯ

На кваліфікаційну роботу бакалавра
Шалагіна Сергія Павловича
Гр. 141-17 -1 ЕТФ

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Тема: «Діагностика сільських мереж 6-10 кВт з підключеними сонячними
електростанціями»

Висновок про відповідність кваліфікаційної роботи бакалавра завданню та освітньо-професійної програмі: зміст наданого проекту відповідає вимогам освітньо-професійної програми і відображає знання і застосування їх автором в області електроенергетики.

Даний проект відрізняє ряд самостійно прийнятих рішень які є актуальними на сьогоднішній день.

Відгук про кваліфікаційну роботу бакалавра в цілому: кваліфікаційна робота бакалавра виконана на високому теоретичному рівні, має практичне значення і заслуговує оцінки «добре».

Висновок про можливість присвоєння випускнику кваліфікації: автор кваліфікаційної роботи бакалавра Шалагін Сергій Павлович заслуговує присвоєння кваліфікації бакалавра з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Рецензент
Начальник (СРОКЛ)
АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»
Дніпровський РЕМ

_____ Зозуля І.І
(підпис)

3. ΟΧΟΡΟΝΑ ΠΡΑΤΙ

3.1 Аналіз небезпечних та шкідливих чинників на будівництві СЕС

Сонячна електростанція встановленої потужності 30 кВт не є потенційно небезпечним об'єктом. Вироблена електроенергія передається в мережу ПАТ "Дніпроолбенерго" через проєктовану кабельну лінію 0,4 кВ від проєктованого РП 35 кВ до споживача.

СЕС складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторів (для отримання змінного струму), комплектних трансформаторних підстанцій (КТП 0,4 /10 кВ) та розподільчого пункту 10 кВ. До КТП 0,4 /10 кВ входить силовий масляний трансформатор типу ТМГ-2000/35 У1, до складу РП- 88 входить силовий масляний трансформатор типу ТМГ- 30/35 У1. Трансформаторне масло використовується як рідка ізоляція і тепловідвідне середовище.

Вид потенційної небезпеки - пожежонебезпечний. Сумарна маса небезпечної речовини (трансформаторного масла) 1,3 т та відноситься до горючих рідин 2 класу, згідно з додатком 2 постанови КМУ №956 від 11 липня 2002 року "Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки" із змінами.

Відповідно додатка 2 постанови КМУ №956 порогова маса горючих рідин

2 класу небезпеки становить не менше 5000 т.

Таким чином проєктовані РП-10/0,4 кВ та РП 10 кВ не відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки.

3.2 Інженерно-технічні заходи щодо охорони праці

Кожна робота (будівельна, монтажна та спеціальна) має виконуватися відповідно до вимог ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека у будівництві» НПАОП 0.00-1.01-07 "Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів". Спочатку повинна виконуватись наступна вимога: будівельно-монтажні роботи потрібно починати тільки при присутності відповідно узгодженого проекту виконання робіт (ПВР), згідно якого вказуються відповідні заходи з техніки безпеки (ТБ), охорони праці (ОХ), виробничої санітарії, також повинна приділятися особлива увага пов'язана з протипожежним забезпеченням та охороні навколишнього середовища.

На робочих площадках, місцях, де ведуться, будівельно-монтажні роботи категорично не допускаються люди, які не мають відношення до відповідних робіт. Згідно форми ДБН А.3.2-2-2009 "Охорона праці і промислова безпека у будівництві" до початку відповідного виду робіт в місцях котрих може виникнути виробнича небезпека, всім відповідальним за певний вид роботи працівникам необхідно видати наряд-допуск на виконання робіт підвищеної небезпеки. На відповідному місці розташування буд майданчику роботи видається наряд-допуск перед можливим виконанням робіт монтажним краном та автотранспортом. Кожен працівник, який відповідає за монтажні роботи має виконувати їх лише в присутності особи, що відповідає за безпечну роботу вантажопідіймальних механізмів та безпечне перенесення вантажів. Якщо на об'єкті плануються вантажо-розвантажувальні роботи, територію потрібно звільнити від сторонніх предметів з урахуванням рельєфу та освітлення.

Під час роботи автотранспорту заборонено здійснювати ручне перенесення та перевезення вантажів, переходити по пішохідним доріжкам, надземним технологічним трубопроводам та ЛЕП. Габаритні вантажі, близькі за вагою до граничної вантажопід'ємності робітник зобов'язаний піднімати на

мінімальну висоту та транспортувати на найнижчій передачі. Категорично забороняється залишати автонавантажувач з працюючим двигуном, при будь-якому навантаженні. Найголовнішою стратегією для запобігання аварійних ситуацій є правильна організація будівельного майданчика, розміщення автотранспортних шляхів (логістика переміщення спецтехніки). Лінії електропостачання, складських майданчиків та інше влаштування повинно відповідати вказаному в проекті виконання робіт.

Огородження території також є немаловажним фактором, на сонячній станції повинні бути встановлені покажчики проїздів і проходів, дорожні знаки, як мінімум: "В'їзд", "Виїзд", "Розворот", "Швидкість руху до 5 км/год". Кожна небезпечна зона без винятку огорожуються, на відповідних межах встановлюються попереджувальні знаки і написи «Обережно!» та ін.. Щодо підйому або спуску робітників в котловани та траншеї становити тимчасові перила та дробини. Траншеї, котрі знаходяться в стадії розробки, повинні огорожуватись захисною огорожею, через ніж влаштуватись перехідні містки. В нічний час ножна траншея та місток повинен бути освітлений. Необхідно запобігти вторгненню сторонніх людей в зону території будівництва. Робочі місця, проходи, проїзди повинні регулярно очищуватись від сміття, будівельних відходів у зв'язку з санітарними нормами. Згідно ПУЕ тимчасові електромережі виконуються тільки з ізольованих провідників і підвищуються на висоті 2,5 м над робочими місцями, 3,5 м - над проходами і 6 м - над проїздами. В зоні дії монтажного крана треба унеможливити знаходження ліній електропередачі крім кабельної. Всі види робіт, що пов'язані до небезпечної близькості від проводів повітряних ліній 0,4 та 6 (10) кВ мають проводитись лише за умови знятої з них напруги. Кожна металева частина машини та механізмів з електропроводом повинна бути заземлена. Вимикачі та рубильники мають знаходитись в захисному виконанні.

3.3 Пожежна безпека

Проектовані електроустановки перебувають на території сонячної електростанції (СЕС) та відносяться до III групи відповідно до НАПБ 05.028-2004 (з силовими трансформаторами з первинною напругою 10 кВ), не передбачає наявність протипожежного водопроводу і пожежних резервуарів, а відповідно і автоматичного пожежогасіння. Технічні будівлі СЕС мають III ступінь вогнестійкості. У приміщенні вихід передбачаються безпосередньо назовні. Двері відкриваються назовні, по ходу евакуації.

Особи, відповідальні за пожежну безпеку на об'єкті, повинні:

організувати вивчення та забезпечити контроль за виконанням на споруджуваних об'єктах цих Правил, а також протипожежних заходів проектів організації та виконання робіт працівниками, зайнятими під час проведення вогневих, фарбувальних та будівельно-монтажних робіт;

забезпечити проведення з працюючими на будівництві інструктажів та перевірки знань з питань пожежної безпеки;

встановити на об'єктах, що споруджуються, режим куріння, проведення вогневих та інших пожежонебезпечних робіт, порядок прибирання, вивезення, утилізації горючих будівельних відходів;

здійснювати заходи щодо забезпечення об'єктів засобами зв'язку, протипожежним водопостачанням, знаками пожежної безпеки, а також первинними засобами пожежогасіння;

утримувати у справному стані і постійній готовності до застосування первинні засоби пожежогасіння та зв'язку;

не допускати ведення будівельно-монтажних робіт, якщо відсутні протипожежне водопостачання, дороги, під'їзди та зв'язок.

Пожежна безпека забезпечується застосуванням негорючих конструкцій, заземленням устаткування, автоматичним відімкненням струмів короткого замикання, дотриманням нормативних габаритів та вимог ізоляційних матеріалів, виконанням відгалужень до введів в будівлю ізольованими проводами.

Під час виконання будівельно-монтажних робіт необхідно дотримуватись вимог "Правила пожежної безпеки в Україні". «VII Вимоги пожежної безпеки під час проведення вогневих, фарбувальних та будівельно-монтажних робіт»

Під час проведення паяльних робіт необхідно дотримуватися таких вимог:

Робоче місце в разі проведення робіт з використанням паяльних ламп повинно бути очищене від горючих матеріалів, а конструкції з горючих матеріалів, які містяться на відстані менше 5 м, повинні бути захищені екранами з негорючих матеріалів або политі водою (водним розчином піноутворювача);

паяльні лампи необхідно утримувати справними та не рідше одного разу на місяць перевіряти їх на міцність та герметичність із занесенням результатів і дати перевірки до спеціального журналу. Крім того, не рідше одного разу на рік мають проводитися контрольні випробування паяльних ламп тиском;

кожна лампа повинна мати паспорт із зазначенням результатів заводського гідравлічного випробування та допустимого робочого тиску. Запобіжні клапани мають бути відрегульовані на заданий тиск;

заправляти паяльні лампи пальним і розпалювати їх слід у спеціально відведених для цієї мети місцях;

для запобігання викидам полум'я з паяльної лампи пальне, яким заправляють лампи, повинно бути очищене від сторонніх домішок та води;

щоб уникнути вибуху паяльної лампи, забороняється:

застосовувати як пальне для ламп, що працюють на гасі, бензин чи суміш бензину з гасом;

підвищувати тиск у резервуарі лампи під час накачування повітря понад допустимий робочий тиск, вказаний у паспорті;

заповнювати лампу пальним більше ніж на $3/4$ об'єму її резервуара;

відкручувати повітряний гвинт та наливну пробку, коли лампа горить або ще не охолола;

ремонтувати лампу, а також виливати з неї чи заправляти її пальним поблизу відкритого вогню, під час куріння.

При паузах в роботі, в кінці робочої зміни пожежонебезпечна апаратура: зварювальні та газорізальні пристрої повинні бути відключені, у тому числі від джерела живлення. Шланги повинні відокремлюватися та звільнятися від небезпечних газів або рідин. Газові балони з умовою знаходження його всередині при транспортуванні, експлуатації та зберіганні повинні захищатися від дії падаючих сонячних променів або інших джерел тепла. Балони, що встановлені в приміщеннях мають знаходитися якомога далі від приладів опалювання та печей на відстані не менше 1 м, а від джерел тепла з відкритим вогнем - не менше 5 м. Знаходження в одному приміщенні балонів з киснем та паралельно з горючими газами забороняється.

Забороняється:

- допускання зіткнення балонів з киснем, зварювальних установок та інших видів устаткування з входженням до складу олій, промасленим одягом і дрантям;

- зберігання та транспортування газових балонів без спеціальних ковпаків
- перекручування, заламування або затискання газопровідних шлангів;
- користування шлангами, довжина котрих перевищує 30 м;
- починати роботу на несправному обладнанні;
- допускання зіткнення струмоведучих частин з балонами із стислими, зрідженими і розчиненими газами;
- допускання до пожежонебезпечних (вогневих і зварювальних робіт) осіб, котрі не мають спеціальних кваліфікаційних посвідчень та не пройшли в установленому порядку навчану програму пожежно-технічного мінімуму і щорічну перевірку знань з отриманням спеціального посвідчення.

-

3.1 Розрахунок заземлення

3.4.1. Визначаємо величину однофазного струму замикання на землю.

Електроустановки напругою вище 1000 В до 35 кВ включно працюють з ізольованою нейтраллю чи приєднаною до заземлюючого пристрою, через котушки, які компенсують.

При розрахунку однофазного (ємнісного) струму, враховуємо, що установка має малий струм замикання на землю (без компенсації ємнісних струмів), розраховується за формулою:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{350} (3,5l_{к.л} + l_{в.л}) = 0,06A \quad (3.3.1)$$

Де U_ϕ – фазна напруга мережі, кВ; $l_{к.л.}$, $l_{в.л.}$ – відповідно довжина електрично зв'язаних кабельних і повітряних ліній, км.

$$I_3 = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{350} (3,5l_{к.л} + l_{в.л}) = 3,9A \quad (3.3.2)$$

$$I_3 = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{350} (3,5l_{\text{к.л}} + l_{\text{в.л}}) = 0,06A \quad (3.3.3)$$

3.4.2 Розрахунок опору заземлювачів

Для проекту попередньо було обрані заземлюючі провідники, для інверторів це: сталь кругла оцинкована, $\varnothing 10$ мм, провід мідний ПВЗ пер. 1x16 мм; для ТП 10кВ та РП 10кВ: прут-катанка $\varnothing 10$ мм та стальна смуга 50x10 мм. Для перевірки правильності вибору заземлювачів розрахуємо опори та зрівняємо з допустимими нормами.

Опір заземлювачів для інвертору:

Для протяжного на поверхні землі стрижню:

$$R_{\text{інв}} = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2n}{d}, \text{ Ом} \quad (3.3.4)$$

$$R_{1\text{інв}} = 2,82 \text{ Ом}$$

Для зануреного в землю на t_0 від поверхні:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{dt}, \text{ Ом} \quad (3.3.4)$$

$$R_{2\text{інв}} = 2,82 \text{ Ом}$$

Опір заземлювачів для ТП 10 кВ:

Для зануреного в землю на t_0 від поверхні:

$$R_{1\text{ТП}} = 0,71 \text{ Ом} \quad (3.3.5)$$

Для пластини, поставленої на ребро, зануреної на t_0 від поверхні землі:

$$R_{2\text{ТП}} = 0,81 \text{ Ом} \quad (3.3.7)$$

Для протяжної на поверхні землі смуги:

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \ln \frac{2l}{d}, \text{ Ом} \quad (3.3.8)$$

$$R_{3\text{ТП}} = 0,809 \text{ Ом}$$

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

4.1 Вступ

Об'єктом розроблення дипломного проекту є діагностика сільської мережі 6-10 кВт з підключеними сонячними підстанціями, (у моєму випадку ФЕС з потужністю 30 кВт).

Метою даної роботи є розрахунок обладнання: панелей ФЕМ, інверторів, складових частин КТП та РП, кабелю, завдяки яким можливе розуміння реальної ціни комплектуючих для проектування даного проекту.

В економічній частині дипломного проекту планується виконати розрахунок інвестицій в обладнання, розрахунок капітальних витрат (величину проектних капіталовкладень, витрати на монтажні, налагоджувальні роботи, також транспортно-заготівельні і складські витрати), визначити величини експлуатаційних затрат та амортизаційних відрахувань, величину річного фонду заробітної плати, кількість коштів на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж, вартість використання електроенергії об'єктом проектування протягом року. У кінці розрахунку планується дізнатись кількість зароблених грошей за рік з урахуванням того що надлишкову потужність можна продавати по «зеленому тарифу». Рентабельність будівництва ФЕС для вирівнювання графіку навантаження и зменшення пікового часу.

4.2 Розрахунок капітальних витрат

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

$$K_{пр} = K_{об}(\sum_{i=1}^k C_i) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр} \quad (4.1)$$

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 технічного рішення;

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

Зтс – транспортно-заготівельні і складські витрати;

Зм – витрати на монтажні роботи;

Зн - витрати на налагоджувальні роботи;

Зпр – інші одноразові вкладення коштів.

Для розрахунку капітальних витрат потрібно знати вартість всього електрообладнання. Дані занесено до таблиці 4.2.1

Таблиця 4.2.1 - Зведення капітальних витрат у проектному варіанті

№	Найменування технічних Засобів (комплектуючих виробів)	Кількість, шт.	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
1	2	3	4	5
1	Сонячна панель Suntech Power HyPro STP300S - 20/Wfw	160	3195	511 200
2	Інвертор (Frunius Symo 3.0.3 S)	10	44606	4 466 060
ТП				
3	Трансформатор ТМГ-10/10/0,4	1	26 000	26 000
PowerLine-3200 (Розподільча установка нижчої напруги (РУНН)) 0,4; 100А				
5	Вимикач ВА 88-32 СР 100А	4	1066	4 264
6	Лічильник ел.енергії ERQS 122.23.17 LL 5(10)А	1	9 995	9 995
7	Запобіжник ПТ-011-10-20-31,5 УЗ 20А (56х418) Кварц	3	147,74	433,22
8	Роз'єднувач триполюсний РПБ -1 1000А П ІЕК	1	2 189	2 189,70
Кабелі				
9	АВВГ 3х6	6 м	11	66
Всього				5 000 207,92

Таблиця 4.2.2 - Посилання на ціни

Найменування Обладнання	Постачальник
Сонячна панель Suntech Mono STP250S - 20/Wfw	Компанія Інтернет-магазин BigOrg (Одеса) , Тел. +38(089)2505662
Інвертор (Frunius Symo 3.0.3 S)	Інтернет-магазин 220 Volt м. Київ, ул. Бальзака 4 оф. 145Б Тел.: +38 (044) 344 63 92
ТП та комплектуючі	ТОВ «АЕС-08» 08400 м Переяслав- Хмельницький вул. Героїв Дніпра 71 р/р. Тел.: +38 (044) 232-68-71
Кабелі	Інтернет магазин «Мир ручного інструмента» Україна Харківська область м.Харків тел: +38 (073)2120425

Для подальшого розрахунку капіталовкладень
проектноготехнічного рішеннявключають:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- витрати, на виконання будівельно-монтажних робіт;
- витрати на монтажну-налагоджувальні роботи;
- витрати на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та інші роботи.

Витрати на монтажні та налагоджувальні роботи можна визначити на формулою:

$$Z_{M(H)} = \sum(C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr} \quad (4.2)$$

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

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

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

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

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

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

Визначаємо витрати на монтажні роботи:

- Кількість осіб 4-го розряду - 4 осіб, 5-го розряду - 2 осіб (всього 2 бригад (по 4 особи в бригаді: 3 людини 4-го розряду та 1 п'ятого в кожній бригаді);
- Годинна ставка – 65,04 грн/год
- посадовий оклад працівника 4 тарифного розряду за ЄТС складає 3391 грн з 01.01.2021 р., за даними підприємства Metinvest на 10.06.2021, тарифна ставка електромонтера складає 11 100 грн/місяць, тобто $12\ 000/184,5 = 65,04$ грн/год отже при проектуванні сонячної електростанції вважаємо її дійсною для осіб 4-го розряду);
- Електромонтажні роботи можемо зробити висновок, що на монтаж 20 столів потрібно 4 години, на монтаж 10 інверторів потрібно 10 години, кабельної лінії 112 годин;
- Коефіцієнт, що враховує розмір доплат - 1,2; (за даними підприємства, у зв'язку з шкідливими умовами праці (робота на вулиці);
- Коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок – 1,22;

Коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт – 1,2.

За формулою 4.2 розраховуємо витрати на монтажні роботи:

$$Z_m = (6 * 65,04 * 126) * 1,2 * 1,22 * 1,2 = 86\ 382,27 \text{ грн.},$$

Аналогічно робимо розрахунок для витрат на налагоджувальні роботи, кількість працівників, годинна ставка та час для виконання будуть інші.

Визначаємо витрати на налагоджувальні роботи (наладка інверторів, встановлення релейного захисту, АСКУЄ в пункті керування електростанцією):

- Кількість робітників налагоджувальників - 8 осіб.;
- Годинна ставка – 70,46 грн/год; (ставка для електромонтерів-налагоджувальників 5-го розряду, згідно заробітна плата складає 15 000 грн, отже 81,3 грн/год);
- Час для виконання монтажних робіт - 126 годин;

$$Z_n = (2 * 70.46 * 126) * 1,14 * 1,22 * 1,2 = 37\,187,9 \text{ грн}$$

Згідно транспортно-інформаційного сервісу, вартість вантажоперевезення складає 5 900 грн за 5тон

Для того, щоб дізнатися загальну сумарну вагу обладнання, яке треба доставити на дільницю, потрібно окремо дізнатися скільки важить кожна окрема група:

Вага однієї сонячної панелі дорівнює 20 кг. Загальна кількість потрібних панелей складає 160, отже вага панелей: $20 * 160 = 320$ кг

Вага одного інвертора складає 128 кг, планується встановити 10шт., отже $128 * 10 = 1\,280$ кг, або 1,28 тон.

Для того, щоб дізнатись кількість потрібних вантажоперевезень, можна $1\,4,61 \text{ тон} / 5 \text{ тон} \approx 0,92 = 1$ отже транспортно-заготівельні і складські витрати складатимуть:

$$Z_{ТЗС} = 1 * 5900 = 5900 \text{ грн.},$$

Таким чином, капітальні витрати складуть:

$$K_{пр} = 5\,000\,207,92 \text{ грн} + 86\,382,27 \text{ грн} + 37\,187,9 \text{ грн} + 5900 \text{ грн} = 5\,129\,679,2 \text{ грн}$$

4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Для розрахунку експлуатаційних витрат потрібні такі складові як:

- Са – амортизаційні відрахування;
- Сз – заробітна плата обслуговуючого персоналу;
- Сс – єдиний соціальний внесок;

- C_m – витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж;
- $C_э$ – вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії;
- $C_{пр}$ – інші експлуатаційні витрати.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складають:

$$C = C_a + C_з + C_c + C_m + C_э + C_{пр}, \text{ грн} \quad (4.3)$$

$$C = 338\,558 \text{ грн} + 1\,174\,036,64 \text{ грн} + 258\,287,18 \text{ грн} + 51\,296 \text{ грн} + 11\,070,72 \text{ грн} \\ = 1\,833\,248,54 \text{ грн.}$$

4.3.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Виходячи з того, що комплектуючі, мають різний строк експлуатації, різну ціну та входять в один об'єкт (сонячна електростанція), робота трансформаторів, інверторів на пряму залежить від генерації електроенергії – електрообладнання.

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається дипломником, не може бути менше мінімально допустимих термінів корисного використання (табл. 4.2).

Таблиця 4.2-Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів

Групи	Мінімально допустимі терміни корисного використання, років
група 3 – будівлі;	20
– споруди;	15
– передавальні пристрої	10
група 4 – машини і обладнання;	5
– електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д.	2
група 5 – транспортні засоби	5
група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4

Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_n - Л \quad (4.4)$$

де Φ_n – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

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

$$\Phi_n = 5\,000\,207,92 \text{ грн} + 86\,382,27 \text{ грн} + 37\,187,9 \text{ грн} + 5\,900 \text{ грн} = 5\,129\,679,20 \text{ грн}$$

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

$$H_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\%, \quad (4.5)$$

де T_n - термін корисного використання (амортизаційний термін);

Φ_n - первісна вартість об'єкта основних засобів.

$Л$ – ліквідаційна вартість

У зв'язку з тим, що ліквідаційну вартість « $Л$ » неможливо визначити на даний момент часу, вона прирівнюється до нуля, тобто:

У зв'язку з тим, що норма амортизації постійна, можна первісну вартість

Φ_n – первісна вартість електрообладнання (вказана з урахуванням доставки обладнання, монтажних та налагоджувальних робіт), грн

$$H_a = \frac{5\,129\,679,20}{5\,129\,679,20 \cdot 15} \cdot 100\% = 6,6\% \quad (4.5)$$

амортизаційні відрахування можна знайти як добуток первісної вартості на норму амортизації:

$$AO = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100} \quad (4.6)$$

$$AO = (5\,000\,207,92 + 86\,382,27 + 37\,187,9 + 5900) * 6,6\%/100 = 338\,558 \text{ грн}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат. Результати розрахунків заносяться в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань

№ з/п	Найменування	Капітальні інвестиції, грн.	Норма амортизації, %	Сума амортизації, грн.
1.	придбання обладнання,	5 000 207,92	6,6	333 013,84
2.	проведення монтажних-налагоджувальних робіт	86 382,27	6,6	5 753,06
3.	проведення монтажних-налагоджувальних робіт	37 187,9	6,6	2476,71
4.	Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат	5900	6,6	392,94

4.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Номинальний річний фонд робочого часу одного робітника S_z визначається відповідно до режиму його роботи.

Визначити річний фонд робочого часу сонячної електростанції F_H можна за формулою:

$$F_H = (D_k * D_{св.день}) = 365 * 12 = 4380 \text{ год}$$

Річний фонд робітника за рік визначається як:

$$F_H = (D_k - D_{св} - D_{вих}) * T_{зм} * S, \quad (4.7)$$

Де D_k , $D_{св}$, $D_{вих}$ – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{зм}$ – тривалість зміни, годин. ($T_{зм}$ для робітників складає 8 год, для охоронців – 12 год.)

S – кількість змін підприємства за добу

Час роботи електрика 4, 5 розряду на рік:

$$F_e = (365 - 11 - 104) * 8 = 2000 \text{ год,}$$

Вважаємо, що охоронець працює за умовами «день/ніч/48», згідно з онлайн графіком змін можна розрахувати час роботи охоронця на 2021 рік. Час роботи охоронця $F_{ох}$ складає 2208 родин.

Згідно статті 108 КЗпП визначено, що робота у нічний час оплачується у підвищеному розмірі, встановлюваному генеральною, галузевою (регіональною) угодами та колективним договором, але не нижче 20% тарифної ставки (окладу) за кожну годину роботи у нічний час.

Місячна заробітна плата для охоронця сонячної станції з урахуванням праці в нічний час складає 13 000грн :

Тарифна ставка охоронця за одну годину складає 60,10 грн.

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

Таблиця 4.4 - Розрахунок річного фонду основної заробітної плати обслуговуючого персоналу

№	Найменування професій робітників	Явочний штат, осіб	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи осіб	Годинна тарифна ставка, грн/год	Номінальний річний фонд робочого часу підприємства, годин	Усього основна зарплата, грн. за рік
1	Електрики 4 розряду	2	3	61,40	2000	368 400
2	Електрики 5 розряду	1	2	75,20	2000	300 800
2	Охоронець	2	3	60.10	2208	398 102,4
3	Усього	4				1 067 302,4

Визначимо коефіцієнт облікового складу як відношення фонду робочого часу сонячної електростанції до ефективного фонду робітника:

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо).

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10% від основної заробітної плати.

аким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$$C_3 = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{дод}}, \quad (4.8)$$

де $Z_{\text{осн}}$, $Z_{\text{дод}}$ – основна і додаткова заробітна плата відповідно.

$$C_3 = 1\,067\,302,4 + (1\,067\,302,4 \cdot 0,1) = 1\,174\,032,64 \text{ грн}$$

4.3.3 Єдиний соціальний внесок

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Законодавством України (на 2021 рік єдиний соціальний внесок дорівнює 22%).

$$C_c = C_3 \cdot 0,22 \quad (4.8.1)$$

$$C_c = 1\,174\,032,64 \text{ грн} \cdot 0,22 = 258\,287,180 \text{ грн.}$$

4.3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування і мереж включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтникам і визначаються за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат:

-для електроустаткування – 1%.

Визначимо витрати на обслуговування й поточний ремонт сонячної електростанції:

$$C_{np} = 1\% \cdot K_{np} = 0,01 \cdot 5\,129\,679,2 \text{ грн} = 51\,296 \text{ грн} \quad (4.9)$$

Визначимо витрати на технічне обслуговування ліній

4.3.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Об'єкт сонячної енергетики, а саме сонячна електростанція потужністю 30 кВт входить до 1 класу – отримує електричну енергію від постачальника електричної енергії в точці продажу зі ступенем напруги вище 27,5 кВ.

Визначаємо вартість витрат електроенергії об'єктом проектування протягом року за формулою:

$$C_e = W_p C_e \quad (4.10)$$

де W_p - річні витрати електроенергії, кВт·год;

C_e - тариф на електроенергію, грн./кВт годин з ПДВ. Згідно критеріїв визначення класів споживачів електричної енергії: сонячна електростанція відноситься до 1 класу – отримує електричну енергію від постачальника електричної енергії в точці продажу зі ступенем напруги вище 27,5 кВ.

Таблиця 4.3.2 – Перелік живлення споживачів СЕС

Споживачі	Потужність кВт	Час роботи год/доба	Сезонна робота день/рік	Електроенергія кВт*рік
Електро-освітлення	0,096	8	252	193,536
ТП				
Система моніторингу	0,75	24	365	2190
Шафа АСКОЕ	0,5	24	365	1460
Всього				3 843,536

$$W_p = 3\,843,536 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_e = 139044,53 \cdot 0,07962 = 11\,070,725 \text{ грн.}$$

4.3.6 Визначення інших витрат

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

$$C_{\text{пр}} = 51\,296 \cdot 0,04 = 2051,84 \text{ грн.} \quad (4.11)$$

4.4 Визначення економічних показників проекту

За допомогою таблиці 4.4 (див. пункт 2.12 ПЗ) визначаємо кількість виробленої електроенергії за рік – 20 886,2 кВт · год.

Таблиця 4.3.3 – Споживання електроенергії за рік

Місяць	Потужність, що генерується СЕС (кВт/год)	Потужність, що споживається дитсадом (кВт/год)	Споживання електроенергії з уразуванням СЕС (кВт/год)
Січень	1255,7	3000	1744,3
Лютий	1865,3	3100	1234,7
Березень	3092,5	2500	-592,5
Квітень	4067,4	1640	-2427,4
Травень	5759,6	1550	-4209,6
Червень	5593,9	1500	-4093,9
Липень	5915,3	1600	-4315,3
Серпень	5271,8	1700	-3571,8
Вересень	3675,7	2000	-1675,7
Жовтень	2355,7	2900	544,3
Листопад	1205,1	3150	1944,9
Грудень	996,3	3200	2203,7

Відємні числа – споживання продана енергія по «зеленому тарифу»

Додатні числа – електроенергія яка була куплена для споживання дитсада.

Знаходимо енергію, яка буде споживатися з мережі до встановлення СЕС:

$$W_{p1} = 3000 + 310 + 2500 + 1640 + 1550 + 1500 + 1500 + 1600 + 1700 + 2000 + 2900 + 3150 + 3200 = 27\,840 \text{ кВт/год}$$

Знаходимо енергію, яка буде споживатися з мережі після встановлення СЕС:

$$W_{p2} = 1744,3 + 1234,7 + 544,3 + 1944,9 + 2203,7 = 7\,671,9 \text{ кВт/год}$$

Знаходимо енергію, яка віддається в мережу:

$$W_{p3} = 592,5 + 2427,4 + 4209,6 + 4093,9 + 4315,3 + 3751,8 + 1675,7 = 20\,886,2 \text{ кВт/год}$$

На сьогоднішній день в Україні діє «зелений» тариф з 16.01.2021 до 31.12.2024

- 0,16 євро за кВт*год:

Отже, можемо розрахувати кількість зароблених грошей за рік:

$$C_e = 20\,886,2 * 0,16 * 32,43 = 108\,400 \text{ грн/рік} \quad (4.4.5)$$

Ціна гривнях вказана на 22.06.2021 по курсу Євро: 32.43 грн за 1 євро.

4.5 Висновки

При розрахунку економічної частини дипломного проекту, а саме сонячної електростанції було визначено загальну суму капітальних затрат, яка становить 5 129 679 грн та експлуатаційні витрати, які складають 726 027.3 грн.

В свою чергу загальна кількість зароблених грошей з продажу електроенергії складає 108 400 грн/ рік.

Загальний висновок проекту

За останні роки стрімко розвивалася сонячна енергетика, цим самим виросла тенденція на будівництво сонячних електростанцій. Це пояснюється екологічністю та швидкою окупністю. Також перевагою є довгий термін служби та мінімальне обслуговування.

Метою дипломного проекту була діагностика сільської мережі з підключеною сонячною підстанцією. У ході діагностики було виявлено що токи короткого замикання зменшились, напруга стабілізувалась, потужність мережі збільшилась завдяки додатковому джерелу що віддає енергію в мережу. В проектуванні враховувалось місце розташування, клімат, ґрунт та заплановану потужність. Опіраючись на ці показники було обрано і розраховано електрообладнання.

На промислових об'єктах власне вироблення електроенергії має низку переваг:

- істотне скорочення витрат - рахунок за електрику значно зменшується;
- повна незалежність від електромереж - якщо відбудеться збій централізованого електропостачання, автономна СЕС продовжить працювати;
- можливість продажу надлишків - не використану потужність легко збути в загальні електромережі за зеленим тарифом.

На початку дипломного проекту було вирішено спроектувати «мережеву» електростанцію з умовою, що підприємець (споживач), буде знаходитись поблизу. СЕС віддаватиме в мережу електроенергію по «зеленому тарифу», яку буде приймати споживачі а підприємець отримує екологічно чисту електроенергію, гарантовано одержуючи менше втрат електроенергії, тим самим підвищить ефективність енергосистеми в цілому, як наслідок – отримує високу якість електроенергії. Якщо резюмуючи обґрунтувати доцільність цього рішення, то можна зробити висновок, що це доцільно з боку енергосистеми та найбільш економічно вигідніше, ніж житись лише децентралізовано

Перелік посилань

1. ФЕМ Suntech Power (Електронний документ) рижим доступу
<http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-%20solar/Suntech/1659/STP250S-20-Wd/specification-data-sheet.html>
2. Інвертор типу (Frunius Symo 3.0.3 S). (Електронний документ) рижим доступу
<https://www.atmosfera.ua/ru/download/manuals/pv-systems-invertors-manuals/Symo3-20kWDatasheetUA.pdf>
3. ТП комплектація (Електронний документ) рижим доступу \cong
[Автоматический выключатель IEK ВА88-43 3P, 1600A, 50 kA с MP 211 \(SVA61-3-1600\) - Купить в Киеве по низкой цене. \(luxelectro.com.ua\)](http://www.automaticheskii-vyklyuchatel-iek-va88-43-3p-1600a-50ka-s-mp-211-sva61-3-1600-ku-pit-v-kyeve-po-nizkoy-ctene-luxelectro.com.ua)
<https://axiomplus.com.ua/izmeritelnye-transformatory/>
<https://elmisto.com.ua/p38326929-elektroschetchik-epqs-1222317.html>
<https://zp.prom.ua/Ogranichiteli-perenapryazheniya-opn-10;pc410515.html>
<https://all-pribors.ru/opisanie/49935-12-tpo-70-11-tpo-70-12-tpo-71-11-tpo-72-11-tpo-73-11-tpo-74-11-tpo-75-11-tpo-76-11-52948>
<https://s-energo.prom.ua/p27686778-izolyator-osk-35195.html>
<https://amperia.com.ua/p731585566-razedinitel-rgp-351000.html>
4. Кабелі комплектація (Електронний документ) рижим доступу
https://kvadratniyometr.com/p1059587494-kabel-avvg-3h6.html?source=merchant_center&gclid=CjwKCAjw8cCGBhB6EiwAgOReyyMrig20ZwCFiODj4I30R0U2cnunCU1JF2jqERdkEjfU16bugOqgBoC2sMQAvD_BwE
5. Тимошенко Л.В., Дементьєва Н.В., Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни “Сонячна енергетика” для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2019. – 20 с.
7. Луцеко І.М., Кошеленко Є.В., Циган П.С Методичні вказівки до самостійної

- роботи «Децентралізовані системи електропостачання»
8. Рожкова Л.Д., Козулін В.С., «Электрооборудование станций и подстанций» - 1980 р.
 9. ДБН А.3.2-2-2009 «Охорона праці і промислова безпека у будівництві».
 - 11.НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
 - 12.Неклепаев Б.Н. «Електрична частина станції і підстанції», «Вища школа», 1984.
 - 13.ДБН А.3.2-2-2009 "Система стандартів безпеки праці. Промислова безпека у будівництві".
 14. Державні стандарти України - <http://standarts.info/dsty>
 15. НАПБА 01.001-2014 "Правила пожежної безпеки в Україні".
 - 16.ГІД 34.20.178:2005 Проектування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ.
 17. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ :. Енергоіздат, 1998 - 640 с.
 18. Зімін Е.Н. «Электрообладнання промислових підприємств і установок», «Енергоіздат», 1981.

ДОДАТКИ