

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій




Управління енергетичними та економічними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями К-Л 110 кВ. Сонячна електроенергетика України.
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи: ЕС22120

	 (підпис студента)	/ Олександр ЖУРАВСЬКИЙ / (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)
Керівник:	 (підпис)	/ Андрій АНТОНОВ / (посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)
Нормоконтролер:	 (підпис)	/доцент Ірина ПОТАПЧУК / (посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Засвідчую, що у цій роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент


(підпис)

Дніпро – 2025 рік

Дніпро – 2025 рік

Ministry of Education and Science of Ukraine
Ukrainian State University of Science and Technologies

Energy and economic processes management

(faculty)

Intellectual power supply systems

(department)

Explanatory Note
to Master's Thesis
of Bachelor

(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for the part of the power system between the 110 kV K-L substations. Solar power industry of Ukraine.
according to educational curriculum Electrotechnical systems of electricity consumption.

in the Speciality: 141 Electrotechnical systems of electricity consumption
electromechanics

(speciality and its code)

of the group:
Done by the student EC22120

/ Oleksandr Zhuravsky/

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Andriy ANTONOV /

(position, name, surname)

Normative controller:

/ Ass. Prof. Iryna Potapchuk /

(position, name, surname)

Dnipro – 2025

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами
Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання
Рівень вищої освіти: Перший (бакалаврський)
Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата _____

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу _____ бакалавра
(ступінь вищої освіти)

студенту Журавському Олександрю Сергійовичу
(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями К-Л 110 кВ. Сонячна електроенергетика України.

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, к.т.н., доцент
(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від _____ 03.03.2025 р. № 328ст

2. Строк подання студентом роботи: 12.06.2025

3. Вихідні дані до роботи:
вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):
Тягове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної підвіски.

Електричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової підстанції, розрахунки струмів короткого замикання, проектування сонячної електростанції.

Електромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії електропересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Індивідуальне завдання: побутові накопичувачі електричної енергії.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): струми поїздів на ділянці, графіки руху поїздів, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення розрахунку струмів к.з., звіт проєкту сонячної електростанції з програми PVsyst.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	11.03.2025	
2	Електричні станції та підстанції	18.04.2025	
3	Електромережі та релейний захист	18.05.2025	
4	Індивідуальне завдання	29.05.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	24.06.2025	

Студент

(підпис)

Олександр ЖУРАВСЬКИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

(підпис)

Андрій АНТОНОВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Журавського О. С. на тему:
«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між
підстанціями К-Л 110 кВ. Сонячна електроенергетика України»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	82 стор.
Графічна частина (за наявності)	-	-
Демонстраційний матеріал	1	15 слайдів
Електронна частина (за наявності): назва файлу з розширенням	-	-

Керівник: _____ / Андрій АНТОНОВ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота: 82 сторінки, 4 частини, 33 рисунків, 26 таблиць, 8 використаних джерел.

Об'єкт дослідження – система електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями К-Л 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями К-Л 110 кВ.

Методи дослідження. Вирішення поставлених завдань здійснювалося з використанням теоретичних матеріалів у даній галузі, методів математичного програмування та програмного комплексу PVsyst.

Одержані результати. Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір трансформаторів, вимикачів та роз'єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями 110 кВ.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	10
1.1. Струмозподіл у тяговій мережі.....	10
1.1.1. Навантаження тягових підстанцій.....	11
1.1.2. Струми фаз трансформатора підстанції змінного струму.....	17
1.1.3. Переріз контактної мережі.....	21
1.1.4. Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	20
1.1.5. Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	24
1.2. Механічний розрахунок анкерної ділянки.....	26
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ.....	33
2.1. Розрахунок потужності трансформаторів.....	33
2.2. Розрахунок струмів к.з.	36
2.3. Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	47
2.4. Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	48
2.5. Проектування сонячної електростанції.....	50
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.....	55
3.1. Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	55
3.2. Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	63
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	71
4.1. Поточний стан.....	71
4.2. Принцип роботи.....	75
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	82
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	83

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ			
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Журавський			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями К-Лі 110 кВ. Сонячна електроенергетика України	Літера	Аркуш	Аркушів
Консульт.							7	82
Керівник		Антонов				МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120		
Н. контр.		Потанчук						
Зав.каф.		Босий						

ВСТУП

Сукупність електротехнічних пристроїв від генераторів електростанцій до тягової мережі складає систему електропостачання електрифікованих залізниць. Системи тягового електропостачання корінним чином відрізняються від систем електропостачання промислових підприємств, що зумовлено навантаженнями, які змінюються в координатах часу та простору.

Основне призначення системи тягового електропостачання полягає в забезпеченні експлуатаційної роботи електрифікованих залізниць. Для цього необхідно, щоб загальна потужність всіх елементів системи була достатньою для забезпечення кожному електровозу необхідної потужності в різноманітних умовах роботи залізничного транспорту. Розв'язання поставленої задачі можливе лише за умови правильного вибору параметрів системи електропостачання, тобто забезпечення роботи обладнання в допустимих для нього межах по навантаженню та дотримання необхідної якості електроенергії.

Метою даної роботи є придбання та закріплення навичок вибору параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання, виконання проектних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						8
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

Для знаходження струмів фідерів використовується шаблон в електронних таблицях Excel, що реалізує наведений нижче графоаналітичний метод.

Графоаналітичний метод полягає в тому, що кожна точка перегину заданої кривої струму проектується на вісь розрахункової підстанції. Отримана проекція точки з'єднується лінією з нульовою точкою суміжної підстанції. Із вихідної точки опускається перпендикуляр відносно осі абсцис до перетину з проведеною лінією. Для двосторонньої роздільної схеми живлення ордината отриманої точки відповідає струму фідера розрахункової підстанції, коли в абсцисі цієї точки знаходиться поїзд.

Струмові навантаження поїздів та графік руху представлені відповідно на рис.1.1 та рис. 1.2.

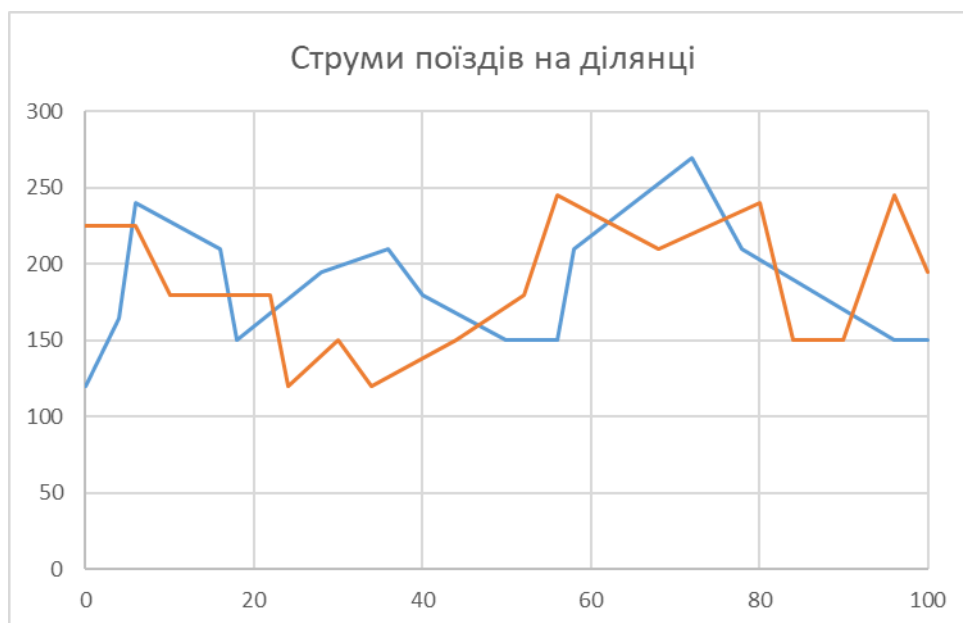


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів

Числові характеристики отриманих кривих струмів фідерів розраховуються з урахуванням відрізка часу між двома послідовними точками, який визначається за графіком руху поїзда (рис.1.2)

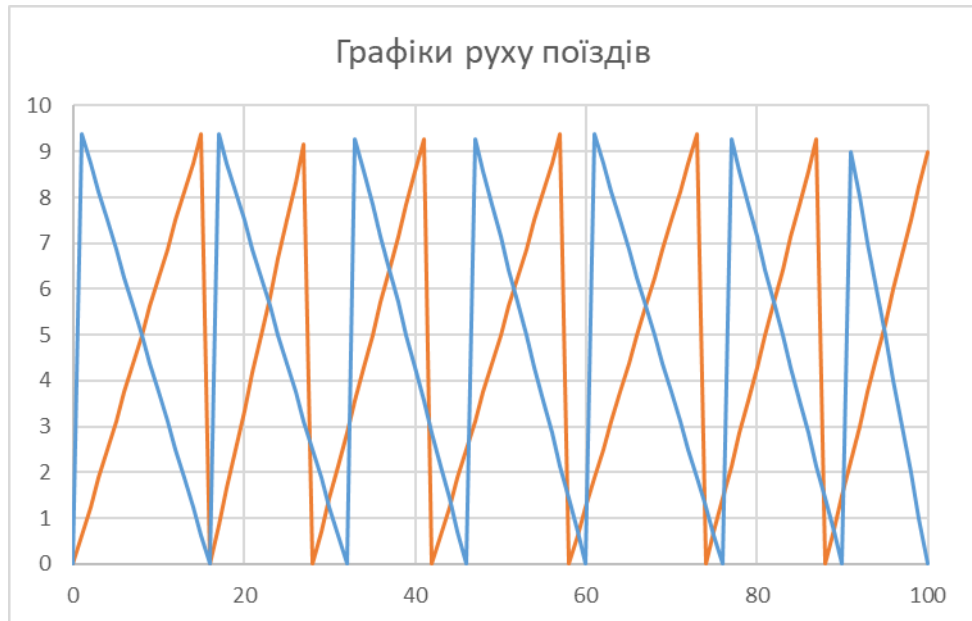


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Відповідно до струмових навантажень поїздів та графіку руху визначаємо середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою міжпідстанційною зоною (МПЗ):

$$I_1 = 170\text{А}; I_2 = 406,1\text{А}; I_3 = 91,4\text{ А}; I_4 = 213,7\text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 215,6\text{А}; I_{e2} = 408,7\text{А}; I_{e3} = 117,2\text{ А}; I_{e4} = 197,6\text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

- 1) режиму середніх розмірів руху поїздів ($N = N_{сер}$);
- 2) режиму згущення поїздів ($N = N_{зг} = 0,9N_0$);
- 3) режиму максимальних розмірів руху ($N = N_0$).

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						10
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (1.1)$$

де n_0 – максимальна кількість поїздів, які одночасно знаходяться на даній МПЗ.

У свою чергу,

$$n_0 = \frac{t}{J}, \quad (1.2)$$

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J}, \quad (1.3)$$

де T – розрахунковий період, що дорівнює кількості хвилин у добі, хв.

Підставляючи значення у формули (1.2) та (1.3) отримаємо:

$$N_0 = \frac{24 \cdot 60}{10} = 144 \text{ пар};$$

$$n_{01} = \frac{34,4}{10} = 3,44 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{22,1}{10} = 2,21 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{33,8}{10} = 3,38 \text{ пар};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						11
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$n_{04} = \frac{24,4}{10} = 2.44 \text{ пари.}$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

$$I_{\phi e}^2 = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2; \quad (1.4)$$

2) для двостороннього живлення:

$$I_{\phi e}^2 = \frac{4 \cdot n_0 \cdot N}{3N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0 \left(n_0 - \frac{4}{3} \right) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2. \quad (1.5)$$

Підставляючи значення у формули (1.1), (1.4) та (1.5) отримаємо струми для заданих режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,44 \cdot 70 \cdot 170}{144} = 284,3 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 55 \cdot 406,1}{144} = 463,3 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 70 \cdot 91,4}{144} = 150,2 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,44 \cdot 70 \cdot 213,7}{144} = 253,5 \text{ А;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						12
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3,44 \cdot 70}{144} \cdot 215,6^2 + \frac{3,44 \cdot (3,44 - 1) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 170^2} = 367,5 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2,21 \cdot 70}{144} \cdot 408,7^2 + \frac{2,21 \cdot (2,21 - 1) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 406,1^2} = 532,6 \text{ A};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 117,2^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 209,2 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,44 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 197,6^2 + \frac{2,44 \cdot \left(2,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 213,7^2} = 301,5 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,44 \cdot 130 \cdot 170}{144} = 527,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 130 \cdot 406,1}{144} = 810,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 130 \cdot 91,4}{144} = 278,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,44 \cdot 130 \cdot 213,7}{144} = 470,7 \text{ A};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3,44 \cdot 130}{144} \cdot 215,6^2 + \frac{3,44 \cdot (3,44 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 170^2} = 584,9 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2,21 \cdot 130}{144} \cdot 408,7^2 + \frac{2,21 \cdot (2,21 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 406,1^2} = 832,3 \text{ A};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 117,2^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 320,9 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,44 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 197,6^2 + \frac{2,44 \cdot \left(2,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 213,7^2} = 463,9 \text{ A};$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,44 \cdot 144 \cdot 170}{144} = 584,8 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 144 \cdot 406,1}{144} = 897,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 144 \cdot 91,4}{144} = 308,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,44 \cdot 144 \cdot 213,7}{144} = 521,4 \text{ A};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3,44 \cdot 144}{144} \cdot 215,6^2 + \frac{3,44 \cdot (3,44 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 170^2} = 634,4 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2,21 \cdot 144}{144} \cdot 408,7^2 + \frac{2,21 \cdot (2,21 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 406,1^2} = 900,1 \text{ A};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 117,2^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 346 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,44 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 197,6^2 + \frac{2,44 \cdot \left(2,44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 213,7^2} = 500,3 \text{ A}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

Середній струм кожного плеча живлення визначається як сума струмів відповідних фідерів підстанції, тобто:

$$I_{нл} = \sum_i^v I_{\phi i}, \quad (1.6)$$

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{нлe}^2 = \left(\sum_1^v I_{\phi i} \right)^2 + \sum_1^v I_{\phi e i}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2. \quad (1.7)$$

Підставляючи значення у формули (1.6) та (1.7) отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лів} = 284,3 + 463,6 = 720,6 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 150,2 + 253,4 = 403,6 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{720,6^2 + (367,5^2 + 532,6^2) - (284,3^2 + 436,3^2)} = 816,6 \text{ А};$$

$$I_{епр} = \sqrt{403,6^2 + (209,2^2 + 301,5^2) - (150,2^2 + 253,5^2)} = 459,1 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лів} = 527,9 + 810,25 = 1338,2 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 278,9 + 470,7 = 749,6 \text{ А};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						15
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{елів} = \sqrt{1338,2^2 + (584,9^2 + 832,3^2) - (527,9^2 + 810,2^2)} = 1374,9 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{749,6^2 + (320,9^2 + 463,9^2) - (278,9^2 + 470,7^2)} = 762,1 \text{ А}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 548,8 + 897,5 = 1482,3 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 309 + 521,4 = 830,4 \text{ А};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1482,3^2 + (634,4^2 + 900,1^2) - (584,8^2 + 897,5^2)} = 1504,1 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{830,3^2 + (346^2 + 500,3^2) - (3097^2 + 521,4^2)} = 832 \text{ А}.$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*:

$$I_{a(c)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2}; \quad (1.8)$$

– для фази *b*:

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2}. \quad (1.9)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						16
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз a і c :

$$I_{a(c)e}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{e1}^2 + I_{e2}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (1.10)$$

– для фази b :

$$I_{be}^2 = \frac{1}{9} \cdot (I_{e1}^2 + I_{e2}^2 - 2 \cdot I_1 \cdot I_2), \quad (1.11)$$

де I_1 , I_{e1} – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від розрахункової фази, А;

I_2 , I_{e2} – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від суміжного плеча живлення, А.

Підставляючи значення у формули (1.8) - (1.11) отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 720,6^2 + 403,6^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,6} = 559,9 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{720,6^2 + 403,6^2 - 2 \cdot 720,6 \cdot 403,6} = 208,5 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 403,6^2 + 720,6^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,6} = 441,3 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 816,6^2 + 459,1^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,6} = 620 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{816,6^2 + 459,1^2 - 2 \cdot 720,6 \cdot 403,6} = 255,3 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 459,1^2 + 816,6^2 + 2 \cdot 720,6 \cdot 403,6} = 482,1 \text{ А}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						17
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1338,2^2 + 749,6^2 + 2 \cdot 1338,2 \cdot 749,6} = 1039,8 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1338,2^2 + 749,6^2 - 1338,2 \cdot 749,6} = 387,2 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 749,6^2 + 1338,2^2 + 2 \cdot 1338,2 \cdot 749,6} = 819,5 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1374,9^2 + 762,1^2 + 2 \cdot 1338,2 \cdot 749,6} = 1061,9 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1374,9^2 + 762,1^2 - 1338,2 \cdot 749,6} = 403,87 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 762,1^2 + 1374,9^2 + 2 \cdot 1338,2 \cdot 749,6} = 831,3 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1482,3^2 + 830,4^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,4} = 1151,8 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1079,2^2 + 830,4^2 - 1482,3 \cdot 830,4} = 428,9 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 830,4^2 + 1482,3^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,4} = 907,8 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1504,1^2 + 832^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,4} = 1164,4 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1504,1^2 + 832^2 - 1482,3 \cdot 830,4} = 437,6 \text{ A};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 832^2 + 1504,1^2 + 2 \cdot 1482,3 \cdot 830,4} = 912,4 \text{ А.}$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струморозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
1	2	3	4	5	6	7
Фідер 1	284,3	367,5	527,9	584,9	584,8	634,4
Фідер 2	436,3	532,6	810,2	832,3	897,5	900,1
Фідер 3	150,2	209,2	278,9	320,9	308,9	346
Фідер 4	253,5	301,5	470,7	463,9	521,4	500,3
Ліве плече	720,6	816,6	1338,2	1374,9	1482,3	1504,1
Праве плече	403,6	459,1	749,6	762,1	830,4	832
Фаза «а»	559,9	620	1039,8	1061,9	1151,8	1164,4
Фаза «б»	208,5	255,3	387,2	403,8	428,9	437,6
Фаза «с»	441,3	482,1	819,5	831,3	907,8	912,4

1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом:

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{B_0}, \quad (1.12)$$

де $F_{\text{ме}}$ – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм²;

B_0 – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, кВт·год/Ом·рік:

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r\ell}, \quad (1.13)$$

де ΔW_p – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км;

r – питомий опір проводів контактної мережі на міжпідстанційній зоні, Ом/км.

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколієних та багатокілієних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left[\begin{array}{l} 2,95 \left[\frac{T}{N_{\text{нар}}t_{\text{снар}} + N_{\text{нен}}t_{\text{снаен}}} + 0,46 \left(0,25 - \frac{\theta}{t_{\text{нар}} + t_{\text{нен}}} \right) \right] \\ \frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{\text{нар}} + t_{\text{нен}}} \left(1,1 \frac{N_{0\text{нар}}t_{\text{нар}} + N_{0\text{нен}}t_{\text{нен}}}{N_{\text{нар}}t_{\text{снар}} + N_{\text{нен}}t_{\text{снаен}}} - 1 \right) + 1 \end{array} \right]. \quad (1.14)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

Для трьохвузлової схеми живлення значення B_0 можна визначити як для схеми паралельного з'єднання підвісок, тобто:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot W_T^2}{TU_{ном}^2} \left[\frac{T}{N_{пар}t_{снар} + N_{неп}t_{снеп}} + 0,46 \left(1 - \frac{\theta}{t_{пар} + t_{неп}} \right) \right]. \quad (1.15)$$

У формулах (1.14), (1.15) застосовані такі позначення:

T – розрахунковий період, год;

$U_{ном}$ – номінальна напруга на струмоприймачеві електровоза, кВ;

$t_{пар}$, $t_{неп}$ – час руху поїзда міжпідстанційною зоною в парному, непарному напрямку, год;

$t_{снар}$, $t_{снеп}$ – час споживання електроенергії поїздом у парному, непарному напрямку, год;

$N_{пар}$, $N_{неп}$ – середньодобова кількість поїздів у парному, непарному напрямку;

$N_{0пар}$, $N_{0неп}$ – максимальна пропускна спроможність ділянки в парному, непарному напрямку;

W_T – витрати електроенергії на тягу поїздів за період T , кВт·год, з урахуванням припущення про однотипність поїздів:

$$W_T = W_{пар}N_{пар} + W_{неп}N_{неп}, \quad (1.16)$$

де $W_{пар}$, $W_{неп}$ – витрати електроенергії на рух поїзда в парному, непарному напрямку, кВт·год,

$$W_{пар(неп)} = I_{пар(неп)} \cdot U_{ном} \cdot t_{пар(неп)}, \quad (1.17)$$

де $I_{нар}$, $I_{неп}$ – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А.

Підставляючи значення у формули (1.12) - (1.17) отримаємо результати для заданих схем живлення:

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 34,4} \left[\begin{array}{l} (180 + 180)1,7 + (180 + 120)1,74 + (120 + 150)4,8 + \\ (150 + 120)2,9 + (120 + 150)7 + (150 + 180)5 + \\ (180 + 245)2,5 + (245 + 210)7,5 + (210 + 240)1,3 \end{array} \right]$$

$$I_{неп} = 171,5 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 33,8} \left[\begin{array}{l} (150 + 195)5 + (195 + 210)5,4 + (210 + 180)2,9 + \\ (180 + 150)7,1 + (150 + 150)4,3 + (150 + 210)1,4 + \\ (210 + 270)7,7 \end{array} \right]$$

$$I_{нар} = 190,5 \text{ А}.$$

Витрати електроенергії на рух поїзда у парному і непарному напрямках становитимуть:

$$W_{неп} = 171,5 \cdot 25 \cdot 0,573 = 2456,7 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{нар} = 190,5 \cdot 25 \cdot 0,563 = 2681,3 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2456,7 \cdot 70 + 2681,3 \cdot 70 = 359660 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Тоді для вузлової схеми:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 359660^2}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\frac{24}{70 \cdot 0,573 + 70 \cdot 0,563} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \right) \right] \right. \\ \left. \frac{4}{3} \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,573 + 144 \cdot 0,563}{70 \cdot 0,573 + 70 \cdot 0,563} - 1 \right) + 1 \right]$$

$$B_0 = 447828,8 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}$$

Таким чином, визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{447828,8} = 307,8 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{307,8}{2} = 153,9 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 359660^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{70 \cdot 0,573 + 70 \cdot 0,563} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \right) \right]$$

$$B_0 = 401092 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{401092} = 291,3 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{291,3}{2} = 145,7 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100. Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм ²	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
М-95 + МФ-100	195	1060

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

Прийнятий у проєкті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

на термічну стійкість. Для цього необхідно вибрати найбільш завантажену міжпідстанційну зону.

В умовах проекту використовується спосіб перевірки контактної підвіски за розрахунковим струмом, який треба порівняти з допустимим для обраної підвіски. Контактна підвіска перевіряється в місці підключення споживаючого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

Розрахунковий струм фідера:

$$I_{роз} = I_{фід} k'_{i20} k_{\phi}, \quad (1.18)$$

де k_{ϕ} – коефіцієнт, що враховує вплив зміни навантаження під час 20-хвилинного періоду найбільшого струмоспоживання на нагрів проводів контактної підвіски:

$$k_{\phi} = \frac{0,36\alpha^2}{n_0} + 1, \quad (1.19)$$

де α – відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання,

$$\alpha = \frac{t}{t_c}, \quad (1.20)$$

k'_{i20} – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання.

Підставляючи значення у формули (1.18) - (1.20) отримаємо результати розрахунків:

$$\alpha = \frac{0,563}{0,563} = 1;$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						24
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1^2}{2,44} + 1 = 1,148;$$

$$I_{роз} = 470,7 \cdot 2,1 \cdot 1,148 = 1134,8 \text{ А} > 1060 \text{ А};$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1270 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Після електротехнічних розрахунків системи тягового електропостачання виконуємо механічний розрахунок однієї анкерної ділянки.

Довжина еквівалентного прогону:

$$l_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{l_a}}, \quad (1.21)$$

де l_i – довжина i -го прогону, м;

l_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{5 \cdot 45^3 + 8 \cdot 70^3 + 11 \cdot 55^3 + 2 \cdot 50^3}{5 \cdot 45 + 8 \cdot 70 + 11 \cdot 55 + 2 \cdot 50}} = 59,5 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$l_{кр} = T_{\max} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha (t_{\Gamma} - t_{\min})}{q_{\text{нр}}^2 - g_0^2}}, \quad (1.22)$$

де α – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу, $1/^\circ\text{C}$.

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{2,855^2 - 1,807^2}} = 80,1 \text{ м.}$$

Так як $l_{кр} > l_e$ отже розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

$$t_x = A + \frac{B}{T_x^2} - \frac{T_x}{\alpha ES}; \quad (1.23)$$

$$A = t_{\text{реж}} - \frac{q_{\text{реж}}^2 l_e^2}{24 \alpha T_{\max}^2} + \frac{T_{\max}}{\alpha ES}; \quad (1.24)$$

$$B = \frac{g_0^2 l_e^2}{24 \alpha}, \quad (1.25)$$

де αES – добуток коефіцієнта температурного лінійного розширення матеріалу тросу, модуля пружності Юнга та площі поперечного перерізу, $\text{даН}/^\circ\text{C}$.

Підставляючи значення у формули (1.23)-(1.25) отримаємо:

$$A = -35 - \frac{1,807^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 32,48^\circ\text{C};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						26
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,8333 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}.$$

Змінюючи натяг несучого тросу від максимального до 200 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400	200
t_x , °С	-35	-19,2	-1,3	20,3	49,9	99,7	219,5	813,2

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

$$t_0 = t_{сер} - \Delta t; \quad (1.26)$$

$$t_{сер} = \frac{t_{max} + t_{min}}{2}, \quad (1.27)$$

де $\Delta t = 10 \dots 15 \text{°С}$ (для одного контактного проводу);

Підставляючи значення у формули (1.26)-(1.27) отримаємо:

$$t_{сер} = \frac{30 + (-35)}{2} = -2,5 \text{ °С};$$

$$t_0 = -2,5 - 10 = -12,5 \text{ °С}.$$

Натяг несучого тросу, при якому відсутній прогин контактного проводу:

$$t_0 = A + \frac{B}{T_0^2} - \frac{T_0}{\alpha ES}. \quad (1.28)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						27
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1263$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_2 = A + \frac{B_2}{T_2^2} - \frac{T_2}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

$$B_2 = \frac{q_{нз}^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.30)$$

Підставляючи значення у формули (1.29)-(1.30) отримаємо:

$$B_2 = \frac{2,855^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 7,073 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_2 = 1450 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

$$t_v = A + \frac{B_v}{T_v^2} - \frac{T_v}{\alpha ES}; \quad (1.31)$$

$$B_v = \frac{q_{нв}^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.32)$$

Підставляючи значення у формули (1.31)-(1.32) отримаємо:

$$B_v = \frac{2,162^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 4,056 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						28
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$T_v = 1167 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

$$f_{xi} = \frac{g_0(\ell_n - 2e_n)^2}{8(T_x + nK)} \left(1 - \frac{T_x}{T_0}\right), \quad (1.33)$$

де e_n – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні ℓ_n , м;

ℓ_n – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,807(70-2 \cdot 10)^2}{8(1600+1000)} \left(1 - \frac{1600}{1273}\right) = -0,056 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

$$F_{xn} = \frac{1}{T_x} \left(\frac{g_0 \ell_n^2}{8} + b_n H - f_{xn} K n \right), \quad (1.34)$$

де b_n – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні ℓ_n , м;

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left(\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,056) 1000 \right) = 0,792 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

$$t_x = A + \frac{B_p}{T_{px}^2} - \frac{T_{px}}{\alpha ES}; \quad (1.35)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						29
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$B_p = \frac{g_n^2 \rho_e^2}{24\alpha}. \quad (1.36)$$

Підставляючи значення у формули (1.35)-(1.36) отримаємо:

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 59,5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 6,035 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 1435 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

$$F_{pxn} = \frac{g_n \ell_n^2}{8T_{px}}. \quad (1.37)$$

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{pxn} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1435} = 0,356 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

По результатам таблиці 1.4 будуюмо монтажні криві на рис.1.3.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, \text{°С}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1600	1520	1382	1248	1125	1017	925	850
$f_x, \text{м}$	-0,056	-0,043	-0,02	0,005	0,031	0,056	0,08	0,101
$F_{xn}, \text{м}$	0,792	0,826	0,892	0,967	1,05	1,136	1,223	1,306
$T_{px}, \text{даН}$	1435	1342	1164	992	840	705	598	515
$F_{px}, \text{м}$	0,356	0,381	0,439	0,515	0,608	0,725	0,854	0,992

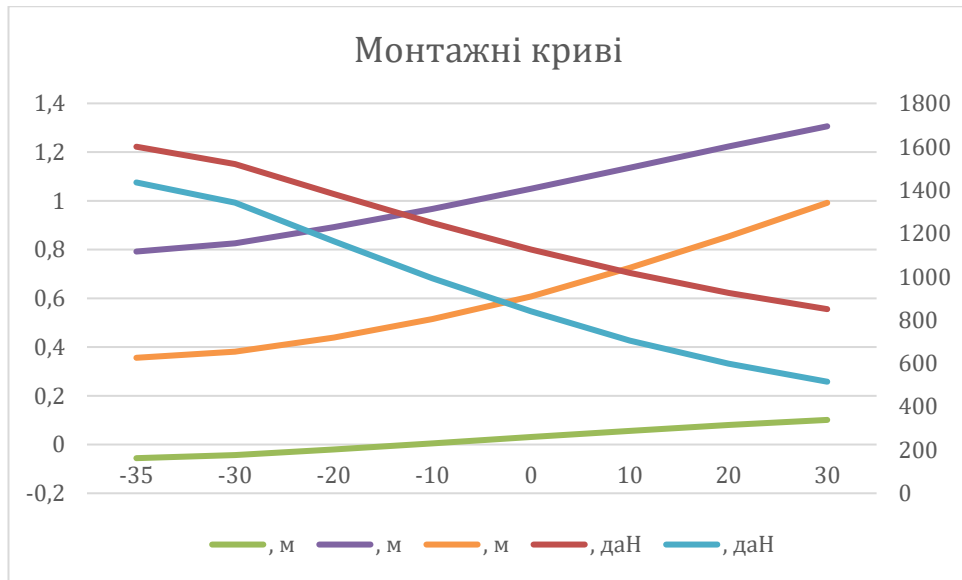


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

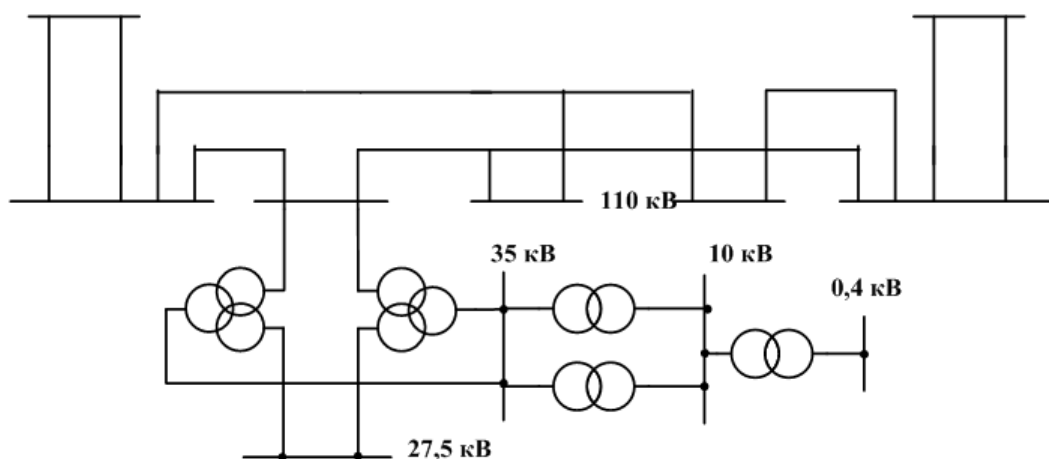


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

$$S_{\max 27,5} = S_T + S_{\text{дпр}}, \quad (2.1)$$

де S_T - потужність тягового навантаження на шинах 27,5 кВ (кВА);

$S_{\text{дпр}}$ - потужність не тягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ (кВА);

Потужність тягового навантаження:

$$S_T = U_{\text{ш}} \left(2I'_d + 0,65I''_d \right) k_{\text{нр}} k_{\text{ку}}, \quad (2.2)$$

де $U_{\text{ш}}$ - напруга на шинах РП 27,5 кВ;

I'_d - ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

$I_{д}''$ - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

k_{np} - коефіцієнт різночасності навантаження фаз трансформатора, приймається 0,9;

$k_{кy}$ - коефіцієнт компенсованого пристрою, який враховує зниження потрібної на тягу потужності при роботі компенсованого пристрою, (приймається 0,93).

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

$$S_T = (2S' + 0,65S'')k_{np}k_{кy};$$

$$S_T = (2 \cdot 8,5 + 0,65 \cdot 7,9)0,9 \cdot 0,93 = 18,53 \text{ МВА} = 18530 \text{ кВА}.$$

Потужність фідера ДПР знаходиться по заданій потужності в кВА на 1 км:

$$S_{дпp} = S_{дпp1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}.$$

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{\max 27,5} = 18530 + 250 = 18780 \text{ кВА}.$$

Потужність на шинах 35 кВ. Згідно вихідних даних потужність нетягового навантаження на шинах 35 кВ складає 20 % від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10 %.

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot 18780 = 3756 \text{ кВА}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						33
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Потужність на шинах 10 кВ. Маємо транзитну підстанцію, отже потужність ТВП приймаємо 400 кВА.

$$S_{ш. max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

$$S_{ш. max10} = 1878 + 400 = 2278 \text{ кВА.}$$

У відповідності до потужності на шинах 10 кВ приймаємо районний трансформатор типу ТМ-2500/35 У1.

Тоді отримаємо:

$$S_{ш. max 35} = (S_{PT} + S_{max35})k_p;$$

$$S_{ш. max 35} = (2500 + 3756) \cdot 0,95 = 5943,2 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{розрах. max} = (S_{ш. max 27,5} + S_{ш. max 35})k_p;$$

$$S_{розрах. max} = (19180 + 5943,2) \cdot 0,95 = 23867 \text{ кВА.}$$

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№ п/п	Тип трансформатора	Кіль- кість	U ₁ , кВ	U ₂ , кВ	U ₃ , кВ	U _к , %			Схема з'єднання
						В-С	В-Н	С-Н	
1	ТДТНЖ - 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	Y ₀ /Y _H /Δ ₀ -11
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		Y/Δ-11
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		Y/Y ₀ -0

Потужність підстанції:

$$S_{\text{ПН}} = 4 \cdot 25000 = 100000 \text{ кВА.}$$

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

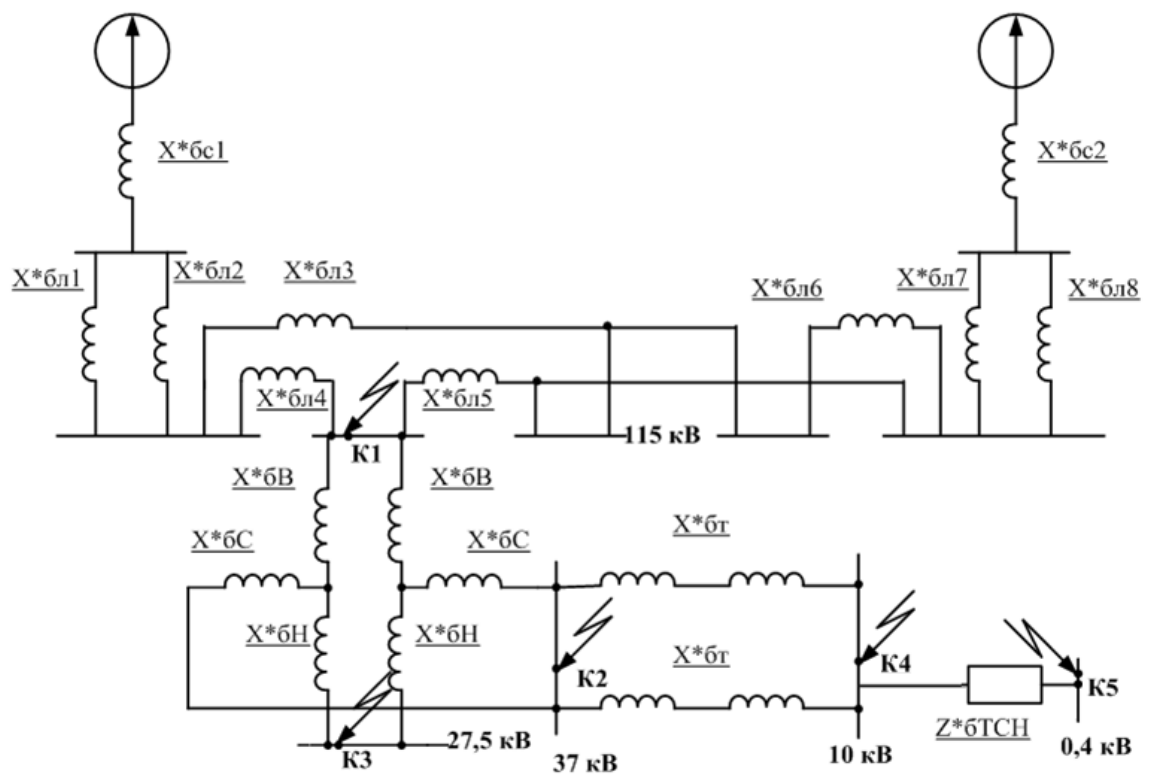


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА.}$

Як базисну напругу приймаємо середню лінійну напругу тієї ступені, де проводиться розрахунок струму к.з.

$$U_{\text{ср.л.110}} = 115 \text{ кВ, } U_{\text{ср.л.35}} = 37 \text{ кВ, } U_{\text{ср.л.25}} = 26,2 \text{ кВ, } U_{\text{ср.л.0,4}} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\text{б}}}{x_{*б}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{к}}} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

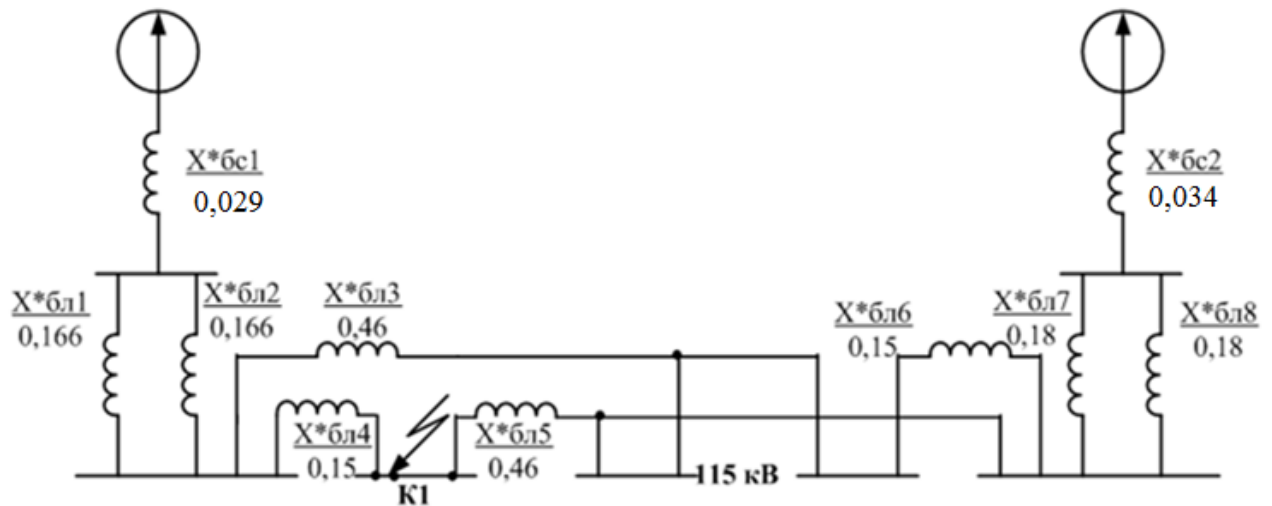


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*бсист1} = \frac{100}{3400} = 0,029 \text{ .}$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*бисст2} = \frac{100}{2900} = 0,034 .$$

Базисний струм:

$$I_{б1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*бл1} = X_{*бл2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166 ;$$

$$X_{*бл3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*бл4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*бл5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*бл6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*бл7} = X_{*бл8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 .$$

Будемо поступово згортати схему до точки к1 (рис.2.4):

$$X_{*бл9} = 0,5X_{*бл1} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083 ;$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						37
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

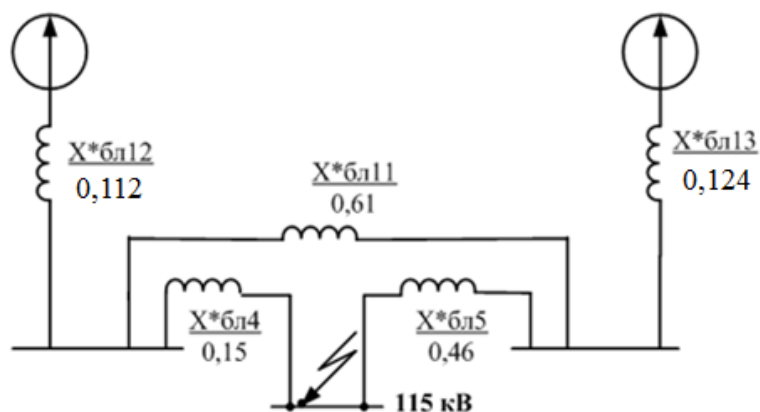


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X_{*бл10} = 0,5X_{*бл7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09 ;$$

$$X_{*бл11} = X_{*бл3} + X_{*бл6} = 0,46 + 0,15 = 0,61 ;$$

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,029 + 0,083 = 0,112 ;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,034 + 0,09 = 0,124 .$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

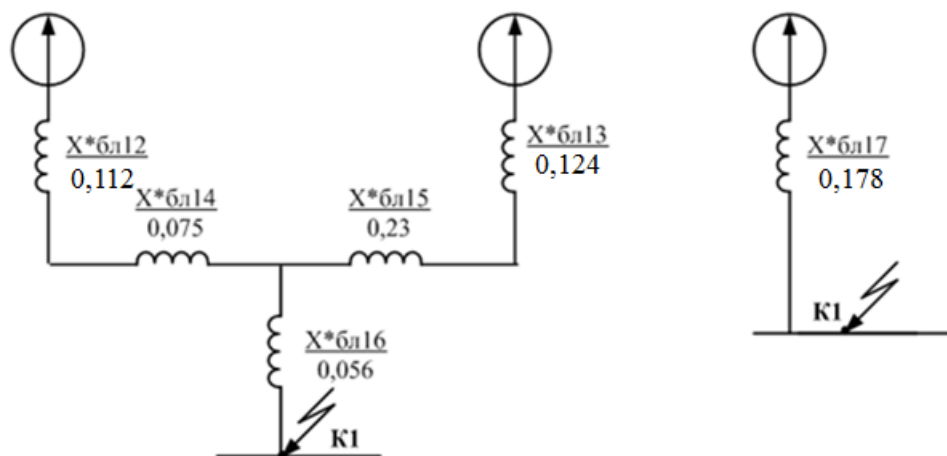


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{*_{\delta_{л4}}}^{*_{\delta_{л14}}} = \frac{X_{*_{\delta_{л4}}}^{*_{\delta_{л4}}} \cdot X_{*_{\delta_{л11}}}^{*_{\delta_{л11}}}}{X_{*_{\delta_{л4}}}^{*_{\delta_{л4}}} + X_{*_{\delta_{л5}}}^{*_{\delta_{л5}}} + X_{*_{\delta_{л11}}}^{*_{\delta_{л11}}}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075 ;$$

$$X_{*_{\delta_{л15}}}^{*_{\delta_{л15}}} = \frac{X_{*_{\delta_{л5}}}^{*_{\delta_{л5}}} \cdot X_{*_{\delta_{л11}}}^{*_{\delta_{л11}}}}{X_{*_{\delta_{л4}}}^{*_{\delta_{л4}}} + X_{*_{\delta_{л5}}}^{*_{\delta_{л5}}} + X_{*_{\delta_{л11}}}^{*_{\delta_{л11}}}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23 ;$$

$$X_{*_{\delta_{л16}}}^{*_{\delta_{л16}}} = \frac{X_{*_{\delta_{л4}}}^{*_{\delta_{л4}}} \cdot X_{*_{\delta_{л5}}}^{*_{\delta_{л5}}}}{X_{*_{\delta_{л4}}}^{*_{\delta_{л4}}} + X_{*_{\delta_{л5}}}^{*_{\delta_{л5}}} + X_{*_{\delta_{л11}}}^{*_{\delta_{л11}}}} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056 ;$$

$$\begin{aligned} X_{*_{\delta_{л17}}}^{*_{\delta_{л17}}} &= X_{*_{\delta_{л16}}}^{*_{\delta_{л16}}} + \frac{(X_{*_{\delta_{л12}}}^{*_{\delta_{л12}}} + X_{*_{\delta_{л14}}}^{*_{\delta_{л14}}}) \cdot (X_{*_{\delta_{л13}}}^{*_{\delta_{л13}}} + X_{*_{\delta_{л15}}}^{*_{\delta_{л15}}})}{X_{*_{\delta_{л12}}}^{*_{\delta_{л12}}} + X_{*_{\delta_{л14}}}^{*_{\delta_{л14}}} + X_{*_{\delta_{л13}}}^{*_{\delta_{л13}}} + X_{*_{\delta_{л15}}}^{*_{\delta_{л15}}}} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,112 + 0,075) \cdot (0,124 + 0,23)}{0,112 + 0,075 + 0,124 + 0,23} = 0,178. \end{aligned}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1 відповідно до (2.4):

$$I_{к1} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{*_{\delta_{К1}}}^{*_{\delta_{К1}}}} = \frac{0,502}{0,178} = 2,82 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{к1} = 2,55 \cdot 2,82 = 7,19 \text{ кА;}$$

$$I_{Кус1} = 1,52 \cdot I_{к1} = 1,52 \cdot 2,82 = 4,29 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К2, на шинах 35 кВ.

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						39
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кчн}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75;$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кчн} - u_{квс}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75;$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{кчн} - u_{квн}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*бВ} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43;$$

$$X_{*бН} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27;$$

$$X_{*бС} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01.$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

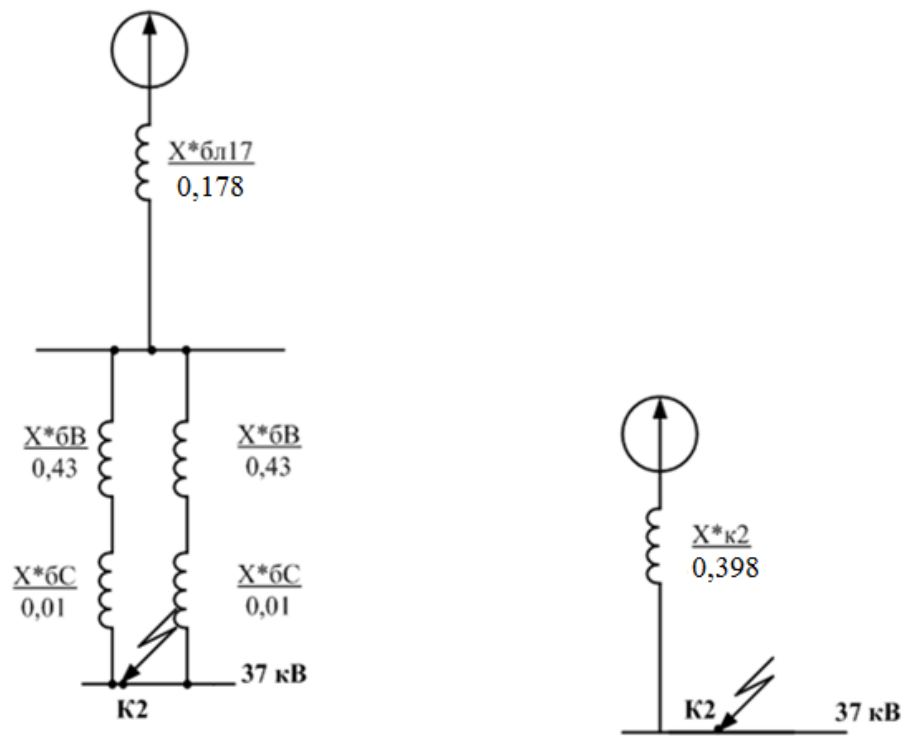


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

$$I_{б2} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$X_{*бк2} = X_{*бк1} + \frac{X_{*бВ} + X_{*бС}}{2} = 0,178 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,398 .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{б2}}{X_{*бк2}} = \frac{1,56}{0,398} = 3,92 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,92 = 9,996 \text{ кА};$$

$$I_{K_{уст2}} = 1,52 \cdot I_{K2} = 1,52 \cdot 3,92 = 5,96 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к.з. до точки К3, на шинах 27,5 кВ.

Схема заміщення до точки к3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

$$X_{*ок3} = X_{*ок1} + \frac{X_{*обВ} + X_{*обН}}{2} = 0,178 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,528.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{б3} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА.}$$

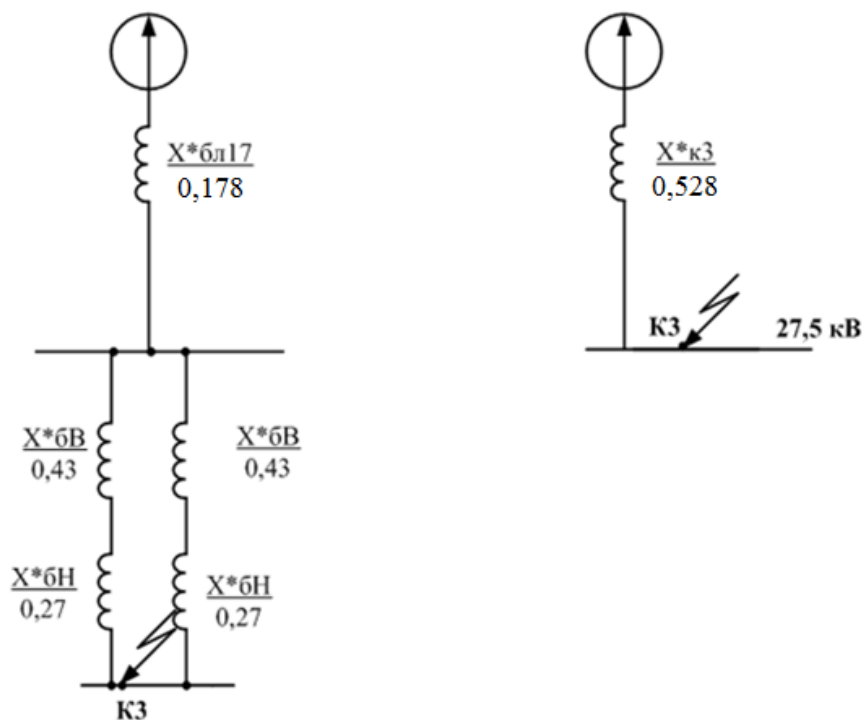


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

$$I_{к3} = \frac{I_{\delta 3}}{X_{* \delta K3}} = \frac{2}{0,528} = 3,79 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,79 = 9,66 \text{ кА;}$$

$$I_{Куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,79 = 5,76 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів К3 до точки К4, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

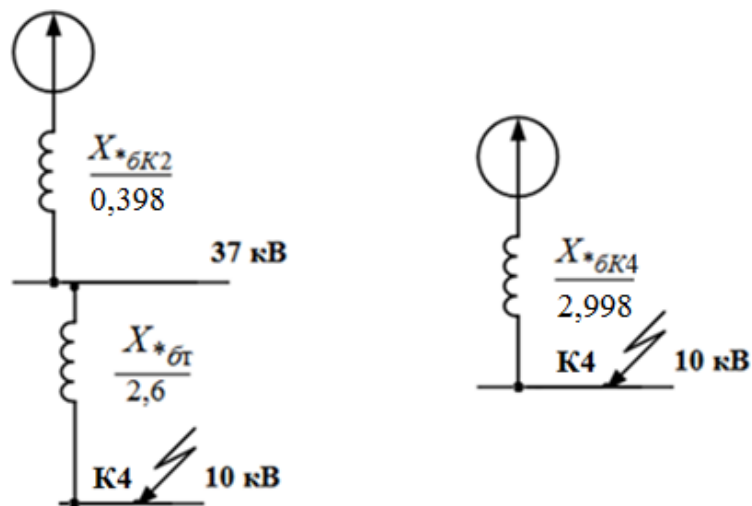


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{* \delta T} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6.$$

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*6K4} = X_{*6K2} + X_{*6T} = 0,398 + 2,6 = 2,998 .$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

$$I_{\bar{6}4} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{\bar{6}4}}{X_{*6K4}} = \frac{5,5}{2,998} = 1,835 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{к4} = 2,55 \cdot 1,835 = 4,68 \text{ кА;}$$

$$I_{Куcт4} = 1,52 \cdot I_{к4} = 1,52 \cdot 1,835 = 2,79 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К5, на ТВП сторона 0,4 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

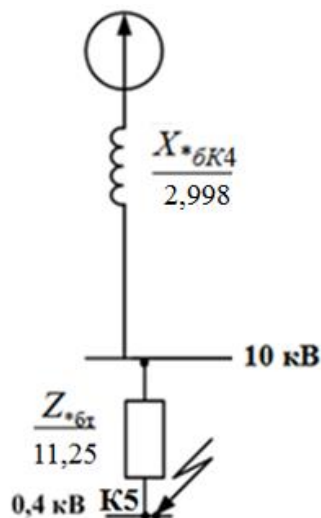


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{* \bar{6}m} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номтр}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{* \bar{6}m} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{\text{номтр}}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номтр}}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

$$X_{* \bar{6}m} = \sqrt{Z_{* \bar{6}m}^2 - R_{* \bar{6}m}^2} = \sqrt{11,25^2 - 3,44^2} = 10,7;$$

$$Z_{* \bar{6}m\Sigma} = \sqrt{(X_{* \bar{6}K4} + X_{* \bar{6}m})^2 + R_{* \bar{6}m}^2} = \sqrt{(2,998 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,12 .$$

Визначимо базисний струм для точки К5:

$$I_{\bar{6}5} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\bar{6}5}}{Z_{* \bar{6}m\Sigma}} = \frac{144,34}{14,12} = 10,22 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 1,84 \cdot I_{к5} = 1,84 \cdot 10,22 = 18,8 \text{ кА;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						45
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{K_{уст5}} = 1,52 \cdot I_{K5} = 1,52 \cdot 10,22 = 15,53 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$K1: B_k = 2,82^2 (2 + 0,05) = 16,3 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K2: B_k = 3,92^2 (1,5 + 0,05) = 23,82 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K3: B_k = 3,79^2 (0,5 + 0,05) = 7,9 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K4: B_k = 1,835^2 (1,5 + 0,05) = 5,22 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K5: B_k = 10,22^2 (0,5 + 0,05) = 57,45 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результати розрахунків точок к.з. заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА				
	I_6 , кА	I_k , кА	$I_{K_{уст}}$, кА	i_y , кА	B_k , кА ² с
K1	0,502	2,82	4,29	7,19	16,3
K2	1,56	3,92	5,96	9,996	23,82
K3	2	3,79	5,76	9,66	7,9
K4	5,5	1,835	2,79	4,68	5,22
K5	144,34	10,22	15,53	18,8	57,45

1	2	3	4
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном. ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3А
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17 А
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ЛВ}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7 А

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

Вимикачі вибираються по номінальній напрузі, струму і перевіряються на властивість відключення:

$$I_{відкл. max} \geq I_K,$$

де $I_{відкл. max}$ - найбільше значення струму відключення по довідниковим даним, кА;

I_K - струм к.з., кА.

Високовольтні вимикачі, встановлювані в розподільчому пристрої повинні відповідати таким умовам:

$$1) U_{ном} \geq U_p; \quad 2) I_{ном} \geq I_p; \quad 3) I_{номвідкл} \geq I_K; \quad 4) i_{\partial} \geq i_{уд}; \quad 5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_K;$$

$$\text{де } B_K = I_K^2 \cdot (t_{відкл} + T_a).$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

$$I_T = I_{відкл} \sqrt{\frac{t_{відкл}}{t_T}} = 40 \sqrt{\frac{2,58}{3}} = 37,094 \text{ кА,}$$

$$B_{кдоп} = I_T^2 \cdot t_T = 37,094 \cdot 2,58 = 3550 \text{ кА}^2\text{с.}$$

						02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			48

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\delta}}{I_{y}}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_{к}}$	$\frac{I_{T}^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	7,19	2,82	16,3
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,1	9,996	3,92	23,82
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,66	3,79	7,9
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,996	3,92	23,82
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,68	1,835	5,22
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,996	3,92	23,82
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,66	3,79	7,9
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,68	1,835	5,22
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,3	4,68	1,835	5,22

2.5 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst. Результати представлені на рис.2.10-рис.2.18.

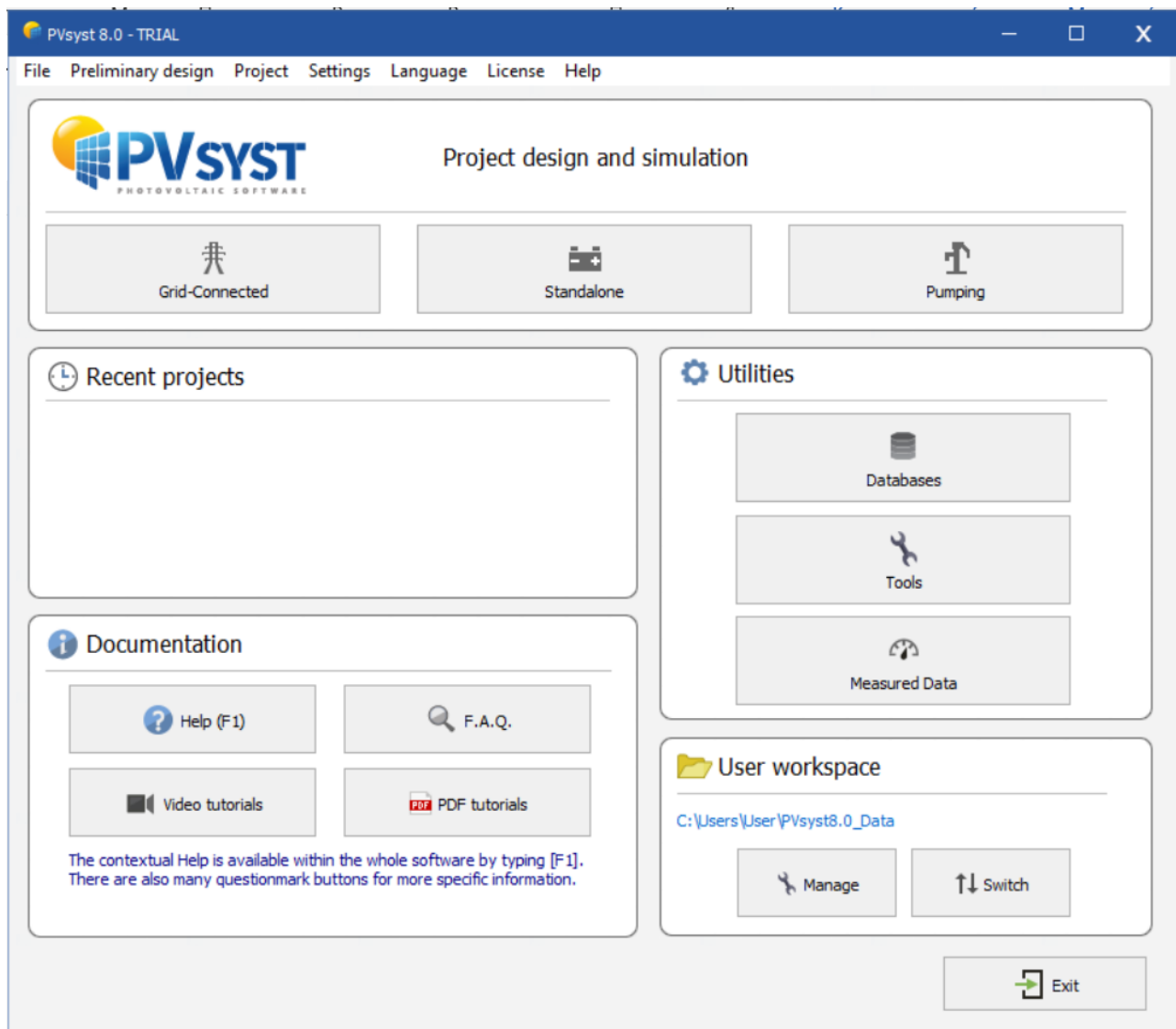


Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

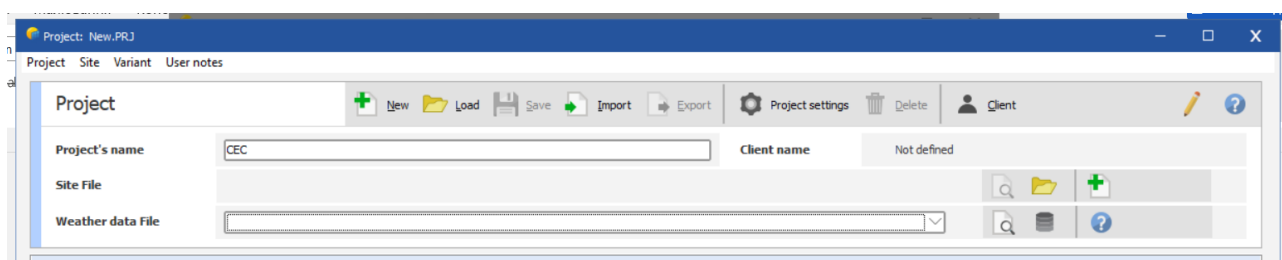


Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

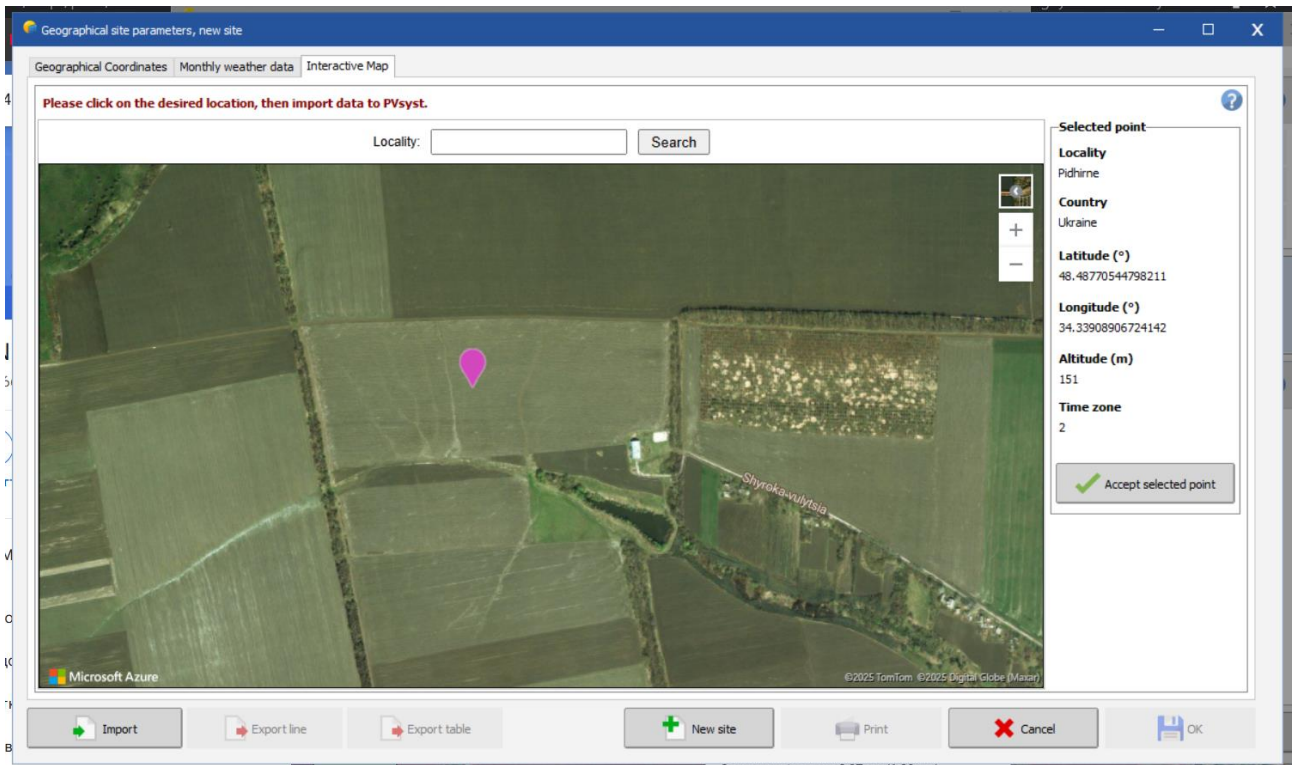


Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

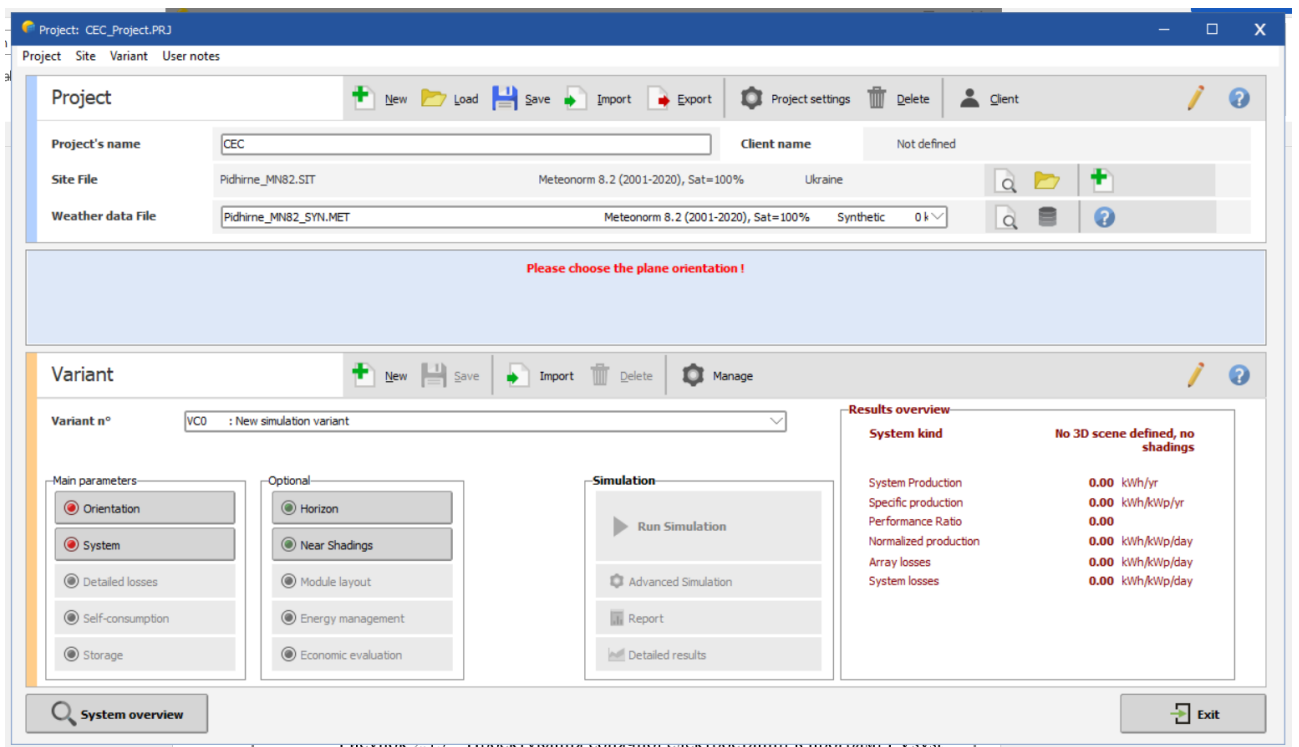


Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

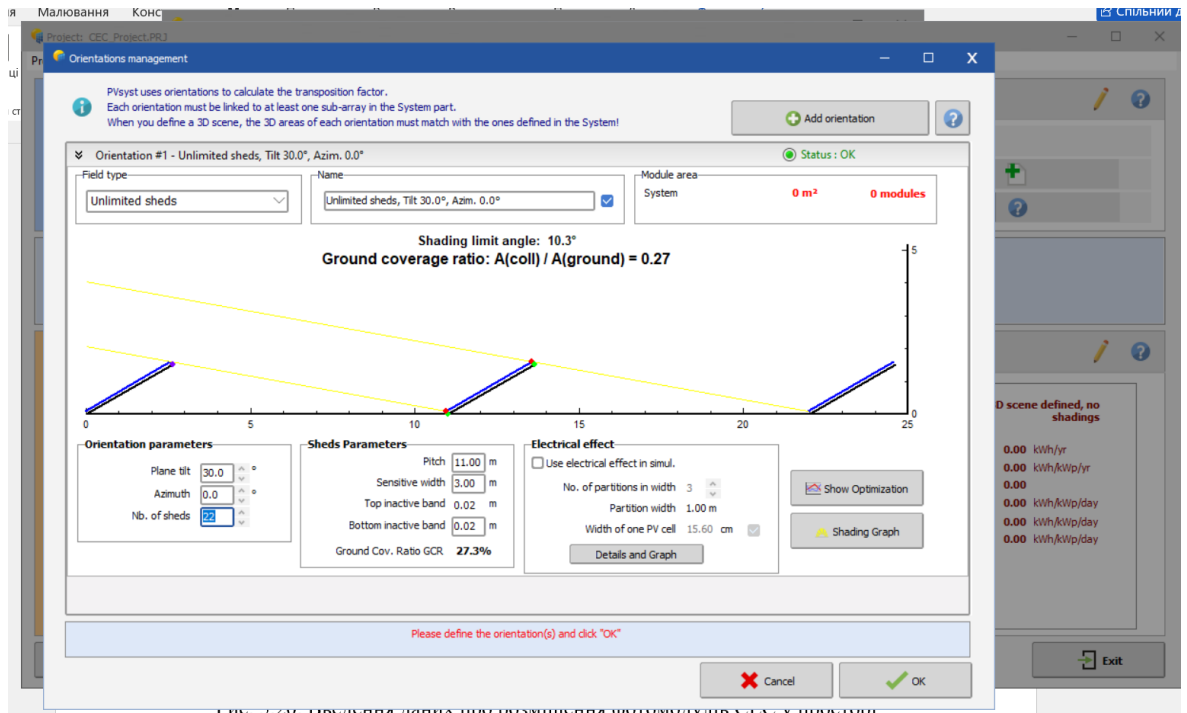


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

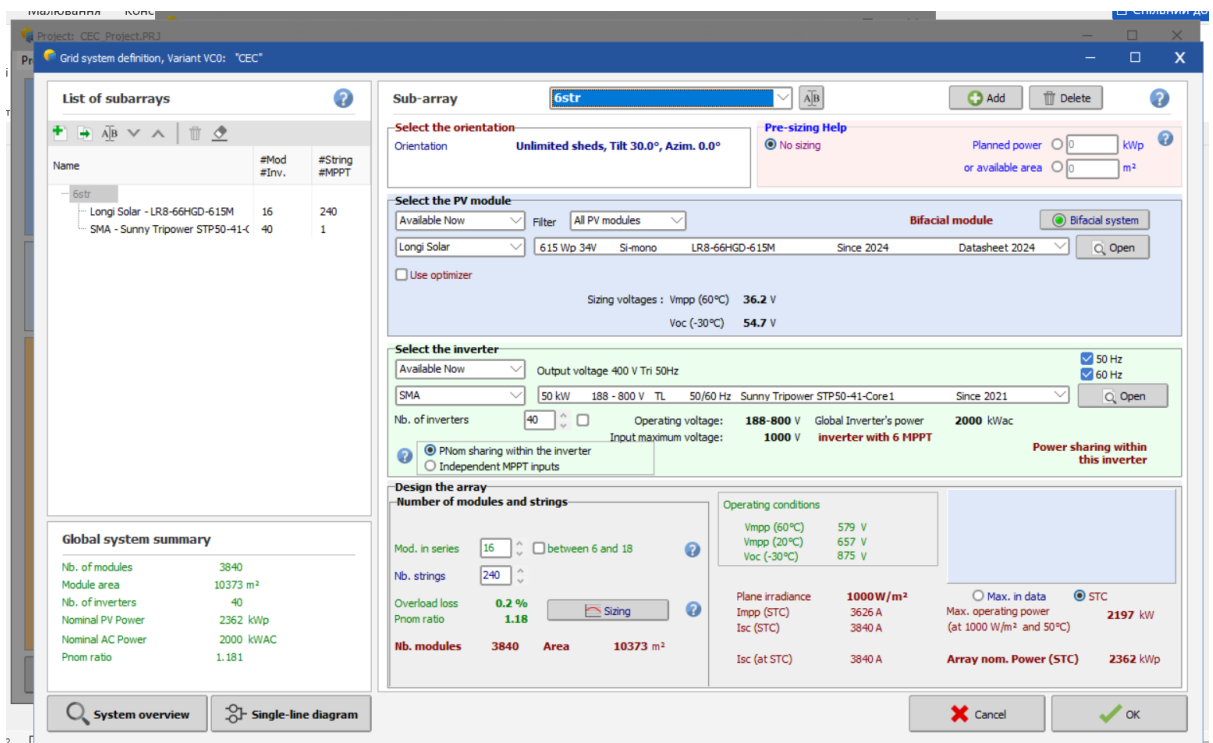


Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: CEC
 Variant: CEC Журавський Олександр EC22120
 Unlimited sheds
 System power: 2362 kWp
 Pidhirne - Ukraine

Author

PVsyst V8.0.12
 VCO Simulation date:
 18/05/25 17:22
 with V8.0.12

Project summary		
Geographical Site	Situation	Project settings
Pidhirne Ukraine	Latitude: 48.49 °(N) Longitude: 34.34 °(E) Altitude: 151 m Time zone: UTC+2	Albedo: 0.20
Weather data	Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Synthetic	

System summary		
Grid-Connected System	Unlimited sheds	User's needs
Orientation #1 Sheds Tilt Azimuth	Near Shadings Mutual shadings of sheds	Unlimited load (grid)
30 ° 0 °		
System information	Inverters	
PV Array No. of modules From total	No. of units Total power From ratio	40 units 2000 kWac 1.18
3840 units 2362 kWp		

Results summary			
Produced Energy	2852.1 kWh/year	Specific production	1208 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR	81.32 %		

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters: PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predel' graphs	7
Single-line diagram	8
Cost of the system	9
CO ₂ Emission Balance	10

18/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 2/10

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V8.0.12
 VCO Simulation date:
 18/05/25 17:22
 with V8.0.12

General parameters		
Grid-Connected System	Unlimited sheds	Size
Orientation #1 Sheds Tilt Azimuth	No. of sheds Sheds configuration Unlimited sheds Shading limit angle Limit profile angle	Sheds spacing Sensitive width Average OCR Top inactive band Bottom inactive band
30 ° 0 °	22 units 2x16 10.2 °	11.0m 3.00m 27.3% 0.02m 0.02m
Models used	Horizon	Near Shadings
Transposition DiFuse Consumular	Free Horizon	Mutual shadings of sheds
Perez Perez, Meteonorm separate		
User's needs	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer Model (Original PVsyst database)	LRB-66HG0-615M	Manufacturer Model (Original PVsyst database)	Sunny Tripower STP50-41-Core1
Unit Nom. Power Number of PV modules Nominal (STC) Modules	615 Wp 3840 units 2362 kWp 240 string x 16 in series	Unit Nom. Power Number of inverters Total power Operating voltage From ratio (DC/AC)	50.0 kWac 40 units 2000 kWac 185-300 V 1.18
At operating cond. (50°C)	2197 kWp 598 V 3673 A	Power sharing within this inverter	
Total PV power	Total inverter power		
Nominal (STC) Total Module area	2362 kWp 3840 modules 10373 m²	2000 kWac 40 units 1.18	

Array losses																				
Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses																		
Loss Fraction 1.0 %	Module temperature according to irradiance Uc (conv) Uv (wind) 0.0 W/m²Koms	Global array res. Loss Fraction 3.50 % at STC																		
1.0 %	0.981	6.2 mΩ																		
LID - Light Induced Degradation	Module Quality Loss	Module mismatch losses																		
Loss Fraction 1.0 %	Loss Fraction -0.75 %	Loss Fraction 2.00 % at MPP																		
1.0 %	-0.75 %	2.00 %																		
IAM loss factor	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>30°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>85°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>0.998</td> <td>0.981</td> <td>0.948</td> <td>0.862</td> <td>0.776</td> <td>0.636</td> <td>0.402</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>		0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°												
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000												

18/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 3/10

PVsyst V8.0.12
 VCO Simulation date:
 18/05/25 17:22
 with V8.0.12

AC wiring losses	
Inv. output line up to MV transfo	Inverter voltage Loss Fraction
400 V ac 3f 4.00 % at STC	
Inverter: Sunny Tripower STP50-41-Core1	Wire section (40 Inv.) Average wires length
Copper 40 x 3 x 25 mm² 149 m	
AC losses in transformers	
MV transfo	Medium voltage Transformer parameters
20 kV	
Nominal power at STC Iron Loss (24/24 Connection) Iron loss fraction Copper loss Copper loss fraction Copper equivalent resistance	2.28 MVA 2.00 kVA 0.09 % at STC 41.02 kVA 1.80 % at STC 3 x 1.28 mΩ

18/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 4/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-----	------	-------------	--------	------

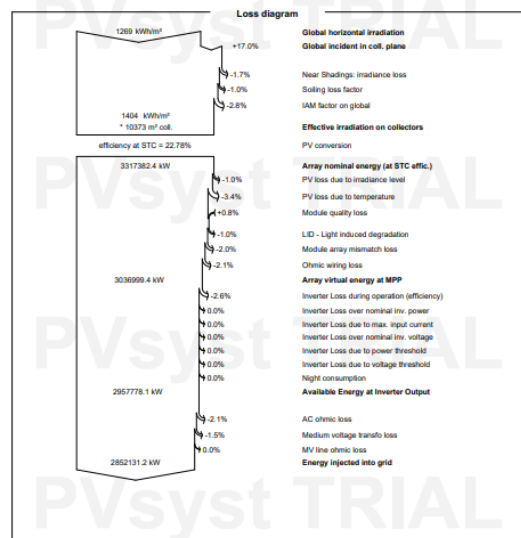
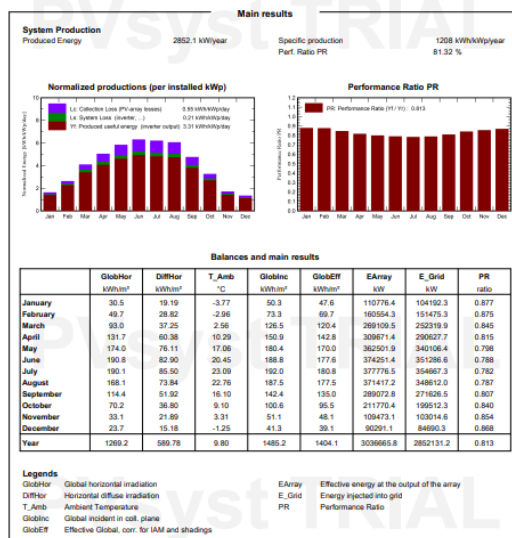


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-----	------	-------------	--------	------

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену для мереж 10 кВ перевіряється за наступними показниками:

1. За допустимим тривалим струмом навантаження.
2. За допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.
3. За допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.
4. За падінням напруги в кінці КЛ.
5. Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

Інші вихідні дані представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

№ вар	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
1	10	1,832	0,4	2000	2

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

Розрахунковий робочий струм КЛ в амперах у режимі номінального навантаження, розраховується за формулою:

$$I_0 = \frac{P_{\max.c}}{\sqrt{3} \cdot U_g \cdot \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

де $P_{\max.c}$ - максимальна розрахункова потужність кВт;

U_g - напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$ - кут зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності).

Результати розрахунку по формулі (3.1) зводимо в таблицю 3.2.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						55
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахунок виконується згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 (редакція 2017 року) "Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ".

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку струму КЛ та підбору перетину жили кабелю

№ КЛ	$P_{\max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \varphi$	I_0 , А	S , мм ²	I_c , А
1	2000	10	0,99	116,6	35	129

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5 . \quad (3.2)$$

Результати розрахунку по формулі (3.2) зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у землі за схемою в трикутник

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	12	0,98	1	1,16	1	116,6	146,6	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5 . \quad (3.3)$$

Результати розрахунку по формулі (3.3) зводимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні в окремих трубах за схемою в трикутник

№ КЛ	I_c, A	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0, A	I_{cg}, A	Виконання умови
1	122	0,918	0,98	1	1,12	1	116,6	122,9	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{zn} \cdot k_7. \quad (3.4)$$

Результати розрахунку по формулі (3.4) зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у повітрі (на драбинах)

№ КЛ	I_c, A	k_{zn}	k_7	I_0, A	I_{cg}, A	Виконання умови
1	157	1,08	1	116,6	169,6	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю

Перевірка відповідності обраного перетину жили КЛ, струму 3-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(3)} < I_{csc}, \quad (3.5)$$

де $I_{sc}^{(3)}$ - 3-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА;

I_{csc} - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{csc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.6)$$

де I_{tsc} - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (табличне значення);

t - час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунку по формулі (3.6) зводимо в таблицю 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по жилі кабелю

№ КЛ	I_{tsc} , кА	t , с	I_{csc} , кА	$I_{sc}^{(3)}$, кА	Виконання умови
1	3,3	0,4	5,22	1,832	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

Перевірка відповідності обраного перетину екрану КЛ, струму 2-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(2)} < I_{ssc}, \quad (3.7)$$

де I_{ssc} - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{ssc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.8)$$

де t - час спрацювання захисту, с;

I_{tsc} - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА (табличне значення);

$I_{sc}^{(2)}$ - 2-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА, розраховується за формулою:

$$I_{sc}^{(2)} = I_{sc}^{(3)} \cdot 0,87. \quad (3.9)$$

Результати розрахунку по формулі (3.9) зводимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по екрану кабелю та вибору його перетину

№ КЛ	Перетин екрану, мм ²	I_{tsc} , кА	t , с	I_{ssc} , кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	16	3,3	0,4	5,22	1,594	виконується

Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

Розрахунок падіння напруги проводиться для підтвердження відповідності обраного перетину провідника допустимим значенням падіння напруги від джерела живлення до споживача в максимальному режимі лінії та у відповідності до ДСТУ 13109-97, ДСТУ EN 50160:2014.

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

$$\Delta U \% = \frac{10^5 \cdot P \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_g^2}, \quad (3.10)$$

де P - максимальна розрахункова потужність, кВт;

L - довжина лінії, км;

r_0 - активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 - індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g - напруга мережі, В.

Результати розрахунку по формулі (3.10) зводимо в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g , В	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %
1	10000	2,2	1,113	0,15	414	4,1

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

Для унеможливлення значних втрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ в якості способу заземлення екрану кабелю обрано заземлення екрану з одного кінця КЛ.

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

- нормального (трифазного);
- зовнішнього КЗ із найбільшим струмом;
- ремонтного (за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ).

Наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

У разі нормального трифазного режиму роботи КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_1^{(3)} = I_0 \cdot L \cdot X_{m1}, \quad (3.11)$$

де X_{m1} - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m1} = 0,0628 \cdot \gamma_1, \quad (3.12)$$

де γ_1 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_1 = 0,5 \cdot \ln \left(\beta^2 \cdot \sqrt{\left(1 + \left(\sqrt{3} + \frac{1}{\beta} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + \frac{1}{\beta^2} \right)} \right), \quad (3.13)$$

де β - безрозмірний параметр, який визначається як відношення відстані між центрами жил кабелів до зовнішнього діаметру.

У разі зовнішнього КЗ із найбільшим струмом, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_2 = I_{sc} \cdot L \cdot X_{m2}, \quad (3.14)$$

де X_{m2} - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m2} = 0,0628 \cdot \gamma_2, \quad (3.15)$$

де γ_2 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_2 = 4,725 + 0,5 \cdot \ln \rho - \ln(0,5 \cdot D), \quad (3.16)$$

де ρ - питомий електричний опір, який за замовчуванням приймається рівним 1000 Ом·м.

У разі ремонтного - за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану не має бути більшою за 24 В, визначається за формулою:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						61
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$U_3 = I_0 \cdot L \cdot X_{m3}, \quad (3.17)$$

де X_{m3} - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m3} = 0,0628 \cdot \gamma_3, \quad (3.18)$$

де γ_3 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_3 = \ln \left(\frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2} \right), \quad (3.19)$$

де α - безрозмірний параметр, який визначається як відношення найменшої відстані між двома КЛ до діаметру кабелю.

Результати розрахунку по формулам (3.11)-(3.19) зводимо в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	I_0 , А	L , км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2 , В	γ_3	U_3 , В	Виконання умови
1	116,6	2,2	0,7	1,03	12,5	3,18	0,2	3,32	виконується

Для захисту оболонки кабелю при заземленні з одного кінця оберемо ОПН за розрахунком наведеної напруги на кінці екрану кабелю, з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. ОПН обирають за умовою, що наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70 % значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

Захист зовнішньої ізоляційної оболонки кабелю за допомогою ОПН можливий за виконання умов:

$$U_1^{(3)} < U_{1t.v},$$

$$U_2 < U_{1t.v} \cdot T(t_{sc}),$$

де $U_{1t.v}$ - тривало допустима напруга ОПН, кВ.

$T(t_{sc})$ - кратність напруги (приймаємо 1,8).

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 10 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ($P=6$ МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k=4,5$ %).
4. Довжина кабельної лінії – 2,2 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,832 кА.

6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСІП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПВЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

$$z_C \approx x_C = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}, \text{ Ом} \quad (3.20)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						63
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Активна складова:

$$r_l = r_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_l = x_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2}, \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Опір трансформатора:

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом.} \quad (3.24)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m, \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

Результати розрахунку по формулам (3.21)-(3.25) зводимо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

$z_C, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,309	1,81	0,33	3,941	4,961	8,902

Розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках в максимальному режимі роботи системи.

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{K1}^{(3)} = 1,832$ кА.

Розрахункова точка К2.

Струм КЗ питомих зі сторони ПС 35/10 кВ в точці К2:

$$I_{K2ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}. \quad (3.26)$$

Струм КЗ питомих зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{КСЕС}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (3.27)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}. \quad (3.28)$$

Розрахункова точка К3.

Струм КЗ питомих зі сторони ПС 35/10 кВ в точці К3 – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{K3ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}}. \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}. \quad (3.30)$$

Результати розрахунку по формулам (3.26)-(3.30) зводимо в таблицю 3.11 та таблицю 3.12.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						65
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 3.11 – Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{K1}^{(3)}$, кА	$I_{K2ПС}^{(3)}$, кА	$I_{KCEC}^{(3)}$, кА	$I_{K2}^{(3)}$, кА	$I_{K3ПС}^{(3)}$, кА	$I_{K3}^{(3)}$, кА
1,832	1,538	0,11	1,648	0,681	0,791

Таблиця 3.12 – Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{K1}^{(2)}$, кА	$I_{K2ПС}^{(2)}$, кА	$I_{KCEC}^{(2)}$, кА	$I_{K2}^{(2)}$, кА	$I_{K3ПС}^{(2)}$, кА	$I_{K3}^{(2)}$, кА
1,594	1,339	0,096	1,434	0,593	0,688

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1. Допустимий робочий струм $I_{доп} = 46,2$ А.

2. Струми короткого замикання.

І ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

- відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформатору КТП 1000/10/0,4 У1 при наявності напруги в лінії.

Максимальна величина струму при включенні може скласти

$$I_{БТН} = (3...5) \cdot I_{ном.тр}.$$

Приймаємо коефіцієнт відстроювання захисту $k_{від} = 1,2$.

Номінальний струм трансформатору:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (3.31)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном.} \quad (3.32)$$

Результати розрахунку по формулам (3.31)-(3.32) зводимо в таблицю 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}, A$	$I_{cз min}, A$	$I_{cз max}, A$	$I_{cз}, A$ для відстроювання
54,99	197,96	329,94	330

- відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП 1000/10/0,4 У1, приведенного до напруги 10,5 кВ.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)}. \quad (3.33)$$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.34)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_u = \frac{k_{cx} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.35)$$

Результати розрахунку по формулам (3.33)-(3.35) зводимо в таблицю 3.14.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						67
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{c.з.}, A$	I_y, A	k_u
950	31,6	1,74

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{дон}}{k_n}, \quad (3.36)$$

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

$k_{від}$ - коефіцієнт відстроювання захисту (1,2);

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.37)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_u = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{с.з.}} \quad (3.38)$$

Результати розрахунку по формулам (3.36)-(3.38) зводимо в таблицю 3.15.

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	$I_{сз}, A$ для відстроювання	k_u
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с. Зведену інформацію про уставки заносимо в таблицю 3.16.

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

Назва	Величина
Уставка СВ1, А	330
Витримка часу СВ1, с	<0,1
Уставка МЗС2, А	80
Витримка часу МЗС2, с	0,5
Уставка ЗНЗ, А	3
Витримка часу ЗНЗ на подачу сигналу, с	9

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (3.39)$$

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с ;

C_ϕ - ємність фази мережі, мкФ;

U_ϕ - фазна напруга мережі, В.

Ємнісний струм замикання на землю в місці пошкодження для розглядуваної кабельної лінії:

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot \ell_{КЛ} \quad (3.40)$$

Результати розрахунку по формулам (3.39)-(3.40) зводимо в таблицю 3.17.

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{фКЛ}, \text{мкФ}$	$\omega, \text{с}^{-1}$	$U_{ф}, \text{В}$	$I_C, \text{А/км}$	$I_{СКЛ}, \text{А}$
0,229	314	6062,18	1,308	2,878

У відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ» компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах 10 кВ при значеннях ємнісного струму більше 20 А. Оскільки сумарний ємнісний струм замикання на землю мереж 10 кВ СЕС не перевищує даного значення, встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів не передбачається.

Функціонування інверторного обладнання.

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

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги

									Лист
									70
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ				

обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;

- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільній мережі;

- після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

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

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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						71
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ

4.1 Поточний стан

Сонячна енергетика — один з найперспективніших напрямів розвитку відновлюваної енергетики у світі. Вона базується на перетворенні енергії сонця в електричну шляхом фотоелектричного ефекту. У 2024 році встановлена потужність сонячних електростанцій у світі перевищила 1 ТВт. В Україні цей показник сягнув близько 7,5 ГВт. Найвищий потенціал для сонячної генерації мають південні області — Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Дніпропетровська. Рис 4.1.

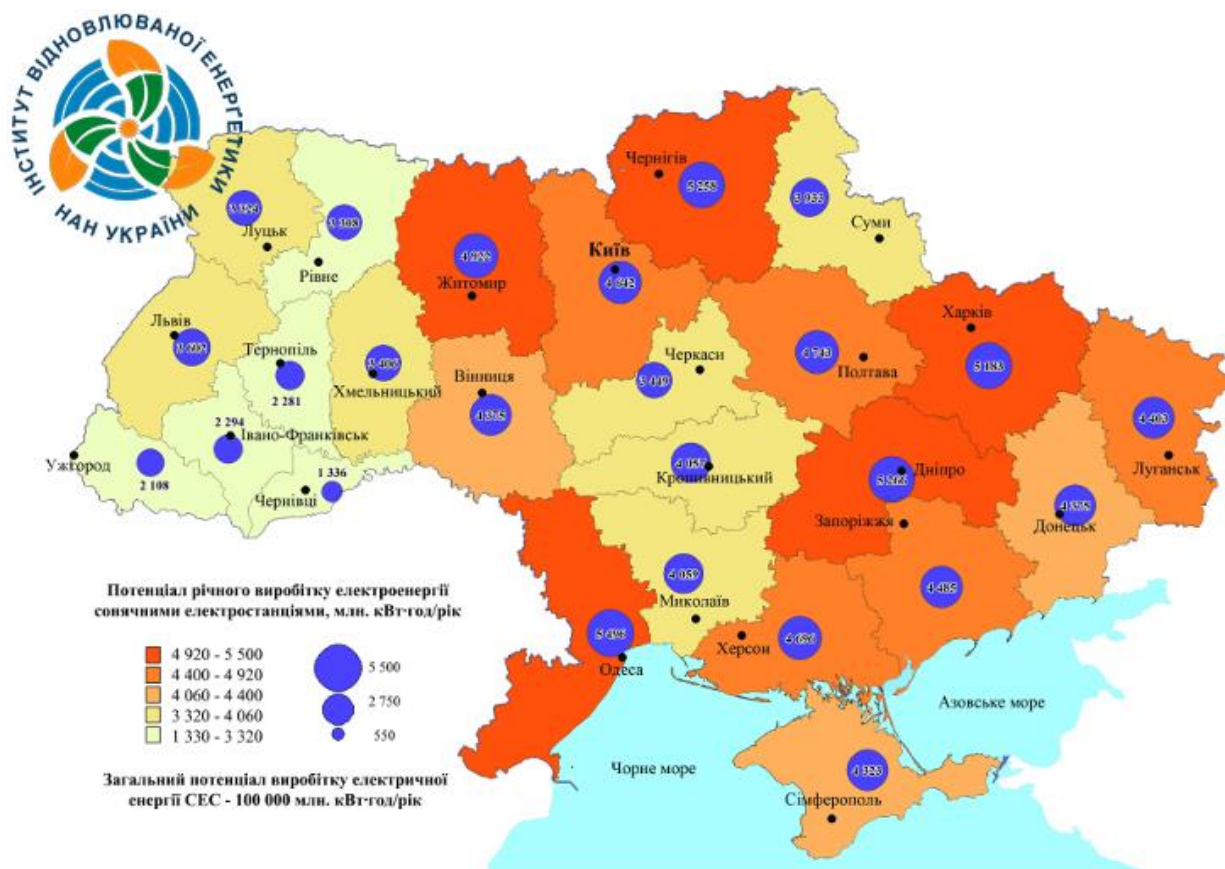


Рисунок 4.1 – Потенціал річного виробництва електроенергії сонячними електростанціями

З 24 лютого 2022 року українські енергетичні об'єкти зазнають постійних атак з боку російських військових. Вже пройшло декілька років війни і за цей час енергетика України пережила багато перепон які ставила країна агресор,

було знищення підстанцій, станцій там багато чого ще, були навіть відключення електроенергії, але в кінці все одно наша енергетична система працює. Загалом більше 50% енергетичної інфраструктури було пошкоджено або повністю виведено з ладу яке не можливо відновити.

Війна дуже сильно вплинула на сонячну енергетику. Приблизно 20% комерційних сонячних станцій (СЕС) пошкоджено, і нажаль на окупованих територіях деякі станції працюють на користь противника.

Після початку повно масштабної війни стало суттєво не вистачати грошей на виплату людям за зелений тариф. Через деякий час було проаналізовано що в 2023 році за зелений тариф виплатили 53,3% рис. 4.2

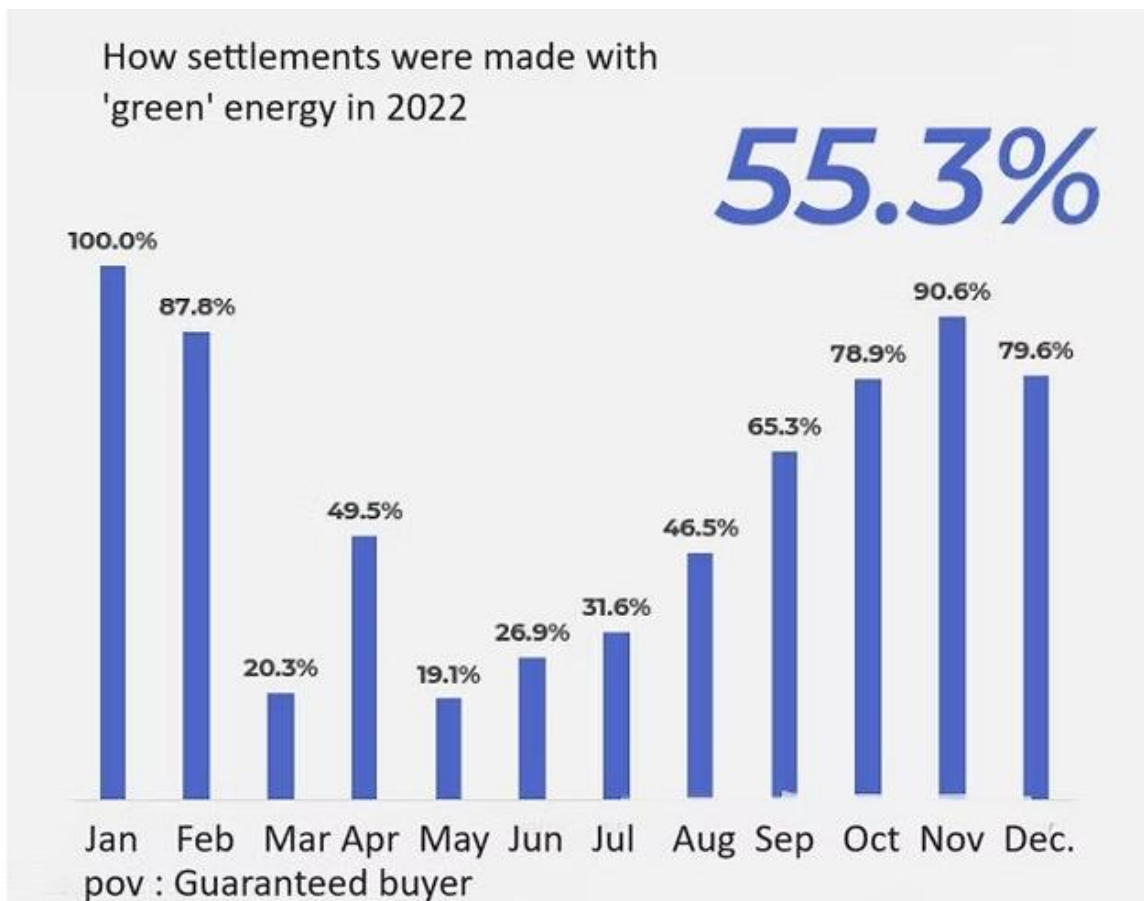


Рисунок 4.2 – Загальний рівень платежів державного підприємства за 2022 рік

Окрім того, що людям не можуть виплатити за ту електроенергію яку вони продали, так ще й ускладнюється це все тим що обладнання виходить з ладу в наслідок бойових дій. Із-за того що окупанти знищують підстанції і лінії

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

то виробництво електроенергії сонячної електростанції ускладнюється бо просто нема змоги цю енергію передавати. Рис. 4.3. Рис. 4.4



Рисунок 4.3 – Підстанція



Рисунок 4.4 – Трансформатор 10/0,4 кВт

Використовується два типи підтримки сонячної енергетики :

- 1) Зелений тариф - державна програма, яка гарантує власникам сонячних електростанцій закупівлю виробленої електроенергії за фіксованою, підвищеною ціною

2) Net Billing – це коли продають надлишкову енергію в мережу за ринковою ціною.

Основна різниця між цими двома підходами полягає у способі розрахунків: зелений тариф забезпечує стабільний, але субсидований дохід, тоді як Net Billing орієнтується на реальну ринкову вартість електроенергії, забезпечуючи більшу незалежність від державної підтримки.

На даний момент більшість станцій будуються під власні потреби щоб зменшити витрати на електроенергію та ставлять ще додатково акумулятор, а все що не спожили видають в мережу по Net Billing. Такий принцип роботи дозволяє економити значну частку електроенергії або повністю в день не споживати від мережі в літку.

4.2 Принцип роботи

Сонячна електростанція (СЕС) працює за принципом фотоелектричного ефекту. Основні елементи СЕС — це сонячні панелі, які перетворюють сонячне світло на постійний струм. Рис 4.5. Далі струм надходить до інвертора, де перетворюється на змінний струм з параметрами, придатними для використання в побутовій чи промисловій мережі. Існують три основні типи СЕС: мережеві (on-grid), автономні (off-grid) та гібридні (з накопичувачами).

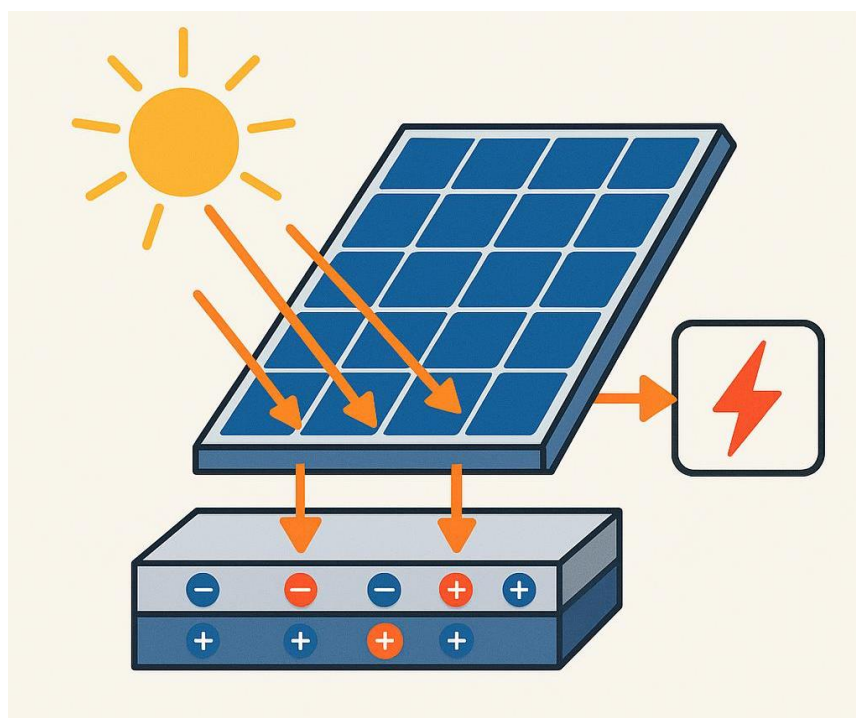


Рисунок 4.5 – Принцип роботи панелі

						02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			75

Мережевий інвертор (on-grid) це коли інвертор який відає в мережу, також може давати електроенергію для власного споживання, але тільки за однієї умови, поки є напруга в загальній електромережі.

Автономний інвертор (off-grid) це який працює повністю без підключення до електромережі. Він бере електрику від сонячних панелей або акумуляторів або вітряка забезпечуючи будинок чи інший об'єкт електрикою.

Гібридний інвертор інвертор - комбінація мережевого (on-grid) й автономного (off-grid) інвертора в одному пристрої. Може працювати як від мережі так і без неї. Можна підключити акумулятори додатково.

До складу СЕС входять:

- Фотоелектричні модулі (монокристалічні, полікристалічні, тонкоплівкові);
- Інвертори (мережеві або гібридні);
- Контролери заряду;
- Акумуляторні батареї (у гібридних та автономних системах);
- Захисне та комутаційне обладнання.

Для моделювання ефективності роботи СЕС використовують програму PVsyst. Рис. 4.6. У ній враховуються кліматичні дані, характеристики обладнання (модулів та інверторів), орієнтація поверхні, тіні, втрати у ланцюзі тощо. За результатами моделювання можна оцінити річну генерацію електроенергії, коефіцієнт продуктивності (PR), сезонні коливання виробітку, а також порівняти варіанти конфігурації системи.

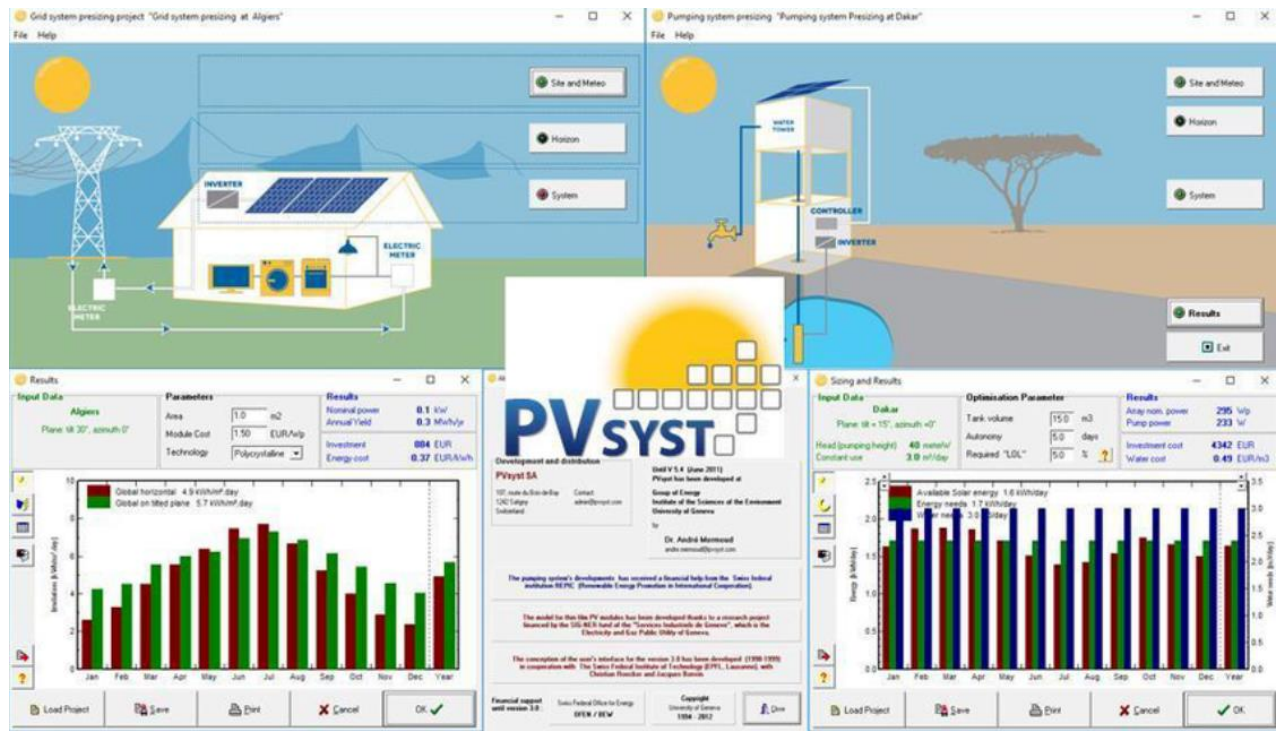


Рисунок 4.6 – Пограма PVsyst

Сучасна побутова СЕС на 10 кВт коштує близько 8–12 тис. доларів США. Термін окупності залежить від тарифів на електроенергію, моделі споживання, наявності компенсацій та субсидій. У середньому, мережеві системи без накопичувачів окуповуються за 4–7 років. Після цього власник фактично отримує безкоштовну електроенергію.

СЕС не створюють шкідливих викидів у атмосферу та не споживають паливо. В середньому, кожні 1 кВт встановленої потужності дозволяє уникнути до 1 т CO₂ на рік у порівнянні з ТЕС. Рис. 4.7 Сонячна енергетика є ключовим чинником декарбонізації економіки. Усі компоненти СЕС підлягають вторинній переробці.

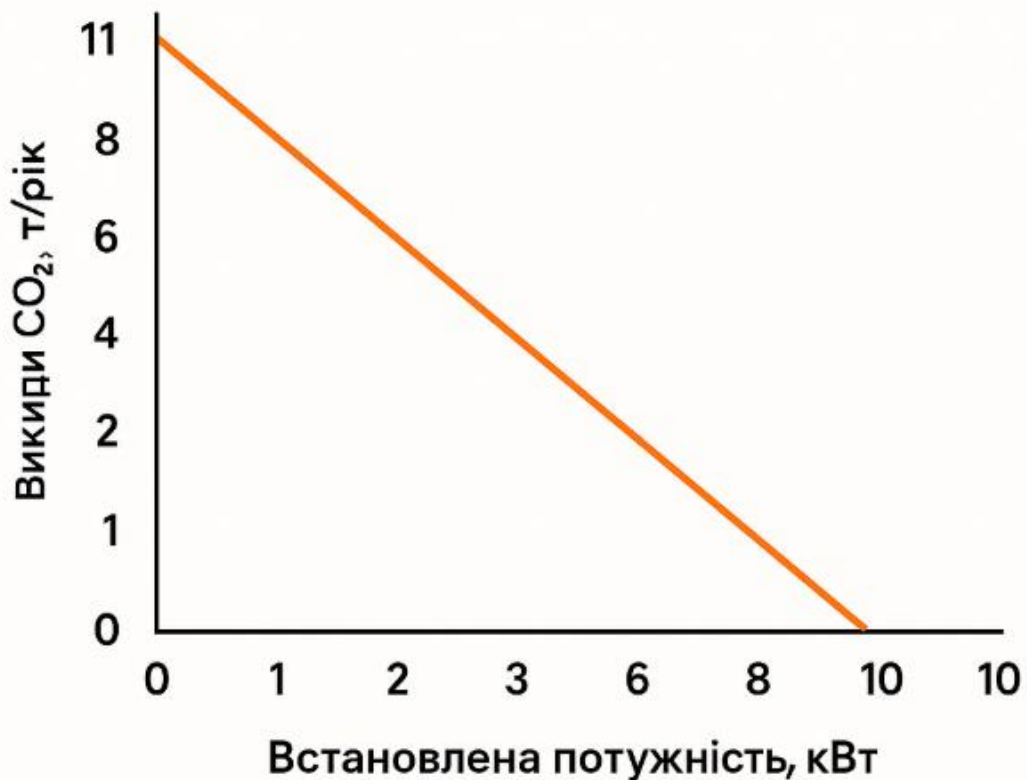


Рисунок 4.7 – Залежність викидів CO₂ від встановленої потужності

В Україні тривалий час діяла система «зеленого тарифу», яка стимулювала встановлення приватних СЕС. Наразі актуальними є моделі Net Billing та прямі контракти РРА. Доступність підключення, технічні умови, вартість приєднання та якість електромереж — основні бар'єри для швидкого розширення сонячної генерації.

В межах даної роботи було змодельовано роботу СЕС потужністю 6 МВт за допомогою PVsyst. Враховані реальні метеодані, параметри сонячних панелей, інверторів та топологія підключення до мережі 10 кВ. Очікувана генерація перевищує 9000 МВт·год на рік, коефіцієнт продуктивності PR — близько 0,77. Система демонструє стабільні результати та є технічно доцільною.

Найперспективнішими напрямками розвитку є впровадження систем накопичення енергії (BESS), використання агровольтаїки, мобільних і гнучких панелей, а також інтеграція СЕС у систему розумних мереж (Smart Grid).

Очікується зростання частки побутових і кооперативних СЕС.

Актуальність сонячної станції під час війни У нинішніх умовах, коли регулярні обстріли з боку агресора спричиняють масові відключення електроенергії, питання енергетичної незалежності стає критично важливим. Сонячна електростанція — це не лише крок до автономності, а й реальний спосіб захистити свій дім чи бізнес від наслідків енергетичного терору.

Переваги мати сонячну станцію під час війни:

- резервне живлення під час відключень;
- часткова незалежність від центральної електро мережі;
- дозволяє економити в довгостроковій перспективі;
- дозволяє зберегати екологію;
- з використанням акумуляторів сонячі панелі здобувають більше варіативність використання.

Навіть встановлення декількох кіловат забезпечить електроенергією щоб зарядити най необхідніші речі такі як ноутбук, телефон та подібні електричні пристрої. А якщо використовувати ще акумулятор то можна в день заряджати акумулятор коли вже всі пристрої будуть заряджені. І тоді коли вечером може бути всередині відключення світла то буде акумулятор від якого можна буде працювати або займатись своїми домашніми справами навіть коли сонце зайде за горизонт.

Існують різні метод встановлення панелей в квартирах, приклад як можуть встановлюватись панелі. Рис.4.8; Рис. 4.9; Рис. 4.10.



Рисунок 4.8 – Вбудована панель в балкон

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79



Рисунок 4.9 – Балконна конструкція



Рисунок 4.10 – Фасадна конструкція

Ще великий акцент потрібно робити на те куди панелі направлені бо якщо панелі будуть більшість часу в тіні то раціональність встановлення панелей в такому випадку знижується до нуля, бо панель просто може не генерувати енергію.

Ще є залежність нахилу панелі по відношенню до сонця, і ця залежність тригонометрична.

Щоб модуль зберігала свою високу ефективність її потрібно через деякий проміжок часу в залежності від кількості забрудня модуль чиститься, протерається, миється.

В кожного модуля є графік в якому показано як модуль буде деградувати протягом 30 років . рис. 4.11

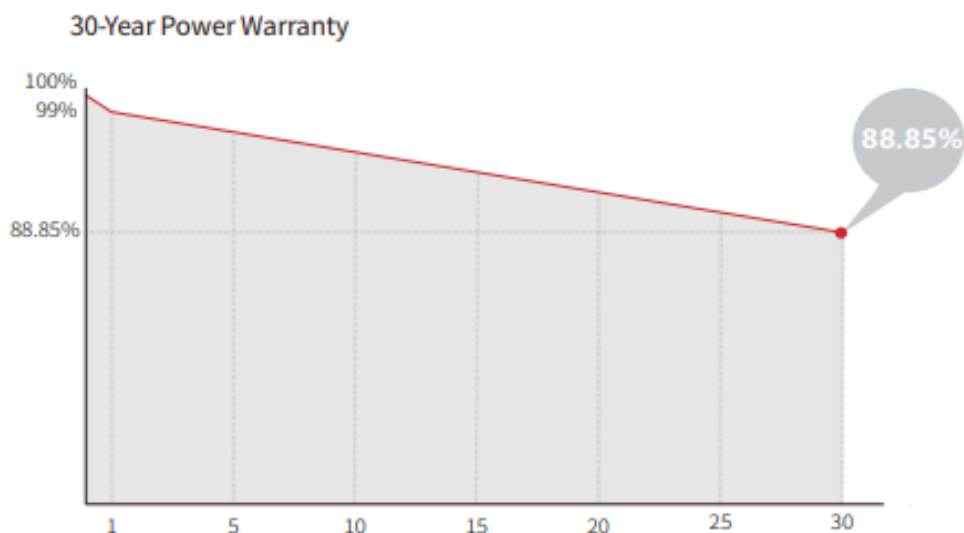


Рисунок 4.11 – Деградація модуля

Також сонячні модулі менше забруднюють довкілля навіть з урахуванням того що під час виробництва виробляється CO₂. Рис 4.12

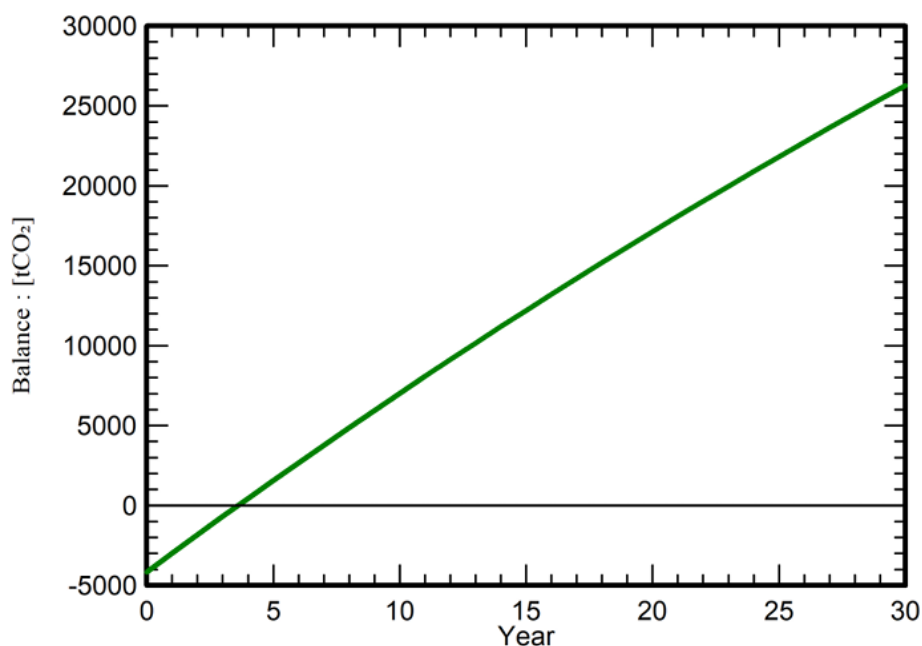


Рисунок 4.12 – Збереження викидів

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

Сонячна електроенергетика є важливим стратегічним напрямом для України. Вона дозволяє забезпечити енергетичну безпеку, скоротити імпорту енергоносіїв, зменшити викиди парникових газів та сприяти децентралізації енергосистеми.

Подальший розвиток СЕС потребує державної підтримки, модернізації мереж та підвищення обізнаності населення. Але найважливіше це часткова чи повністю незалежність від зовнішнього електропостачання під час війни.

Також я вважаю, що у кожного повинна бути міні сонячна станція для забезпечення себе енергонезалежності хоча-б для найнеобхідніших речей.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						82
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Енергетика тягових мереж: монографія / Сиченко В.Г., Кузнецов В.Г., Босий Д.О., Саблін О.І. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 210 с.
2. Дьяков В. О., Босий Д. О., Антонов А. В. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі. Дніпро: Видво ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 220 с.
3. Друбецька Т.І., Бойко А.М. Тягові підстанції електрифікованих залізниць. Київ: Каравела, 2022. 338 с.
4. www.ive.org.ua/wp-content/uploads/atlas.pdf (дата звернення: 17.04.2025).
5. <https://chatgpt.com/> (дата звернення: 19.04.2025).
6. https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%BE%D0%BD%D1%8F%D1%87%D0%BD%D0%B0_%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8 (дата звернення: 02.05.2025).
7. <https://www.aseu.solar/en/about-6> (дата звернення: 11.05.2025).
8. https://static.longi.com/LR_7_72_HVDF_640_665_M_30_30_and_15_Frame_Guardian_Anti_Dust_BGV_02_20250528_EN_3dff216b7.pdf (дата звернення: 17.05.2025).

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						83
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		