

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами

(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної
між підстанціями 220 кВ Тухля - Любинці тягова проміжна. Мала
енергетика України

назвою програмою Електротехнічні системи електроспоживання

спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

ав: студент групи ЕС20120:

(підпис студента)

/ Владислав ГРИЧАНЕНКО /

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

/ доцент Андрій АНТОНОВ /

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

/ доцент Олександр ЖЕВЖИК /

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ИК:

контролер:

(підпис)

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

Студент

(підпис)

Дніпро – 2023 рік

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

Energy process 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 part of the power system between the 220 kV Tukhlia - Lyubyntsi traction intermediate substations. Small wind power industry of Ukraine

according to educational curriculum Electrical power consumption systems

in the Speciality: 141 Electric power, electrical engineering and
electromechanics

(speciality and its code)

Done by the student of the group EC20120: / Vladyslav HRYCHANENKO /
(name, surname)

Scientific Supervisor: / Ass. Prof. Andriy ANTONOV /
(position, name, surname)

Normative controller: / Ass. Prof. Andriy ANTONOV /
(position, name, surname)

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Фкультет: Управління енергетичними процесами
Федра: Інтелектуальні системи енергопостачання
еннь вищої освіти: Бакалавр
йтня програма: Електротехнічні системи електроспоживання
ціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

ЗАВДАННЯ

фікаційну роботу бакалавра
(ступінь вищої освіти,

Гричаненку Владиславу Віталійовичу
(Прізвище, Ім'я По батькові)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 220 кВ Тухля - Любинці тягова проміжна. Мала вітроенергетика України

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

жені наказом від 06.02.2023 р. № 142ст
к подання студентом 12.06.2023 р.

ні дані до вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

е пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):
ове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового постачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок
ної підвіски

тричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової шії, розрахунки струмів короткого замикання, проектування сонячної станції

тромаережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії тересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

відтуальне завдання: Мала вітроенергетика України

елік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
ень): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки
ів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски,
нійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при
кунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

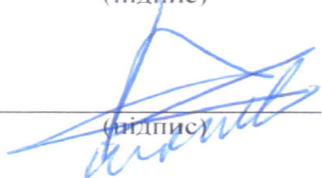
Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
Тягове електропостачання	11.03.2023	
Електричні підстанції та станції	18.04.2023	
Електромережі та релейний захист	18.04.2023	
Індивідуальне завдання	23.05.2023	
Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
Захист кваліфікаційної роботи на засіданні екзаменаційної комісії	27.06.2023	

Студент


(підпис)

Владислав ГРИЧАНЕНКО
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

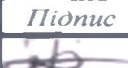
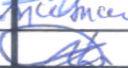
Керівник роботи


(підпису)

Андрій АНТОНОВ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

.....	7
ОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
Струморозподіл у тяговій мережі.....	8
Навантаження тягових підстанцій.....	9
Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	15
Переріз контактної мережі.....	18
Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	19
Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	23
Механічний розрахунок анкерної ділянки	24
ТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	31
Розрахунок потужності трансформаторів.....	31
Розрахунок струмів к.з.....	34
Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	45
Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	46
Проектування сонячної електростанції.....	49
ТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	58
Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	58
Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	66
ВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	75
ВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	83
К ПОСИЛАНЬ.....	84

			02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ		
Документа	Підпис	Дата			
ВЕРНКО			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 220 кВ Тухля - Любинці тягова проміжна. Мала вітроенергетика України		
НОВ		27.06			
СІК					
		27.06.23			
			Літера	Аркуш	Аркушів
				6	84
			МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20120		

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра: 84с., 23 рис., 27 табл., 7 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 220 кВ Тухля - Любинці тягова проміжна.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 150 кВ Кам'янка - Фундукліївка тягова.

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

Для досягнення даної мети виконано розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

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 Тухля - Любинці тягова проміжна.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	8
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	8
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	14
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	18
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	18
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	22
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	30
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	33
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	44
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	45
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	48
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	57
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	65
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	74
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	81
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	82

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023—ПЗ				
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив		Гричаненко			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 220 кВ Тухля - Любинці тягова проміжна. Мала вітроенергетика України	Літера	Аркуш	Аркушів	
Консульт.								6	82
Керівник		Антонов				МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20120			
Н. контр.		Антонов							
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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

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

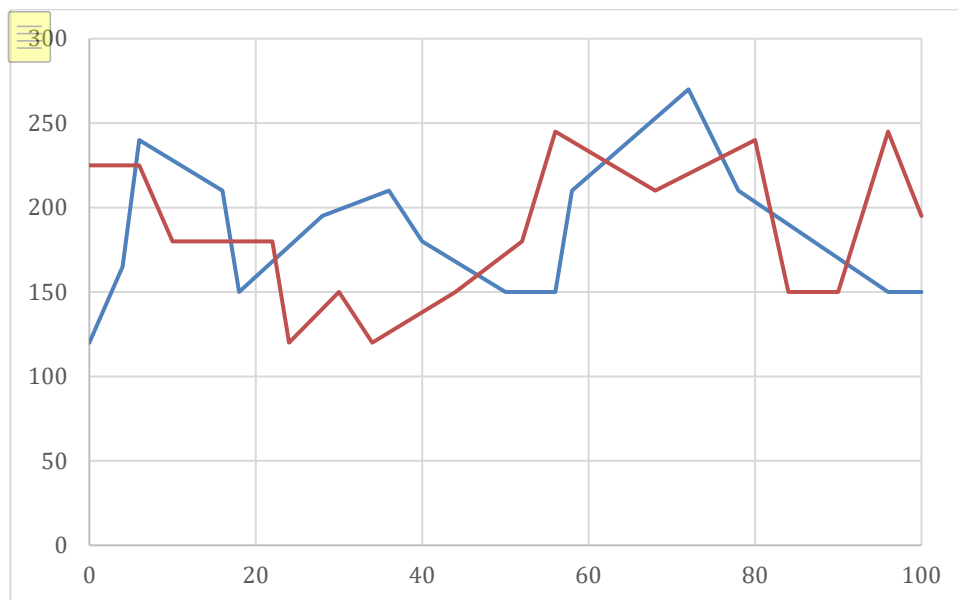


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

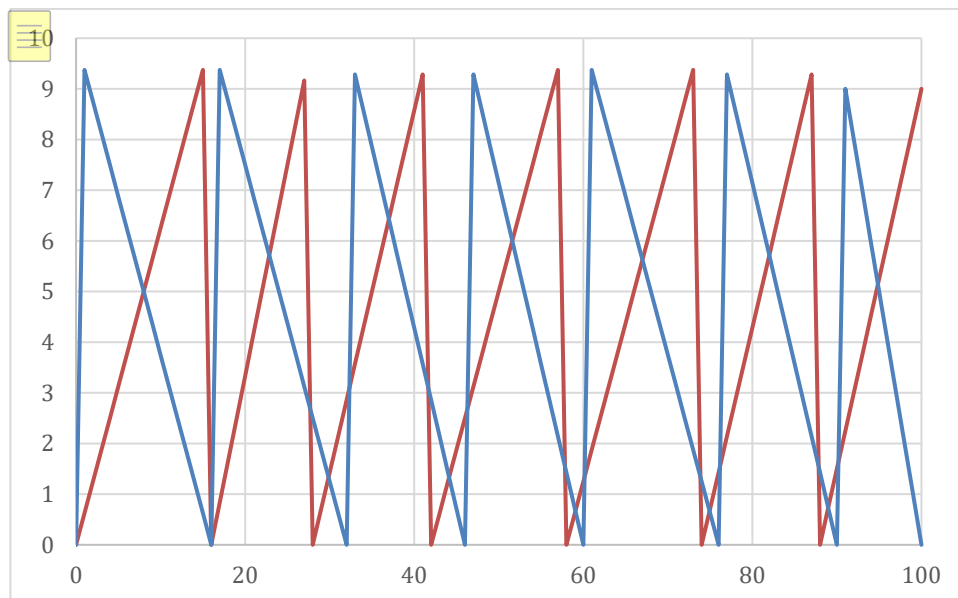


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

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):

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

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

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

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

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

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;

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						9
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

$$n_{04} = \frac{24,4}{10} = 2,44 \text{ пар}.$$

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:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів.

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

$$I_{\phi 2} = \frac{2,21 \cdot 70 \cdot 406,1}{144} = 436,3 \text{ А}$$

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

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

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

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

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

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

Режим згущення поїздів.

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

Режим максимальних розмірів руху.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лів} = 284,3 + 436,3 = 720,6 \text{ А}$$

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

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

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

Режим згущення поїздів:

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

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

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

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лів} = 584,8 + 897,5 = 1482,3 \text{ А}$$

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

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

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

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*

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

для фаз *a* і *c*

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

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

– 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:

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

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

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:

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

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

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

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

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

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струморозподілу

Приєднан- ня	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефектив- ний струм, А	середній струм, А	ефектив- ний струм, А	середній струм, А	ефектив- ний струм, А
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 «b»	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 двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{ном}^2} \left[\frac{2,95 \left[\frac{T}{N_{пар} t_{спар} + N_{неп} t_{снеп}} + 0,46 \left(0,25 - \frac{\theta}{t_{пар} + t_{неп}} \right) \right]}{\frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{пар} + t_{неп}} \left(1,1 \frac{N_{0пар} t_{пар} + N_{0неп} t_{неп}}{N_{пар} t_{спар} + N_{неп} t_{снеп}} - 1 \right) + 1} \right]. \quad (1.14)$$

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

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

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;

$t_{спар}$, $t_{снеп}$ – 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 $I_{пар}$, $I_{неп}$ – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А.

Підставляючи значення у формули (1.12) - (1.17) отримаємо результати для різних схем живлення.

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

$$I_{неп} = 171,5 \text{ А}$$

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

$$I_{пар} = 190,5 \text{ А}$$

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

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

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

Витрата електроенергії на рух поїздів:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

Тоді для вузлової схеми:

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

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

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:

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

$$B_0 = 401092,6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{401092,6} = 291,3 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

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

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски М95+МФ-100. Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22

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 проекті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений 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,

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

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.

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

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

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

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

Довжина еквівалентного прогону

$$\ell_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \ell_i^3}{\ell_a}}, \quad (1.21)$$

де ℓ_i – довжина i -го прогону, м;

ℓ_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

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

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

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

Так як $\ell_{кр} > \ell_e$ отже розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

де αES – добуток коефіцієнта температурного лінійного розширення матеріалу троса, модуля пружності Юнга та площі поперечного перерізу, даН/°С.

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

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

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

Змінюючи натяг несучого троса 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 $\Delta t = 10 \dots 15^\circ\text{C}$ (для одного контактного проводу);

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

$$t_{сер} = \frac{30 + (-35)}{2} = -2,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_0 = -2,5 - 10 = -12,5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1273$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_z = A + \frac{B_z}{T_z^2} - \frac{T_z}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

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

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

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

$$T_z = 1450 \text{ даН}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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

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

$$T_v = 1167 \text{ даН.}$$

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:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

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

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

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

$$T_{px} = 1435 \text{ даН.}$$

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.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-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
$F_{xp}, \text{м}$	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

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

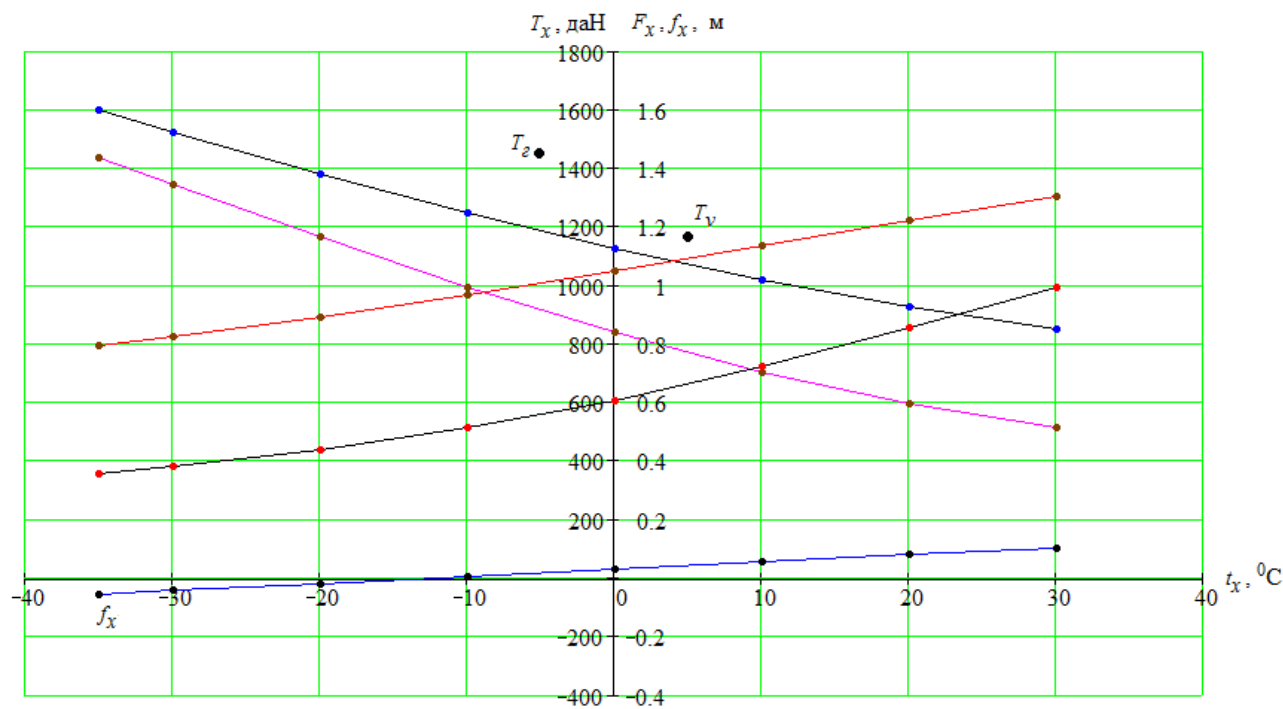


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

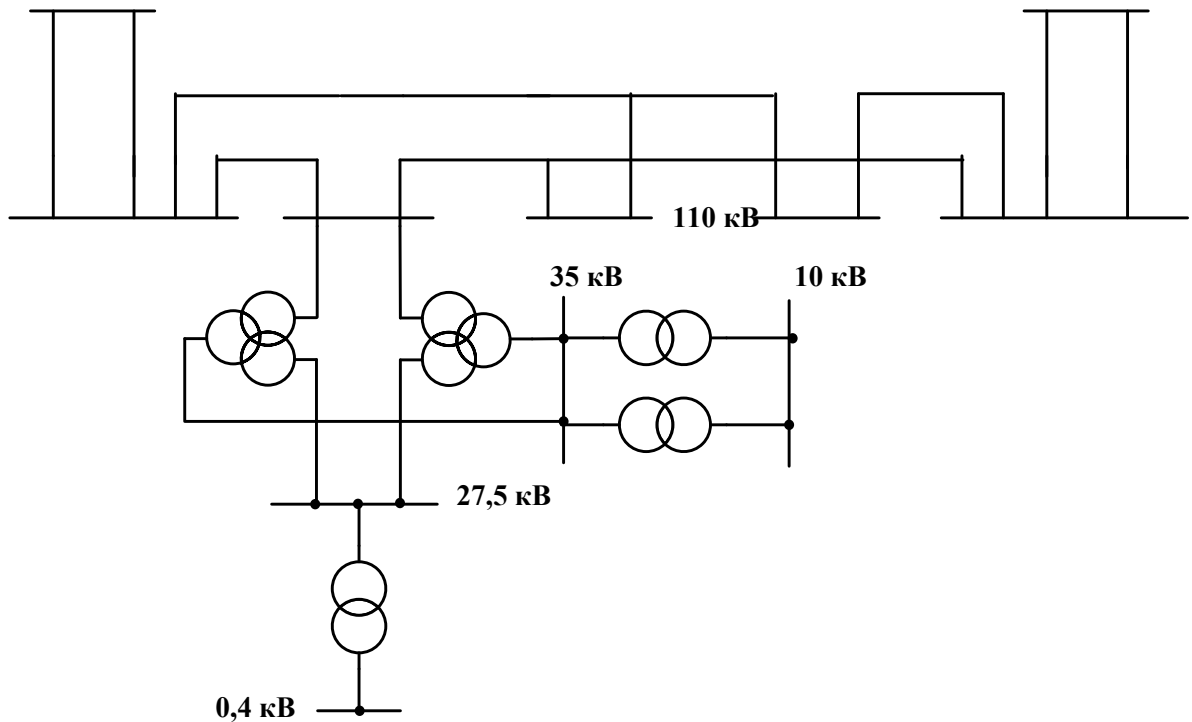


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

$S_{\text{тсн}}$ - потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

$I''_д$ - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

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

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

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

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}.$$

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{\max 27,5} = 18530 + 400 + 250 = 19180 \text{ кВА}.$$

Потужність нетягового навантаження на шинах 35 кВ складає 20 % від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10 %, тобто:

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot 18530 = 3706 \text{ кВА};$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

$$S_{\max 10} = 0,1 \cdot 18530 = 1853 \text{ кВА.}$$

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

Тоді отримаємо:

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

$$S_{ш. \max 35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

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

$$S_{\text{розрах. max}} = (19180 + 5895,7) \cdot 0,95 = 23821 \text{ кВА.}$$

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:

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

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{*\bar{6}}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_k} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

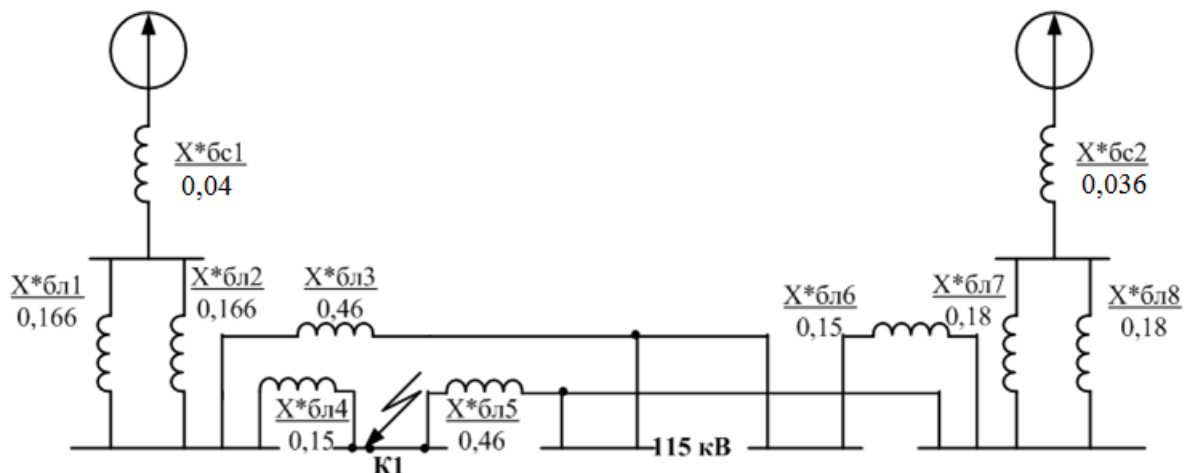


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*бсист1} = \frac{100}{2500} = 0,04$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*бсист2} = \frac{100}{2800} = 0,036$$

Базисний струм:

$$I_{61} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18$$

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

$$X_{*6л9} = 0,5 X_{*6л1} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

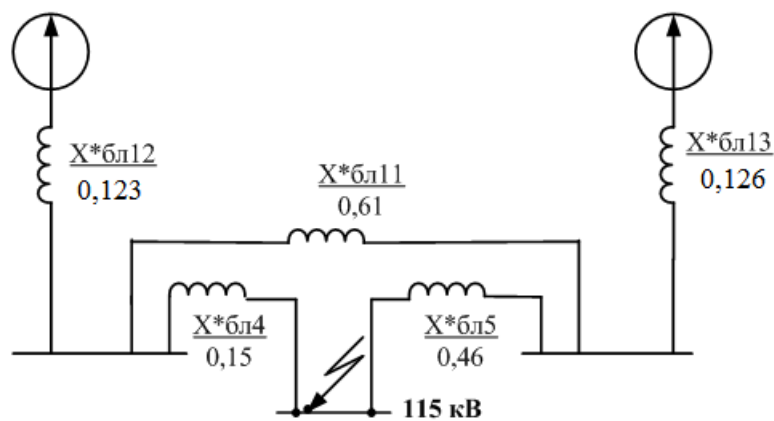


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бс1} + X_{*бл9} = 0,04 + 0,083 = 0,123$$

$$X_{*бл13} = X_{*бс2} + X_{*бл10} = 0,036 + 0,09 = 0,126.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

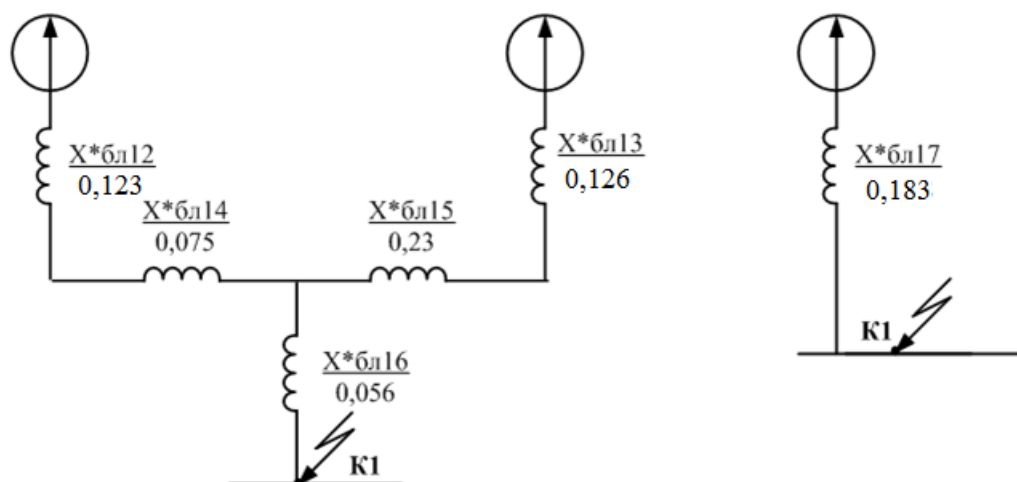


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{\bar{\sigma}l14}^* = \frac{X_{\bar{\sigma}l4}^* \cdot X_{\bar{\sigma}l11}^*}{X_{\bar{\sigma}l4}^* + X_{\bar{\sigma}l5}^* + X_{\bar{\sigma}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075$$

$$X_{\bar{\sigma}l15}^* = \frac{X_{\bar{\sigma}l5}^* \cdot X_{\bar{\sigma}l11}^*}{X_{\bar{\sigma}l4}^* + X_{\bar{\sigma}l5}^* + X_{\bar{\sigma}l11}^*} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23$$

$$X_{\bar{\sigma}l16}^* = \frac{X_{\bar{\sigma}l4}^* \cdot X_{\bar{\sigma}l5}^*}{X_{\bar{\sigma}l4}^* + X_{\bar{\sigma}l5}^* + X_{\bar{\sigma}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056$$

$$\begin{aligned} X_{\bar{\sigma}l17}^* &= X_{\bar{\sigma}l16}^* + \frac{(X_{\bar{\sigma}l12}^* + X_{\bar{\sigma}l14}^*) \cdot (X_{\bar{\sigma}l13}^* + X_{\bar{\sigma}l15}^*)}{X_{\bar{\sigma}l12}^* + X_{\bar{\sigma}l14}^* + X_{\bar{\sigma}l13}^* + X_{\bar{\sigma}l15}^*} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,123 + 0,075) \cdot (0,126 + 0,23)}{0,123 + 0,075 + 0,126 + 0,23} = 0,183 \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{\sigma}1}}{X_{\bar{\sigma}K1}^*} = \frac{0,502}{0,183} = 2,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,74 = 6,99 \text{ кА.}$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,74 = 4,16 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KBС} + u_{KBH} - u_{КСН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75,$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38

$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75,$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{KBC} + u_{KCH} - u_{KBH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номтр.}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43,$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номтр.}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27,$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номтр.}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01.$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

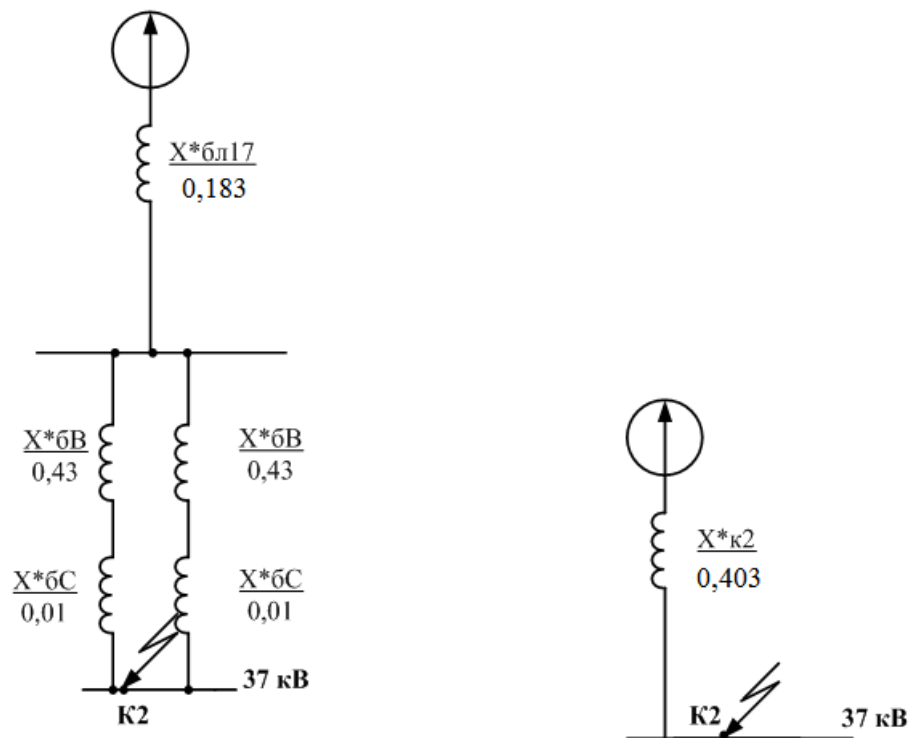


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА},$$

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,403.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,403} = 3,87 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,87 = 9,87 \text{ кА}.$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,87 = 5,88 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,533.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

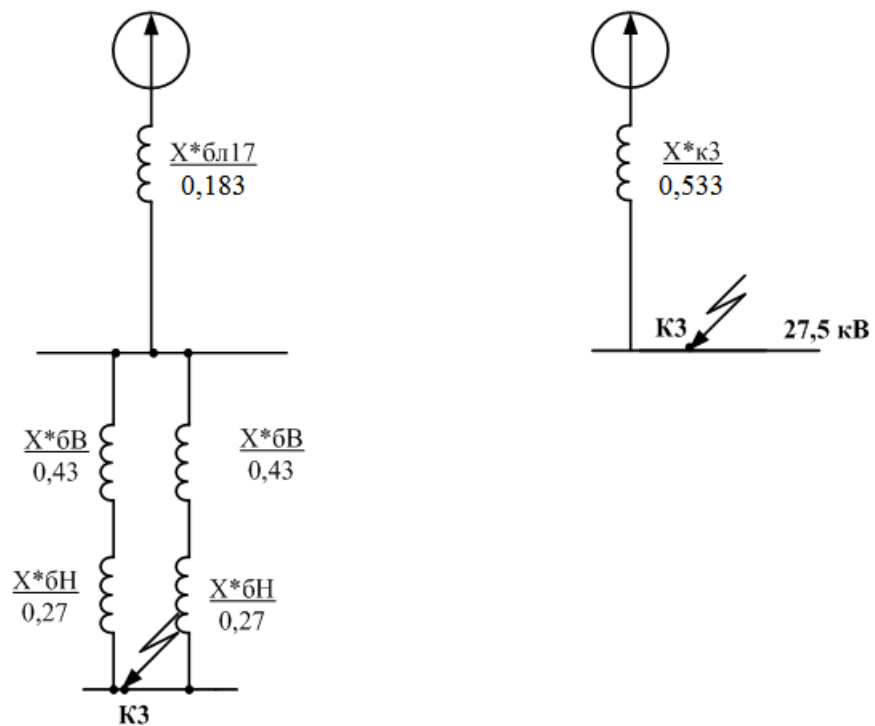


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки КЗ

Знайдемо струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бК3}} = \frac{2}{0,533} = 3,75 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці КЗ:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,75 = 9,56 \text{ кА.}$$

$$I_{Куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,75 = 5,70 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К4, на ТВП сторона 0.4 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

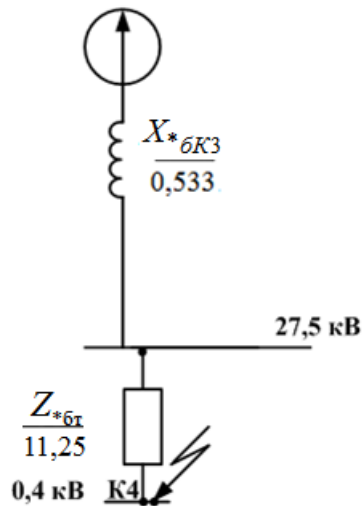


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{\delta m}^* = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25,$$

$$R_{\delta m}^* = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{номтр.}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44,$$

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

$$Z_{\delta m \Sigma}^* = \sqrt{(X_{\delta K3}^* + X_{\delta m}^*)^2 + R_{\delta m}^{*2}} = \sqrt{(0,532 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{\delta 4}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА},$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{\kappa 4} = 1,84 \cdot 12,32 = 22,67 \text{ кА}.$$

$$I_{K_{уст4}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К5, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

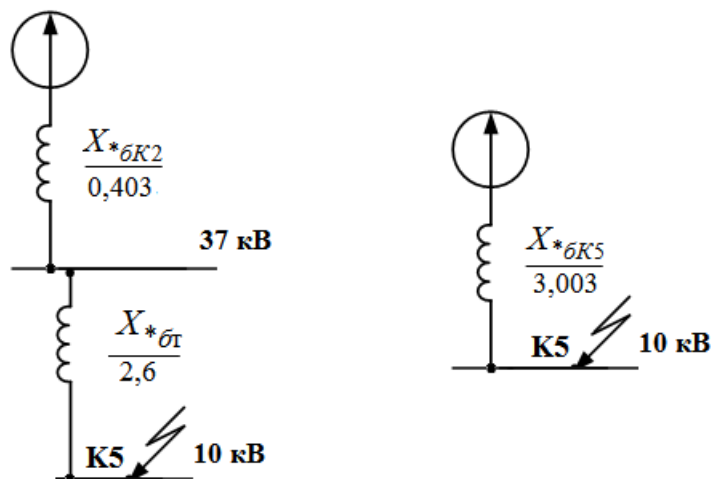


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

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:

$$X_{* \delta K5} = X_{* \delta K2} + X_{* \delta T} = 0,403 + 2,6 = 3,003$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

$$I_{65} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{65}}{X_{*6K5}} = \frac{5,5}{3,003} = 1,832 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5} = 2,55 \cdot 1,832 = 4,67 \text{ кА,}$$

$$I_{Kycт5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,832 = 2,78 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$K1: B_{\kappa} = 2,74^2 (2 + 0,05) = 15,39 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K2: B_{\kappa} = 3,87^2 (1,5 + 0,05) = 23,21 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K3: B_{\kappa} = 3,75^2 (0,5 + 0,05) = 7,73 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K4: B_{\kappa} = 12,32^2 (0,5 + 0,05) = 83,48 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K5: B_k = 1,832^2 (1,5 + 0,05) = 5,2 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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				
	$I_{\sigma}, \text{кА}$	$I_k, \text{кА}$	$I_{K_{уст}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
K1	0,502	2,74	4,16	6,99	15,39
K2	1,56	3,87	5,88	9,87	23,21
K3	2	3,75	5,70	9,56	7,73
K4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
K5	5,5	1,832	2,78	4,67	5,2

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	2	3	4
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{np} \cdot S_{ш. \text{розр.} \max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot S_{ш. \text{ном.} \text{пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СН ТП	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш. \text{ном.} \text{пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05 А
4	Сторона НН ТП	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш. \text{ном.} \text{пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш. \text{ном.} \text{пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	525,5 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш. \text{ном.} \text{пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А

Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А
11	Збірні шини 10кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3 А
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:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_p$$

$$2) I_n \geq I_p$$

$$3) I_{\text{номоткл}} \geq I_k$$

$$4) i_d \geq i_{\text{уд}}$$

$$5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$$

$$B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

$$B_{\text{кдоп}} = I_T^2 \cdot t_T = 37,094 \cdot 2,58 = 3549,99 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_p$$

$$2) I_n \geq I_p$$

$$3) i_d \geq i_{\text{уд}}$$

$$4) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$$

$$B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$$

Аналогічно попередньому випадку необхідно перерахувати тепловий імпульс. Для вводу 110 кВ:

$$B_{\text{кдоп}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 2,58 = 2201,06 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Подальші розрахунки та вибір роз'єднувачів зведемо до таблиці 2.5.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_{\kappa}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,99	2,74	15,39
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,87	3,87	23,21
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,56	3,75	7,73
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,87	3,87	23,21
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,832	5,2
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,87	3,87	23,21
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,56	3,75	7,73
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,832	5,2
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,832	5,2

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_{\kappa}}$
1	Вводи в РУ 110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,99	15,39
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,56	7,73
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,87	23,21
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,2
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,56	7,73
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	121,7	9,56	7,73
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,87	23,21

2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.3.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 2304 kWp

Pidhirne - Ukraine

| Vladyslav Hrychanenko

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

UDUNT

Project summary

Geographical Site

Pidhirne
Ukraine

Situation

Latitude 48.49 °N
Longitude 34.34 °E
Altitude 155 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Pidhirne

Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 4608 units
Pnom total 2304 kWp

Inverters

Nb. of units 40 units
Pnom total 2000 kWac
Pnom ratio 1.152

Results summary

Produced Energy 2942627 kWh/year Specific production 1277 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.54 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10

19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 2/10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

50



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

UDUNT

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	256 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	12.0 m
		Collector width	4.37 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	36.4 %
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	14.9 °
Horizon		User's needs	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DE18M-(II)-500	Model	SUN2000-50KTL-ZHM3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	4608 units	Number of inverters	40 units
Nominal (STC)	2304 kWp	Total power	2000 kWac
Modules	256 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
Pmpp	2098 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.15
U mpp	701 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2991 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	2304 kWp	Total power	2000 kWac
Total	4608 modules	Max. power	2200 kWac
Module area	11010 m²	Number of inverters	40 units
		Phom ratio	1.15

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	5.2 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	2.0 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %
IAM loss factor					
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290					
0°	30°	50°	60°	70°	75°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816
					0.681
					0.440
					0.000

19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 3/10

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

51



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.39 % at STC
Inverter: SUN2000-50KTL-ZHM3-400V
Wire section (40 Inv.) Alu 40 x 3 x 120 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection

MV Voltage 35 kV
Wires Alu 3 x 50 mm²
Length 300 m
Loss Fraction 0.03 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 35 kV
Transformer parameters
Nominal power at STC 2.26 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.01 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 45.14 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.42 mΩ

19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 4/10

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

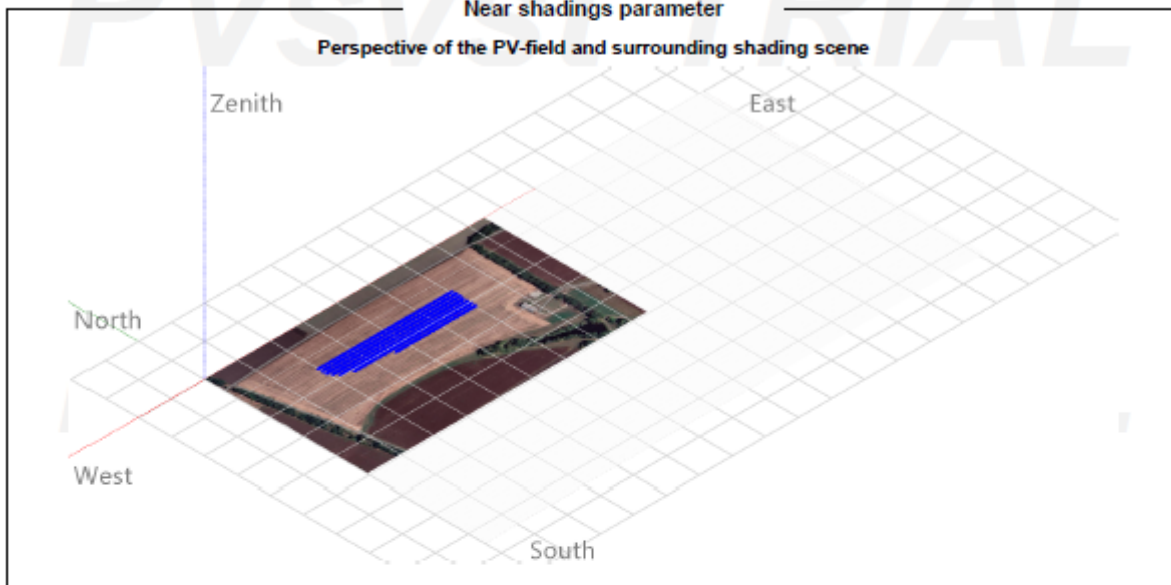
Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter

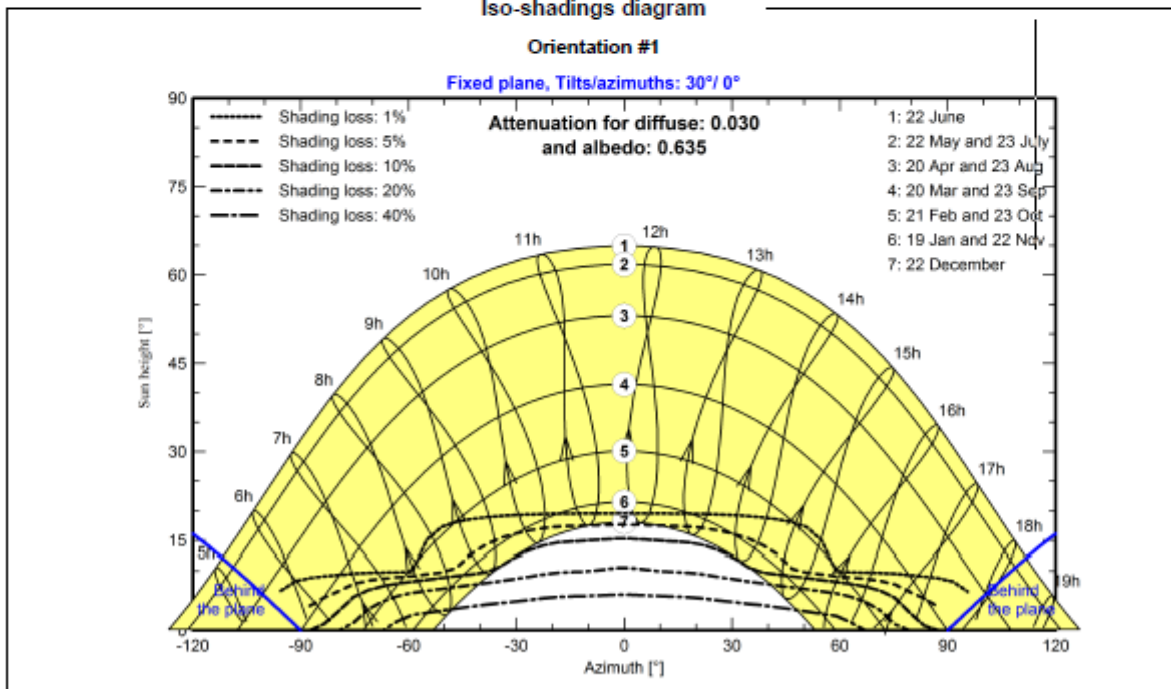
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 5/10

Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

53



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

2942627 kWh/year

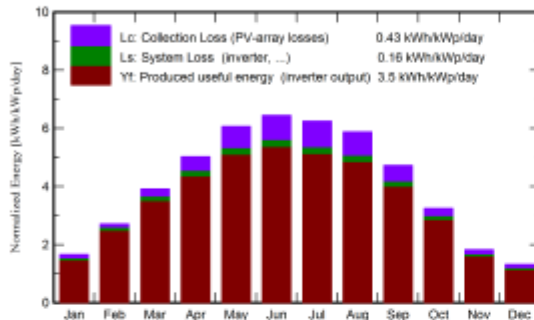
Specific production

1277 kWh/kWp/year

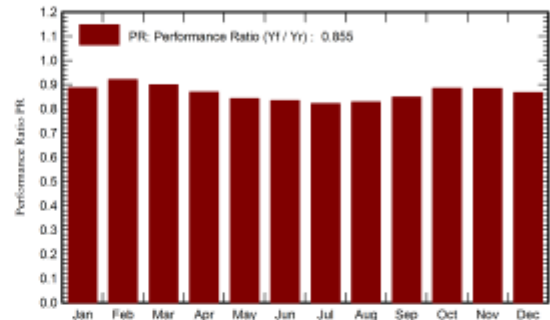
Perf. Ratio PR

85.54 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	29.7	17.65	-3.78	51.4	48.9	110569	104989	0.887
February	51.0	28.78	-2.78	75.7	72.1	168308	160892	0.921
March	93.6	47.21	2.62	121.0	115.5	262662	250790	0.900
April	132.5	63.73	10.27	150.6	143.5	315575	301502	0.869
May	179.3	76.96	17.00	187.9	178.9	381722	364865	0.843
June	194.4	81.88	20.38	193.5	183.9	388699	371781	0.834
July	191.1	73.37	23.00	193.6	184.1	383397	366694	0.822
August	165.1	70.24	22.67	182.0	173.5	362909	347254	0.828
September	113.0	42.74	16.06	141.7	135.6	290143	277068	0.849
October	71.3	38.27	9.10	100.5	95.8	214123	204706	0.884
November	33.8	20.73	3.36	54.4	50.7	116215	110636	0.883
December	24.4	16.61	-1.12	40.9	38.8	88131	81651	0.867
Year	1279.0	578.17	9.80	1493.1	1417.4	3080453	2942627	0.855

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 6/10

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

54



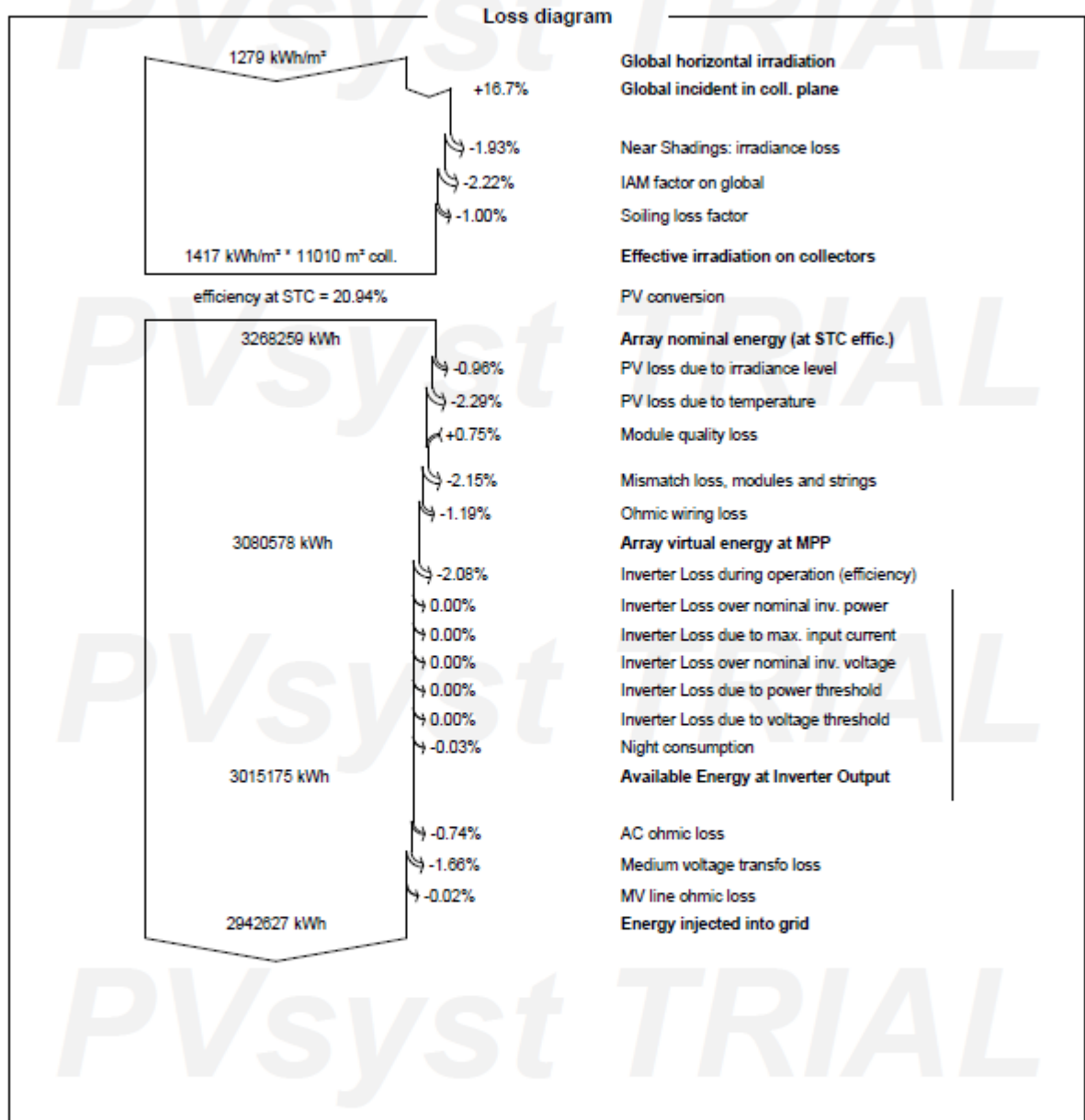
PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

UDUNT



19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 7/10

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

55



PVsyst V7.3.4
VCO, Simulation date:
19/05/23 20:49
with v7.3.4

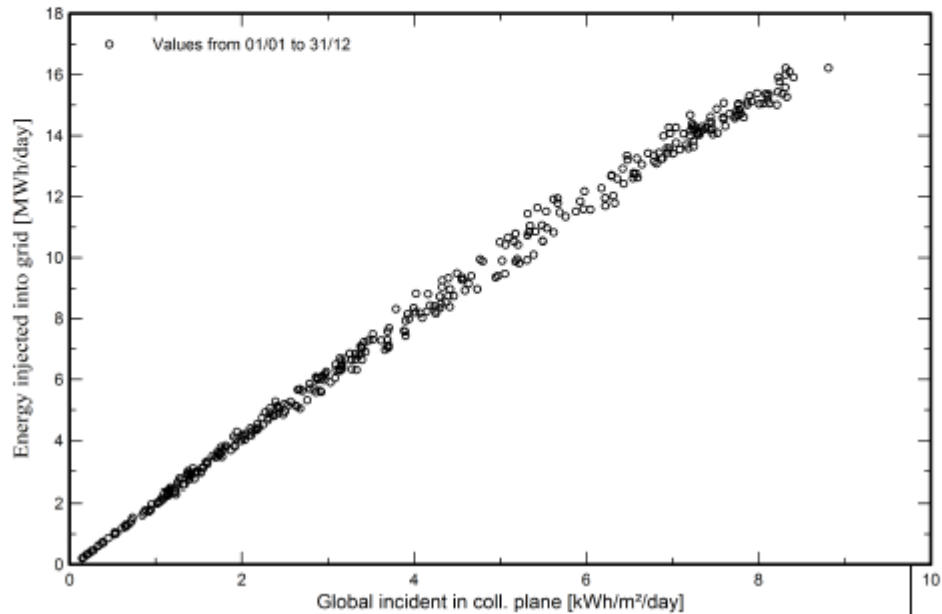
Project: Гричаненко Владислав

Variant: New simulation variant

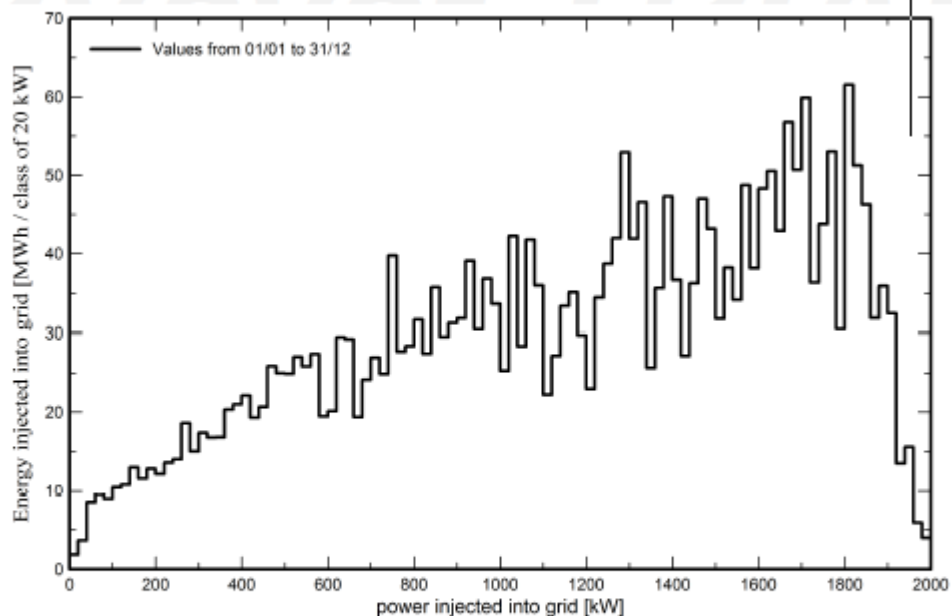
UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



19/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 8/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ

Лист

56



P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind Monthly averages
Synthetic - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) -1.0 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 2.1 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 61 MWh
P50 2943 MWh
P90 2865 MWh
P95 2843 MWh

Probability distribution

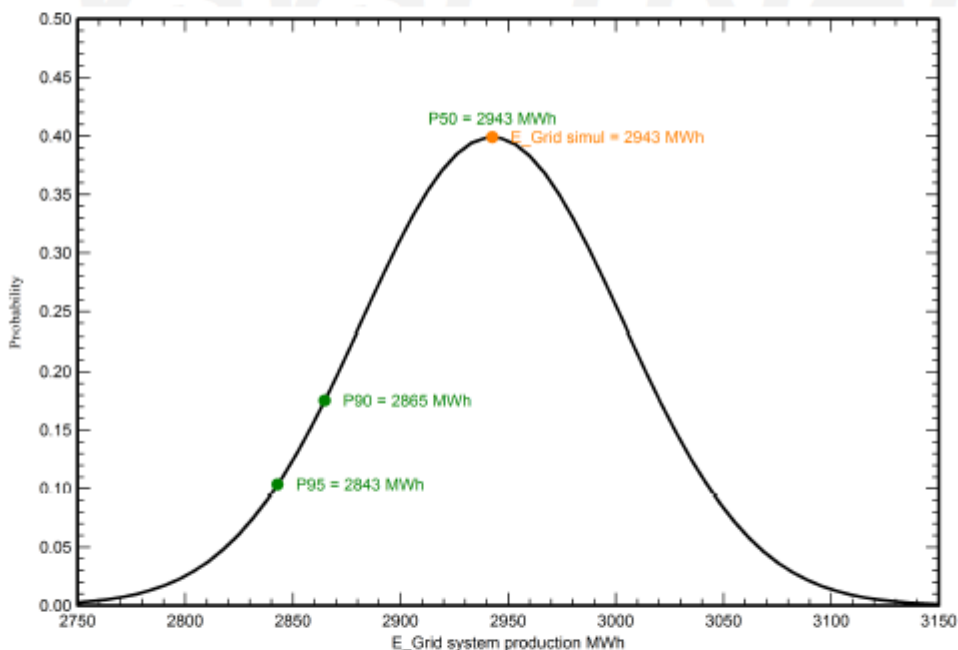


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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 данні 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	2,2

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.

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

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 значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_2 (таблиця 8.7), k_{33} (таблиця 8.10), k_4 (таблиця 8.11), k_5 (таблиця 8.16) 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	129	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 значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_1 (таблиця 8.6), k_2 (таблиця 8.8), k_{33} (таблиця 8.10), k_4 (таблиця 8.12), k_5 (таблиця 8.18) 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.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

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

№ КЛ	I_c , А	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0 , А	I_{cg} , А	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 значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_{zn} (таблиця 8.9), k_7 (таблиця 8.21) 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 , А	k_{zn}	k_7	I_0 , А	I_{cg} , А	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:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

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

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 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС (P=2 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 3хСП-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:

$$z_C \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}, \text{ Ом} \quad (3.20)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot \ell_{\text{л}}, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot \ell_{\text{л}}, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_{\text{л}} + x_{\text{л}})^2}, \text{ Ом}, \quad (3.23)$$

Опір трансформатора:

$$z_m \approx x_m = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом} \quad (3.24)$$

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

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

Розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках  в максимальному роботі 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 питомий 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 питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ

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

Сумарний струм КЗ в точці К2

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

Розрахункова точка К3.

Струм КЗ питомий 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:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3PC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)} \quad (3.30)$$

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

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2PC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3PC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2PC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3PC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
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 $I_{\text{доп}} = 46,2 \text{ А}$

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

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

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

Номинальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}, \text{А}$	$I_{сз \min}, \text{А}$	$I_{сз \max}, \text{А}$	$I_{сз}, \text{А}$ 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:

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

Струм уставки:

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

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

$$k_q = \frac{k_{сх} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{с.з.}}. \quad (3.35)$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

Результати розрахунку по формулам (3.33)-(3.35) зводимо в таблицю 3.14.
Таблиця 3.14 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	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 спрацьовування 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

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

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.38)$$

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, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$	$I_{\text{у}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$ для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
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

$$I_{\text{C}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot 10^{-6}, \quad (3.39)$$

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

$C_{\phi КЛ}$, мкФ	ω , с ⁻¹	U_ϕ , В	I_C , А/км	$I_{СКЛ}$, 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 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.

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Мала вітроенергетика України

Вітер є одним з найбільш потужних енергетичних джерел, який здавна використовується людиною і при сприятливих умовах може бути використаний в інтересах народного господарства в значно більших масштабах, ніж це має місце в даний час. Вітроагрегатами в рік можливо вироблення енергії рівної $1,18 \cdot 10^{13}$ кВт·год, що у багато разів перевищує кількість енергії, споживаної сьогодні у світі.

Використання вітроенергетичних станцій (ВЕС) для виробництва електроенергії є найбільш ефективним способом перетворення енергії вітру. Ефективність перетворення механічної енергії в електричну енергію в генераторі - 95 %, а втрати в електропередачі - 10 %. Вимоги по частоті і напрузі вироблюваної електроенергії залежать від особливостей споживачів. Ці вимоги жорсткі при роботі вітроенергетичної установки в енергосистемі та не жорсткі при використанні цієї енергії в автономних освітлювальних і нагрівальних установках.

Ефективність роботи вітроенергетичної установки (ВЕУ) і її вартість залежать від правильності вибору системи управління генератором.

Класична мережева схема ВЕС: робота з акумуляторними батареями і звичайним інвертором. Цей варіант дозволяє повністю або частково використовувати автономне енергозабезпечення. Для нього неважливо наявність загальної електромережі. На рис. 4.1 представлена класична схема роботи вітрового електрогенератора.

Основними компонентами даної схеми являються наступні.

Акумуляторні батареї (АКБ або АБ) - це накопичувальна ємність для виробленої вітрогенератором електрики.

Інвертор необхідний для перетворення постійного струму з акумуляторних батарей в змінний струм, для живлення мережі. Саме до нього вже підключаються споживачі і електроприлади.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

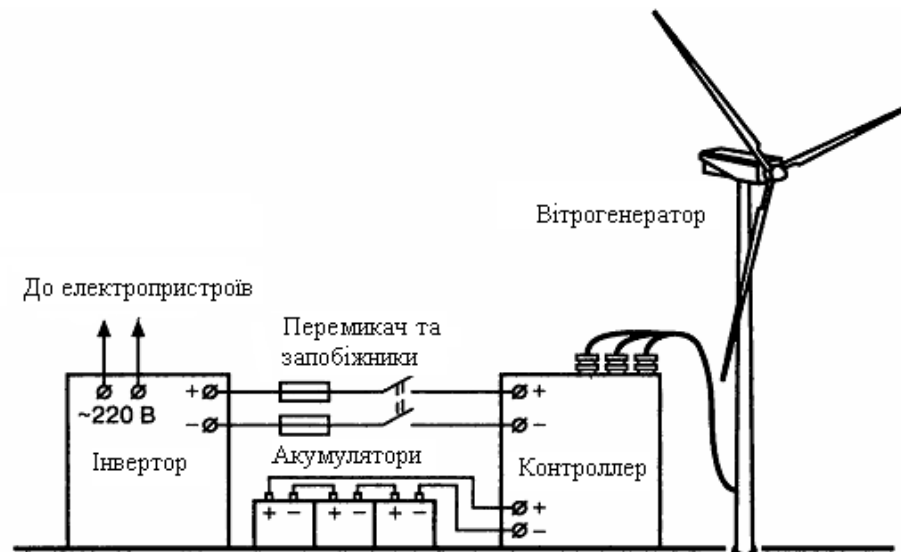


Рисунок 4.1 – Спрощена мережева схема вітроелектростанції

Таким чином, систему характеризують такі елементи:

- сила вітру (енергетичний потенціал);
- потужність вітрогенератора (виробляє електроенергію);
- ємність акумуляторної батареї (накопичує електроенергію);
- потужність інвертора (видає електроенергію споживачеві).

Кожен компонент енергетичної системи працює незалежно від інших, але визначає той або інший важливий параметр. Кожен параметр критичний і від нього залежить загальна працездатність системи вітрового генератора.

При паралельній роботі вітроенергетичної установки спільно з потужною енергосистемою генератор підключається до неї безпосередньо або через перетворювач частоти. Генератор працює паралельно з енергосистемою при швидкості вітру в межах робочого діапазону зазвичай від 2,5...3,5 м/с до 25 м/с. При швидкості вітру нижче 2,5...3,5 м/с і вище 25 м/с генератор відключається від системи, вітродвигун переводиться в неробочий стан. Можлива робота ВЕУ з постійною і змінною частотою.

Мережева схема: робота з мережевим інвертором без акумуляторних батарей (рис. 4.2). У цій схемі можна частково або повністю компенсувати

витрати на електроенергію. Також можливий продаж електроенергії за «зеленим тарифом».

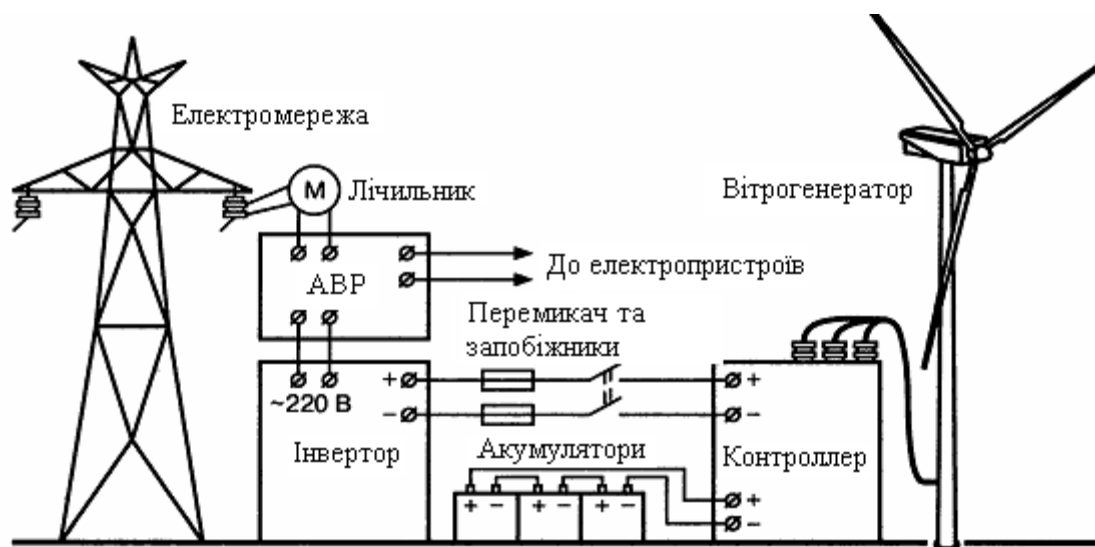


Рисунок 4.2 – Спрощена мережева схема вітроелектростанції

Існує також безліч комбінованих і другорядних за значимістю варіантів роботи вітрових станцій (без інвертора, з джерелом безперебійного живлення і т. д.).

Спільна робота вітроенергетичної установки з джерелом сумірної потужності використовується, наприклад, в вітро-дизель-генераторної установки. Можлива роздільна і паралельна робота вітроенергетичної установки і дизель - генератора. Така ситуація характерна для невеликих енергосистем у віддалених районах. Використання вітроенергетичної установки дозволяє економити дизельне паливо. Дизель-генератор може включатися в безвітря або працювати паралельно з ВЕУ при слабкому вітрі.

ВЕУ можуть бути конкурентоспроможними з традиційними джерелами енергії в районах з високим вітровим потенціалом при електропостачанні віддалених споживачів. Це досягається шляхом створення енергетичних установок, що максимально використовують енергію вітру і забезпечують надійність живлення споживачів високоякісною електроенергією.

Розглянувши можливості вітроенергетичних установок при перетворенні енергії вітру на електроенергію, можна зробити висновок про широкий спектр

їхнього використання. Проте ефективність їхнього застосування в першу чергу залежить від вітрових характеристик місцевості. У господарстві використання енергії вітру спрямовано на досягнення економії палива та електроенергії у найенергоємніших технологічних процесах, а також для забезпечення енергією віддалених від баз централізованого енергопостачання автономних споживачів.

На території України придатними для будівництва ВЕС вважаються площі до 7 тис. км², це - карпатський, приазовський, донецький, західнокримський, гірнокримський, керченський регіони, Харківська й Полтавська області. За розрахунками науковців, при максимальному використанні сили вітру в цих регіонах можна було б одержувати електроенергію в обсягах, які б надавали можливість забезпечити до 50 % загального енергоспоживання країни.

У січні в Україні максимум часу можливого використання енергії вітру спостерігається в приморській зоні, південному степу і на Донбасі (600 годин на місяць), а також в Карпатах і Криму.

Мінімум вітрової ефективності припадає на середню течію Дніпра і північно-західну частину України (500 годин). У квітні-липні в Причорномор'ї можливо не менше 550 годин за місяць, стільки ж на Полтавщині. В жовтні інтенсивність циркуляції атмосфери збільшується і енергетична ефективність вітру приблизно дорівнює січневій.

В Україні вітроенергетика є сформованим напрямком енергетики. Виробляються і працюють вітроенергетичні установки від декількох сотень ватів до тисяч кіловат.

Виділяють такі класифікації генераторів по встановленій потужності:

- Мала вітрова генерація: вітрогенератори одиничної потужності до 10-20 кВт. Середній виробіток до 100 кВт год на добу. Основне призначення: автономне електропостачання дрібних споживачів та господарських об'єктів.
- Середня вітрова генерація: потужності від 20 до 500 кВт. Середній виробіток до 3000 кВт год на добу. Призначення: електропостачання невеликих і середніх споживачів електроенергії (готелі, невеликі виробництва, військових бази тощо).

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

- Великі вітрогенератори одиничною потужністю від 500 кВт до 5 МВт. Часто об'єднані в групи – вітропарки і встановлені на спеціально підібраних майданчиках зі швидкістю вітру 8-15 м/с. Призначення: промислове виробництво електричної енергії.

За останні кілька років Україна досягла значних успіхів у галузі ВДЕ та мала досить амбітний її сектор. Зокрема загальна потужність вітрогенерації досягла майже 1,7 ГВт і це не враховуючи вітрових електростанцій, що на окупованих територіях Донецької та Луганської областей, а також анексованого Криму. Йдеться зокрема про вітропарки у Запорізькій, Миколаївській, Одеській, Херсонській та Львівській областях.

Згідно з прогнозом Української вітроенергетичної асоціації (УВЕА), який та оприлюднила наприкінці 2021 року, у 2022 році планувалось ввести в експлуатацію не менше 1 ГВт нових вітроенергетичних потужностей. Крім того, генерація мала дозвіл на будівництво ще 4 ГВт потужностей.

Вітроенергетичні установки малої генерації потужністю до 10...20 кВт в основному використовують для автономного й допоміжного електропостачання побутових споживачів та невеликих господарських об'єктів.

Турбіни потужністю від 20 до 500 кВт зазвичай використовують середні об'єкти – готелі, енергетичні кооперативи, фермерські господарства, виробництва, військові об'єкти. Вітряки вирішують і специфічні задачі, наприклад, заживлюють станції мобільного зв'язку у Карпатах.

Зацікавлений у встановлення міні-ВЕУ також і бюджетний сегмент ринку. Наприклад, люди кооперуються, будують оселі в полі, де дешевша земля та хочуть забезпечити себе електроенергією, не очікуючи підключення до електромереж роками.

Зазвичай малі вітрові проекти мають термін окупності від 10 років, що приблизно вдвічі довше за сонячні домашні електростанції. Фахівці пояснюють це різницею у «зеленому» тарифі на вітер і сонце, а також значними капіталовкладеннями на старті. Вища ціна на обладнання та монтажні роботи,

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

адже комплекс вітрової установки – це складніше інженерне рішення, ніж сонячна станція.

Варто врахувати різні нюанси роботи обладнання, зокрема шум, який іноді створює вітротурбіна.

Працюючі вітрогенератори створюють шуми, які прийнятні для нашого вуха на відстані 20...30 метрів. Не у всіх є такі великі ділянки. Крім того бувають випадки, коли сусіди проти, і при цьому навіть висновки комісії про законність установки і відповідність санітарним нормам не рятують від «дружби» з сусідами.

Чітких окремих вказівок щодо допустимих рівнів шуму для малих ВЕУ немає. Існують загальноприйняті норми – гранично дозволений рівень закріплений у Державних санітарних нормах допустимих рівнів шуму в приміщеннях житлових та громадських будинків і на території житлової забудови (наказ МОЗ від 22.02.2019 р. № 463). Для прилеглих територіях до житлових будинків він становить вдень – до 70 дБА, вночі – до 60 дБА.

Щодо місця розміщення конструкції, експерт говорить, що її можна віднести до малих архітектурних форм, які встановлюють на відстані не ближче 3 метрів до паркану. Середня висота щогли для розміщення турбіни складає біля 20 метрів. Тож варто заздалегідь оцінити розміри ділянки і врахувати, чи є поруч велика забудова або високі дерева, які можуть заважати вітропоток.

На жаль, сьогодні не так уже й багато ВЕУ представлено на Українському ринку.

Все різноманіття ВЕУ можна розділити на великі групи:

- вітроустановки, що використовують силу лобового тиску (барабанні, багатолопатеві горизонтально-осьові, карусельні, ротори Савоніуса, вітрильні і т.д.);

- вітроустановки, що використовують аеродинамічну підйомну силу (ротори Дар'я, швидкохідні горизонтально-осьові вітроустановки).

У ВЕУ першої групи коефіцієнт використання енергії вітру значно нижчі, ніж у установок другої групи. Вони тихохідні, оскільки вітроприймальний

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

пристрій даного типу ВЕУ не може рухатися зі швидкістю, що перевищує швидкість вітру. Але найголовніше, вони погано піддаються регулюванню, а це великий недолік. Кожен тип вітроагрегатів характеризується коефіцієнтом потужності, тобто величиною визначальною ту частину енергії, яку можна відібрати у вітрового потоку даними вітроприймальними пристроями. Для ВЕУ першого типу коефіцієнт використання енергії чи коефіцієнт потужності зазвичай не більше 0,1. Для установок другого типу він дорівнює 0,3-0,45.

До ВЕУ другої групи відносяться вертикально-осьові ротори Дар'ї та класичні горизонтально-осьові ВЕУ. За незаперечних переваг роторів Дар'ї (силова трансмісія та електрогенератор розташовуються, як правило, на землі, відсутність механізму орієнтації на вітер) їм притаманні і суттєві недоліки, що обмежують їхнє широкомасштабне використання. Зокрема, до цих недоліків відносяться відносно низьке значення коефіцієнта використання енергії вітру та концентрація маси лопатей на периферії займаної площі, що, зрештою, веде до втомливих руйнувань елементів ВЕУ та, в першу чергу, їх опорних підшипників. Крім цього, вітряки даного типу, як правило, регулюють підключеним навантаженням, при пропаданні якого ротор стає некерованим і «йде врознос». Тому на сьогоднішній день найбільше поширення для вироблення електроенергії отримали горизонтально-осьові трилопатеві ВЕУ.

Експерти з малої вітроенергетики вважають, що економічно обґрунтована ставка «зеленого» тарифу створила би попит у споживачів на міні-ВЕУ. Тому для розвитку малої вітроенергетики необхідно повернутися до обговорення тарифів, щоб привести термін окупності ВДЕ-установок до прийняттого для домогосподарств рівня – знизити з 10...12-ти до 7...8 років.

Майбутнє - за альтернативними джерелами енергії, бо вони майже безплатні, безпечні і не пов'язані із шкідливими викидами. Ще одна перевага - автономність, відсутність необхідності передавати енергію на великі відстані, що супроводжується її великими втратами та забрудненням довкілля, наприклад електромагнітним при транспортуванні електроенергії високої напруги.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

Впровадження альтернативних джерел енергії особливо актуальне на фоні енергетичної незалежності для України. За оцінками УВЕА, Україна здатна досягти 50% електрогенерації з ВДЕ в енергетичному балансі до 2030 року.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У роботі виконано розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Тухля - Любинці тягова проміжна.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сиченко В.Г. Енергетика тягових мереж: монографія / В.Г. Сиченко, В.Г. Кузнецов, Д.О. Босий, О.І. Саблін. – Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 210 с.
2. Дьяков В.О. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі / В. О. Дьяков, Д. О. Босий, А. В. Антонов. – Дніпро, Україна: Видво ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 220 с.
3. Друбецька Т.І. Тягові підстанції електрифікованих залізниць / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. – Київ: Каравела, 2022. – 338 с.
4. Бондар І. Л. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: Навч.посібник./ І. Л. Бондар, О. І. Бондар, В. Г. Сиченко. – Д.: Вид-во, 2009. – 180 с.
5. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник / В.В. Кирик. – К: Видавництво «Політехніка», 2014. – 131.
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. / В. П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 533 с. С. В. Панченко
7. Панченко С. В. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.