

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)

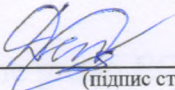
на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 150 кВ Кам'янка - Фундукліївка тягова. Сучасне інверторне обладнання фотоелектричних станцій

за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

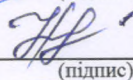
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС19120:


(підпис студента)

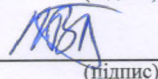
/ Денис ПАНАСЕНКО /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:


(підпис)

/ доцент Тетяна ДРУБЕЦЬКА /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

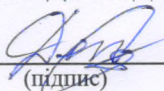
Нормоконтролер:


(підпис)

/ доцент Віталій ПЕРЦЕВИЙ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент


(підпис)

Дніпро – 2022 рік

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

(підпис)

Дмитро БОСИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 14.12.2021

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Панасенку Денису Костянтиновичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 150 кВ Кам'янка - Фундукліївка тягова. Сучасне інверторне обладнання фотоелектричних станцій.

Керівник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, к.т.н., доцент

(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від

14.12.2022 р.

№ 89ст

2. Строк подання студентом роботи: 06.06.2022 р.

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

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Тягове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної підвіски

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

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

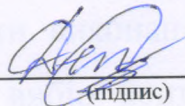
4.4 Індивідуальне завдання: Сучасне інверторне обладнання фотоелектричних станцій

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

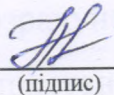
№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	11.03.2022	
2	Електричні підстанції та станції	18.04.2022	
3	Електромережі та релейний захист	18.04.2022	
4	Індивідуальне завдання	23.05.2022	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	06.06.2022	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	21.06.2022	

Студент


(підпис)

Денис ПАНАСЕНКО
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

Тетяна ДРУБЕЦЬКА
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ			
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 150 кВ Кам'янка - Фундуклівка тягова. Сучасне інверторне обладнання фотоелектричних станцій	Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панасенко		<i>[Підпис]</i>	20.06.22			6	82
Консульт.								
Керівник	Друбецька		<i>[Підпис]</i>	20.06.22		ДНУЗТ, ІСЕ, гр. ЕС19120		
Н. контр.	Перієвий		<i>[Підпис]</i>	20.06.22				
Зав.каф.	Босий		<i>[Підпис]</i>	20.06.22				

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
79с., 12 рис., 27 табл., 8 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 150 кВ Кам'янка - Фундукліївка тягова.

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

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.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Кам'янка - Фундукліївка тягова.

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

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I_1 = 170 \text{ A}, \quad I_2 = 406.1 \text{ A}, \quad I_3 = 91.4 \text{ A}, \quad I_4 = 213.7 \text{ A}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 215.6 \text{ A}, \quad I_{e2} = 408.7 \text{ A}, \quad I_{e3} = 117.2 \text{ A}, \quad I_{e4} = 197.6 \text{ A}.$$

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;

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

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

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

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

$$n_{01} = \frac{34.4}{10} \quad n_{01} = 3.44 \quad n_{03} = \frac{33.8}{10} \quad n_{03} = 3.38$$

$$n_{02} = \frac{22.1}{10} \quad n_{02} = 2.21 \quad n_{04} = \frac{24.4}{10} \quad n_{04} = 2.44$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_{\text{е}}^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2 ; \quad (1.4)$$

2) для двостороннього живлення:

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

Підставляючи значення у попередні формули отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{\phi 1} = \frac{3.44 \cdot 70 \cdot 170}{144} = 284.3 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

$$I_{\phi 2} = \frac{2.21 \cdot 70 \cdot 406.1}{144} = 436.3 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3.38 \cdot 70 \cdot 91.4}{144} = 150.2 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2.44 \cdot 70 \cdot 213.7}{144} = 253.5 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3.44 \cdot 70}{144} \cdot 215.6^2 + \frac{3.44 \cdot (3.44 - 1) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 170^2} = 367.5 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{2.21 \cdot 70}{144} \cdot 408.7^2 + \frac{2.21 \cdot (2.21 - 1) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 406.1^2} = 532.6 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3.38 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 117.2^2 + \frac{3.38 \cdot \left(3.38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 91.4^2} = 209.2 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.44 \cdot 70}{3 \cdot 144} \cdot 197.6^2 + \frac{2.44 \cdot \left(2.44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 70^2}{144^2} \cdot 213.7^2} = 301.5 \text{ A}$$

Режим згущення поїздів

$$N = N_0 \cdot 0.9 = 144 \cdot 0.9 = 130$$

$$I_{\phi 1} = \frac{3.44 \cdot 130 \cdot 170}{144} = 527.9 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2.21 \cdot 130 \cdot 406.1}{144} = 810.2 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3.38 \cdot 130 \cdot 91.4}{144} = 278.9 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2.44 \cdot 130 \cdot 213.7}{144} = 470.7 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3.44 \cdot 130}{144} \cdot 215.6^2 + \frac{3.44 \cdot (3.44 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 170^2} = 584.9 \text{ A}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2.21 \cdot 130}{144} \cdot 408.7^2 + \frac{2.21 \cdot (2.21 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 406.1^2} = 832.3 \text{ A}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3.38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 117.2^2 + \frac{3.38 \cdot \left(3.38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 91.4^2} = 320.9 \text{ A}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.44 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 197.6^2 + \frac{2.44 \cdot \left(2.44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 213.7^2} = 463.9 \text{ A}$$

Режим максимальних розмірів руху

$$N = N_0 = 144$$

$$I_{\phi 1} = \frac{3.44 \cdot 144 \cdot 170}{144} = 584.8 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2.21 \cdot 144 \cdot 406.1}{144} = 897.5 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3.38 \cdot 144 \cdot 91.4}{144} = 308.9 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2.44 \cdot 144 \cdot 213.7}{144} = 521.4 \text{ A}$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3.44 \cdot 144}{144} \cdot 215.6^2 + \frac{3.44 \cdot (3.44 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 170^2} = 634.4 \text{ A}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2.21 \cdot 144}{144} \cdot 408.7^2 + \frac{2.21 \cdot (2.21 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 406.1^2} = 900.1 \text{ A}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3.38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 117.2^2 + \frac{3.38 \cdot \left(3.38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 91.4^2} = 346 \text{ A}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2.44 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 197.6^2 + \frac{2.44 \cdot \left(2.44 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 213.7^2} = 500.3 \text{ A}$$

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

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

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення.

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

$$I_{лив} = 284.3 + 436.3 = 720.6 \text{ А}$$

$$I_{нр} = 150.2 + 253.4 = 403.6 \text{ А}$$

$$I_{елів} = \sqrt{720.6^2 + (367.5^2 + 532.6^2) - (284.3^2 + 436.3^2)} = 816.6 \text{ А}$$

$$I_{енр} = \sqrt{403.6^2 + (209.2^2 + 301.5^2) - (150.2^2 + 253.5^2)} = 459.1 \text{ А}$$

Режим згущення поїздів

$$I_{злив} = 527.9 + 810.25 = 1338.2 \text{ А}$$

$$I_{знр} = 278.9 + 470.7 = 749.6 \text{ А}$$

$$I_{зелів} = \sqrt{1338.2^2 + (584.9^2 + 832.3^2) - (527.9^2 + 810.2^2)} = 1374.96 \text{ А}$$

$$I_{зенр} = \sqrt{749.6^2 + (320.9^2 + 463.9^2) - (278.9^2 + 470.7^2)} = 762.1 \text{ А}$$

Режим максимальних розмірів руху

$$I_{млив} = 584.8 + 897.5 = 1482.3 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$I_{mnp} = 309 + 521.4 = 830.4 \text{ А}$$

$$I_{мелів} = \sqrt{1482.3^2 + (634.4^2 + 900.1^2) - (584.8^2 + 897.5^2)} = 1504.1 \text{ А}$$

$$I_{менр} = \sqrt{830.3^2 + (346^2 + 500.3^2) - (309^2 + 521.4^2)} = 832 \text{ А}$$

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*

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

– 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;

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

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

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 720.6^2 + 403.6^2 + 2 \cdot 720.6 \cdot 403.6} = 559.9 \text{ А}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{720.6^2 + 403.6^2 - 720.6 \cdot 403.6} = 208.5 \text{ А}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 403.6^2 + 720.6^2 + 2 \cdot 720.6 \cdot 403.6} = 441.3 \text{ А}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 816.6^2 + 459.1^2 + 2 \cdot 720.6 \cdot 403.6} = 620 \text{ А}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \sqrt{816.6^2 + 459.1^2 - 720.6 \cdot 403.6} = 255.3 \text{ А}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 459.1^2 + 816.6^2 + 2 \cdot 720.6 \cdot 403.6} = 482.1 \text{ А}$$

Режим згущення поїздів

$$I_{3a} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1338.2^2 + 749.6^2 + 2 \cdot 1338.2 \cdot 749.6} = 1039.8 \text{ А}$$

$$I_{3b} = \frac{1}{3} \sqrt{1338.2^2 + 749.6^2 - 1338.2 \cdot 749.6} = 387.2 \text{ А}$$

$$I_{3c} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 749.6^2 + 1338.2^2 + 2 \cdot 1338.2 \cdot 749.6} = 819.5 \text{ А}$$

$$I_{3ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1374.9^2 + 762.1^2 + 2 \cdot 1338.2 \cdot 749.6} = 1061.9 \text{ А}$$

$$I_{3eb} = \frac{1}{3} \sqrt{1374.9^2 + 762.1^2 - 1338.2 \cdot 749.6} = 403.87 \text{ А}$$

$$I_{3ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 762.1^2 + 1374.9^2 + 2 \cdot 1338.2 \cdot 749.6} = 831.3 \text{ А}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Режим максимальних розмірів руху поїздів

$$I_{ma} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1482.3^2 + 830.4^2 + 2 \cdot 1482.3 \cdot 830.4} = 1151.8 \text{ А}$$

$$I_{mb} = \frac{1}{3} \sqrt{1482.3^2 + 830.4^2 - 1482.3 \cdot 830.4} = 428.9 \text{ А}$$

$$I_{mc} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 830.4^2 + 1482.3^2 + 2 \cdot 1482.3 \cdot 830.4} = 907.8 \text{ А}$$

$$I_{mea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1504.1^2 + 832^2 + 2 \cdot 1482.3 \cdot 830.4} = 1164.4 \text{ А}$$

$$I_{meb} = \frac{1}{3} \sqrt{1504.1^2 + 832^2 - 1482.3 \cdot 830.4} = 437.6 \text{ А}$$

$$I_{mec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 832^2 + 1504.1^2 + 2 \cdot 1482.3 \cdot 830.4} = 912.4 \text{ А}$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
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, мм^2 ;

B_0 – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{Ом}\cdot\text{рік}$,

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

де ΔW_p – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, $\text{кВт}\cdot\text{год}$;

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км ;

r – питомий опір проводів контактної мережі на міжпідстанційній зоні, $\text{Ом}/\text{км}$.

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

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

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

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

У формулах застосовані такі позначення:

T – розрахунковий період, $T = 24$ год;

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

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

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

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

$N_{0\text{пар}}, N_{0\text{неп}}$ – 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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

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.

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 34.4} \cdot \left[\begin{aligned} &(180 + 180)1.7 + (180 + 120)1.7 + (120 + 150)4.8 + (150 + 120)2.9 \dots \\ &+ (120 + 150)7 + (150 + 180)5 + (180 + 245)2.5 + (245 + 210)7.5 \dots \\ &+ (210 + 240)1.3 \end{aligned} \right]$$

$$I_{неп} = 171.5 \text{ А}$$

$$I_{пар} = \frac{1}{2 \cdot 33.8} \cdot \left[\begin{aligned} &(150 + 195)5 + (195 + 210)5.4 + (210 + 180)2.9 + (180 + 150)7.1 \dots \\ &+ (150 + 150)4.3 + (150 + 210)1.4 + (210 + 270)7.7 \end{aligned} \right]$$

$$I_{пар} = 190.5 \text{ А}$$

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

$$W_{неп} = 171.5 \cdot 25 \cdot 0.573 = 2456.7 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

$$W_{пар} = 190.5 \cdot 25 \cdot 0.563 = 2681.3 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2456.7 \cdot 70 + 2681.3 \cdot 70 = 359660 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

Тоді

Для вузлової схеми:

$$B_o = 0.0228 \cdot \frac{359660^2}{24 \cdot 25^2} \cdot \left[\begin{aligned} &2.95 \cdot \left[\frac{24}{70 \cdot 0.573 + 70 \cdot 0.563} + 0.46 \cdot \left(0.25 - \frac{0.167}{0.573 + 0.563} \right) \right] + 1 \dots \\ &+ \frac{4 \cdot 0.167}{3 \cdot (0.573 + 0.563)} \cdot \left[1.1 \cdot \frac{144 \cdot (0.573 + 0.563)}{70 \cdot (0.573 + 0.563)} - 1 \right] \end{aligned} \right]$$

$$B_o = 447828.8 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

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:

$$Bo = 0.067 \cdot \frac{359660^2}{24 \cdot 25^2} \cdot \left[\frac{24}{70 \cdot 0.573 + 70 \cdot 0.563} + 0.46 \cdot \left(1 - \frac{0.167}{0.573 + 0.563} \right) \right]$$

$$Bo = 401092.6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0.46\sqrt{401092.6} = 291.3 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{291.3}{2} = 145.7 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

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

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 споживачого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Розрахунковий струм фідера:

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

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

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

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

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

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

$$\alpha = \frac{0.563}{0.563} = 1$$

$$k_{\phi} = \frac{0.36 \cdot 1^2}{2.44} + 1 = 1.148$$

$$I_{роз} = 470.7 \cdot 2.1 \cdot 1.148 = 1134.8 \text{ А} > 1060 \text{ А}$$

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.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

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 – довжина i -го прогону, м;

ℓ – довжина анкерної ділянки, м.

$$\ell_e = \sqrt{\frac{5.45^3 + 8.70^3 + 11.55^3 + 2.50^3}{5.45 + 8.70 + 11.55 + 2.50}} = 59.5 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим

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

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

$$\ell_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{[-5 - (-35)]}{2.855^2 - 1.807^2}} = 80.1 \text{ м}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

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

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

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

$$A = -35 - \frac{1.807^2 \cdot 59.5^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20.37} = 32.48 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$B = \frac{1.807^2 \cdot 59.5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2.8333 \times 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

Змінюючи натяг несучого троса від максимального до 400 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400
t_x , °С	-35	-21.8	-6.8	11.7	37.5	81.7	189.9

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$t_{cep} = \frac{30 + (-35)}{2} = -2.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_0 = -2.5 - 10 = -12.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

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

$$t_e = A + \frac{B_e}{T_e^2} - \frac{T_e}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

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

$$B_e = \frac{2.855^2 \cdot 59.5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 7.073 \times 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$$

$$T_e = 1450 \text{ даН}$$

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.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$B_v = \frac{2.162^2 \cdot 59.5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 4.0559 \times 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$T_v = 1167 \text{ даН}$$

Стріла прогину контактного проводу, м

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

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

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

$$f_{xi} = \frac{1.807 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1600 + 1 \cdot 1000)} \cdot \left(1 - \frac{1600}{1273} \right) = -0.056 \text{ м.}$$

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.

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \cdot \left[\frac{1.807 \cdot 70^2}{8} + 0.7 \cdot 150 - (-0.056) \cdot 1 \cdot 1000 \right] = 0.792 \text{ м.}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Натяг ненавантаженого несучого троса

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

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

$$B_p = \frac{0.834^2 \cdot 59.5^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 6.035 \times 10^6 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

При $t_{px} = 35^\circ\text{C}$ - $T_{px} = 1435$ даН.

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

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

$$F_{pxn} = \frac{0.834 \cdot 70^2}{8 \cdot 1435} = 0.356 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

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
$F_{xn}, \text{м}$	0,792	0,826	0,892	0,967	1,05	1,136	1,223	1,306
$T_{px}, \text{даН}$	1435	1342	1164	992	840	705	598	515
$F_{px}, \text{м}$	0,356	0,381	0,439	0,515	0,608	0,725	0,854	0,992

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				25

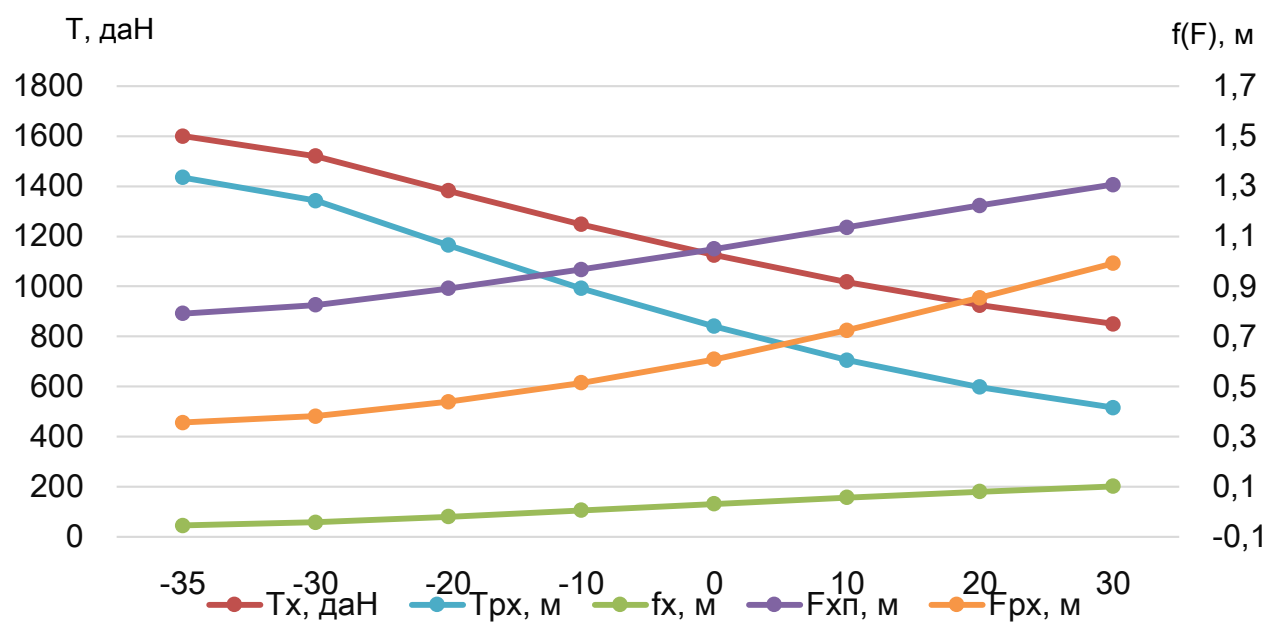


Рисунок 1.1 – Монтажні криві

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції

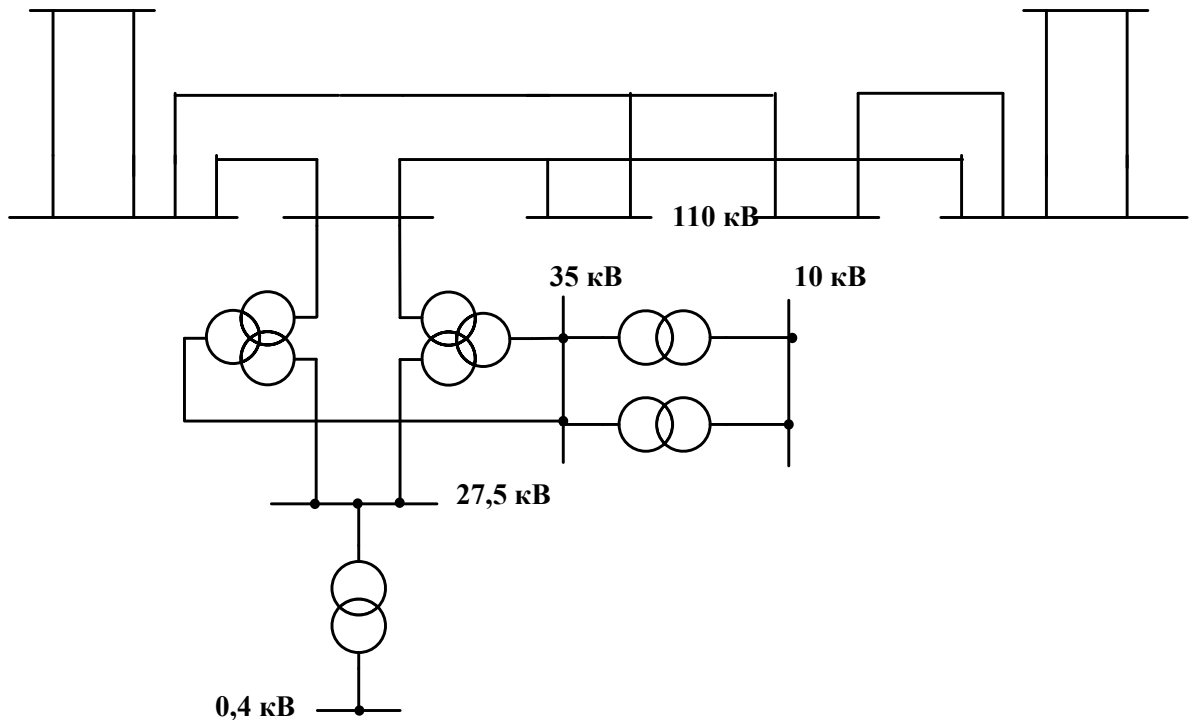


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

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:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

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;

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

Або

$$S_T = (2S' + 0,65S'')k_{np}k_{кy}. \quad (2.3)$$

$$S_T = (2 \cdot 8.5 + 0.65 \cdot 7.9) \cdot 0.9 \cdot 0.93 = 18.53 \text{ МВА} = 18530 \text{ кВА}.$$

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

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}. \quad (2.4)$$

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

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

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

Тоді отримаємо:

$$S_{ш. \max 35} = (S_{PT} + S_{\max 35}) k_p. \quad (2.5)$$

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

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{\text{розрах. max}} = (S_{ш. \max 27,5} + S_{ш. \max 35}) k_p, \quad (2.6)$$

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

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:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

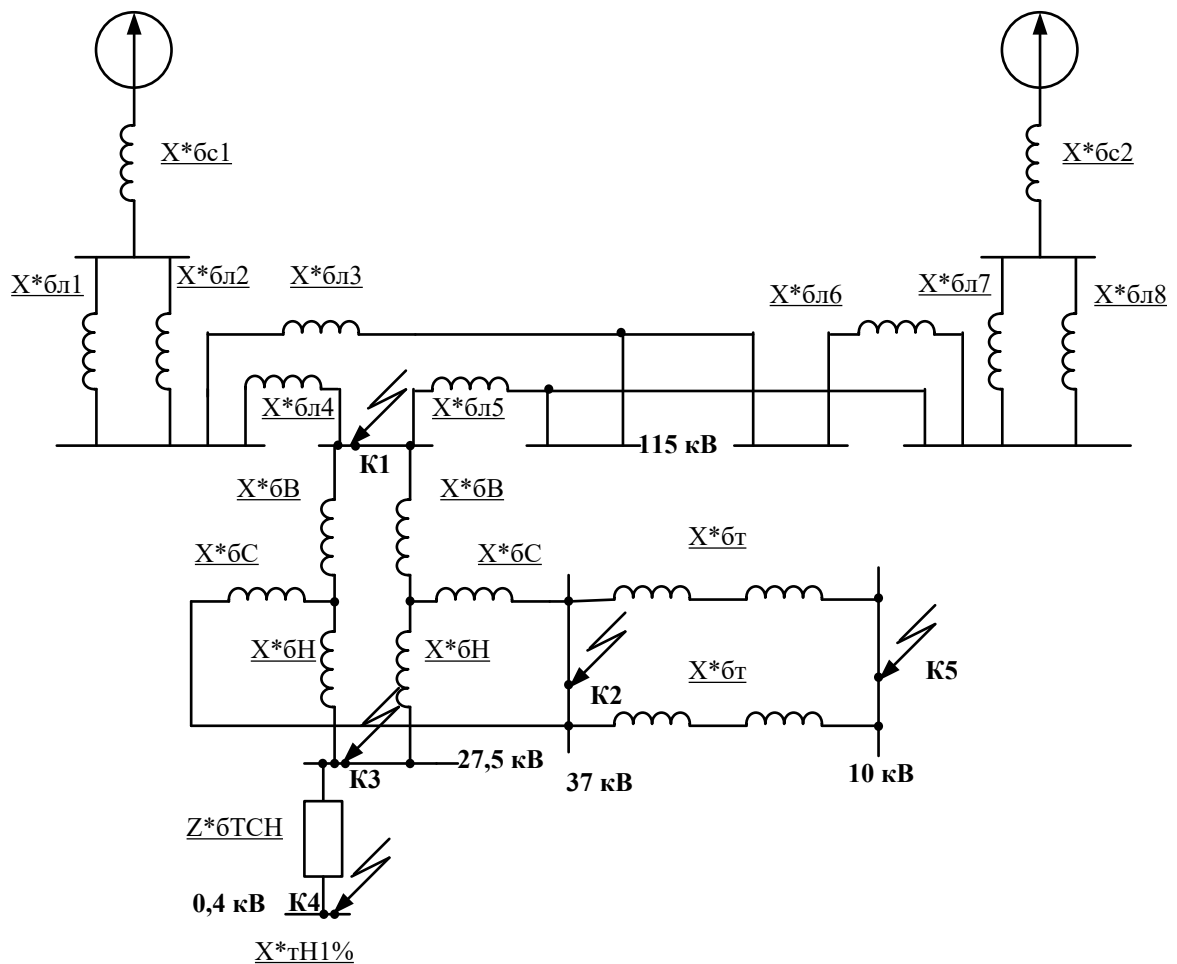


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою :

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.7)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_K = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{*\bar{6}}} \quad (2.8)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K} \quad (2.9)$$

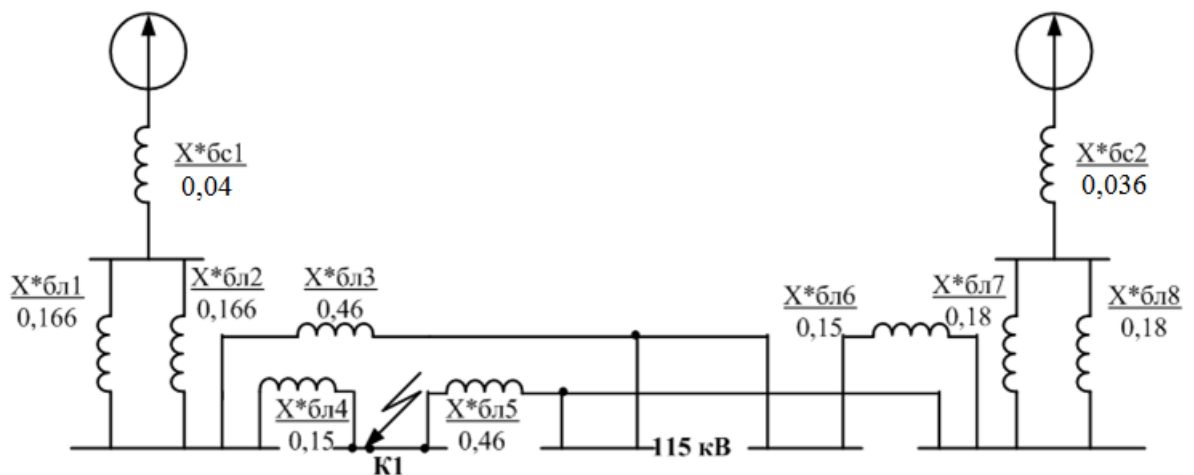


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки К1

Відповідно до (2.9) базисний опір системи 1:

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

Базисний опір системи 2:

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

Базисний струм:

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

Опори ліній:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

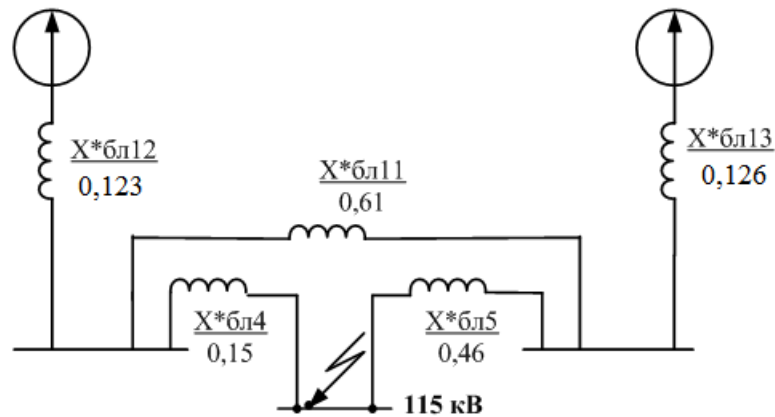


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис.2.5.

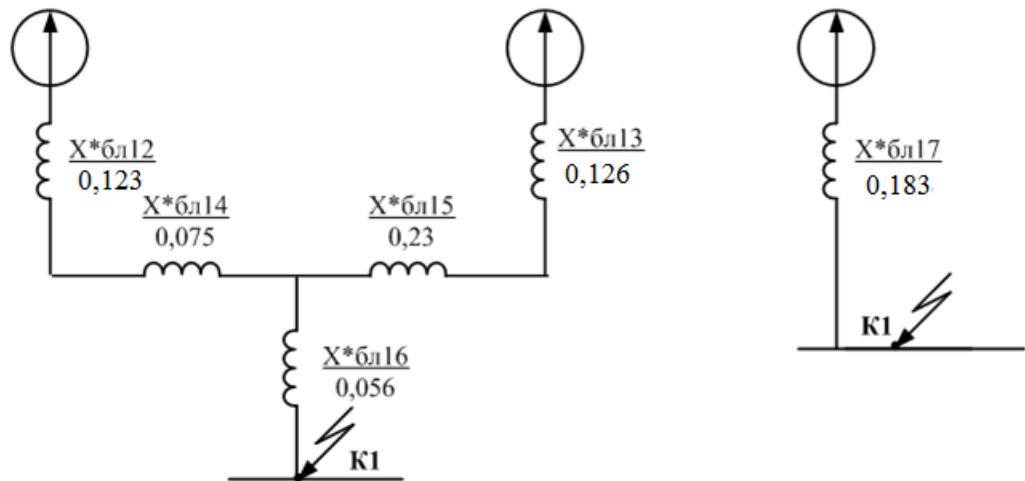


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{*бл14} = \frac{X_{*бл4} \cdot X_{*бл11}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075$$

$$X_{*бл15} = \frac{X_{*бл5} \cdot X_{*бл11}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23$$

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

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

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

Знайдемо ударний струм в точці К1:

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

$$I_{K_{уст1}} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,74 = 4,16 \text{ кА.}$$

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

$$S_{номтр.} = 25 \text{ МВА}, \quad u_{квс} = 10.5 \%, \quad u_{квн} = 18\%, \quad u_{кcn} = 6.5 \%.$$

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}) = 0,5 \cdot (10.5 + 18 - 6.5) = 10,75,$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс}) = 0,5 \cdot (18 + 6.5 - 10.5) = 6.75,$$

$$u_{кс} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн}) = 0,5 \cdot (10.5 + 6.5 - 18) = -0.25.$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{10.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.43 ,$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{6.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.27 ,$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кс}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{0.25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.01 .$$

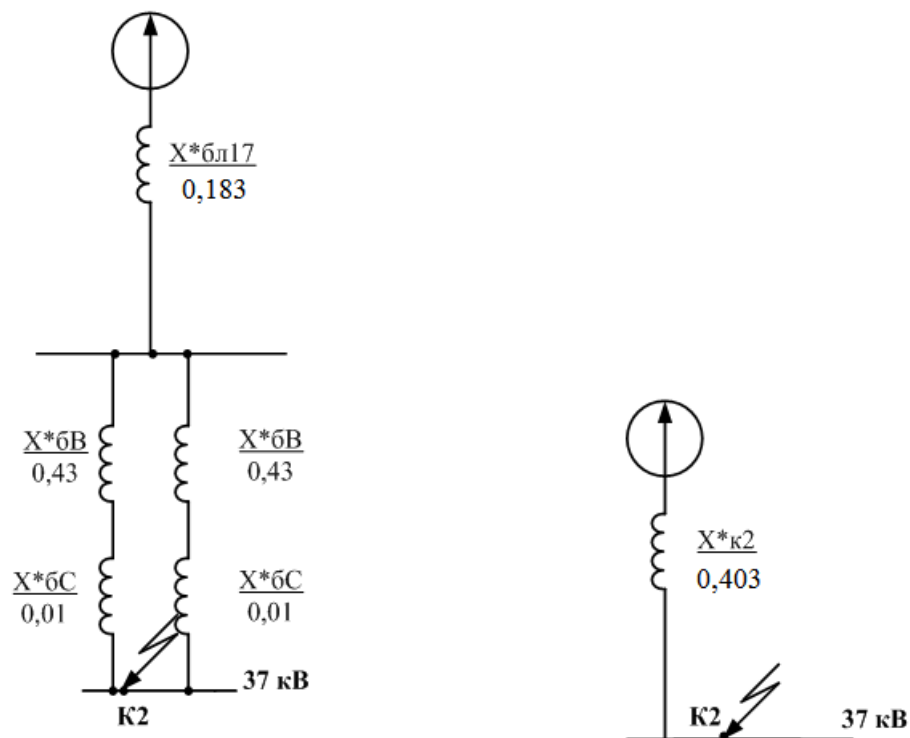


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*6K2} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6C}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,403.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*6K2}} = \frac{1,56}{0,403} = 3,87 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

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

$$I_{K_{yсм2}} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,87 = 5,88 \text{ кА.}$$

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

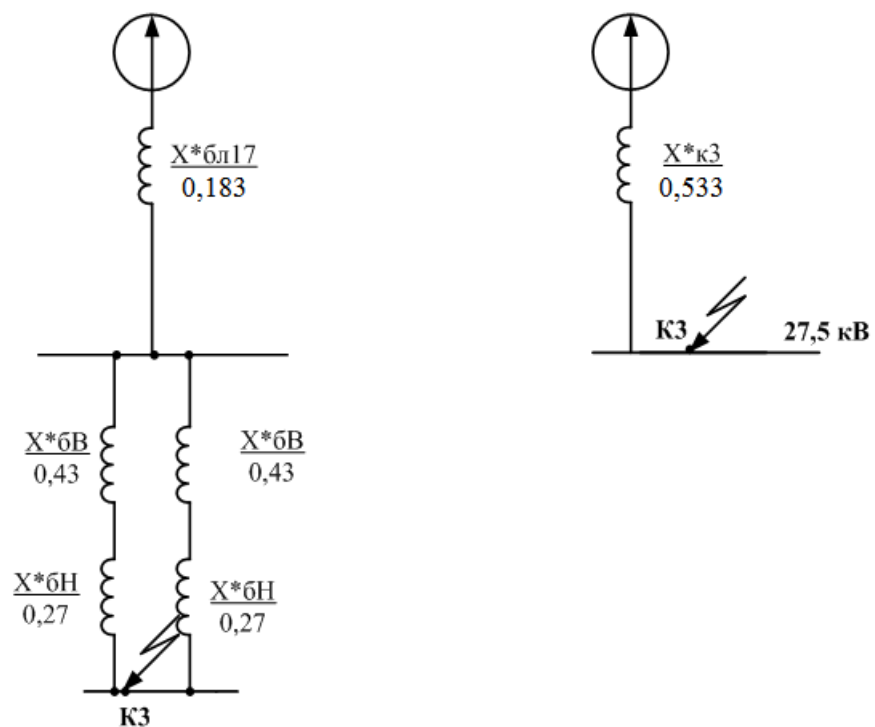


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

$$X_{*6K3} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6H}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,533.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{K3} = \frac{I_{63}}{X_{*6K3}} = \frac{2}{0,533} = 3,75 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{K3} = 2,55 \cdot 3,75 = 9,56 \text{ кА.}$$

$$I_{Kуст3} = 1,52 \cdot I_{K3} = 1,52 \cdot 3,75 = 5,70 \text{ кА.}$$

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

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри:

ТМ – 400 /10: $u_k = 4.5 \%$ $\Delta P_{K3} = 5.5 \text{ кВт}.$

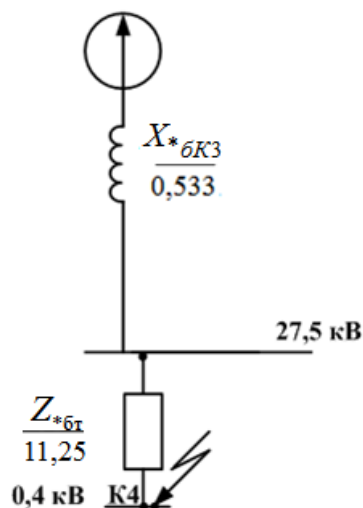


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*6Г} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}} = \frac{4.5}{100} \cdot \frac{100}{0.25} = 11.25 ,$$

$$R_{*6Г} = \frac{\Delta P_{\kappa 3}}{S_{номт}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номт}} = \frac{5.5}{250} \cdot \frac{100}{0.25} = 3.44 ,$$

$$X_{*6Г} = \sqrt{Z_{*6Г}^2 - R_{*6Г}^2} = \sqrt{11.25^2 - 3.44^2} = 10.7 ,$$

$$Z_{*6m\Sigma} = \sqrt{(X_{*6K3} + X_{*6Г})^2 + R_{*6Г}^2} = \sqrt{(0.533 + 10.7)^2 + 3.44^2} = 11.75 .$$

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:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{\delta 4}}{Z_{*6m\Sigma}} = \frac{144.34}{11.75} = 12.32 \text{ кА} ,$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1.84 \cdot I_{\kappa 4} = 1.84 \cdot 12.32 = 22.67 \text{ кА} .$$

$$I_{\kappa ycm4} = 1.52 \cdot I_{\kappa 4} = 1.52 \cdot 12.32 = 18.73 \text{ кА} .$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

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

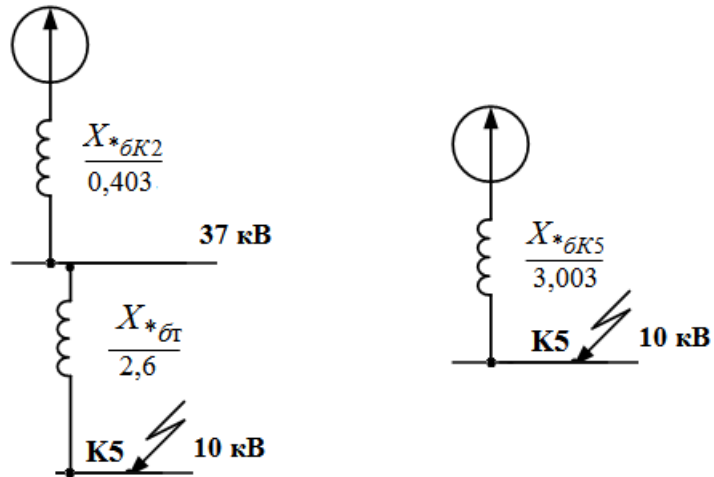


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

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:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{K5} = \frac{I_{\delta 5}}{X_{\delta K5}^*} = \frac{5,5}{3,003} = 1,832 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

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

$$I_{Куст5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,832 = 2,78 \text{ кА}.$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{откл} + T_a). \quad (2.10)$$

$$\text{К1: } B_{\kappa} = 2,74^2 (2 + 0,05) = 15,39 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{К2: } B_{\kappa} = 3,87^2 (1,5 + 0,05) = 23,21 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{К3: } B_{\kappa} = 3,75^2 (0,5 + 0,05) = 7,73 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{К4: } B_{\kappa} = 12,32^2 (0,5 + 0,05) = 83,48 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{К5: } B_{\kappa} = 1,832^2 (1,5 + 0,05) = 5,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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 $S_6=100 \text{ МВА}$				
	$I_{\sigma}, \text{кА}$	$I_{\kappa}, \text{кА}$	$I_{Куст}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_{\kappa}, \text{кА}^2\text{с}$
К1	0,502	2,74	4,16	6,99	15,39
К2	1,56	3,87	5,88	9,87	23,21
К3	2	3,75	5,70	9,56	7,73
К4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
К5	5,5	1,832	2,78	4,67	5,2

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

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	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{np} \cdot S_{ш.розр. max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05 А
4	Сторона НН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27.5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27.5}$	525,5 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А
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:

$$I_{\text{відкл. max}} \geq I_{\text{к}}, \quad (2.11)$$

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

$I_{\text{к}}$ - струм к.з., кА.

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

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}$$

$$2) I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}$$

$$3) I_{\text{номоткл}} \geq I_{\text{к}}$$

$$4) i_{\text{д}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$5) I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}})$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\phi}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
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

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{ном} \geq U_p$$

$$2) I_n \geq I_p$$

$$3) i_d \geq i_{уд}$$

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

$$B_K = I_K^2 (t_{откл} + T_a)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

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

$$B_{\text{дон}} = I_T^2 \cdot t_T = 31.5^2 \cdot 2.58 = 2201,06 \text{ кА}^2\text{с.}$$

де I_T - струм термічної стійкості за паспортом.

Подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб. max}}}$	$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{у}}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_{\kappa}}$
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

2.2 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst.



Version 7.2.14

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 2304 kWp

Pidhirne - Ukraine

Denis Panasenko
Signature

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

UDUNT

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Pidhime	Latitude 48.49 °N	Albedo 0.20
Ukraine	Longitude 34.34 °E	
	Altitude 155 m	
	Time zone UTC+2	
Meteo data		
Pidhime		
NASA-SSE satellite data 1983-2005 • Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Unlimited load (grid)
Fixed plane	Linear shadings	
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 4608 units	Nb. of units 40 units	
Pnom total 2304 kWp	Pnom total 2000 kWac	
	Pnom ratio 1.152	

Results summary

Produced Energy	2867 MWh/year	Specific production	1245 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.77 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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
Special graphs	8
P50 • P90 evaluation	9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

UDUNT

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 256 units
Sizes
Sheds spacing 12.0 m
Collector width 4.37 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 36.4 %
Shading limit angle
Limit profile angle 14.9 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DE18M-(II)-500
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 500 Wp
Number of PV modules 4608 units
Nominal (STC) 2304 kWp
Modules 256 Strings x 18 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2098 kWp
U mpp 701 V
I mpp 2991 A

Total PV power

Nominal (STC) 2304 kWp
Total 4608 modules
Module area 11010 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model SolarMax 50SHT - quad MPPT
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 50.0 kWac
Number of inverters 40 units
Total power 2000 kWac
Operating voltage 200-960 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.15

Total inverter power

Total power 2000 kWac
Number of inverters 40 units
Pnom ratio 1.15

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 5.2 mΩ
Loss Fraction 2.0 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 3/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

47



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.76 % at STC

Inverter: SolarMax 50SHT - quad MPPT

Wire section (40 Inv.) Alu 40 x 3 x 95 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

Grid voltage 35 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 2259 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 2.26 kW
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.42 mΩ
Loss Fraction 2.00 % at STC

30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 4/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

48



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

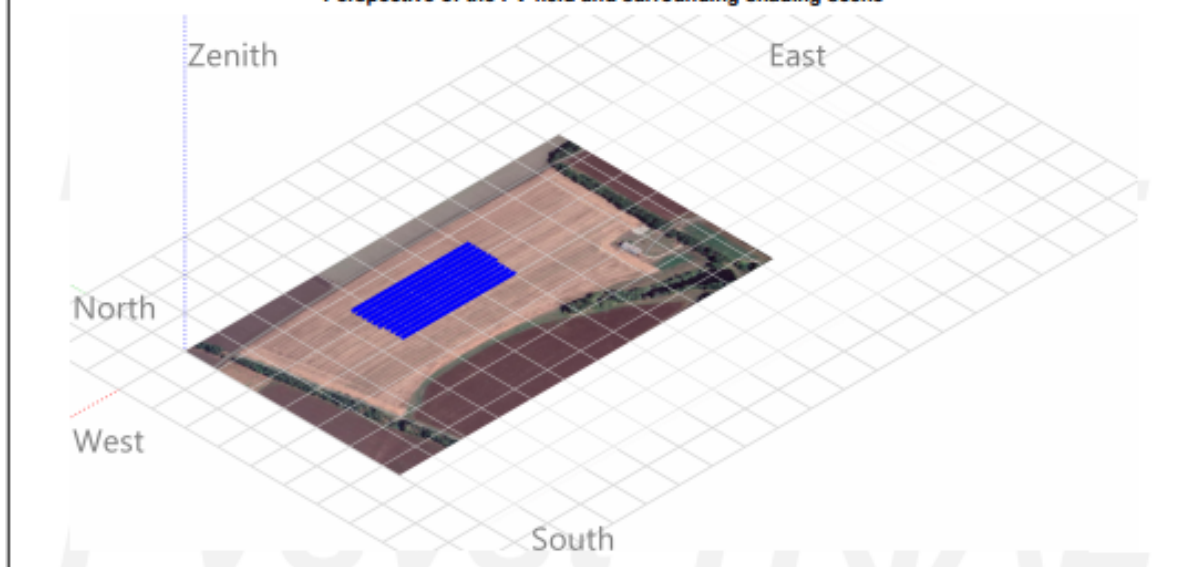
Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter

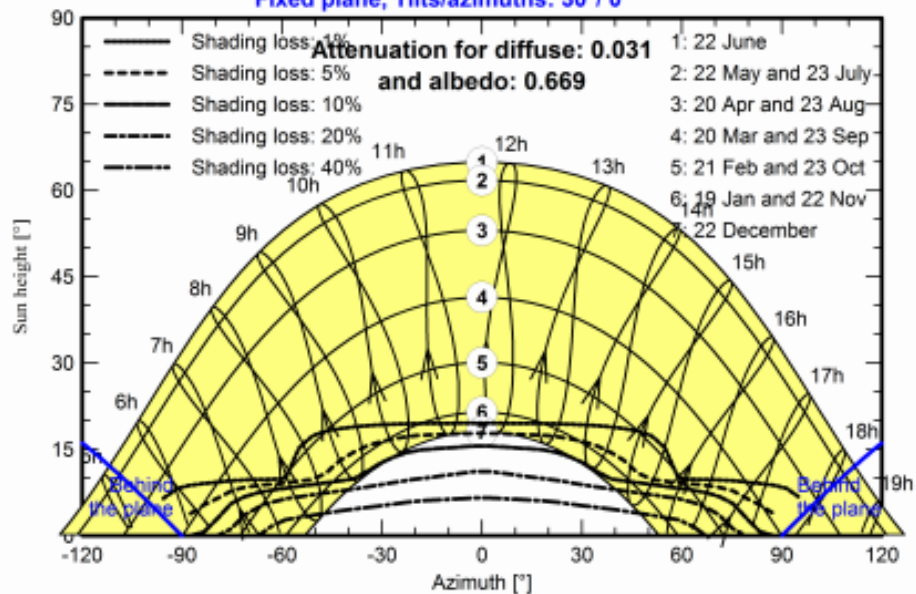
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 5/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022-ПЗ

Арк.

49



Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

2867 MWh/year

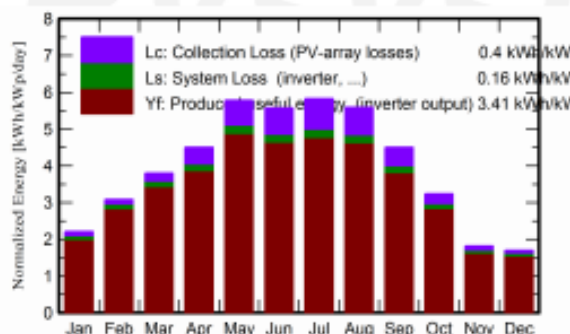
Specific production

1245 kWh/kWp/year

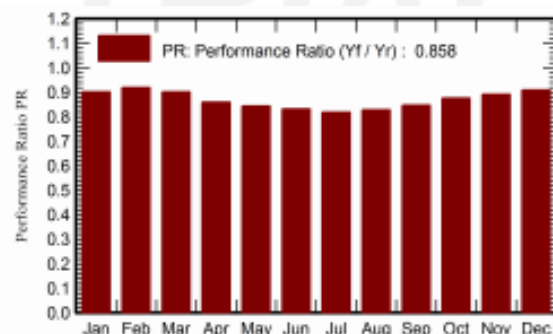
Performance Ratio PR

85.77 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	37.5	20.50	-3.87	68.6	63.8	149.7	142.4	0.901
February	55.7	30.31	-3.31	86.3	81.7	191.5	182.7	0.919
March	92.4	51.78	2.00	117.8	112.1	256.3	244.9	0.902
April	121.8	62.62	10.78	135.0	128.2	280.2	267.4	0.860
May	172.0	81.16	17.59	179.3	170.5	365.1	348.8	0.844
June	167.1	79.06	20.99	167.4	159.0	335.6	320.7	0.832
July	176.7	72.21	23.46	180.6	172.0	357.0	340.6	0.818
August	157.5	74.90	22.97	173.2	165.0	346.1	330.7	0.829
September	109.8	53.04	17.40	135.2	128.9	276.3	263.8	0.847
October	70.4	36.67	10.36	100.4	95.8	212.5	202.6	0.876
November	36.0	24.86	1.91	54.6	51.2	118.1	112.3	0.892
December	29.8	18.29	-3.05	52.7	49.4	116.4	110.4	0.910
Year	1226.7	605.41	9.84	1451.1	1377.8	3004.9	2867.3	0.858

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

30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 6/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022-ПЗ

Арк.

50



PVsyst V7.2.14

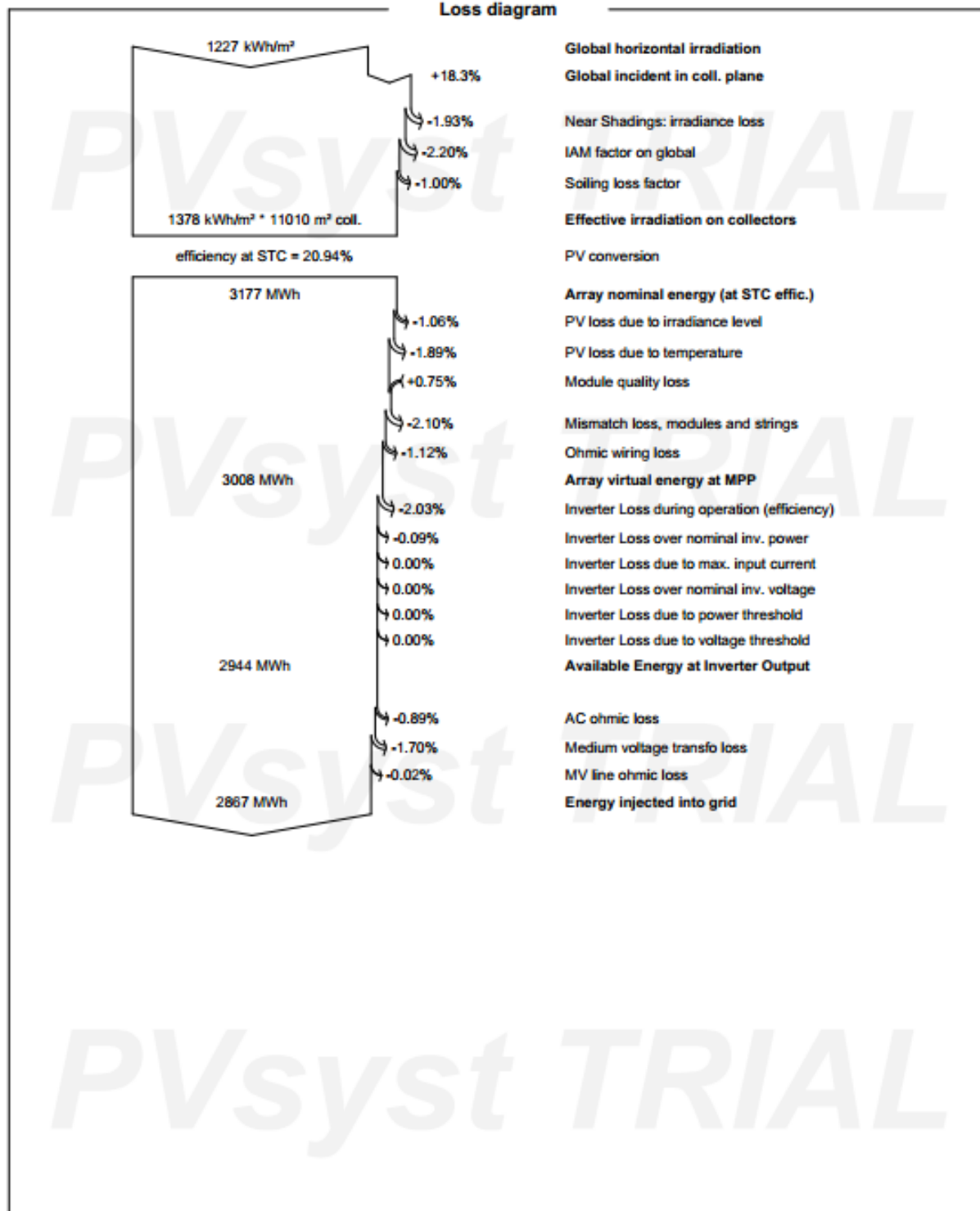
VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

UDUNT

Loss diagram



30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 7/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

51



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

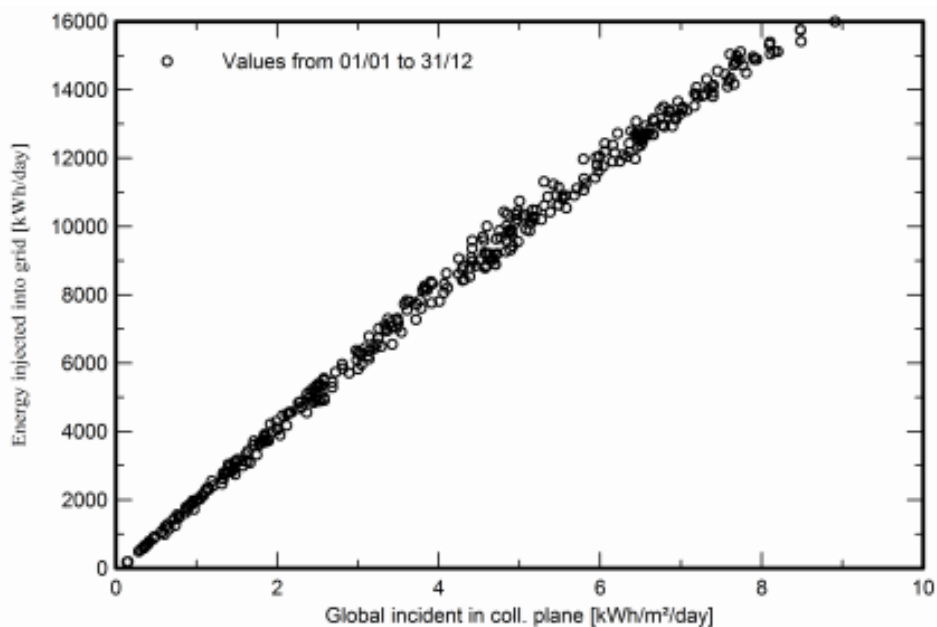
Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

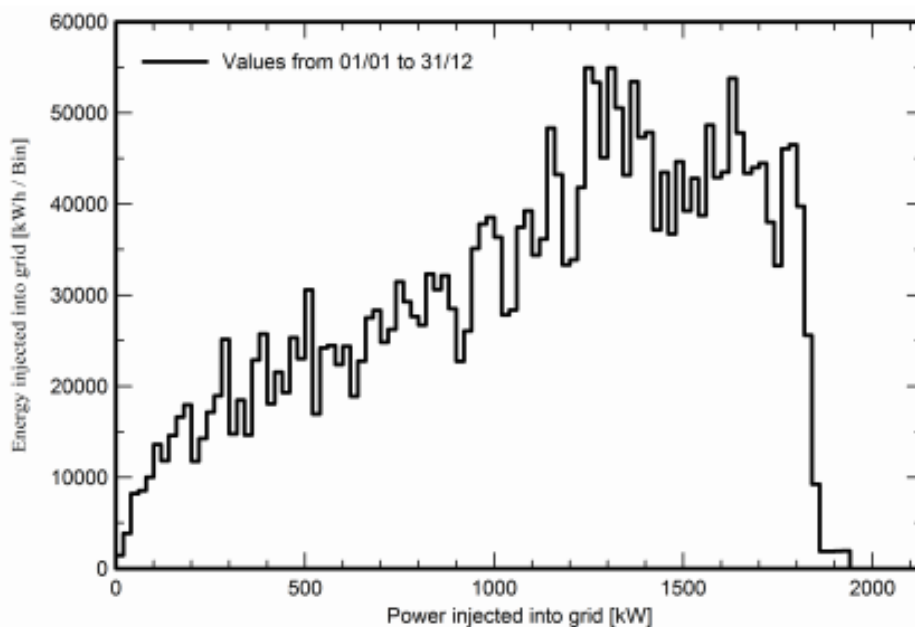
UDUNT

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 8/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ

Арк.

52



PVsyst V7.2.14

VC0, Simulation date:
30/05/22 16:49
with v7.2.14

Project: Проект Панасенко Денис

Variant: New simulation variant

UDUNT

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source NASA-SSE satellite data 1983-2005
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 %

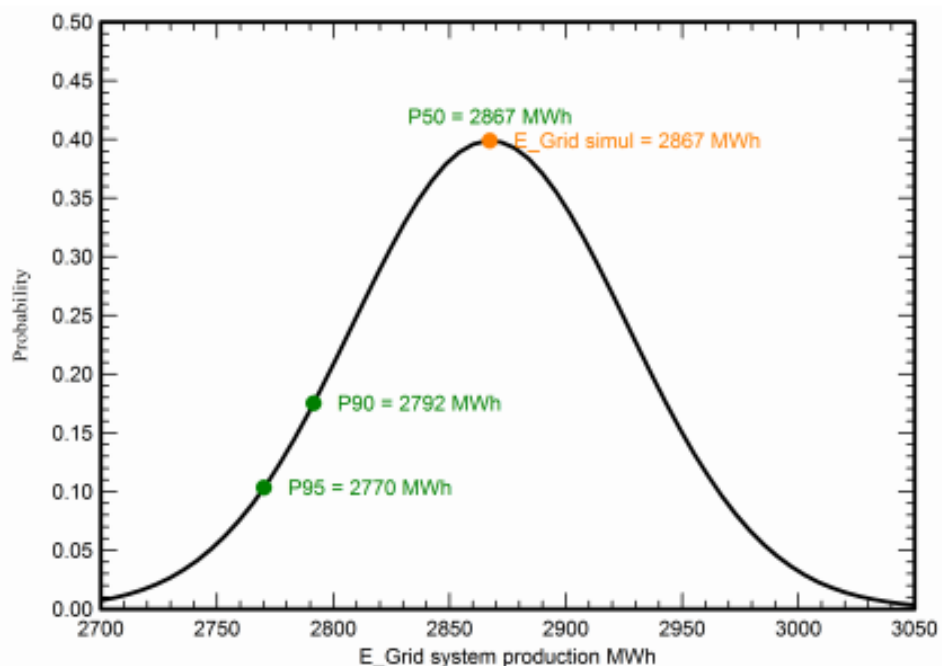
Simulation and parameters uncertainties

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 59 MWh
P50 2867 MWh
P90 2792 MWh
P95 2770 MWh

Probability distribution



30/05/22

PVsyst Evaluation mode

Page 9/9

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022-ПЗ

Арк.

53

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

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).

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

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

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:

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

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:

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

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:

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

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.

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:

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

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.

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	414,13	4,14

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

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:

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

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

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.

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	3,33	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:

$$U_1^{(3)} < U_{lt.v}, \quad (3.20)$$

$$U_2 < U_{lt.v} \cdot T(t_{sc}), \quad (3.21)$$

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 (ук =4,5 %)
4. Повна потужність інверторного обладнання – 2 МВА
5. Довжина кабельної лінії – 2,2 км
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 1,832 кА.
7. 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
8. Довжина КЛ-10 кВ – 2200 м.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

Опір системи

$$z_C \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}}, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова

$$r_l = r_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Реактивна складова

$$x_l = x_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.23)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2}, \text{ Ом}, \quad (3.24)$$

Опір трансформатора

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом} \quad (3.25)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m, \text{ Ом} \quad (3.26)$$

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

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3.309	1.81	0.33	3.941	4.961	8.902

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

Розрахункова точка К1

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

Розрахункова точка К2

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці К2

$$I_{K2PC}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}. \quad (3.27)$$

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ

$$I_{KCEC}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (3.28)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2PC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)}. \quad (3.29)$$

Розрахункова точка К3

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці К3 – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ

$$I_{K3PC}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}}. \quad (3.30)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3PC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)}. \quad (3.31)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

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

$\square I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
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

$\square I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
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 $I_{\text{доп}} = 46,19 \text{ А}$

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 $k_{\text{від}} = 1,2$.

Номінальний струм трансформатору

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.32)$$

Струм спрацювання захисту

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном}. \quad (3.33)$$

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

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

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)}. \quad (3.34)$$

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.35)$$

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

$$k_u = \frac{k_{cx} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.36)$$

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

$\square I_{c.з.}, \text{А}$	$I_y, \text{А}$	k_u
950	31.6	1.74

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{дон}}{k_n} . \quad (3.37)$$

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{TA}} . \quad (3.38)$$

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

$$k_q = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}} . \quad (3.39)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

Таблиця 3.15 – 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	$I_{сз}, A$ для відстроювання	k_u
76.4	7.64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с.

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (3.40)$$

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

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot \ell_{КЛ}, A. \quad (3.41)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{фкл}$, 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;

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

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

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

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

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Сучасне інверторне обладнання фотоелектричних станцій

Інвертор для фотоелектричних станцій - це тип електричного перетворювача, який перетворює вихідний постійний струм (DC) фотоелектричної сонячної панелі на змінний струм (AC) певної частоти та напруги, який може подаватися в загальну електричну мережу або використовуватися домашньою електромережею. Це критично важливий елемент сонячної електростанції, який дозволяє звичайному обладнанню, що споживає змінний струм, працювати в поєднанні з сонячними панелями та/або акумуляторами на постійному струмі. Інвертори сонячної електростанції мають спеціальні функції, необхідні для використання із сонячними панелями, включаючи відстеження точки максимальної потужності та автоматичне вимкнення при зникненні мережі.

Сучасні інвертори можна класифікувати на три основні типи:

1. Автономні інвертори, що використовуються у місцях, які не підключені до громадської мережі. Інвертор використовує енергію постійного струму від акумуляторів, заряджених сонячними панелями. Багато автономних інверторів також мають вбудовані зарядні пристрої для додаткової зарядки батареї від джерела змінного струму, якщо такі є. Зазвичай вони аж ніяк не взаємодіють із громадськими електромережами, і як такі вони не повинні мати захисту від зникнення мережі.

2. Мережеві інвертори, які синхронізуються із зовнішньою мережею по фазі та синусоїді струму, що постачається в мережу. З міркувань безпеки мережеві інвертори повинні вимикатися за втрати електропостачання. Вони не забезпечують резервне живлення у разі відключення зовнішньої мережі.

3. Гібридні інвертори керують фотоелектричною системою, акумуляторною батареєю та зовнішньою мережею, поєднуючи всі ці елементи через себе. Це сучасні універсальні системи, які, як правило, можуть використовуватися для мережевих, автономних або резервних програм, але їх основною функцією є

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

використання енергії для споживання з можливим використанням резервних акумуляторів.

Гібридний або багатофункціональний інвертор - надійне обладнання. Він поєднує властивості перших двох перетворювачів, має велику кількість налаштувань. Це найкращий варіант для влаштування домашньої сонячної станції, але й найдорожчий.

В даний час мережеві інвертори знаходять широке застосування для економії електроенергії на виробництвах, офісах, торгових центрах і т.п. Мережеві фотоелектричні системи будуються на таких об'єктах потужністю від 500 Вт та вище.

Мережеві сонячні інвертори промислового призначення використовують для передачі енергії від відновлюваних джерел енергії в 3-х фазну мережу. В даний час для промислового використання виробляють мережеві інвертори потужністю до кількох сотень кВт. Подібні інвертори (перетворювальні станції) побудовані за модульним принципом, з метою мінімізації втрат та отримання максимальної ефективності використання сонячної енергії.

Мережевими (або grid-tie) інверторами є пристрої, що перетворюють постійну (DC) напругу від відновлюваних джерел енергії (фотомодулів, вітроустановок або мікроГЕС) в змінну (AC) напругу, і передають його безпосередньо в мережу 220 (або 380), тим самим знижуючи споживання електроенергії від енергомереж.

Головна роль мережевих або синхронних інверторів або просто мережевого інвертора полягає в синхронізації генерації по фазі, напрузі та частоті із зовнішньою електромережею. Мережеві інвертори для сонячних панелей мають захист для швидкого відключення від мережі, якщо зовнішня мережа не працює або зафіксовані інші критично важливі помилки. Це вимога ПУЕ, яка гарантує, що у разі відключення електроенергії інвертор автоматично та миттєво вимкнеться, що запобігатиме генерації енергії та не завдасть шкоди будь-яким робітникам, яких спрямовують на виправлення електромережі.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

Мережеві інвертори також називають синхронними перетворювачами, так як вони мають відмінну особливість - наявність синхронізації вихідної напруги і струму зі стаціонарною мережею.

Таким чином, мережевий інвертор здійснює перетворення постійного струму від сонячних батарей та інших відновлюваних джерел енергії в змінний, з належними значеннями частоти і фази для сполучення зі стаціонарною мережею. Як правило, перетворення здійснюється за допомогою PWM широтно-імпульсної модуляції.

Принцип роботи мережного інвертора полягає в перетіканні струму, синхронізованого за частотою і фазою, при цьому напруга інвертора має бути трохи вищою за напругу в мережі. Це стає можливим за допомогою виміру та підвищення напруги на виході мережного інвертора до поточного значення потоку вихідної потужності джерела постійного струму.

З метою безпеки мережеві інвертори обладнуються так званим anti-islanding захистом: у разі виходу мережі з ладу, або виходу рівнів напруги або частот за допустимі межі, автоматичний вимикач відключає вихід від мережі.

Спрацювання цього виду захисту залежить від установок інвертора та умов мережі. У гіршому випадку - якщо напруга в мережі опускається нижче 0,5 від номінального, а частота відхиляється на 0,5-0,7 Гц від номінального значення, мережний інвертор повинен зупинити процес генерації електроенергії в мережу не менше ніж за 100 мілісекунд.

Для того, щоб знизити втрати на перетворення постійної напруги на змінну, мережні інвертори функціонують при високих вхідних напругах - ближче до напруги в мережі. Крім того, зазвичай вони обладнані вбудованою системою відстеження точки максимальної потужності сонячних батарей. Дана система стеження (Maximum Power Point Tracking (MPPT)) дозволяє визначати найбільш оптимальне співвідношення напруги і струму, що знімаються з сонячних модулів, тим самим дозволяючи отримувати максимум енергії за будь-яких зовнішніх змін метеоумов, в результаті цього генерація від сонячних панелей в мережу здійснюється навіть у хмарну погоду.

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Інвертори, які сьогодні є на ринку, використовують різні технології. Інвертори можуть використовувати нові високочастотні трансформатори, звичайні низькочастотні трансформатори або бути безтрансформаторними. Замість перетворення постійного струму безпосередньо в 230 вольт змінного струму, високочастотні трансформатори використовують комп'ютеризований багатоступінчастий процес, який передбачає перетворення потужності в високочастотний змінний струм, а потім назад в постійний, який в кінцевому підсумку знову перетворюється на змінний струм.

Історично склалося занепокоєння підключенням безтрансформаторних інверторів до комунальної мережі. Побоювання пов'язані з тим, що між ланцюгами постійного та змінного струму відсутня гальванічна розв'язка, що може сприяти при несправностях попаданню постійного струму на бік змінного струму. Починаючи з 2005 року, дозволяється використовувати безтрансформаторні (або гальванічно розв'язані) інвертори. VDE 0126-1-1 та ІЕС 6210 також були змінені, щоб дозволити та визначити механізми безпеки, необхідні для таких систем. У сучасних інверторах є ціла низка захисту, які дозволяють захистити як саму сонячну станцію, так і зовнішню мережу.

Основні характеристики мережевих інверторів:

- Номінальна вихідна потужність – потужність, яка отримується від даного інвертора.
- Вихідна напруга – показник, який визначає, до якої мережі за напругою може бути підключений інвертор. Для невеликих інверторів (побутового призначення) вихідна напруга зазвичай дорівнює 240 В. Інвертори для промислового призначення розраховані на 208, 240, 277, 400 або 480, крім того їх можна підключати до 3-х фазної мережі.
- Максимальна ефективність – найвища ефективність перетворення енергії, яку може забезпечити інвертор. Максимальний ККД більшості мережевих інверторів становить понад 94%, у деяких – до 97%.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

- Зважена ефективність - середня ефективність інвертора, цей показник характеризує ефективність роботи інвертора. Цей показник важливий, так як інвертори, здатні перетворювати енергію при різних вихідних напругах змінного струму, мають різну ефективність при кожному значенні напруги.

- Максимальний вхідний струм – максимальна кількість постійного струму, яку може перетворювати інвертор. У випадку, якщо будь-яке відновлюване джерело (наприклад, сонячна панель) буде виробляти струм, що перевищує це значення, мережний інвертор його не використовує.

- Максимальний вихідний струм – максимальний безперервний змінний струм, який виробляється інвертором. Цей показник використовують для визначення мінімального (номінального) значення перевантаження струму пристроїв захисту (наприклад, вимикачів або запобіжників).

- Діапазон відстеження напруги максимальної потужності – діапазон напруги постійного струму, в якому працюватиме точка максимальної потужності мережного інвертора.

- Мінімальна вхідна напруга - мінімальна напруга, необхідна для увімкнення інвертора та його роботи. Цей показник особливо важливий для сонячних систем, тому що розробник системи повинен бути впевнений, що для виконання цієї напруги в кожному ланцюжку послідовно з'єднана достатня кількість сонячних модулів.

- Ступінь захисту IP (або код виконання) – характеризує рівень захисту корпусу від проникнення зовнішніх твердих предметів (перша цифра), а також води (друга цифра).

На сьогоднішній день інверторне обладнання випускають багато виробників. Все обладнання має різні характеристики, рівні якості, свій набір функцій та технічні можливості.

Вибір інвертора проводиться виходячи з пікової потужності енергоспоживання стандартної напруги. Існує два режими роботи інвертора. Перший режим - це режим тривалої роботи. Даний режим відповідає номінальній потужності інвертора. Другий режим - це режим перевантаження.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

В даному режимі більшість моделей інверторів протягом декількох десятків хвилин (до 30) можуть віддавати потужність в 1,5 рази більше, ніж номінальна. На протязі декількох секунд більшість моделей інверторів можуть віддавати потужність в 2,5-3,5 рази більшу ніж номінальна.

Потужність перетворювача, що підбирається, залежить від номінальної потужності сонячних батарей (по стороні постійного струму) і максимальної потужності навантаження по стороні змінного струму.

У разі невеликих фотоелектричних установок (до 5 кВт) можна обійтись одним інвертором відповідної потужності. У разі фотоелектричних систем з більшою потужністю слід встановлювати кілька інверторів, що працюють у каскаді. Це дозволить зменшити ризик простою сонячних панелей у разі виходу з ладу одного перетворювача, також є можливість аналізу роботи кожного окремого приладу та порівняння ефективності кожного з них.

В багатьох джерелах, вказано, що інвертор для сонячних батарей на стороні постійного струму повинен бути на 20-30% вище, ніж загальна максимальна потужність сонячних панелей. Однак, практика показує, що такий запас може призвести до зниження продуктивності фотоелектричної установки. Це відбувається внаслідок того, що реальні значення інтенсивності сонячного випромінювання в Україні не так уже й перевищують значення 1000 Вт/м², зазначене в паспортних даних до сонячних батарей. До того ж слід взяти до уваги, що за високих температур (в літню пору, коли ми маємо максимальну кількість сонячного випромінювання) продуктивність сонячних панелей падає. Також є незначні втрати у проводах та при запиленні сонячних панелей.

Дивлячись на експлуатаційні характеристики перетворювачів, можна побачити, що ефективність роботи інвертора знижується в нижньому діапазоні потужності. Очевидне зниження ефективності починається при навантаженні інвертора нижче 30% від номінальної потужності. Оскільки щонайменше 40% сонячного випромінювання потрапляє на сонячні батареї в діапазоні 100 – 400 Вт/м² (в діапазоні більшому за 1000 Вт/м² не більше 10%), то завищення

					02.15.EC19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

потужності інвертора може призвести до істотного зниження ефективності перетворення струму.

На підставі цих даних, слід приймати потужність інвертора, що дорівнює значенню від 90% до 120% до номінальної потужності сонячних батарей. Краще брати до уваги географічне розташування сонячної фотоелектричної системи (90% на півночі та до 120% на півдні).

Ще один аргумент на користь встановлення менших інверторів – вартість. Перетворювач може становити 30% загального обсягу інвестицій. Його завищення призводить до небажаного збільшення загальної вартості фотоелектричної системи.

Потужність інвертора залежить також від потужності навантаження. Так само пікова потужність інвертора повинна бути не менше ніж на 20% - 30% більше, ніж сумарна потужність навантаження на стороні змінного струму. Ця умова потрібна для забезпечення нормальної роботи всіх приладів, що живляться від акумуляторних батарей. Оскільки деякі електричні пристрої (компресори, насосні установки, електродвигуни) мають пускові струми (стартову потужність), що в кілька разів перевищують їхнє номінальне значення (в 2-7 разів). Незважаючи на нетривалий пусковий період, інвертор із недостатньою потужністю не зможе запустити такий прилад. Таким чином, максимальну потужність інвертора (пікову потужність) необхідно підбирати, враховуючи так само пускові струми приладів, що підключаються.

Одним з основних критеріїв для оцінки інвертора є його ефективність чи нормативний ККД. У інверторів хорошої якості значення ККД може досягати 98%. Під час компонування сонячної системи слід уникати перетворювачів з номінальною ефективністю меншою за 92%.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

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 Кам'янка - Фундукліївка тягова.

.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
2. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.1. / Под. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. – 256 с.
3. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.2. / Под. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1981. – 392 с.
4. Михеев В. П. Контактные сети и линии электропередачи: Учебник для вузов ж.-д. транспорта / В. П. Михеев. – М.: Маршрут, 2003. – 416 с.
5. Марквардт К. Г. Контактная сеть. / К. Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1994. – 336 с.
6. Горошков Ю. И. Контактная сеть / Ю. И. Горошков, Н. А. Бондарев. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1981. – 400 с.
7. Фрайфельд А. В. Устройство, сооружение и эксплуатация контактной сети и воздушных линий / А. В. Фрайфельд, Н. А. Бондарев, А. С. Марков. – М.: Транспорт, 1987. – 336 с.
8. Давыдова И.К. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования. / И.К. Давыдова, Б.И. Попов, В.М. Эрлих – М.: Транспорт, 1978. – 416 с.