Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної ... підстанціями 35 кВ Славянка – Миколаївка . Вимикачі тягових ... постійного струму

... програмою Електротехнічні системи електроспоживання

... ості: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Студент групи ЕС20120:

_______ / Ілля Деревенець /
(підпис студента) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

_______ / доцент Тетяна Друбецька /
(підпис) (посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

...ролер: _______ / доцент Олександр ЖЕВЖИК /
(підпис) (посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент _______
(підпис)

Дніпро – 2023 рік

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

Energy and economic processes management
(faculty)

Intellectual power supply systems
(department)

Explanatory Note
to Master's Thesis
of Bachelor
(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for part of the power system between the 35 kV substations Slavyanka - Mykolaivka. Switches of DC traction substations
according to educational curriculum Electrical power consumption systems

in the Speciality: 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics
(speciality and its code)

Done by the student of the group EC20120: / Ilya Derevenets /
(name, surname)

Scientific Supervisor: / Ass. Prof. Tatiana Drubetska /
(position, name, surname)

Normative controller: / Ass. Prof. Oleksandr Zhevzhyk /
(position, name, surname)

Dnipro – 2023

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

тет: Управління енергетичними процесами

а: Інтелектуальні системи енергопостачання

ищої освіти: Бакалавр

програма: Електротехнічні системи електроспоживання

ьність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

_____________ Дмитро БОСИЙ

(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

З А В Д А Н Н Я

ційну роботу бакалавра

ступінь вищої освіти

Деревенецю Іллі Сергійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

ти: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної ж підстанціями 35 кВ Славянка - Миколаївка. Вимикачі тягових постійного струму

боти: Друбецька Тетяна Ігорівна, д.т.н., доцент

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

і наказом від 06.02.2023 р. № 142ст

дання студентом роботи: 12.06.2023 р.

ані до роботи: вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до ні відкритих джерел інформації

снювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового тачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної

чні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової підстанції, струмів короткого замикання, проєктування сонячної електростанції

мережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

силання, вибір уставок релейного захисту СЕС

уальне завдання: Вимикачі тягових підстанцій постійного

рафічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

умів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів станцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна а схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку , звіт проєкту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

зва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
лектропостачання	18.04.2023	
ні підстанції та станції	02.05.2023	
мережі та релейний захист	15.05.2023	
альне завдання	30.05.2023	
кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
кваліфікаційної роботи на засіданні ційної комісії	27.06.2023	

тудент ______________ Ілля Деревенець
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ник роботи ______________ Тетяна Друбецька
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

І 7
ОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ 8
Струморозподіл у тяговій мережі...8
1 Навантаження тягових підстанцій...8
2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....................14
3 Переріз контактної мережі...18
4 Визначення питомих річних втрат електроенергії..........................18
5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом...............................22
Механічний розрахунок анкерної ділянки 23
КТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ 32
Розрахунок потужності трансформаторів......................................32
Розрахунок струмів к.з..34
Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань...........................46
Вибір електричних апаратів вище 1000 В......................................47
Проєктування сонячної електростанції..51
КТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ 66
Розрахунок кабельної лінії електропересилання...............................66
Вибір уставок релейного захисту СЕС...74
ІВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ...83
ус і робота сучасних швидкодіючих автоматичних вимикачів 3,3 кВ...83
идкодіючий вимикач ВАБ-206..84
идкодіючий вимикач Gerapid...86
ОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ..88
ІК ПОСИЛАНЬ..89

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра: 89с., 31 рис., 26 табл., 10 джерел.

Об’єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 35 кВ Славянка - Миколаївка.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 35 кВ Славянка - Миколаївка.

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

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

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір трансформаторів, вимикачів та роз’єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями 35 кВ Славянка - Миколаївка.

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

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 ……………………….....32

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів……………………….....32

2.2 Розрахунок струмів к.з………………………………………………..…34

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань……………...46

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В…………………………..…47

2.5 Проєктування сонячної електростанції………………………………...51

3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ………………...………66

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання………………………66

3.2 Вибір уставок релейного захисту СЕС…………………...……………74

4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ…………………………………………..83

4.1 Опис і робота сучасних швидкодіючих автоматичних вимикачів 3,3 кВ…83

4.2 Швидкодіючий вимикач ВАБ-206………………………......................84

4.3 Швидкодіючий вимикач Gerapid…………………….…………………...86

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ………………………………………….88

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ……………………………………………………….89

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	
Розробив		Деревенець			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 35 кВ. Вимикачі тягових підстанцій постійного струму
Консульт.					Літера: — ; Аркуш: 6 ; Аркушів: 89
Керівник		Друбецька			
Н. контр.		Жевжик			МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20120
Зав.каф.		Босий			

ВСТУП

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

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

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

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=185,5 A, I_2=216,3 A, I_3=79,1 A, I_4=143,8 A.

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

I_{e1}=217,4 A, I_{e2}=244,5 A, I_{e3}=105,2 A, I_{e4}=147,4 A.

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

1) режиму середніх розмірів руху поїздів(N=$N_{\text{сер}}$);

2) режиму згущення поїздів (N=$N_{зг}$=0,9N_0);

3) режиму максимальних розмірів руху (N=N_0).

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

$$I_ф = \frac{n_0 \cdot N}{N_0}, \qquad (1.1)$$

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

У свою чергу,

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

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J}, \tag{1.3}$$

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

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

$$n_{01} = \frac{31{,}4}{10} = 3{,}14; \; n_{03} = \frac{33{,}8}{10} = 3{,}38;$$

$$n_{02} = \frac{30}{10} = 3; \; n_{04} = \frac{31{,}3}{10} = 3{,}13.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 95 \cdot 185,5}{144} = 369,56 \text{ А};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3 \cdot 95 \cdot 216,3}{144} = 393,66 \text{ А};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 95 \cdot 79,1}{144} = 152,97 \text{ А};$$

$$I_{\text{ф}4} = \frac{3,13 \cdot 95 \cdot 143,8}{144} = 216,82 \text{ А};$$

$$I_{\text{еф}1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 185,5^2} = 442,354 \text{ А};$$

$$I_{\text{еф}2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 216,3^2} = 466,303 \text{ А};$$

$$I_{\text{еф}3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 78,1^2} = 180,639 \text{ А};$$

$$I_{\text{еф}4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 143,8^2} = 252,037 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів

$$N = N_0 \cdot 0,9 \approx 130;$$

$$I_{\text{ф}1} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 185,5}{144} = 505,714 \text{ А};$$

$$I_{ф2} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 216,3}{144} = 563,826\ \text{А};$$

$$I_{ф3} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 78,1}{144} = 194,462\ \text{А};$$

$$I_{ф4} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 143,8}{144} = 297,646\ \text{А};$$

$$I_{еф1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 185,5^2} = 554,424\ \text{А};$$

$$I_{еф2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 216,3^2} = 583,911\ \text{А};$$

$$I_{еф3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 78,1^2} = 227,586\ \text{А};$$

$$I_{еф4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 143,8^2} = 317,065\ \text{А}.$$

Режим максимальних розмірів руху

$$N = N_0 = 144;$$

$$I_{ф1} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 185,5}{144} = 560,176\ \text{А};$$

$$I_{ф2} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 216,3}{144} = 624,546\ \text{А};$$

$$I_{ф3} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 78,1}{144} = 215,404\ \text{А};$$

$$I_{ф4} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 143,8}{144} = 329,7 \text{ А};$$

$$I_{еф1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 185,5^2} = 598,367 \text{ А};$$

$$I_{еф2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 216,3^2} = 630 \text{ А};$$

$$I_{еф3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 78,1^2} = 246,046 \text{ А};$$

$$I_{еф4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 143,8^2} = 342,614 \text{ А}.$$

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

$$I_{пл} = \sum_i^v I_{фi}, \qquad (1.6)$$

де v – кількість фідерів даного плеча живлення.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{пл\ е}^2 = \left(\sum_1^v I_{фi}\right)^2 + \sum_1^v I_{феi}^2 - \sum_1^v I_{фi}^2. \qquad (1.7)$$

Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{лів} = 369,56 + 393,66 = 763,22 \text{ А};$$

$$I_{пр} = 152,97 + 216,82 = 369,79 \text{ А};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{763{,}22^2 + (442{,}354^2 + 466{,}303^2) - (369{,}56^2 + 393{,}66^2)} = 839{,}09\ \text{А};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{369{,}79^2 + (180{,}639^2 + 252{,}037^2) - (152{,}97^2 + 216{,}82^2)} = 403{,}097\text{А}.$$

Режим згущення поїздів

$$I_{\text{злів}} = 505{,}714 + 563{,}826 = 1069{,}54\ \text{А};$$

$$I_{\text{зпр}} = 194{,}462 + 297{,}646 = 492{,}108\ \text{А};$$

$$I_{\text{зелів}} = \sqrt{1069{,}54^2 + (554{,}424^2 + 583{,}911^2) - (505{,}714^2 + 563{,}826^2)} =$$
$$= 1103\ \text{А};$$

$$I_{\text{зепр}} = \sqrt{492{,}108^2 + (227{,}586^2 + 317{,}065^2) - (194{,}462^2 + 297{,}646^2)} =$$
$$= 517{,}771\ \text{А}.$$

Режим максимальних розмірів руху

$$I_{\text{млів}} = 560{,}176 + 624{,}546 = 1184{,}722\ \text{А};$$

$$I_{\text{мпр}} = 215{,}404 + 329{,}7 = 545{,}104\ \text{А};$$

$$I_{\text{мелів}} = \sqrt{1184{,}722^2 + (598{,}362^2 + 630^2) - (560{,}176^2 + 624{,}546^2)} =$$
$$= 1206{,}08\ \text{А};$$

$$I_{\text{мепр}} = \sqrt{545{,}104^2 + (246{,}046^2 + 342{,}614^2) - (215{,}404^2 + 329{,}7^2)} =$$
$$= 565{,}65\ \text{А}.$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази b

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

$$I^2{}_{a(c)e} = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{1e}^2 + I_{2e}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \qquad (1.10)$$

– для фази b

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

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{\text{a}} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 763{,}22^2 + 369{,}792^2 + 2 \cdot 763{,}22 \cdot 369{,}79} = 580{,}347 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3}\sqrt{763{,}22^2 + 369{,}792^2 - 763{,}22 \cdot 369{,}79} = 220{,}358 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 369{,}79^2 + 763{,}22^2 + 2 \cdot 763{,}22 \cdot 369{,}79} = 433.839\ \text{А};$$

$$I_{\text{еа}} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 839{,}093^2 + 403{,}097^2 + 2 \cdot 763{,}22 \cdot 369{,}79} = 627{,}451\ \text{А};$$

$$I_{\text{е}b} = \frac{1}{3}\sqrt{839{,}093^2 + 403{,}097^2 - 763{,}22 \cdot 369{,}79} = 254{,}806\ \text{А};$$

$$I_{\text{е}c} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 403{,}097^2 + 839{,}093^2 + 2 \cdot 763{,}22 \cdot 369{,}79} = 461{,}698\ \text{А}.$$

Режим згущення поїздів

$$I_{\text{за}} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 1069{,}54^2 + 492{,}108^2 + 2 \cdot 1069{,}54 \cdot 492{,}108} = 807{,}637\ \text{А};$$

$$I_{\text{з}b} = \frac{1}{3}\sqrt{1069{,}54^2 + 492{,}108^2 - 1069{,}54 \cdot 492{,}108} = 309{,}077\ \text{А};$$

$$I_{\text{з}c} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 492{,}108^2 + 1069{,}54^2 + 2 \cdot 1069{,}54 \cdot 492{,}108} = 503{,}093\ \text{А};$$

$$I_{\text{зеа}} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 1103{,}906^2 + 517{,}771^2 + 2 \cdot 1069{,}54 \cdot 492{,}108} = 826{,}671\ \text{А};$$

$$I_{\text{зе}b} = \frac{1}{3}\sqrt{1103{,}906^2 + 517{,}771^2 - 1069{,}54 \cdot 492{,}108} = 326{,}661\ \text{А};$$

$$I_{\text{зе}c} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 517{,}771^2 + 1103{,}906^2 + 2 \cdot 1069{,}54 \cdot 492{,}108} = 609{,}518\ \text{А}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів

$$I_{\text{ма}} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 1184{,}722^2 + 545{,}104^2 + 2 \cdot 1184{,}722 \cdot 545{,}104} = 894{,}813\ \text{А};$$

$$I_{\text{м}b} = \frac{1}{3}\sqrt{1184{,}722^2 + 545{,}104^2 - 1184{,}722 \cdot 545{,}104} = 342{,}362 \text{ А};$$

$$I_{\text{м}c} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 545{,}104^2 + 1184{,}722^2 + 2 \cdot 1184{,}722 \cdot 545{,}104} = 656{,}905 \text{ А};$$

$$I_{\text{меа}} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 1206{,}088^2 + 565{,}65^2 + 2 \cdot 1184{,}722 \cdot 545{,}104} = 908{,}61 \text{ А};$$

$$I_{\text{ме}b} = \frac{1}{3}\sqrt{1206{,}088^2 + 565{,}65^2 - 1184{,}722 \cdot 545{,}104} = 354{,}152 \text{ А};$$

$$I_{\text{ме}c} = \frac{1}{3}\sqrt{4 \cdot 565{,}65^2 + 1206{,}088^2 + 2 \cdot 1184{,}722 \cdot 545{,}104} = 668{,}837 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1-Результати розрахунку струморозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	369,56	442,354	505,714	554,424	560,176	598,367
Фідер 2	393,66	466,303	563,826	583,911	624,546	630
Фідер 3	152,97	180,639	194,462	227,586	215,404	246,046
Фідер 4	216,82	252,037	297,646	317,065	329,7	342,704
Ліве плече	763,22	839,093	1069,54	1103,906	1184,722	1206,088
Праве плече	369,79	403,097	492,108	517,771	545,104	565,65
Фаза «*a*»	580,347	627,451	807,637	826,671	894,813	908,70
Фаза «*b*»	220,358	254,806	309,077	326,670	342,362	354,152
Фаза «*c*»	433,839	470,698	503,093	609,518	656,905	668,837

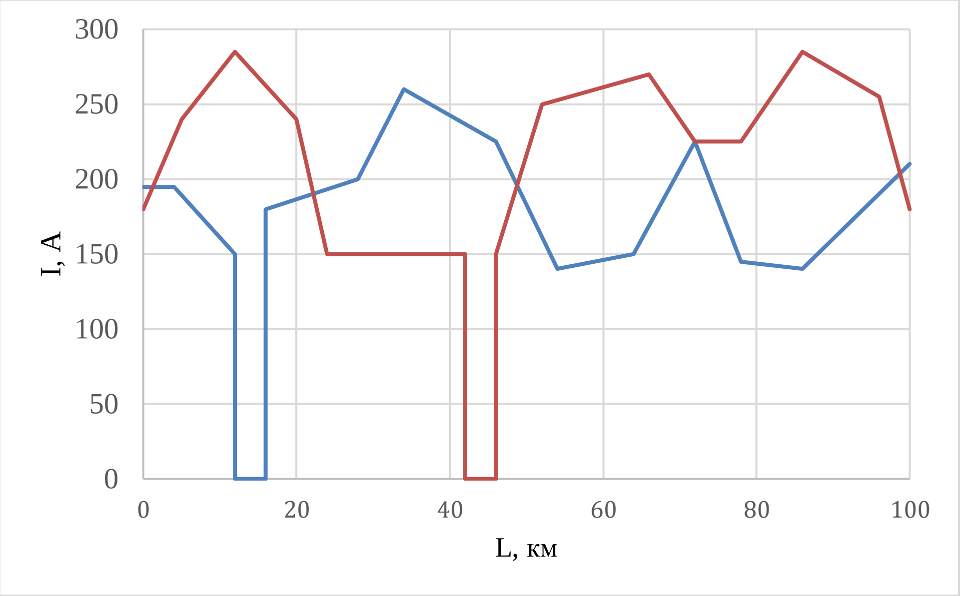


Рисунок 1.2 – Струми поїздів на ділянці

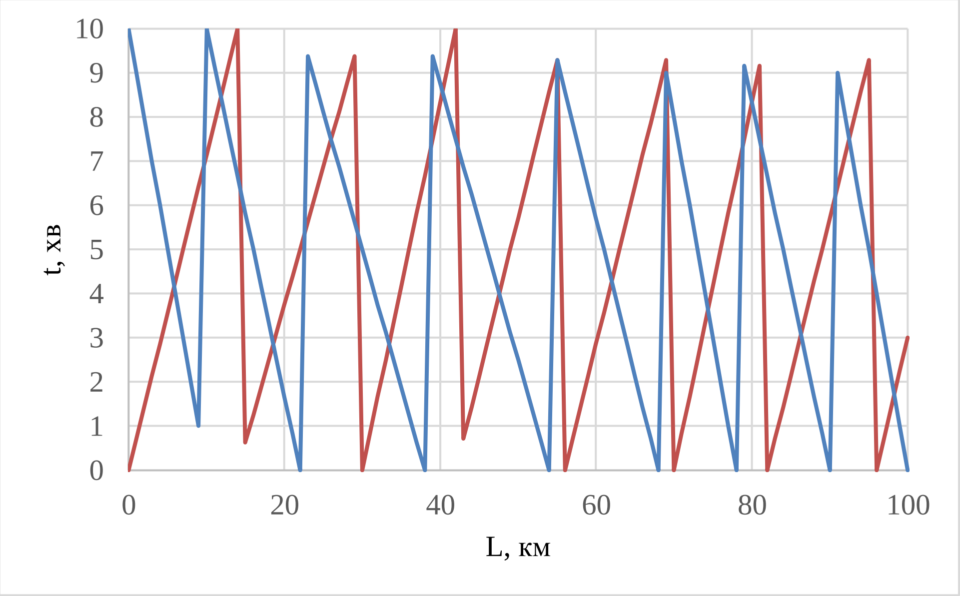


Рисунок 1.3 – Графіки руху поїздів

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:

$$F_{\text{ме}} = 0{,}46\sqrt{B_0}, \tag{1.12}$$

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, кВт·год/Ом·рік,

$$B_0 = \frac{\Delta W_{\text{р}}}{r\ell}, \tag{1.13}$$

де $\Delta W_{\text{р}}$ – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км;

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

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення В0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

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

$$\left. + \frac{4}{3}\frac{\theta}{t_{\text{пар}}+t_{\text{неп}}}\left(1{,}1\frac{N_{0\text{пар}} t_{\text{пар}} + N_{0\text{неп}} t_{\text{неп}}}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} - 1\right) + 1\right\}. \quad (1.14)$$

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;

$W_{\text{Т}}$ – витрати електроенергії на тягу поїздів за період T, кВт·год, з урахуванням припущення про однотипність поїздів:

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

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

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

де $I_{\text{пар}}$, $I_{\text{неп}}$ – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А. Можуть бути обчислені за формулою (2.2), якщо замість значень струмів фідерів підставити значення струмів поїздів.

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 21{,}1} \cdot \begin{bmatrix} (210+210)5{,}9+(210+150)5{,}9+(180+210)3{,}3+(210+240)1{,}5 \\ +(240+227)4{,}5 \end{bmatrix};$$

$$I_{\text{неп}} = 205{,}344 \text{ А};$$

$$I_{\text{пар}} = \frac{1}{2 \cdot 19{,}5} \cdot \left[(210+240)3{,}6 + (240+210)4{,}9 + (210+240)5\right];$$

$$I_{\text{пар}} = 204{,}692 \text{ А}.$$

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

$$W_{\text{неп}} = 205{,}344 \cdot 25 \cdot 0{,}573 = 2941{,}553 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\text{пар}} = 204{,}692 \cdot 25 \cdot 0{,}563 = 2878{,}225 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_{\text{т}} = 2941{,}553 \cdot 95 + 2878{,}225 \cdot 95 = 552878{,}881 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 552878,881^2}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\begin{array}{l} \frac{24}{95 \cdot 0,573 + 95 \cdot 0,563} + \\ 0,46\left(0,25 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563}\right) \end{array} \right] + \frac{4}{3}\frac{0,167}{(0,573 + 0,563)} \cdot \atop \left[1,1 \cdot \frac{144(0,573+0,563)}{95 \cdot (0,573+0,563)} - 1\right] \right]$$

$$B_0 = 430528,773 \, \frac{\text{кВт·год}}{\text{Ом·рік}} \, .$$

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

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{430528,773} = 301,828 \text{ мм}^2 \text{- для двоколійної ділянки;}$$

$$F_{\text{ме}} = \frac{301,828}{2} = 150,914 \text{ мм}^2 \text{- для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 552878,881^2}{24 \cdot 25^2}\left[\frac{24}{95 \cdot 0,573 + 95 \cdot 0,563} + 0,46\left(1 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563}\right)\right] = 839366,769 \, \frac{\text{кВт·год}}{\text{Ом·рік}};$$

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{839366,769} = 421,438 \text{ мм}^2 \text{- для двоколійної ділянки;}$$

$$F_{\text{ме}} = \frac{421,438}{2} = 210,719 \text{ мм}^2 \text{- для однієї колії.}$$

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100+А185.

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+МФ100	1105,3	1110

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

Прийнятий у проєкті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений на термічну стійкість. Для цього необхідно вибрати найбільш завантажену міжпідстанційну зону.

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

Розрахунковий струм фідера:

$$I_{роз} = I_{фід} k'_{i20} k_{ф}, \tag{1.18}$$

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

$$k_{ф} = \frac{0{,}36\alpha^2}{n_0} + 1, \tag{1.19}$$

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

$$\alpha = \frac{t}{t_c};\qquad (1.20)$$

$k'_{і20}$ – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається з рис. 2.4 в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання.

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

$$k_{ф} = \frac{0{,}36 \cdot 1^2}{3{,}14} + 1 = 1{,}115;$$

$$I_{роз} = 505{,}714 \cdot 3{,}13 \cdot 1{,}115 = 1764{,}92A > 1270\ \text{А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+2А185, для якої тривалий допустимий струм при 15 % зношенні контактного проводу - 1820 А. Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

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

де ℓ_i– довжина i -го прогону, м;

$\ell_а$ –довжина анкерної ділянки, м.

$$l_e = \sqrt{\frac{70^3 \cdot 8 + 60^3 \cdot 4 + 50^3 \cdot 4 + 55^3 \cdot 10}{70^3 \cdot 8 + 60^3 \cdot 4 + 50^3 \cdot 4 + 55^3 \cdot 10}} = 70{,}022\ \text{м}.$$

Розрахунковий режим:

$$\ell_{кр} = T\sqrt{\frac{24\alpha\ (t_г - t_{min}())}{q_{нг}^2 - g_0^2}}_{max}, \tag{1.22}$$

де α – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу, 1/°С.

$$l_{кр}=1600\cdot\sqrt{\frac{408\cdot10^{-6}\cdot(-5-(-35))}{2{,}113^2+1{,}732^2}}=146{,}251 \text{ м.}$$

Оскільки $l_{кр}$>$l_е$, то розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

$$B = \frac{g_0^2\ \ell_e^2}{24\alpha}, \tag{1.25}$$

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

$$B=\frac{1{,}732^2\cdot70{,}022^2}{408\cdot10^{-6}}=2{,}738\cdot10^7 \text{°С};$$

$$A=-35-\frac{2{,}113^2\cdot70{,}022^2}{408\cdot10^{-6}\cdot1600^2}+\frac{1600}{20{,}37}=27{,}629 \text{ °С};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{1600^2}-\frac{1600}{20{,}37}=-40{,}223\ °\text{C};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{1400^2}-\frac{1400}{20{,}37}=-27{,}13°\text{C};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{1200^2}-\frac{1200}{20{,}37}=-12{,}268°\text{C};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{1000^2}-\frac{1000}{20{,}37}=5{,}916°\text{C};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{800^2}-\frac{800}{20{,}37}=31{,}135°\text{C};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{600^2}-\frac{600}{20{,}37}=74{,}226°\text{C};$$

$$t_x=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot10^7}{400^2}-\frac{400}{20{,}37}=179{,}109°\text{C}.$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 Навантаження несучого тросу

T_x, даН	1600	1400	1200	1000	800	600	800
t_x, °C	-40,223	-27,13	-12,268	5,916	31,135	74,226	179,109

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

$$t_0 = t_{\text{сер}} - \Delta t; \tag{1.26}$$

$$t_{\text{сер}} = \frac{t_{\max} + t_{\min}}{2}, \tag{1.27}$$

де $\Delta t = 10{\ldots}15\ °C$ (для одного контактного проводу); $\Delta t = 5{\ldots}10$ °С (для двох контактних проводів).

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

$$t_0=27{,}629+\frac{2{,}738\cdot 10^7}{1203^2}-\frac{1203}{20{,}37}=\text{-}12{,}51°С.$$

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_г = A + \frac{B_г}{T_г^2} - \frac{T_г}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

$$B_г = \frac{q_{нг}^2\ \ell_e^2}{24\alpha}; \quad (1.30)$$

$$B_г=\frac{2{,}113^2\cdot 70{,}022^2}{408\cdot 10^{-6}}=4{,}075\cdot 10^7°С;$$

$$t_г=27{,}629+\frac{4{,}075\cdot 10^7}{1222^2}-\frac{1222}{20{,}37}=\text{-}5°С;$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

$$B_v = \frac{q_{\text{нv}}^2\ \ell_e^2}{24\alpha}; \qquad (1.32)$$

$$B_V = \frac{1{,}936^2 \cdot 70{,}022^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3{,}421 \cdot 10^7 \,°\text{C};$$

$$t_V = 27{,}629 + \frac{7{,}622 \cdot 10^7}{1070^2} - \frac{1070}{20{,}37} = 4{,}98°\text{C};$$

Стріла прогину контактного проводу:

$$f_{xi} = \frac{g_0(\ell_{\text{п}} - 2e_{\text{п}})^2}{8(T_x + n\ K)}\left(1 - \frac{T_x}{T_0}\right), \qquad (1.33)$$

де $e_{\text{п}}$ –відстань від осі опори до опорної струни в прогоні $\ell_{\text{п}}$, м;

$\ell_{\text{п}}$ – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

$$f_{\text{x}} = \frac{1{,}732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1520 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{1520}{1203}\right) = -0{,}041\ \text{мм};$$

$$f_{\text{x}} = \frac{1{,}732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1468 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{1468}{1203}\right) = -0{,}034\ \text{мм};$$

$$f_{\text{x}} = \frac{1{,}732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1320 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{1320}{1203}\right) = -0{,}016\ \text{мм};$$

$$f_{\text{x}} = \frac{1{,}732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1191 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{1191}{1203}\right) = 0{,}001692\ \text{мм};$$

$$f_{\text{x}} = \frac{1{,}732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1077 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{1077}{1203}\right) = 0{,}018\ \text{мм};$$

$$f_{\text{x}} = \frac{1{,}732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (977 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{977}{1203}\right) = 0{,}034\ \text{мм};$$

$$f_{x}=\frac{1{,}732\cdot(70\text{-}2\cdot10)^2}{8\cdot(891\text{-}2\cdot1000)^2}\cdot\left(1\text{-}\frac{891}{1203}\right)=0{,}049\ \text{мм};$$

$$f_{x}=\frac{1{,}732\cdot(70\text{-}2\cdot10)^2}{8\cdot(810\text{-}2\cdot1000)^2}\cdot\left(1\text{-}\frac{810}{1203}\right)=0{,}063\ \text{мм}.$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

$$F_{x\text{п}}=\frac{1}{T_x}\left(\frac{g_0\ \ell_{\text{п}}^2}{8}+b_{\text{п}}\ H-f_{x\text{п}}\ K\ n\right), \qquad (1.34)$$

$$F_x=\frac{1}{1520}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}(\text{-}0{,}041)\cdot2\cdot1000\right)=0{,}82\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{1468}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}(\text{-}0{,}034)\cdot2\cdot1000\right)=0{,}841\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{1320}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}(\text{-}0{,}016)\cdot2\cdot1000\right)=0{,}907\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{1191}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}0{,}001692\cdot2\cdot1000\right)=0{,}976\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{1077}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}0{,}018\cdot2\cdot1000\right)=1{,}048\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{977}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}0{,}034\cdot2\cdot1000\right)=1{,}123\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{891}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}0{,}049\cdot2\cdot1000\right)=1{,}199\ \text{м};$$

$$F_x=\frac{1}{810}\cdot\left(\frac{1{,}732\cdot70^2}{8}+0{,}7\cdot150\text{-}0{,}063\cdot2\cdot1000\right)=1{,}284\ ,$$

де $b_п$ – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні$\ell_п$, м;

H – натяг ресорного троса, $H = 150$даН.

Натяг ненавантаженого несучого троса

$$t_x = A + \frac{B_р}{T_{рх}^2} - \frac{T_{рх}}{\alpha ES}; \qquad (1.35)$$

$$B_р = \frac{g_н^2\ \ell_e^2}{24\ \alpha}; \qquad (1.36)$$

$$B_р = \frac{0{,}242^2 \cdot 70{,}022^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5{,}345 \cdot 10^5 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{1283^2} - \frac{1283}{20{,}37} = -25{,}031 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{1182^2} - \frac{1182}{20{,}37} = -30{,}015 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{982^2} - \frac{982}{20{,}37} = -20{,}024 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{785^2} - \frac{785}{20{,}37} = -10{,}04 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{593^2} - \frac{593}{20{,}37} = 0{,}038 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{420^2} - \frac{420}{20{,}37} = 10{,}041 °С;$$

$$t_x = 27{,}629 + \frac{5{,}345 \cdot 10^5}{287^2} - \frac{287}{20{,}37} = 20{,}029 °С;$$

$$t_x=27{,}629+\frac{5{,}345\cdot10^5}{206^2}-\frac{206}{20{,}37}=30{,}112°С.$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

$$F_{рхп}=\frac{g_н\ell_п^2}{8T_{рх}};\qquad(1.37)$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot1283}=0{,}116\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot1182}=0{,}128\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot982}=0{,}148\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot785}=0{,}207\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot593}=0{,}24\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot420}=0{,}353\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot287}=0{,}465\ м;$$

$$F_{рх\Pi}=\frac{0{,}834^2\cdot70^2}{8\cdot206}=0{,}72м.$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 Навантаження та стріли прогину проводів

t_x, °С	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30

T_x, даН	2000	1468	1320	1191	1077	977	891	810
$f_{xп}$, мм	-0,041	-0,034	-0,016	0,00169	0,018	0,034	0,049	0,063
$F_{xп}$, м	0,82	0,841	0,907	0,976	1,048	1,123	1,199	1,284
$T_{рх}$, даН	1283	1182	982	785	593	420	287	206
$F_{рхп}$, м	0,116	0,128	0,148	0,207	0,24	0,353	0,465	0,72

Значення таблиці 1.4 зображимо на рис. 1.1.

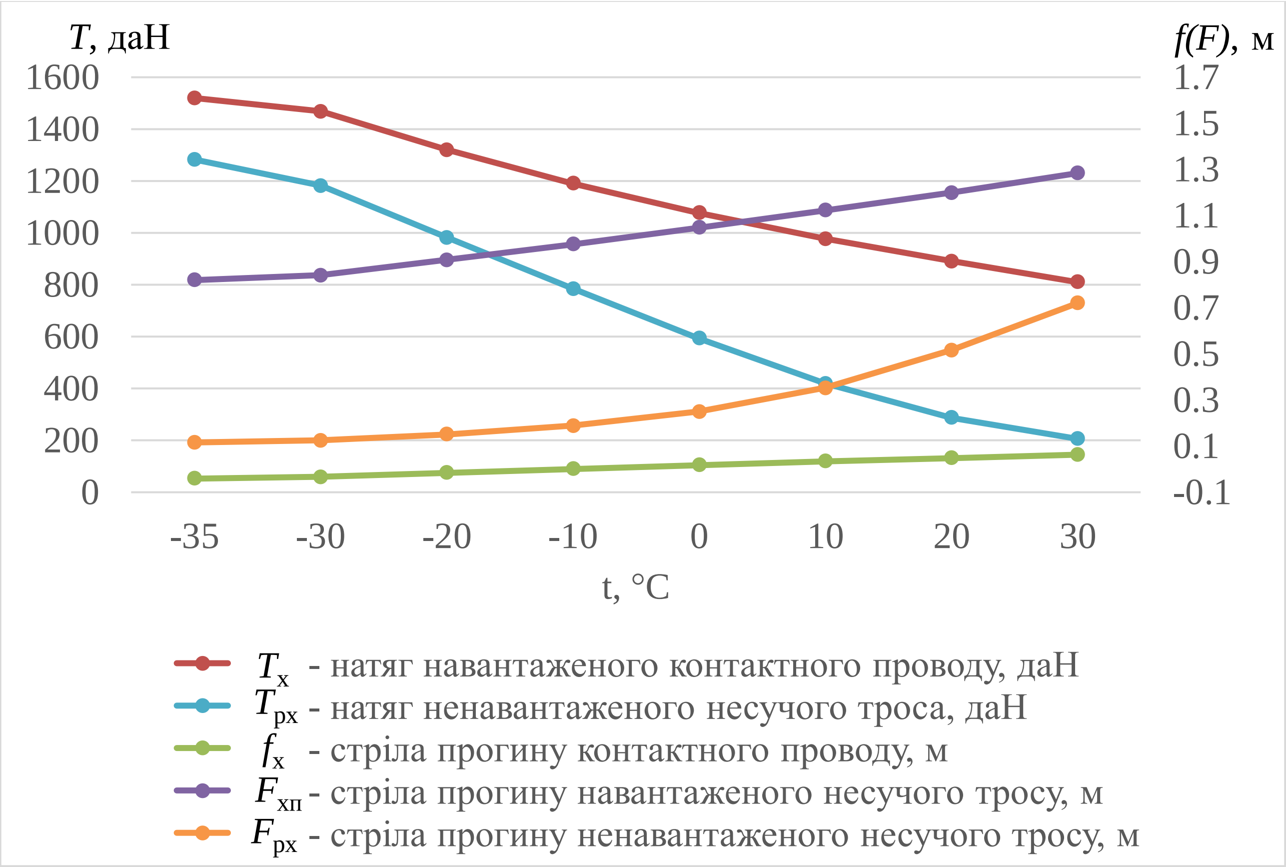


Рисунок 1.1 – Монтажні криві

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

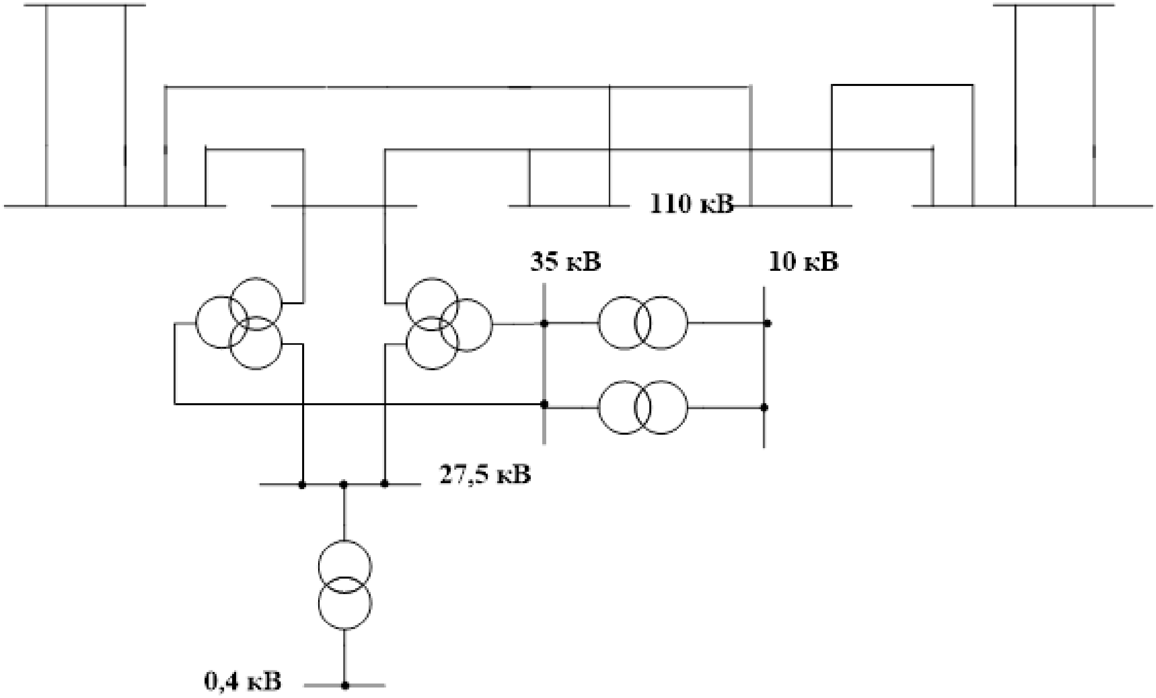


Рисунок 2.1 - Структурна схема розрахункової ТП

Для шин 27,5 кВ:

$$S_{max\,27,5} = S_m + S_{\text{тсн}} + S_{\text{дпр}}, \tag{2.1}$$

де S_m - 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:

$$S_m = U_ш\left(2I_д^{'} + 0{,}65I_д^{''}\right)k_{нр}k_{ку}, \tag{2.2}$$

де $U_ш$- напруга на шинах РП 27,5 кВ;

$I_д^{'}$- ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

I_∂''- ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

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

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

Або $$S_m = (2S` + 0{,}65S``)k_{нр}k_{ку}, \qquad (2.3)$$

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

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

$$S_{\text{дпр}} = S_{\text{дпр1}} \cdot L = 25 \cdot 12 = 250 \text{ кВА};$$

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

Потужність нетяговагоновантаження на шинах 35 кВ складає 20 % відтяговогонавантаження, а на шинах10 кВ–10 %, тобто:

$$S_{\text{max35}}=0{,}2 \cdot 18530=3706 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{max10}} = 0{,}1 \cdot 18530 = 1853 \text{ кВА}.$$

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

Тоді отримаємо:

$$S_{ш.\max 35}=\left(S_{PT}+S_{\max 35}\right)k_p; \qquad (2.4)$$

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

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{розрах.\max}=\left(S_{ш.\max 27{,}5+}S_{ш.\max 35}\right)k_p; \qquad (2.5)$$

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

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.2 – 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
						ВС	ВН	СН	
1	ТДТНЖ 25000/110 У1	2	115	38,5	11,0	18	10,5	6,8	$Y_0/Y_H/\Delta_0-11$
2	ТМ -2500/35У1	2	35		10,5		6,5		$Y/\Delta-11$
3	ТМ-400/10У1	2	10		0,4		4,5		Y/Y_0-0

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис. 2.2.

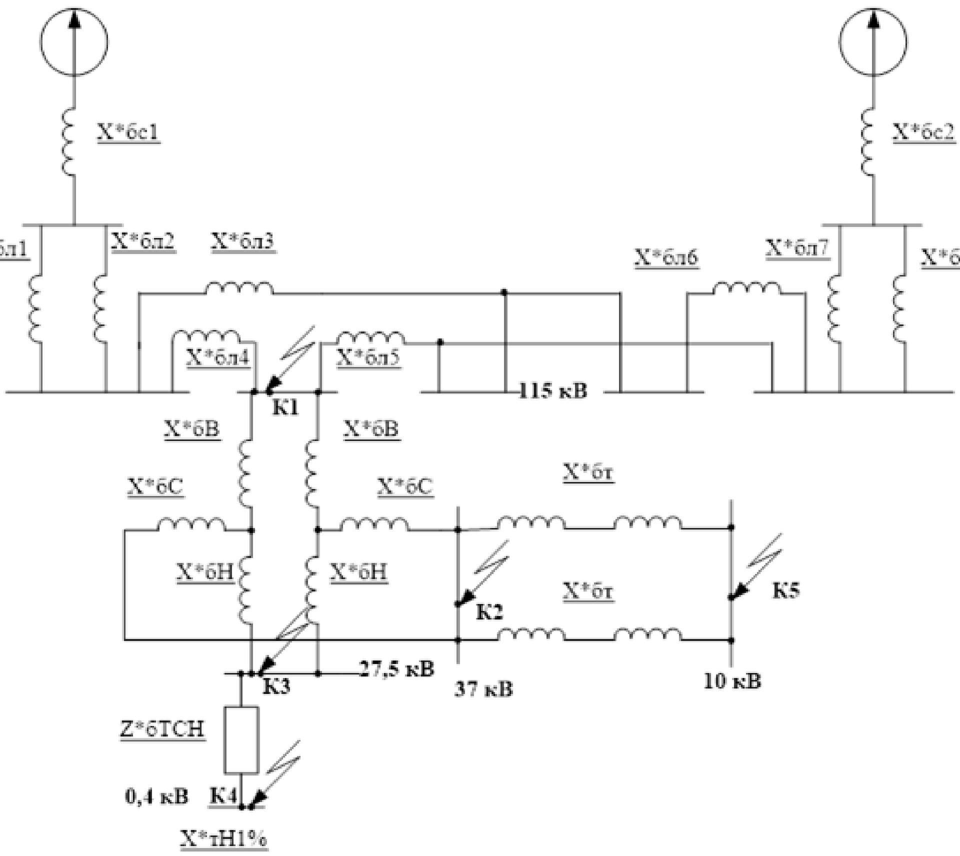


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_б = 100$ МВА

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою :

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}. \quad (2.6)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_к = \frac{I_б}{x_{*б}}. \quad (2.7)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_б}{S_к}. \quad (2.8)$$

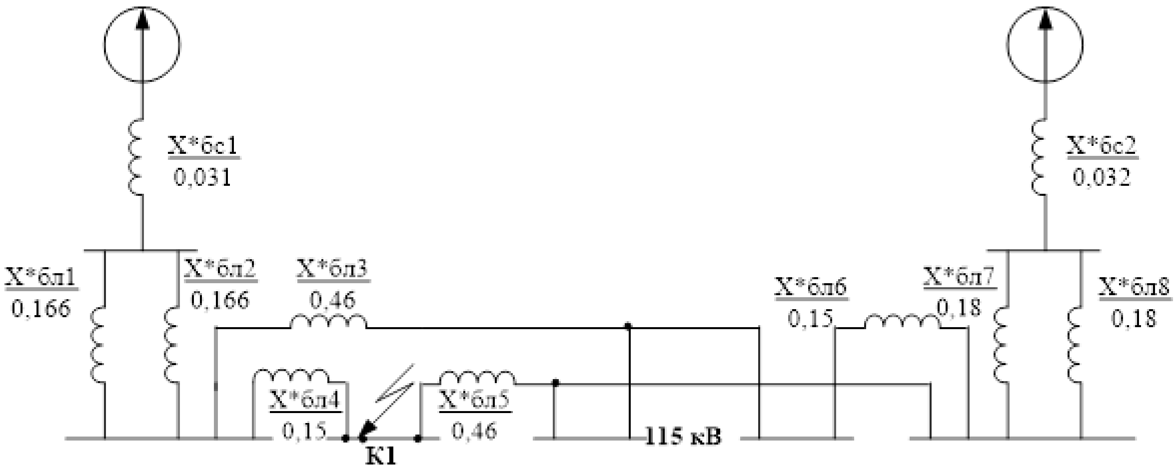


Рисунок 2.3 - Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.8) базисний опір системи 1:

$$x_{*бсист1} = \frac{100}{2300} = 0{,}0435.$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*бсист2} = \frac{100}{2500} = 0{,}04.$$

Базисний струм:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}502 кА.$$

Опори ліній:

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

$$X_{*бл3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0.4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}46;$$

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

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

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

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

Будемо поступово згортати схему до точки к1

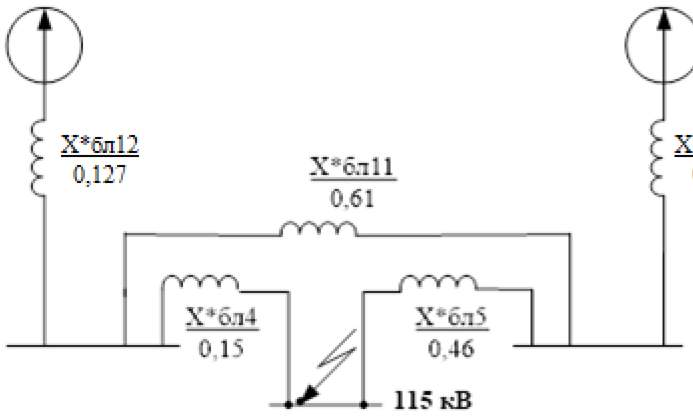


Рисунок 2.4 - Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бс1} + X_{*бл9} = 0{,}044 + 0{,}083 = 0{,}127;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бс2} + X_{*бл10} = 0{,}04 + 0{,}09 = 0{,}13.$$

Після деяких перетворень

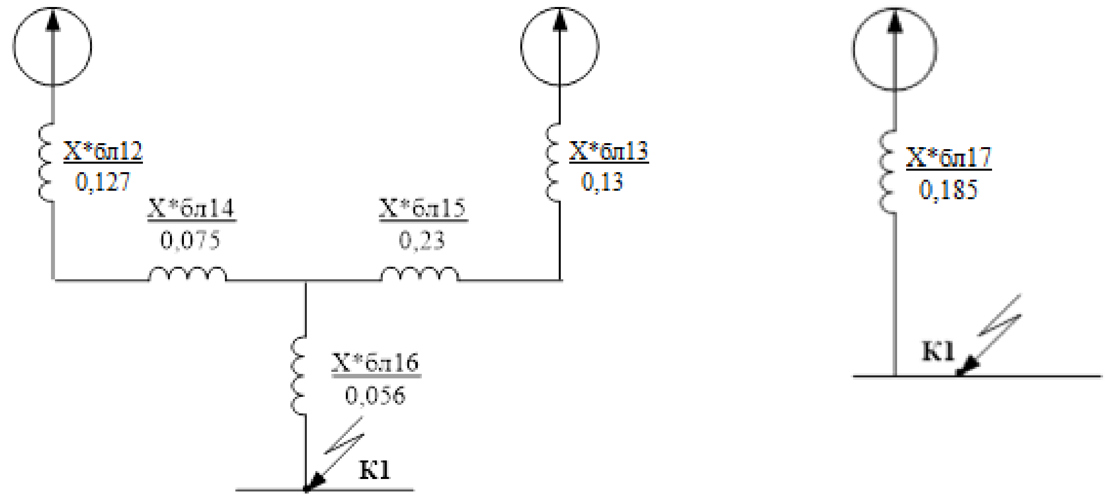


Рисунок 2.5 - Згорнута схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл16} = \frac{X_{*бл4} \cdot X_{*бл5}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0{,}15 \cdot 0{,}46}{0{,}15 + 0{,}61 + 0{,}46} = 0{,}056;$$

$$X_{*бл17} = X_{*бл16} + \frac{(X_{*бл12} + X_{*бл14}) \cdot (X_{*бл13} + X_{*бл15})}{X_{*бл12} + X_{*бл14} + X_{*бл13} + X_{*бл15}} =$$

$$= 0{,}056 + \frac{(0{,}127 + 0{,}075) \cdot (0{,}13 + 0{,}23)}{0{,}127 + 0{,}075 + 0{,}13 + 0{,}23} = 0{,}185.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{к1} = \frac{I_{б1}}{X_{*бК1}} = \frac{0{,}502}{0{,}185} = 2{,}71 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{у1} = 2{,}55 \cdot I_{к1} = 2{,}55 \cdot 2{,}71 = 6{,}91 \text{ кА;}$$

$$I_{Куст} = 1{,}52 \cdot I_{к1} = 1{,}52 \cdot 2{,}71 = 4{,}12 \text{ кА.}$$

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

$$S_{номтр.} = 25\text{МВА},$$

$$u_{\text{квс}} = 10{,}5~\%, \qquad u_{\text{квн}} = 18~\%, \qquad u_{\text{ксн}} = 6{,}5~\%.$$

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

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

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

$$X_{*бC} = \frac{u_{кс}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номтр.}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01.$$

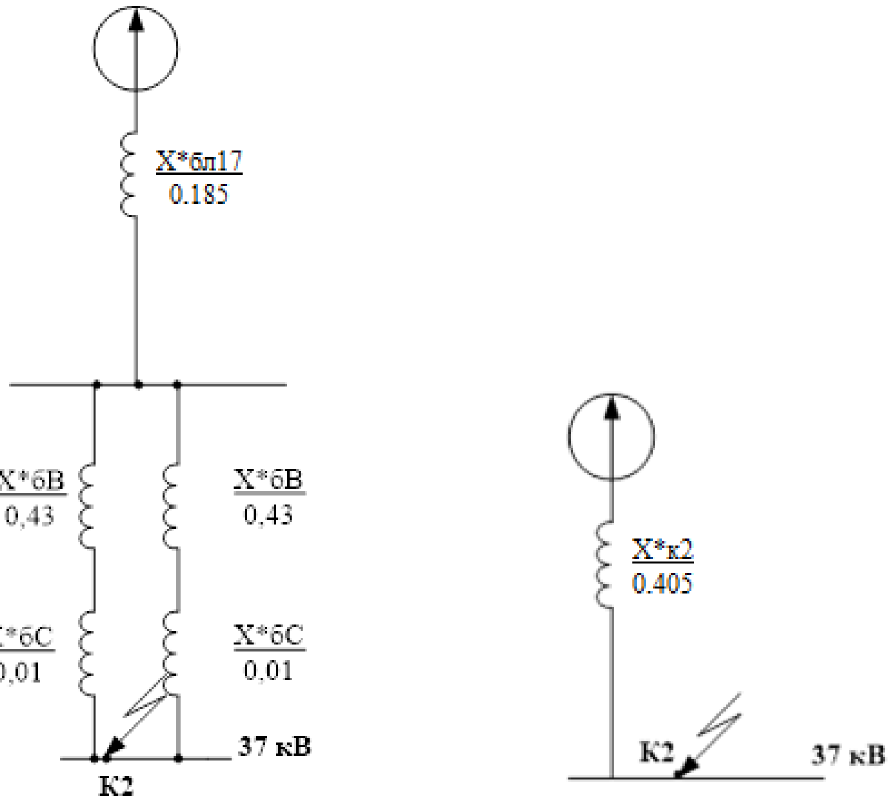


Рисунок 2.6 - Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*бК2} = X_{*бК1} + \frac{X_{*бВ} + X_{*бC}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{б2}}{X_{*бК2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,85 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2{,}55 \cdot I_{к2} = 2{,}55 \cdot 3{,}85 = 9{,}82 \text{ кА};$$

$$I_{куст} = 1{,}52 \cdot I_{к1} = 1{,}52 \cdot 3{,}85 = 5{,}85 \text{ кА}.$$

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

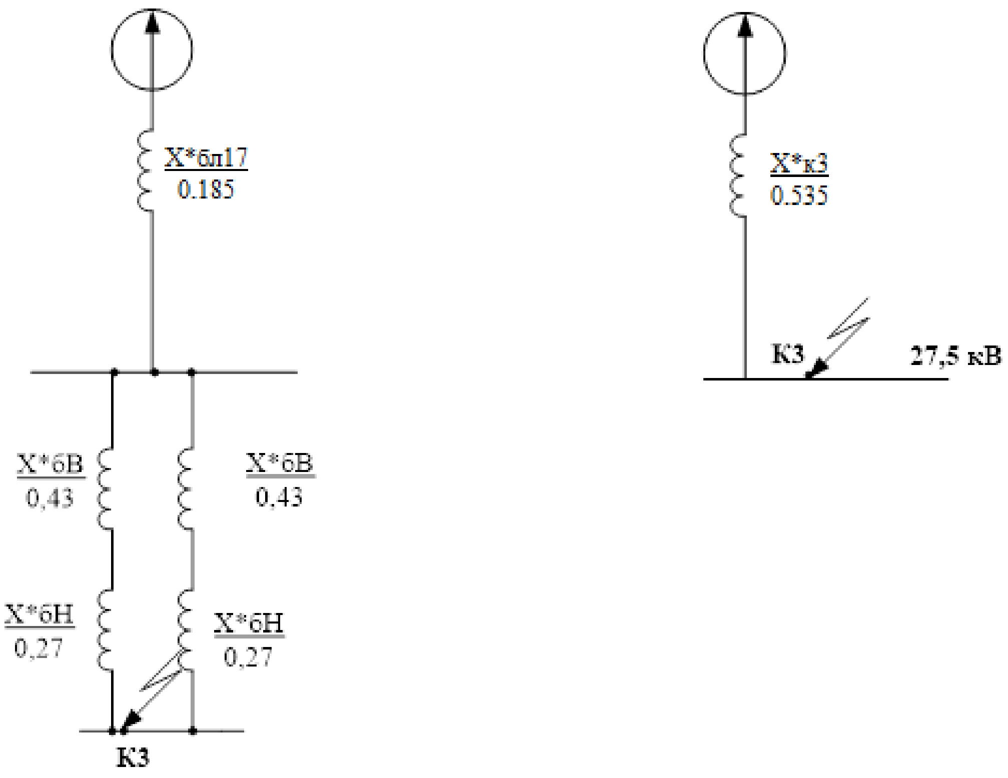


Рисунок 2.7 - Схема заміщення до точки к3

$$X_{*бК3} = X_{*бК1} + \frac{X_{*бВ} + X_{*бН}}{2} = 0{,}185 + \frac{0{,}43 + 0{,}27}{2} = 0{,}535.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бК3}} = \frac{2}{0{,}535} = 3{,}74 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{у3} = 2{,}55 \cdot I_{к3} = 2{,}55 \cdot 3{,}74 = 9{,}54 \text{ кА};$$

$$I_{куст} = 1.52 \cdot I_{к3} = 1.52 \cdot 3{,}74 = 5{,}68 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К4, на ТВП сторона 0,4 кВ.

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри:

ТМ – 400 /10: $u_{к} = 4{,}5$ %; $\Delta P_{кз} = 5{,}5$ кВт.

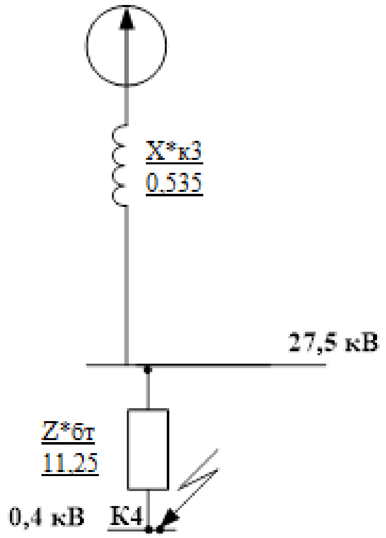


Рисунок 2.8 - Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бт} = \frac{u_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{номт}} = \frac{4{,}5}{100} \cdot \frac{100}{0{,}25} = 11{,}25;$$

$$R_{*бт} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{номт}} \cdot \frac{S_б}{S_{номт}} = \frac{5{,}5}{250} \cdot \frac{100}{0{,}25} = 3{,}44;$$

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

$$Z_{*бт\Sigma} = \sqrt{(X_{*бКЗ} + X_{*бт})^2 + {R_{*бт}}^2} = \sqrt{(0{,}535 + 10{,}7)^2 + 3{,}44^2} = 11{,}75.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{б4} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 144{,}34 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{к4} = \frac{I_{б4}}{Z_{*бт\Sigma}} = \frac{144{,}34}{11{,}75} = 12{,}32 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{у4} = 1{,}84 \cdot I_{к4} = 1{,}84 \cdot 12{,}32 = 22{,}67 \text{ кА}.$$

$$I_{куст} = 1{,}52 \cdot I_{к4} = 1{,}52 \cdot 12{,}32 = 18{,}73 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис.2.9.

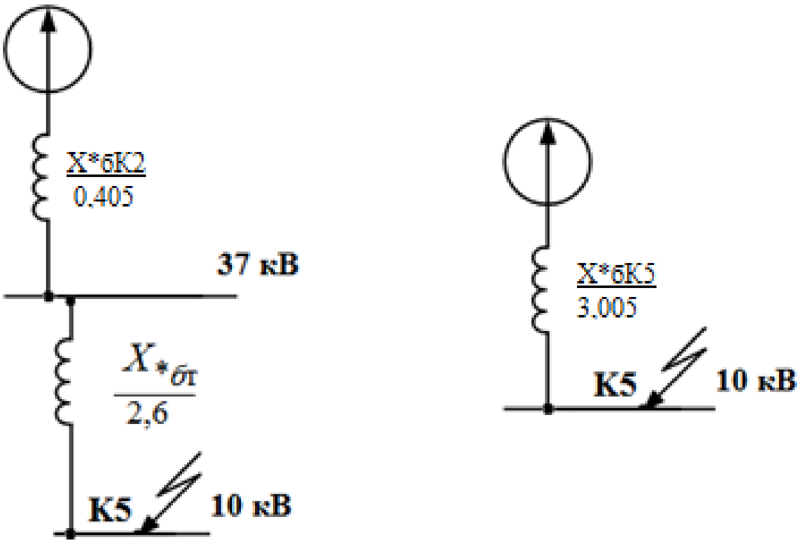


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*бт} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 2,6\text{Ом}.$$

Визначимозагальнийопірдошин10кВ:

$$X_{*бК5} = X_{*бК2} + X_{*бт} = 0,405 + 2,6 = 3,005.$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

$$I_{б5} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{б5}}{X_{*бК5}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к5:

$$i_{y5} = 2{,}55 \cdot I_{к5} = 2{,}55 \cdot 1{,}83 = 4{,}67 \text{ кА};$$

$$I_{куст} = 1{,}52 \cdot I_{к5} = 1{,}52 \cdot 1{,}83 = 2{,}78 \text{ кА}.$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_к = {I_к}^2(t_{откл} + T_a); \qquad (2.9)$$

$$\text{К1: } B_к = 2{,}71^2(2 + 0{,}05) = 15{,}055 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{К2: } B_к = 3{,}85^2(1{,}5 + 0{,}05) = 22{,}975 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{К3: } B_к = 3{,}74^2(0{,}5 + 0{,}05) = 7{,}693 \text{кА}^2\text{с};$$

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

$$\text{К5: } B_к = 1{,}83^2(1{,}5 + 0{,}05) = 5{,}191 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_б$=100 МВА				
	$I_б$,кА	$I_к$,кА	$I_{Куст}$, кА	$i_у$, кА	$Bк$, кА^{2}с
К1	0,502	2,71	4,12	6,91	15,055
К2	1,56	3,85	5,85	9,82	22,975
К3	2	3,74	5,68	9,54	7693
К4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
К5	5,5	1,83	2,78	4,67	5,191

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Вибір зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	2	3	4
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{пр}\cdot S_{ш.розр.\max}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{1,4\cdot 50000}{\sqrt{3}\cdot 110}$	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 СНТП	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{пер}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{1,4\cdot 25000}{\sqrt{3}\cdot 35}$	578,05А
4	Сторона ННТП	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{пер}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{1,4\cdot 25000}{\sqrt{3}\cdot 27,5}$	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 ВНРТ 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 ННРТ35/10	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{пер}\cdot k_{рн}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{1,4\cdot 0,7\cdot 2500}{\sqrt{3}\cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВНТВП	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{пер}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{1,4\cdot 400}{\sqrt{3}\cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона ННТВП	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{пер}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{1,4\cdot 400}{\sqrt{3}\cdot 0.4}$	808,3 А
10	Збірні шини35кВ	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{рн}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{0,5\cdot 50000}{\sqrt{3}\cdot 35}$	413 А
11	Збірні шини10кВ	$I_{роб.ш.\max}=\frac{k_{рн}\cdot\sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{0,7\cdot 5000}{\sqrt{3}\cdot 10}$	202,3 А

Продовження таблиці 2.3

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

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I к_{відкл.max},$$

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

$I_к$- струм к.з., кА.

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

$$U_{ном}\geq U_р,$$

$$I_н\geq I_р,$$

$$I_{номоткл}\geq I_к,$$

$$i_д\geq i_{уд},$$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_к,$$

$$B_к = I_к^2 (t_{откл} + T_a).$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ, а подальші розрахунки зведемо до таблиці:

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

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

Розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.max}}$	$\frac{I_д}{I_у}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_к}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_К}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 II*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,91	2,71	15,055
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,82	3,85	22,975
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,54	3,74	7,693
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,82	3,85	22,975
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,83	5,191

Продовження таблиці 2.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,82	3,85	22,975
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,54	3,74	7,693
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,83	5,191
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,83	5,191

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$U_{ном} \geq U_p ,$$

$$I_н \geq I_p ,$$

$$I_{номоткл} \geq I_к ,$$

$$i_д \geq i_{уд} ,$$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_к ,$$

$$B_к = I_к^2 (t_{откл} + T_a) .$$

Аналогічно попередньому випадку необхідно перерахувати тепловий імпульс. Для вводу 110 кВ, подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.4.

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

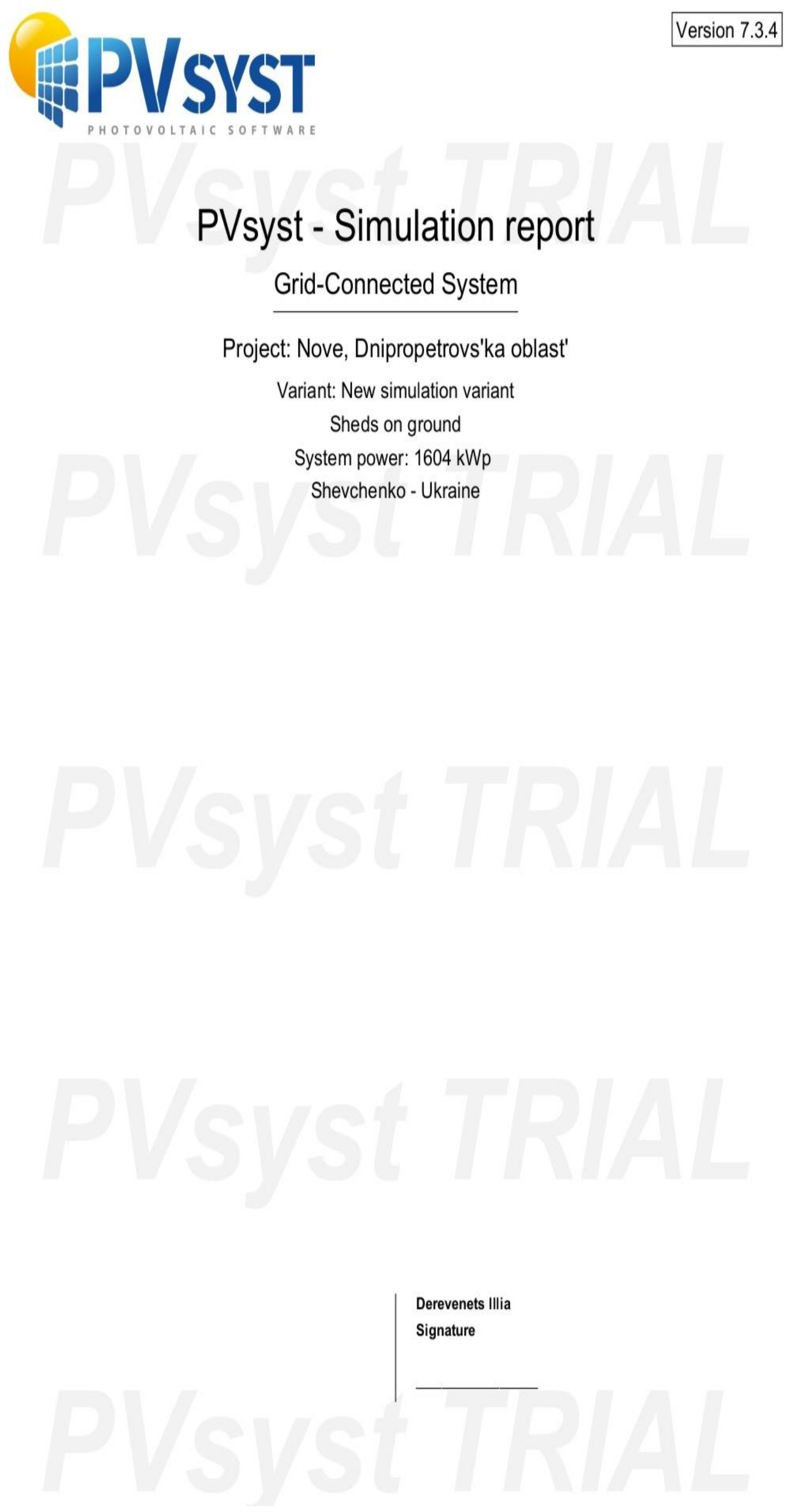
де I_T - струм термічної стійкості за паспортом

Таблиця 2.4 – Вибрані роз’єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз’єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.max}}$	$\frac{I_{д}}{I_{у}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_к}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,91	15,055
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27.5	735,7	9,54	7,63
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,82	22,975
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,191
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	10	1000	50	1200
			27.5	141,6	4,67	5,191
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27.5	121,7	9,54	7,693
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,82	22,975

2.5 Проєктування сонячної електростанції

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


Version 7.3.4

PVSYST
PHOTOVOLTAIC SOFTWARE

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 1604 kWp

Shevchenko - Ukraine

Derevenets Illia

Signature

PVsyst TRIAL

Рисунок 2.10 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

PVsyst TRIAL

Project summary

Geographical Site	Situation		Project settings	
Shevchenko	Latitude	48.38 °N	Albedo	0.20
Ukraine	Longitude	34.83 °E		
	Altitude	140 m		
	Time zone	UTC+2		

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

System summary

Grid-Connected System — **Sheds on ground**

PV Field Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Near Shadings
Linear shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	2430 units	Nb. of units	30 units
Pnom total	1604 kWp	Pnom total	1500 kWac
		Pnom ratio	1.069

Results summary

Produced Energy	2111.63 MWh/year	Specific production	1317 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.23 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 5
Main results 6
Loss diagram 7
Predef. graphs 8
P50 - P90 evaluation 14
Single-line diagram 15

Рисунок 2.11 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

PVsyst TRIAL

General parameters

Grid-Connected System	**Sheds on ground**	
PV Field Orientation		
Orientation	**Sheds configuration**	**Models used**
Fixed plane	Nb. of sheds 136 units	Transposition Perez
Tilt/Azimuth 30 / 0 °	**Sizes**	Diffuse Perez, Meteonorm
	Sheds spacing 12.0 m	Circumsolar separate
	Collector width 4.79 m	
	Ground Cov. Ratio (GCR) 39.9 %	
	Shading limit angle	
	Limit profile angle 17.0 °	
Horizon	**Near Shadings**	**User's needs**
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)

Bifacial system
Model 2D Calculation
unlimited sheds

Bifacial model geometry		**Bifacial model definitions**	
Sheds spacing	12.00 m	Ground albedo	0.30
Sheds width	4.79 m	Bifaciality factor	72 %
Limit profile angle	17.0 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	39.9 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	1.00 m	Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DEG21C-20-660Wp Vertex	Model	SUN2000-50KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	660 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	2430 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	1604 kWp	Total power	1500 kWac
Modules	135 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
Pmpp	1470 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
U mpp	622 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2361 A		
Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	1604 kWp	Total power	1500 kWac
Total	2430 modules	Max. power	1650 kWac
Module area	7548 m²	Number of inverters	30 units
		Pnom ratio	1.07

Array losses

Array Soiling Losses	**Thermal Loss factor**	**DC wiring losses**
Loss Fraction 3.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 4.3 mΩ
	Uc (const) 29.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	
LID - Light Induced Degradation	**Module Quality Loss**	**Module mismatch losses**
Loss Fraction 2.0 %	Loss Fraction -0.4 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		
Loss Fraction 0.2 %		

24/05/23 PVsyst Evaluation mode Page 3/15

Рисунок 2.12 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst TRIAL

Array losses

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

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 1.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 0.86 % at STC

Inverter: SUN2000-50KTL-M3-400V

Wire section (30 Inv.) Alu 30 x 3 x 120 mm²

Average wires length 100 m

MV line up to Injection

MV Voltage 35 kV

Wires Alu 3 x 70 mm²

Length 300 m

Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 35 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 1.57 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 1.50 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 16.47 kVA

Copper loss fraction 1.05 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.07 mΩ

Рисунок 2.13 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

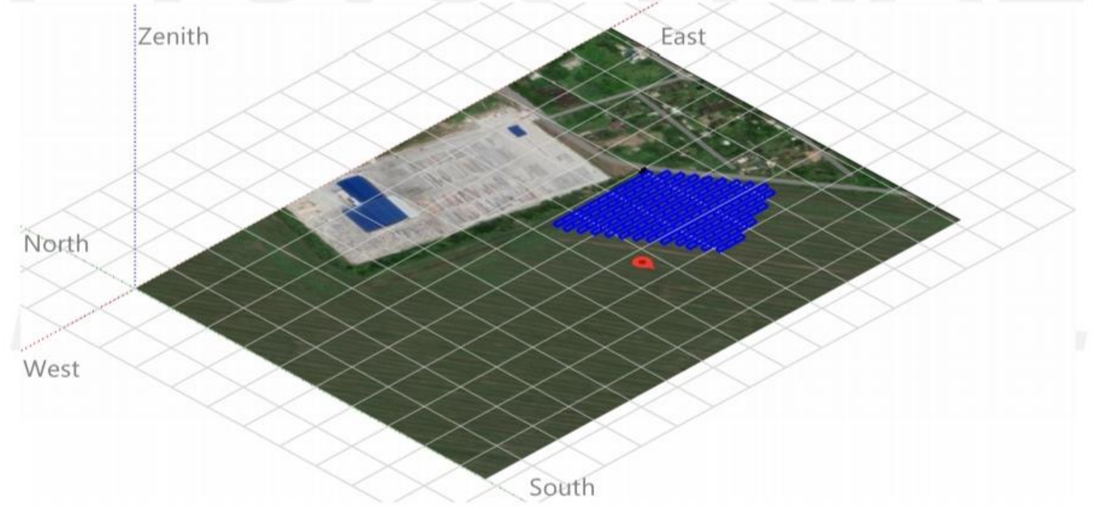
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

PVsyst TRIAL

Near shadings parameter

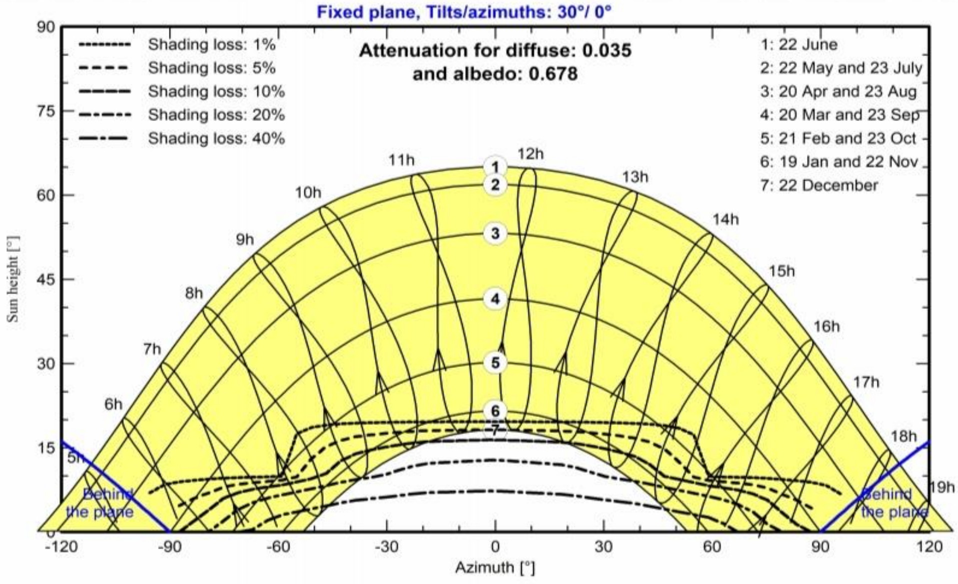
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



24/05/23 PVsyst Evaluation mode Page 5/15

Рисунок 2.14 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

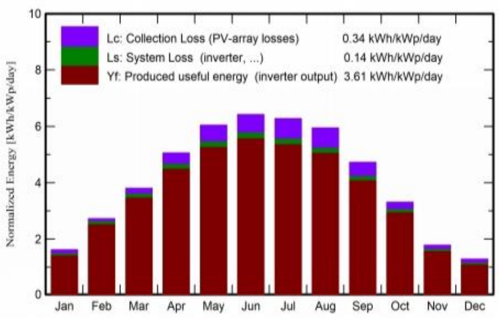
PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

Main results

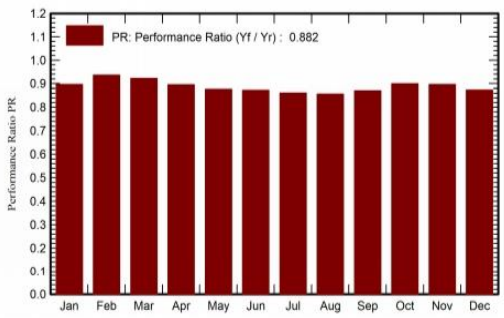
System Production

Produced Energy	2111.63 MWh/year	Specific production	1317 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	88.23 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	29.7	18.42	-3.65	50.2	45.6	75.7	72.2	0.897
February	50.9	28.18	-2.64	76.4	71.5	119.3	114.6	0.936
March	93.0	48.41	2.70	117.7	110.3	180.9	174.0	0.922
April	133.2	66.24	10.34	151.7	142.2	226.1	217.9	0.895
May	179.8	79.84	17.03	187.2	175.3	273.2	263.4	0.877
June	193.6	82.23	20.26	192.7	180.4	279.5	269.7	0.873
July	191.8	79.77	22.89	194.6	182.3	278.2	268.4	0.860
August	165.8	71.44	22.58	184.2	173.1	262.2	253.0	0.856
September	113.6	50.26	16.04	141.7	132.9	205.3	197.9	0.871
October	72.1	37.64	9.16	102.5	96.3	153.6	147.8	0.899
November	34.4	21.75	3.34	53.4	49.3	80.4	76.8	0.897
December	24.5	16.81	-1.16	39.9	36.0	58.9	56.0	0.874
Year	1282.6	600.99	9.81	1492.2	1395.0	2193.2	2111.6	0.882

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

PVsyst TRIAL

6

Рисунок 2.15 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

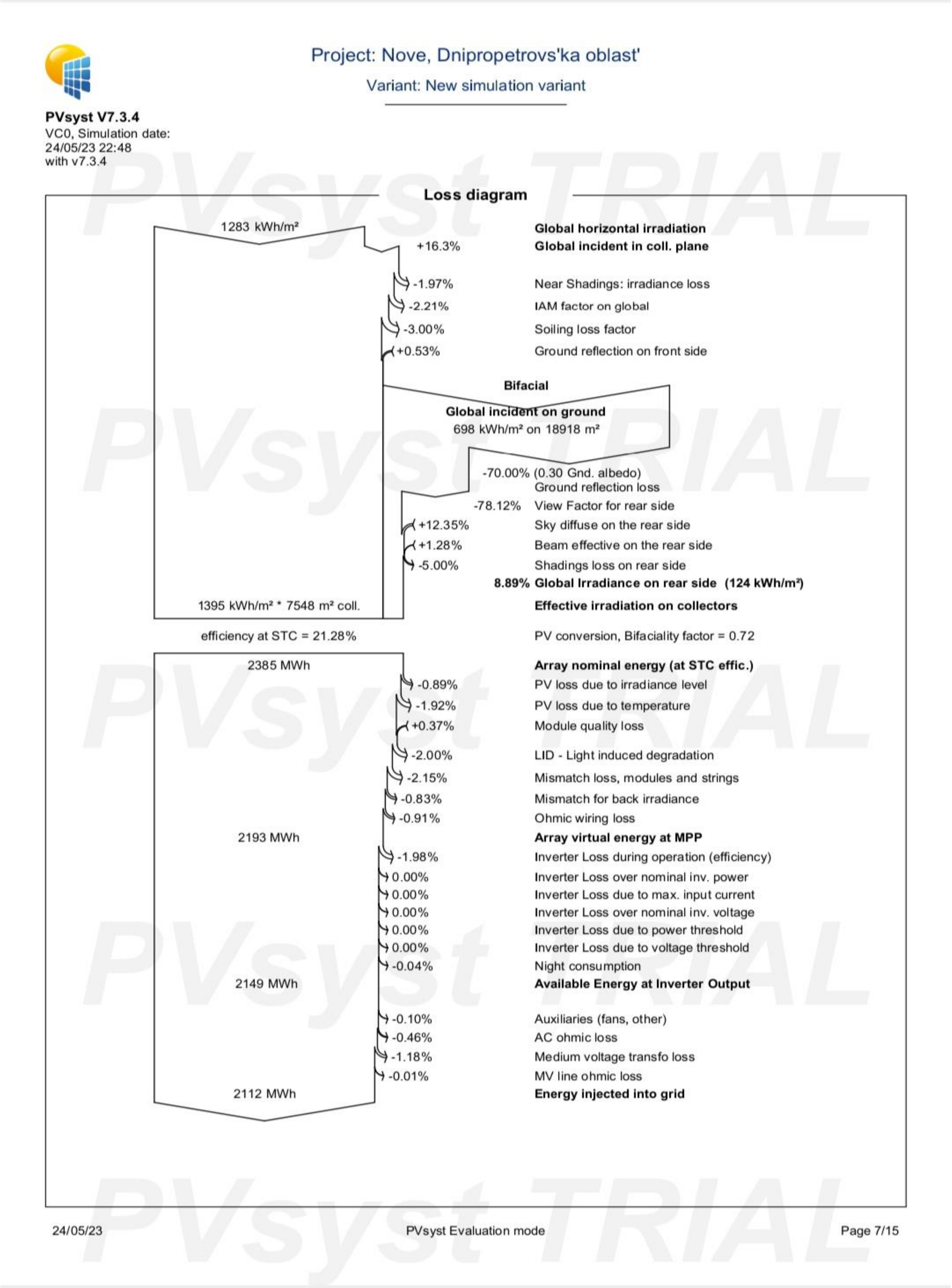


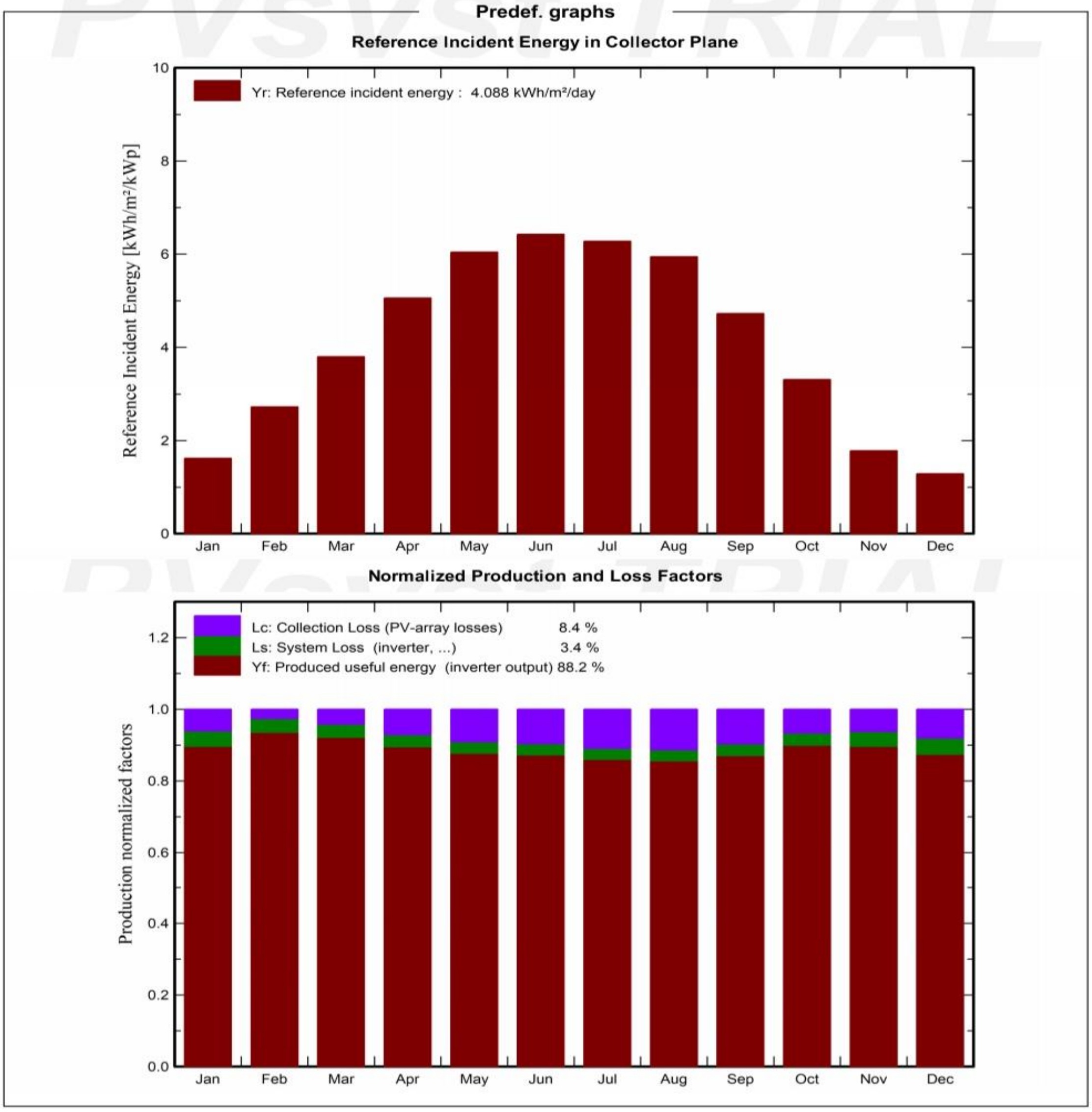
Рисунок 2.16 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

PVsyst TRIAL



24/05/23 PVsyst Evaluation mode Page 8/15

Рисунок 2.17 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

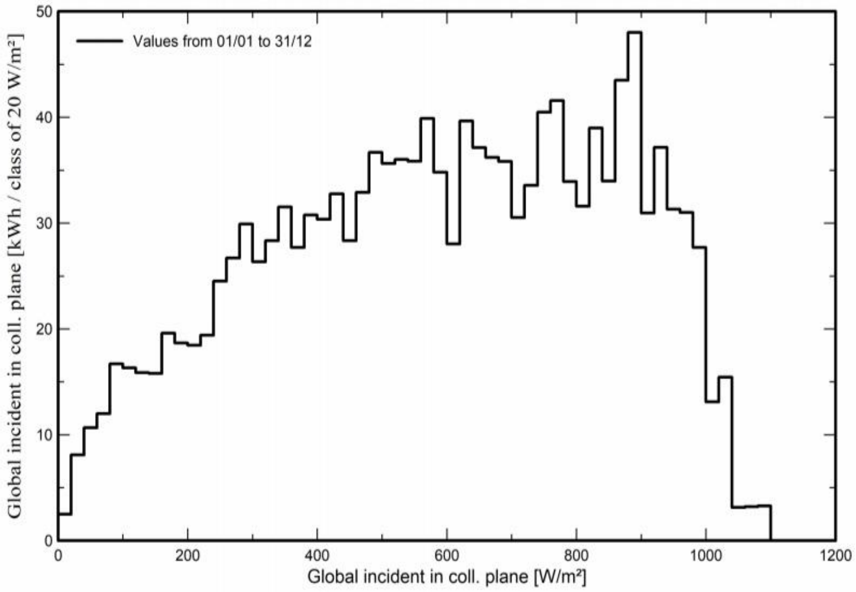
Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst TRIAL

Predef. graphs

Incident Irradiation Distribution



Incident Irradiation cumulative distribution

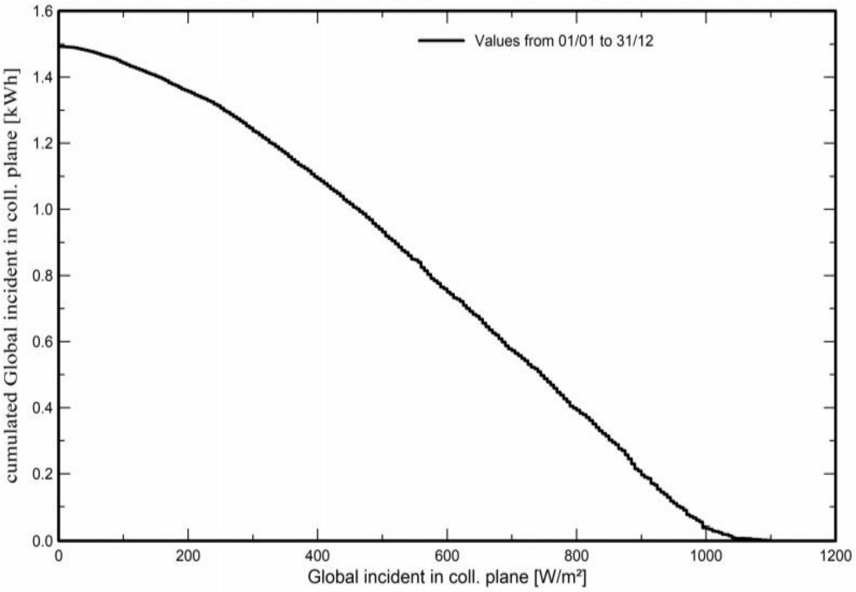


Рисунок 2.18 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

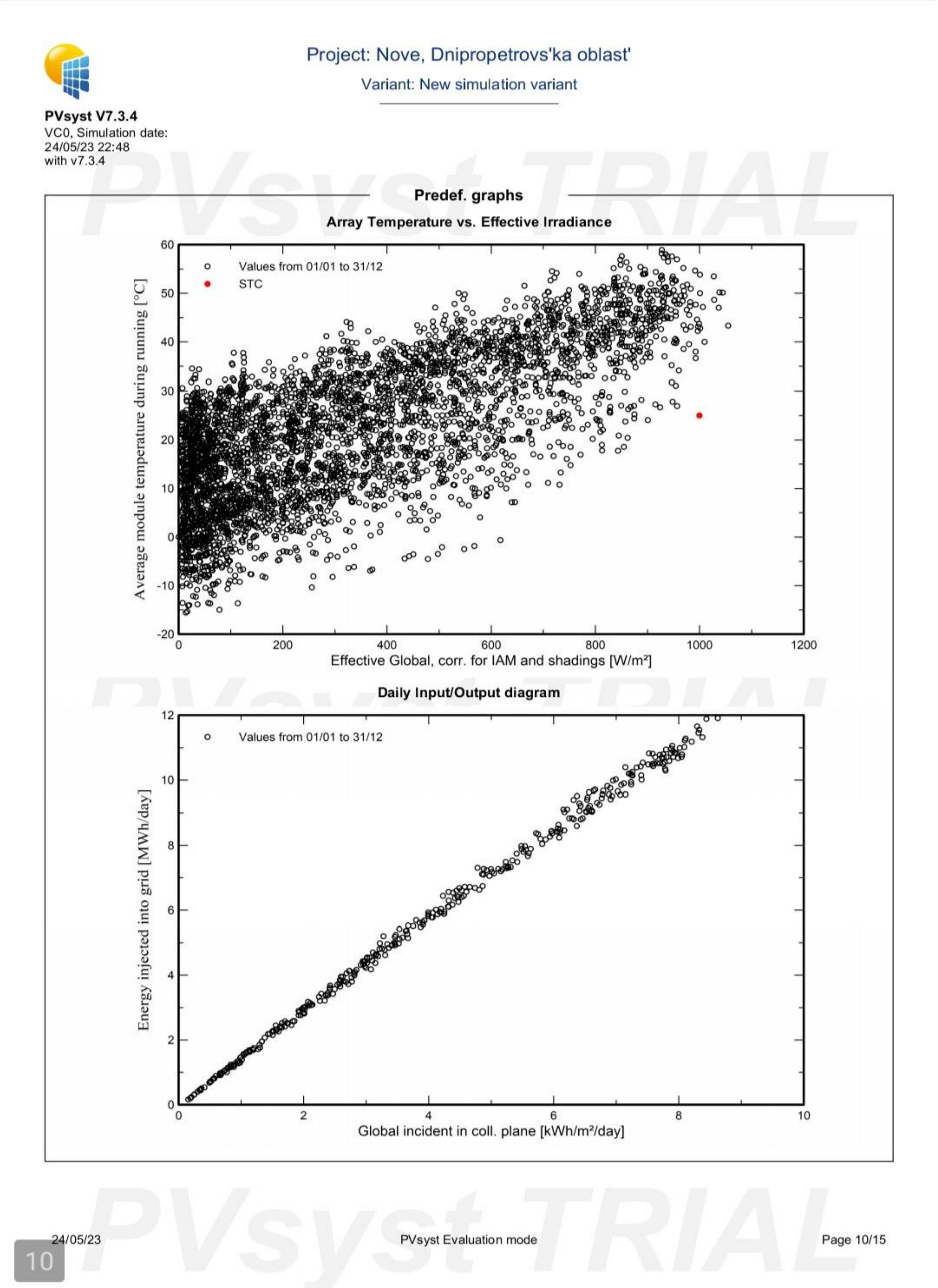


Рисунок 2.19 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst TRIAL

Predef. graphs

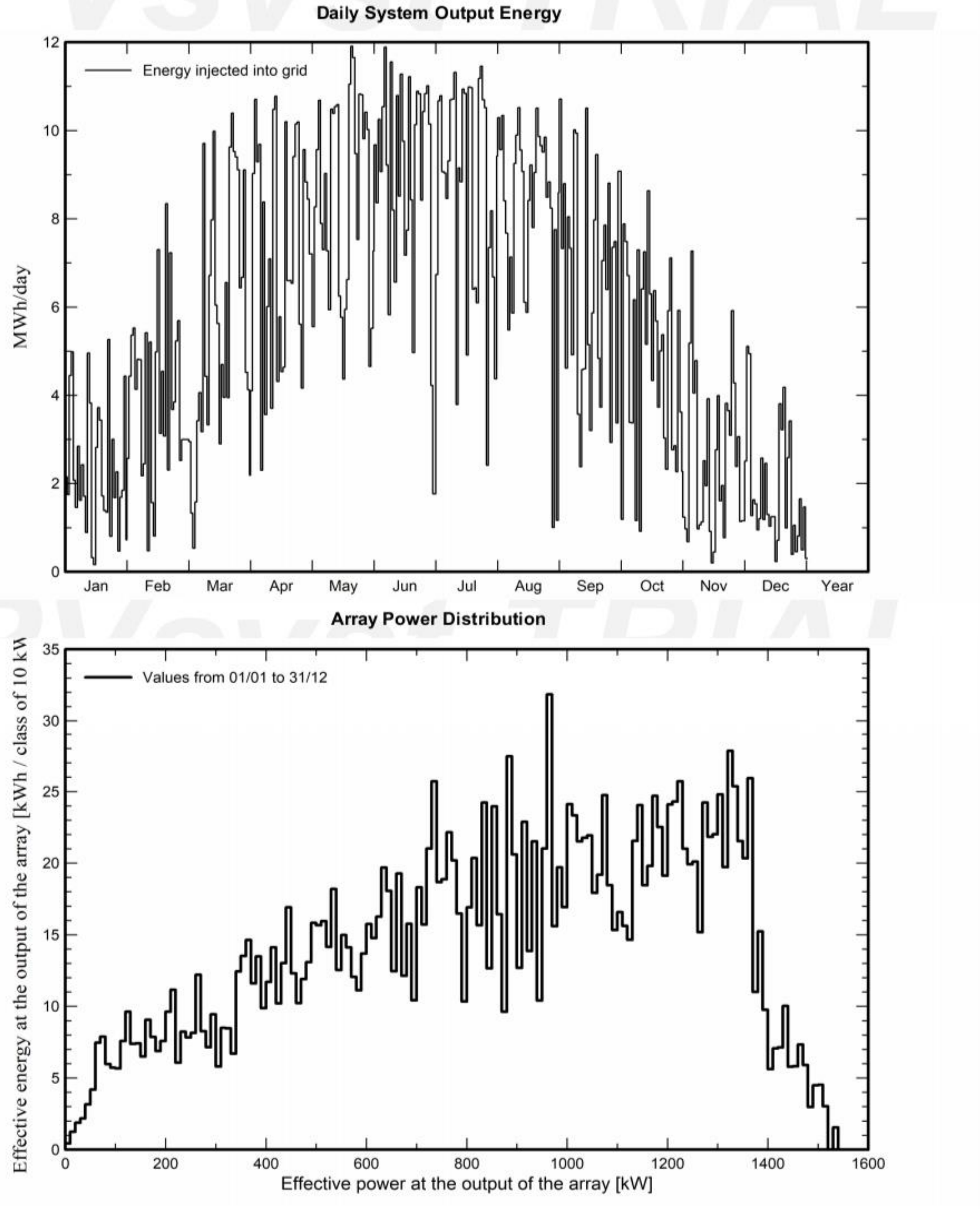


Рисунок 2.20 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

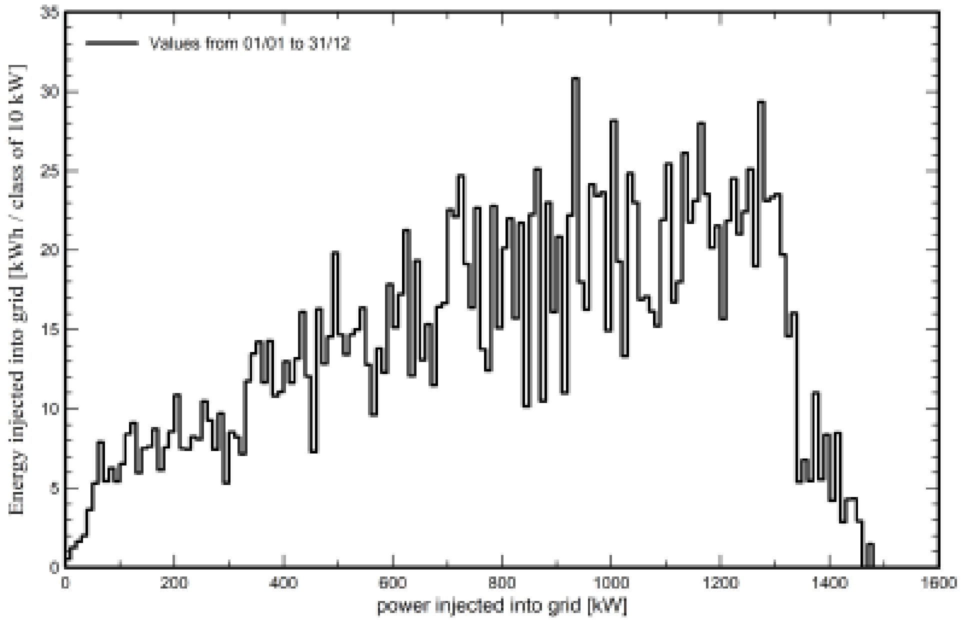
Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst TRIAL

Predef. graphs

System Output Power Distribution



System Output Power cumulative distribution

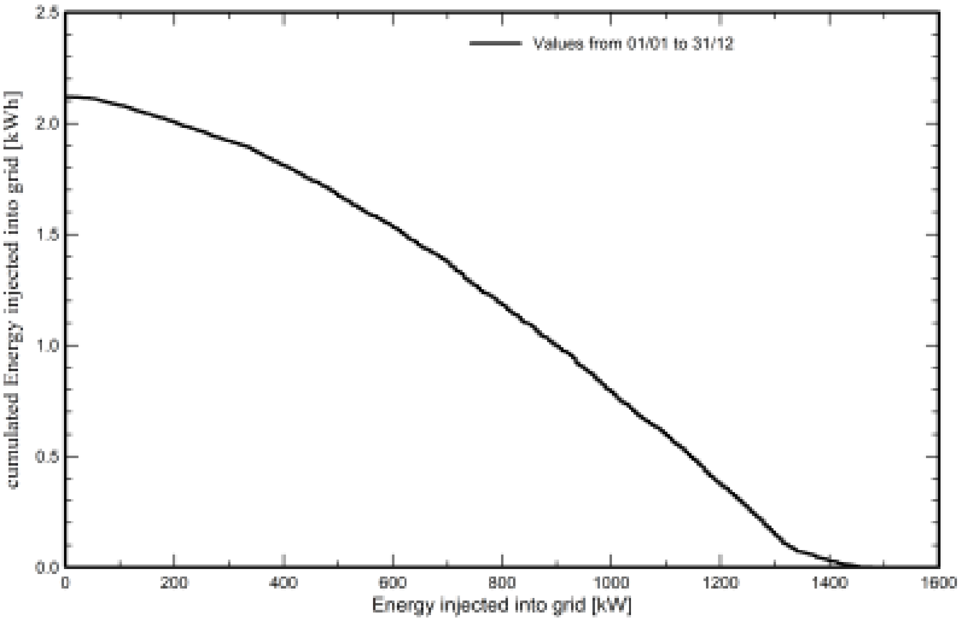


Рисунок 2.21 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

PVsyst TRIAL

Predef. graphs

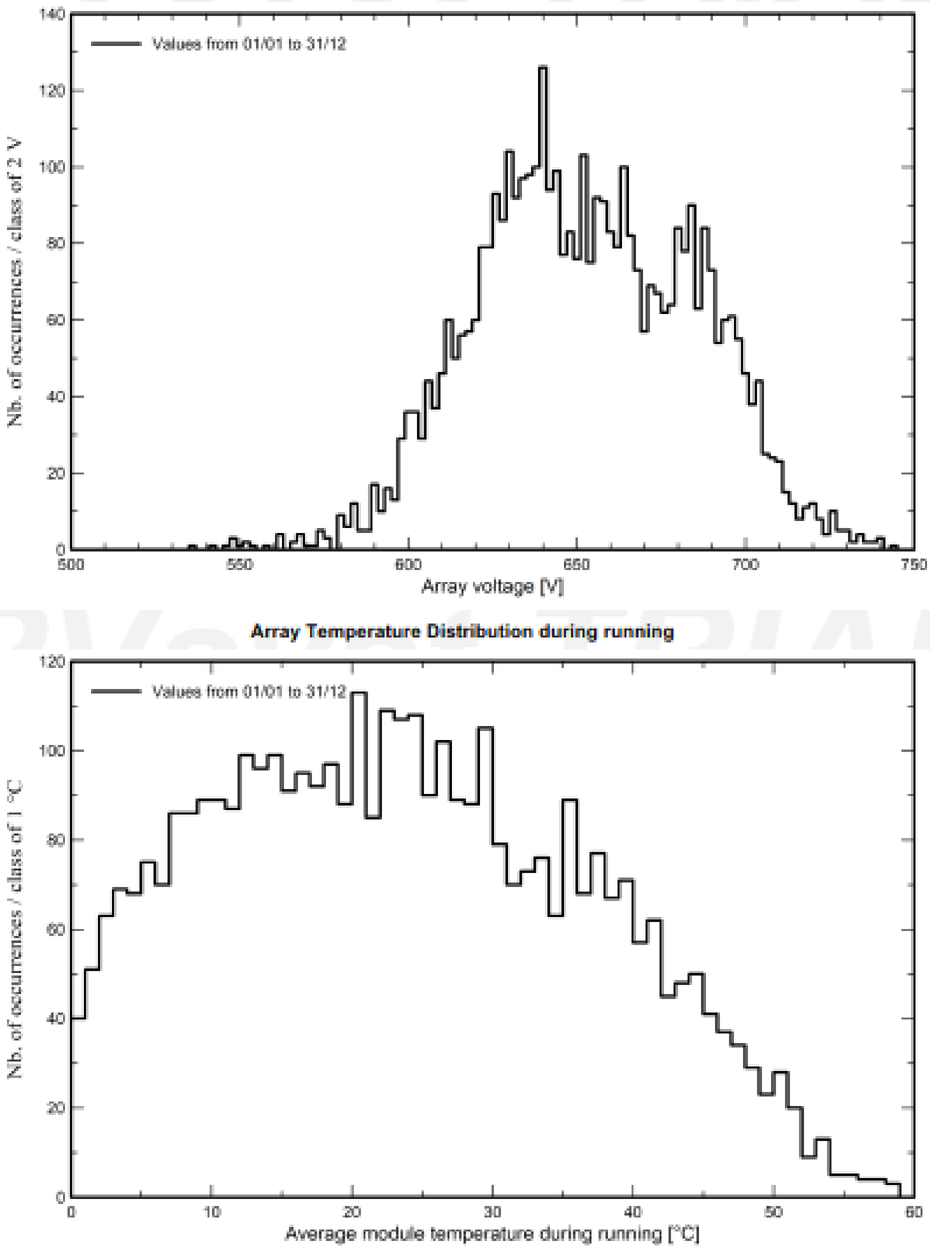


Рисунок 2.22 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 22:48
with v7.3.4

Project: Nove, Dnipropetrovs'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst TRIAL

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source	Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind	Monthly averages
Synthetic - Multi-year average	
Year-to-year variability(Variance)	8.9 %

Specified Deviation

Climate change	0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	9.1 %

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	192 MWh
P50	2112 MWh
P90	1865 MWh
P95	1796 MWh

Probability distribution

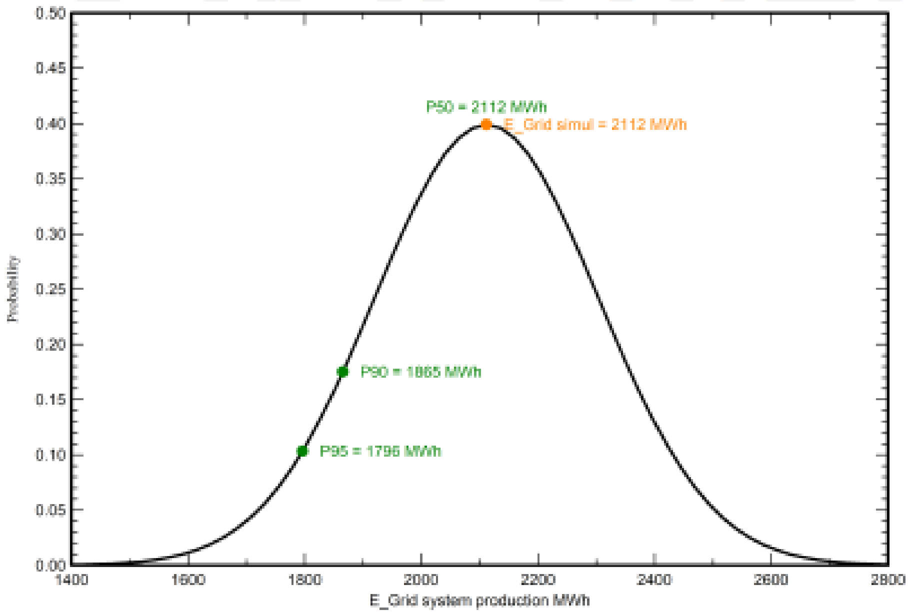


Рисунок 2.23 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

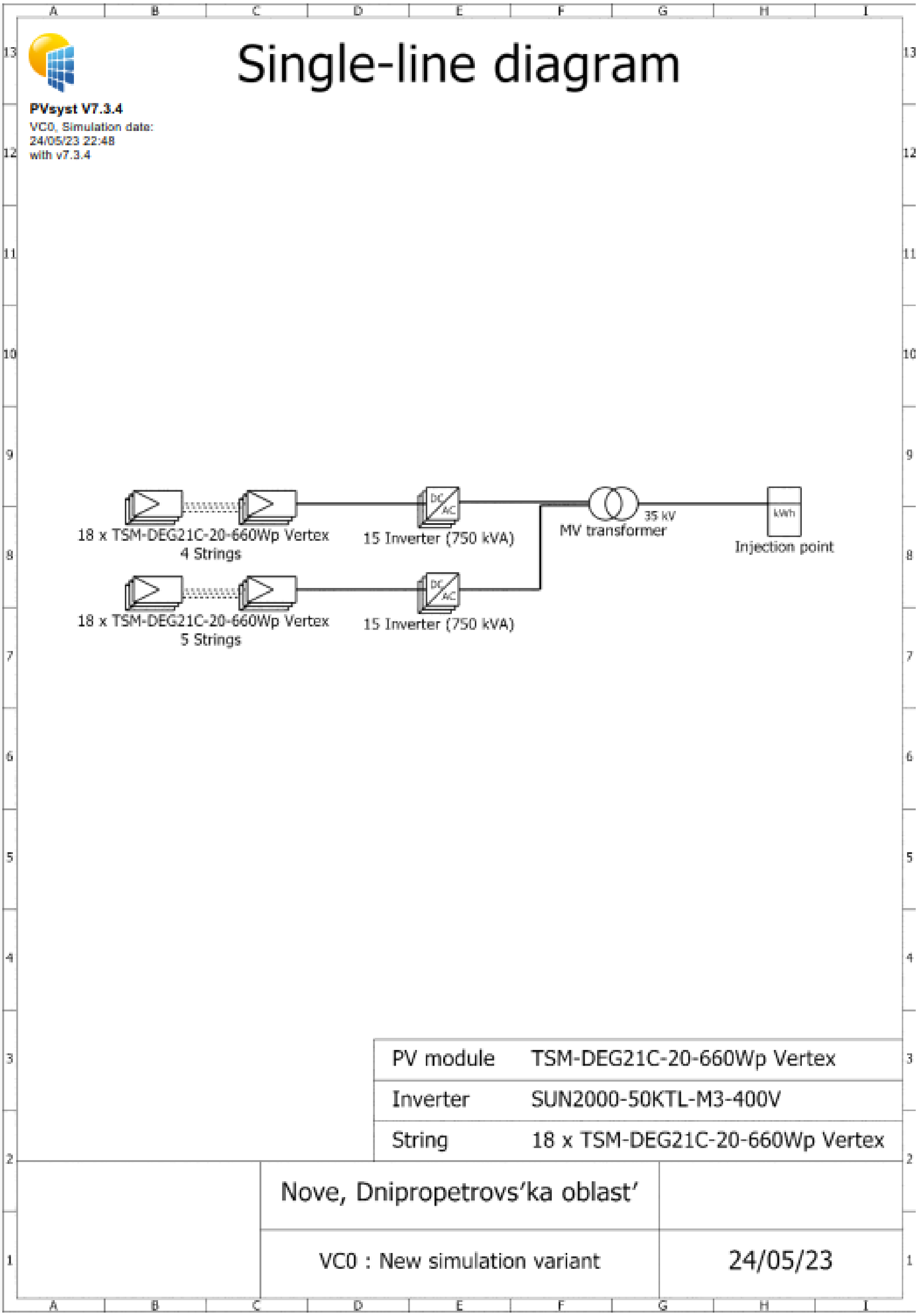


Рисунок 2.24 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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

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

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані

№ вар.	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ на шинах 10 кВ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова передавана потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
4	10	4	0,3	1500	4,3

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

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

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

де $P_{max.c}$ – максимальна розрахункова потужність, кВт;

U_g – напруга мережі, кВ;

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

В табл. 3.2 зведемо результати розрахунку робочого струму КЛ та підберемо на основі відомих параметрів перетин кабелю і його допустимий струм.

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

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

№ КЛ	$P_{max.c}$, кВт	U_g, кВ	$cos\,\varphi$	I_o, А	S, мм²	I_c, А
1	1500	10	0,99	87,47	70	186

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 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5, \tag{3.2}$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.3.

Таблиця 8.24 - 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_o, А	I_{cg}, А	Виконання умови
1	186	0,98	1	1,16	1	87,47	189,8	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:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5, \tag{3.3}$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.4.

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	$k_{3з}$	k_4	k_5	I_o, А	I_{cg}, А	Виконання умови
1	176	0,9	0,88	1	1,17	1	87,47	163,1	виконується

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

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{зп} \cdot k_7, \tag{3.4}$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.5.

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

№ КЛ	I_c, А	$k_{зп}$	k_7	I_o, А	I_{cg}, А	Виконання умови
1	236	1	1	87,47	252	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:

$$I^{(3)}{}_{sc} < I_{c.sc}, \tag{3.5}$$

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

$I_{c.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{c.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \tag{3.6}$$

де $I_{t.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (табличне значення);

γ_2 – час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.6.

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

№ КЛ	$I_{t.sc}$, кА	t, с	$I_{c.sc}$, кА	$I^{(3)}{}_{sc}$, кА	Виконання умови
1	4,7	0,3	2,71	4	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:

$$I^{(2)}{}_{sc} < I_{s.sc}, \tag{3.7}$$

де $I_{s.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{s.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \tag{3.8}$$

де t – час спрацювання захисту, с;

$I_{t.sc}$ – допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА (табличне значення);

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

$$I^{(2)}{}_{sc} = I^{(3)}{}_{sc} \cdot 0{,}87, \qquad (3.9)$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.7.

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

№ КЛ	Перетин екрану, мм^2	$I_{t.sc}$, кА	t, с	$I_{s.sc}$, кА	$I^{(2)}{}_{sc}$, кА	Виконання умови
1	16	3,3	0,3	6,07	3,48	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:

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

де P – максимальна розрахункова потужність, кВт;

L – довжина лінії, км;

r_0 – активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 – індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g – напруга мережі, В.

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 - Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g, В	L, км	r_0,Ом/км	x_0, Ом/км	ΔU, В	ΔU, %
1	10000	4,3	0,94	0,26	76,8	7,6

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:

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

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

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

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

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

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

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

$$U_2 = I_{sc} \cdot L \cdot X_{m2}, \tag{3.14}$$

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

$$X_{m2} = 0{,}0628 \cdot \gamma_2, \tag{3.15}$$

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

$$\gamma_2 = 4{,}725 + 0{,}5 \cdot ln\,\rho - ln(0.5 \cdot D), \tag{3.16}$$

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:

$$U_3 = I_{\text{o}} \cdot L \cdot X_{m3}, \tag{3.17}$$

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

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

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

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

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

Результати розрахунків по формулам (3.11)-(3.19) зведемо в табл.3.9.

Таблиця 3.9 - Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	I_0, А	L, км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2, В	γ_3	U_3, В	Виконання умови
1	87,47	4,3	1,75	41,37	12,4	13,36	0,48	1,13	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:

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

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

де $U_{lt.v}$ – тривало допустима напруга ОПН, кВ;

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Вибір уставок релейного захисту СЕС

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС (P=1,5 МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_к$ =4,5 %)
4. Повна потужність інверторного обладнання – 1,5 МВА
5. Довжина кабельної лінії – 4,3 км
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 2 кА.
7. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проєктованої СЕС прийнято 3хСІП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник
8. Довжина КЛ-10 кВ – 4300 м.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

$$z_c \approx x_c = \frac{U_н}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}} \text{ Ом}, \quad (3.22)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_л = r_0 \cdot l_л \text{ Ом}, \quad (3.23)$$

Реактивна складова:

$$x_л = x_0 \cdot l_л \text{ Ом}, \tag{3.24}$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{к2} = \sqrt{z_c^2 + (r_л + x_л)^2} \text{ Ом}, \tag{3.25}$$

Опір трансформатора:

$$z_т \approx x_т = \frac{u_к \cdot U_н^2}{100 \cdot S_{ном}} \text{Ом}, \tag{3.26}$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

$$z_{к3} = z_{к2} + z_т \text{ Ом}, \tag{3.27}$$

Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи наведено в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 - Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі

z_c, Ом	$r_л$, Ом	$x_л$, Ом	$z_{к2}$, Ом	$z_т$, Ом	$z_{к3}$, Ом
1,44	4,04	0,60	4,8	3,308	8,171

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» –$I_{К1}^{(3)}$ 1830 А.

• Розрахункова точка К2.

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

$$I_{\text{К2ПС}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{К2}}}, \qquad (3.28)$$

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

$$I_{\text{КСЕС}}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \qquad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{\text{К2}}^{(3)} = I_{\text{К2ПС}}^{(3)} + I_{\text{КСЕС}}^{(3)}, \qquad (3.30)$$

• 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:

$$I_{\text{К3ПС}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{К3}}}, \qquad (3.31)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{\text{К3}}^{(3)} = I_{\text{К3ПС}}^{(3)} + I_{\text{КСЕС}}^{(3)}, \qquad (3.32)$$

Результати проведених розрахунків зводимо в табл.3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{\text{К1}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{К2ПС}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{КСЕС}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{К2}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{К3ПС}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{К3}}^{(3)}$, кА
1,83	1,25	0,087	1,34	0,742	0,829

Таблиця 3.12 - Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I^{(2)}_{К1}$, кА	$I^{(2)}_{К2ПС}$, кА	$I^{(2)}_{КСЕС}$, кА	$I^{(3)}_{К2}$, кА	$I^{(2)}_{К3ПС}$, кА	$I^{(2)}_{К3}$, кА
1,594	1,104	0,038	1,112	0,67	0,754

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1.Допустимий робочий струм Ідоп = 46,19 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 $I_{БТН} = (3 \ldots 5) \cdot I_{ном.тр.}$.

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

Номінальний струм трансформатору:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \tag{3.33}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном}, \tag{3.34}$$

Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічення трансформатору наведено в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків відстроювання від струму намагнічення трансформатору

$I_{\text{ном}}$, A	$I_{сзmin}$, A	$I_{сзmax}$, A	$I_{\text{сз}}$, A для відстроювання
82,42	296,92	494,84	490

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

Струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \tag{3.35}$$

Струм уставки:

$$I_{\text{у}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТА}}}, \tag{3.36}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}}, \tag{3.37}$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 3.14.

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

$I_{\text{сз}}$, A	$I_{\text{у}}$, A	$k_{\text{ч}}$
930	4,95	1,34

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з

декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{від}} \cdot I_{\text{доп}}}{k_{\text{п}}}, \tag{3.38}$$

де $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності (1,1);

$k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відстройки захисту (1,2);

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

$$I_{\text{у}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТА}}}, \tag{3.39}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}}, \tag{3.40}$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 3.15.

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

$I_{сз}$, А	$I_{у}$, А	$I_{сз}$, А для відстроювання	$k_{ч}$
121,53	0,61	130	0,0091

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Зведена інформація про уставки наведена в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 - Зведена інформація про уставки

Назва	Величина
Уставка СВ1, А	490
Витримка часу СВ1, с	<0,1
Уставка МЗС2, А	130
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:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_ф \cdot U_ф \cdot 10^{-6} \text{ А/км}, \quad (3.41)$$

де ω – кутова швидкість вектора напруги, с$^{-1}$;

$C_ф$ – ємність фази мережі, мкФ;

$U_ф$ – фазна напруга мережі, В.

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

$$I_{C\ \text{КЛ}} = I_\text{С} \cdot l_\text{кл},\ \text{А}, \qquad (3.42)$$

Результати розрахунку ємнісних струмів наведено в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 - Результати розрахунків ємнісних струмів

$C_{\text{фКЛ}}$, мкФ	ω, с$^{-1}$	$U_\text{ф}$, В	I_C, А/км	$I_{C\text{КЛ}}$, А
0,229	314	6062,18	1,308	2,485

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 електророзподільної мережі;

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

Контролер інверторного обладнання виконує функції синхронізації з мережею, контроль параметрів якості напруги, релейного захисту при нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи. В нормальному режимі інверторне обладнання вмикається в роботу автоматично за наявності

відповідної інтенсивності освітлення та наявності напруги в мережі, синхронізуючись з її параметрами. При аварійних ситуаціях і зниженні напруги в мережі інверторне обладнання відключається. Таким чином, встановлене на СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному включенню в мережу.

4 ВИМИКАЧІ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

4.1 Опис і робота сучасних швидкодіючих автоматичних вимикачів 3.3 кВ

Швидкодіючі автоматичні вимикачі, вживані на тягових підстанціях, є основними апаратами розподільних пристроїв постійного струму напруги 3,3 кВ. Вони служать як для оперативного включення і відключення під струмом живлячих ліній і випрямлячів, так і для автоматичного відключення їх в аварійному режимі. Швидкодіючий вимикач поєднує дві функції: власне вимикачів, що розривають ланцюг постійного струму і що гасять що виникла при ютом дугу, і одночасно є миттєвим направленим або ненапрямленим (залежно від типу вимикача) максимальним струмовим захистом.

У ланцюгах постійного струму вимикач повинен гасити дугу при струмі великої велечины, що виникає при КЗ, перевантаженні, а також при оперативному відключенні робочого струму за експлуатаційної потребі. Найважче – забезпечення надійного гасіння дуги при аварійному відключенні, коли сталою струм КЗ досягає 20-30 тис. А, що має місце при КЗ поблизу підстанції. Струм КЗ досягає значення 95 % розрахункової сталої величини протягом 0,02-0,1 с, тому від швидкодіючого вимикача потрібна велика швидкодія відносно власного часу, , на протязі якого струм змінюється від значення величени уставки до значення, коли починають розходитися контакти, а також від часу (t2), на протязі якого струм КЗ при розімкнених контактах продовжує зростати до найбільшого значення. Власний час (t1) залежить від принципу дії і конструкції механізму швидкодіючого вимикача, а час (t2) – від конструкції дугогасильної камери.

До недавного часу конструкції вимикачів таких як АБ-2/4, ВАБ-28, ВАБ-43, ВАБ-49 не дозволяли надійно відключати струми КЗ величиною 20-30 тис. А. Для надійності в комірках фідерів встановлювалося по два послідовно сполучених вимикача. Тому розподільний пристрій постійного струму виконувався однорядним з розташуванням камер вимикачів і роз'єднувачів з

прислоном їх до стіни приміщення. Комірки вимикача (або двох вимикачів) для фідерів контактної мережі займали багато місця.

Використання вимикачів з ефективною дугогасильною камерою сприяє скороченню об’єма РП-3.3 кВ і підвищенню надійності устаткування тягових підстанцій і постів секціонування. Конструкція сучасних вимикачів дозволяє встановлювати їх на викочувальному елементі, що дозволяє об’єднати в одному пристрої функції вимикача і роз’єднувача. Зростання надійності устаткування, скорочення часу на його обслуговування, збільшення періоду між черговими профілактичними роботами, забезпечує можливість спрощення схемних вирішень побудови тягових підстанцій, постів секціонування і пунктів паралельного з'єднання.

4.2 Швидкіючий вимикач ВАБ - 206

4.2.1 Пристрій і робота і вимикача

Загальний вигляд вимикача приведено на рисунку 1, полюса - на рис. 2.

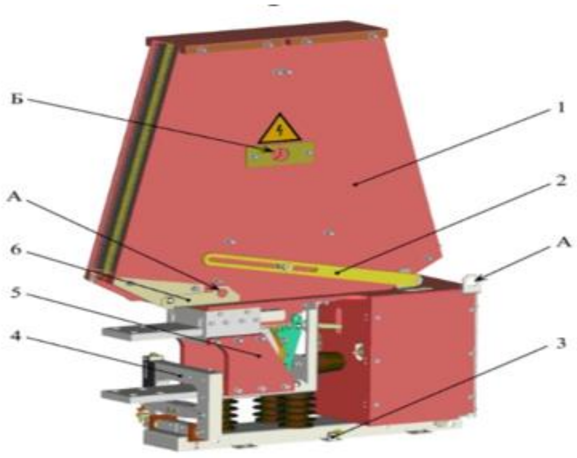


Рисунок 1 – Загальний вигляд вимикача ВАБ-206:

1 – дугогасна камера; 2 – тяга; 3 – болт уземлення; 4 – реле струму; 5 – полюс; 6 - підшипник

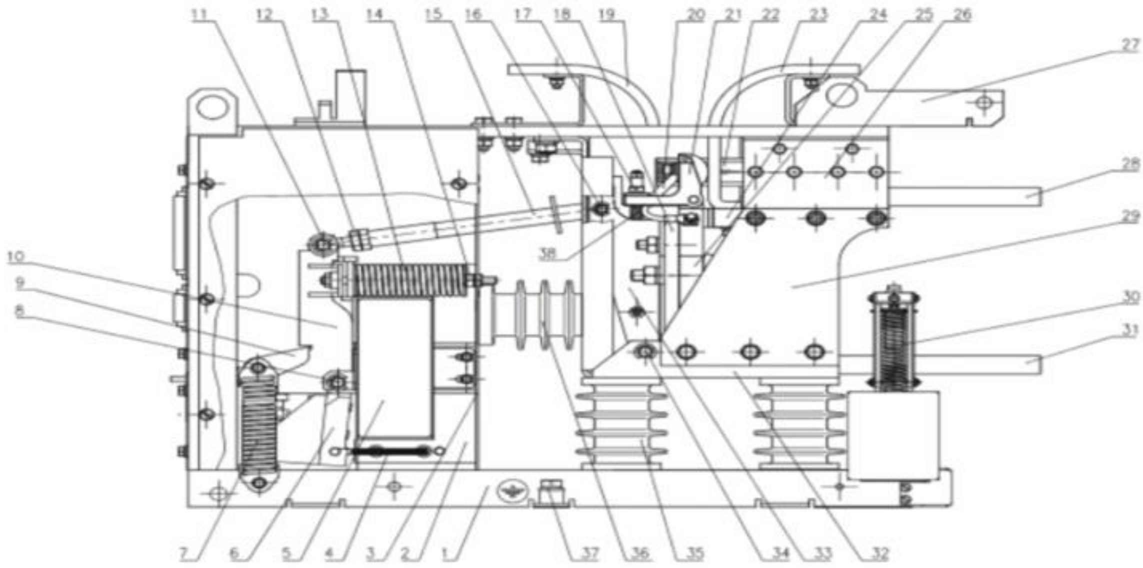


Рисунок 2 – Загальний вигляд полюса

Включення і утримання у включеному положенні здійснюється за рахунок приводного електромагніту. Приводний електромагніт вимикача розташований на потенціалі землі (на рамі (1)) і ізольований від головних контактів вимикача на повну випробувальну напругу.

Електромагніт приводу складається з магнітопровода (2), котушки управління (5) і якоря (9), що обертається на осі (8). Також на осі (8) кріпиться якір механізму вільного розчіплення (6). Якір (9) зв'язаний за допомогою допомогою осі (16) сполучена з важелем (33), який жорстко пов'язаний з

рухомим контактом (25). Пружини (13) забезпечують натиснення головних контактів, а пружини (7) забезпечують відключення і утримання якоря (9) і рухомого контакту (25) у відключеному положенні.

Контактний блок складається з нижньої вивідної шини (31), закріпленої на рамі (32), рухомого контакту (25), сполученого з шиною (31) гнучкими зв'язками (18) і що обертається на осі (34), нерухомого контакту (24), який сполучений з котушкою магнітного дуття (26), і верхньої вивідної шини (28). Нерухомий контакт закріплений на ізоляційних стінках (29). На рамі (32) і нерухомому контакті (24) встановлені дугогасильні роги (19) і (23).

Рухомий контакт (25) і нерухомий контакт (24) мають срібні напайки, захищені від обгара дугогасильним контактом (21).

Контактне натиснення дугогаси оллього контакту (21) створюється пружиною (38).

Гайка (17) служить для регулювання провалу дугогасильного контакту. Всі вузли контактного блоку встановлені на ізоляторах (35). Контактний блок через ізолятор (36) сполучений з магнітопроводом (2) приводного електромагніту. Підведення струму здійснюється через верхню шину (28) і нижню шину (31). На рамі (1) є два болти заземлення (37).

Реле струму рисунок 3 складається з магнітопровода (1), який в нижній частині розділений на дві паралельні магнітні гілки. На гілку меншого перетину насаджені короткозамкнуті кільця (5) з міді. До магнітопровода (1) через ізоляційну планку (7) прикріплені контакти (8). На шкалі (11) вказані значення струмів уставки. Окрім цього на магнітопроводі (1) за допомогою осі (4) і важелів (3) встановлений якір (2). На важелях (3) через ізоляційну колодку (10) закріплена контактна планка (9). Уставка реле регулюється стисненням пружини (12) за допомогою болта (14). Між пружиною (12) і пробкою (13) встановлена стрілка (16), вказуюча значення струму уставки на шкалі (11). Реле струму відключає вимикач, розриваючи ланцюг котушки управління (5) рисунок 3 вимикача.

4.3 Швидкодіючий вимикач Gerapid

4.3.1 Пристрій і робота вимикача

Включення вимикача рисунок 5 проводиться електромагнітом включення.

Через ізоляційну тягу (2) рисунок 4, механізм розчіплення (4) і механічну клямку якір електромагніту включення впливає на важіль рухомого контакту, який, у свою чергу, замикає рухомий контакт. Для зменшення перехідного опору рухомий і нерухомий контакти мають срібні напайки, захищені від обгара дугогасильним контактом.

Токоведучий контур головного ланцюга складається з вивідних шин, рухомого (8) і нерухомого (7) контактів, шини розчіплювача максимального струму і гнучких зв'язків, що сполучають рухомий контакт з шиною розчіплювача максимального струму.

Для відключення вимикача служать розчіплювачі рисунок 4: розчіплювач максимального струму (6) і електродинамічний розчіплювач (5), а також розчіплювач мінімальної напруги або розчіплювач оперативного відключення (3).

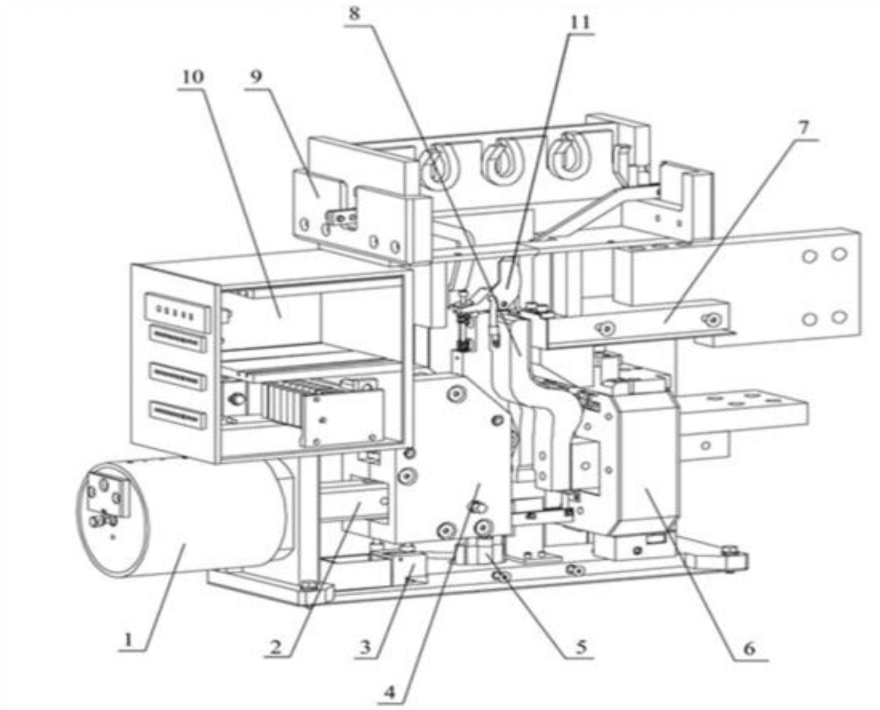


Рисунок 5 – Загальний вигляд вимикача Gerapid

Швидкодіючі автоматичні вимикачі постійного струму GERAPID – це однополюсні автоматичні вимикачі, призначені для застосування на залізниці в розподільних системах тягового електропостачання на робочий струм до 8000 А і робочу напругу до 3600 В постійного струму. Вони компактні і мають закриту конструкцію. Всі деталі змонтовані на товстостінних вогнестійких ізоляційних панелях їх масивні покриття захищають механізми вимикача від пошкоджень.

Швидкодіючі автоматичні вимикачі володіють високою здатністю вимикання в поєднанні з граничними характеристиками по струму.

Включення автоматичного вимикача відбувається за допомогою магніту вмикання високої потужності.

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 проєктування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропостачання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Славянка - Миколаївка.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бондар, І. Л. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту : Навч. посібник для вузів [Текст] / І. Л. Бондар, О. І. Бондар , В. Г. Сиченко. — Д.: Маковецкий, 2009. — 184 с
2. Сиченко, В. Г. Електропостачання залізниць : Метод. вказ. до вик. курс. проекту "Розрахунок системи тягового електропостачання" [Текст] / В. Г. Сиченко , Д. О. Босий. — Д. : Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2008. — 43 с
3. Сиченко, В. Г. Електропостачання залізниць : Метод. вказівки до вик. контр. роботи "Розрахунок несиметрії напруги тягової підстанції змінного струму". Для студ. спец. "Електротехнічні системи електроспоживання безвідривної форми навч." [Текст] / В.Г. Сиченко, О. Ю. Воробей, Д. О. Босий. - Д. : Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2009. - 17 с
4. Електропостачання залізниць [Текст]: методичні вказівки до лабораторних робіт / уклад.: В.Г. Сиченко, Д.О. Босий, Є.М. Косарєв; Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна. – Д.: Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2014. – 50 с
5. Сиченко, В. Г. Електроживлення систем залізничної автоматики : Монографія [Текст] / В. Г. Сиченко, В. І. Гаврилюк. — Д. : Маковецкий, 2009. — 372 с.
6. Електропостачання електричного транспорту: навч. посіб./В. Х. Далека, В. К. Нем, В. І. Скуріхін; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2012. – 168 с.
7. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (у редакції наказу від 26.01.2017 № 82)
8. “Правила улаштування електроустановок” (ПУЕ-2017). Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості від 24.07.2017.