

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями В-Г 110 кВ. Використання автономних генераторів за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС2111:



(підпис студента)

/ Владислав ЩЕРБАНЕНКО /

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:



(підпис)

/ професор Дмитро БОСИЙ /

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтролер:




(підпис)

/ доцент Ірина ПОТАПЧУК /

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент



(підпис)

Дніпро – 2025 рік

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

Energy process management

(faculty)

Intellectual power supply systems

(department)

Explanatory Note

to Master's Thesis

of Bachelor

(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for the part of the power system between the 110 kV V-G substations. Use of autonomous generators

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 EC2111:

(name, surname)

/ Vladyslav SHCHERBANENKO /

Scientific Supervisor:

(position, name, surname)

/ Prof. Dmitry BOSIY /

Normative controller:

(position, name, surname)

/ Ass. Prof. Iryna POTAPCHUK /

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСІЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата _____

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу
(ступінь вищої освіти),

бакалавра

студенту

Щербаненку Владиславу Руслановичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями В-Г 110 кВ. Використання автономних генераторів

Керівник роботи: Босій Дмитро Олексійович, к.т.н., професор

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

затверджені наказом від

03.03.2025 р.

№ 328ст

2. Строк подання студентом 12.06.2025 р.

роботи:

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

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

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

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

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

4.4 Індивідуальне завдання: Використання автономних генераторів

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки

струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|---|-------------------------------|----------|
| 1 | Тягове електропостачання | 11.03.2025 | |
| 2 | Електричні підстанції та станції | 18.04.2025 | |
| 3 | Електромережі та релейний захист | 19.05.2025 | |
| 4 | Індивідуальне завдання | 23.05.2025 | |
| 5 | Подання кваліфікаційної роботи до кафедри | 12.06.2025 | |
| 6 | Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії | 24.06.2025 | |

Студент _____
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Владислав ЩЕРБАНЕНКО

Керівник роботи _____
(підпис) (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дмитро БОСИЙ

РЕФЕРАТ

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

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями В-Г 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями В-Г 110 кВ.

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

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

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

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТЯГОВА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ІНВЕРТОР, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, АВТОНОМНИЙ ГЕНЕРАТОР.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ВСТУП | 7 |
| 1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ | 8 |
| 1.1 Струмозподіл у тяговій мережі..... | 8 |
| 1.1.1 Навантаження тягових підстанцій..... | 9 |
| 1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму..... | 15 |
| 1.1.3 Переріз контактної мережі..... | 18 |
| 1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії..... | 19 |
| 1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом..... | 23 |
| 1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки | 24 |
| 2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ | 31 |
| 2.1 Розрахунок потужності трансформаторів..... | 31 |
| 2.2 Розрахунок струмів к.з..... | 34 |
| 2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань..... | 45 |
| 2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В..... | 46 |
| 2.5 Проектування сонячної електростанції..... | 49 |
| 3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ | 58 |
| 3.1 Розрахунок кабельної лінії електропередавання..... | 58 |
| 3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії..... | 66 |
| 4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ..... | 75 |
| ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ..... | 83 |
| ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ..... | 84 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------------|--------------------|---------------|-------------|---|---------------|--------------|----------------|--|---|----|--------------------------|--|--|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | | | | | | | | | |
| <i>Зм.</i> | <i>Арк.</i> | <i>№ документа</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | | | | | | | | | | |
| <i>Розробив</i> | | <i>Щербаненко</i> | | | Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями В-Г 110кВ. Використання автономних генераторів | | | | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>Керівник</i> | | <i>Босий</i> | | | | | | | | | | | | |
| <i>Н. контр.</i> | | <i>Потанчук</i> | | | | | | | | | | | | |
| <i>Зав.каф.</i> | | <i>Босий</i> | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;"><i>Літера</i></td> <td style="text-align: center;"><i>Аркуш</i></td> <td style="text-align: center;"><i>Аркушів</i></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"> </td> <td style="text-align: center;">6</td> <td style="text-align: center;">84</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС2111</td> </tr> </table> | <i>Літера</i> | <i>Аркуш</i> | <i>Аркушів</i> | | 6 | 84 | МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС2111 | | |
| <i>Літера</i> | <i>Аркуш</i> | <i>Аркушів</i> | | | | | | | | | | | | |
| | 6 | 84 | | | | | | | | | | | | |
| МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС2111 | | | | | | | | | | | | | | |

ВСТУП

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 7 |

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

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

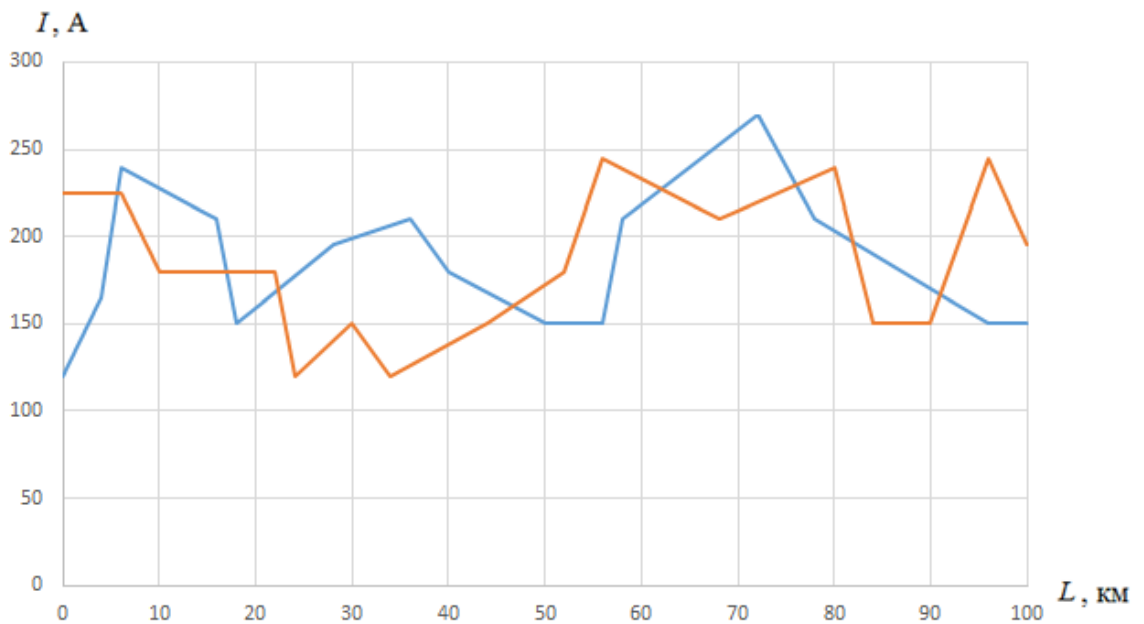


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

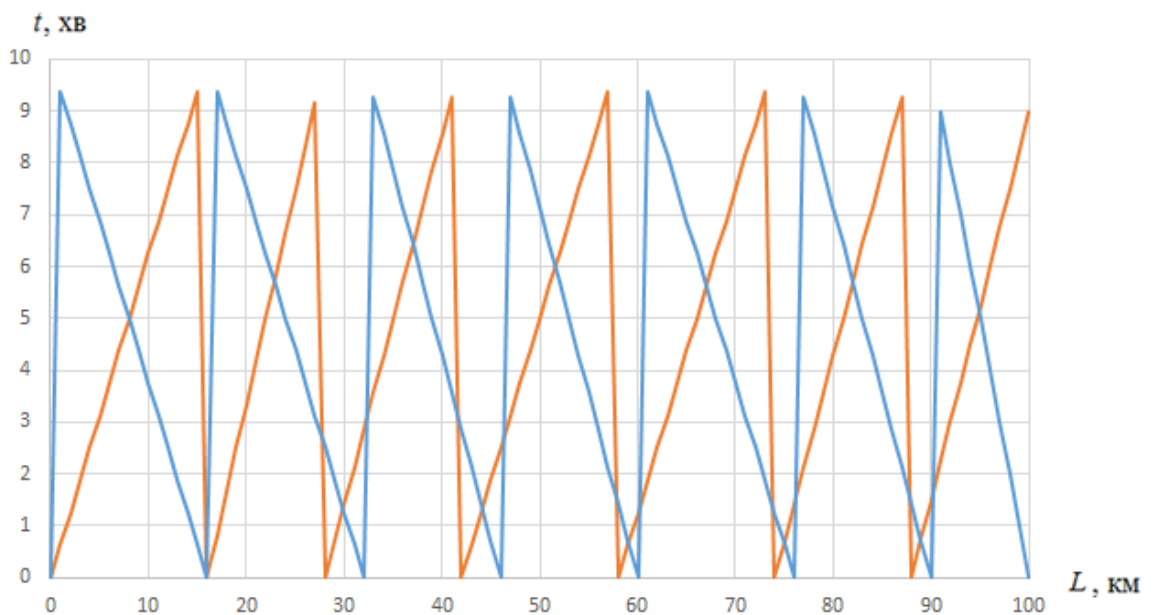


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

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

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

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

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

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

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

У свою чергу:

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

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 9 |

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар:

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

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

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

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

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

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

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

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

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 10 |

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

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

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

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

| | | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--|--------------------------|------|
| | | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | 11 |

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

Режим згущення поїздів:

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

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

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

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

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 12 |

Режим максимальних розмірів руху:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 13 |

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

Режим згущення поїздів:

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 14 |

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

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

Режим максимальних розмірів руху:

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

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

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

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

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 15 |

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз a і c

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

– для фази b

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

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

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 16 |

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

Режим згущення поїздів:

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

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

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

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

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

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

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 17 |

1.1.3 Переріз контактної мережі

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

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

де $F_{\text{ме}}$ – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм^2 ;

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

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

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

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км ;

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

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 19 |

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

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

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

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

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

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

$$I_{неп} = 171,5 \text{ А};$$

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

$$I_{нар} = 190,5 \text{ А}.$$

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 21 |

Витрата електроенергії на рух поїздів:

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

Тоді для вузлової схеми:

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

$$\left[\frac{4}{3} \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,573 + 144 \cdot 0,563}{70 \cdot 0,573 + 70 \cdot 0,563} - 1 \right) + 1 \right]$$

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

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

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

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

Для трьохвузлової схеми:

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 22 |

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

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

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

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

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

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

Розрахунковий струм фідера:

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 23 |

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

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

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

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

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

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

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

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 24 |

де l_i – довжина i -го прогону, м;

l_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

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

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

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

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 25 |

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

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

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

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

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

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

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

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 26 |

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

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

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

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

$$T_2 = 1450 \text{ даН}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 27 |

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

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

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

$$T_v = 1167 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

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

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

де b_n – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні

ℓ_n , м;

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 28 |

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

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

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

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

$$T_{px} = 1437 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

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

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 29 |

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

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

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

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

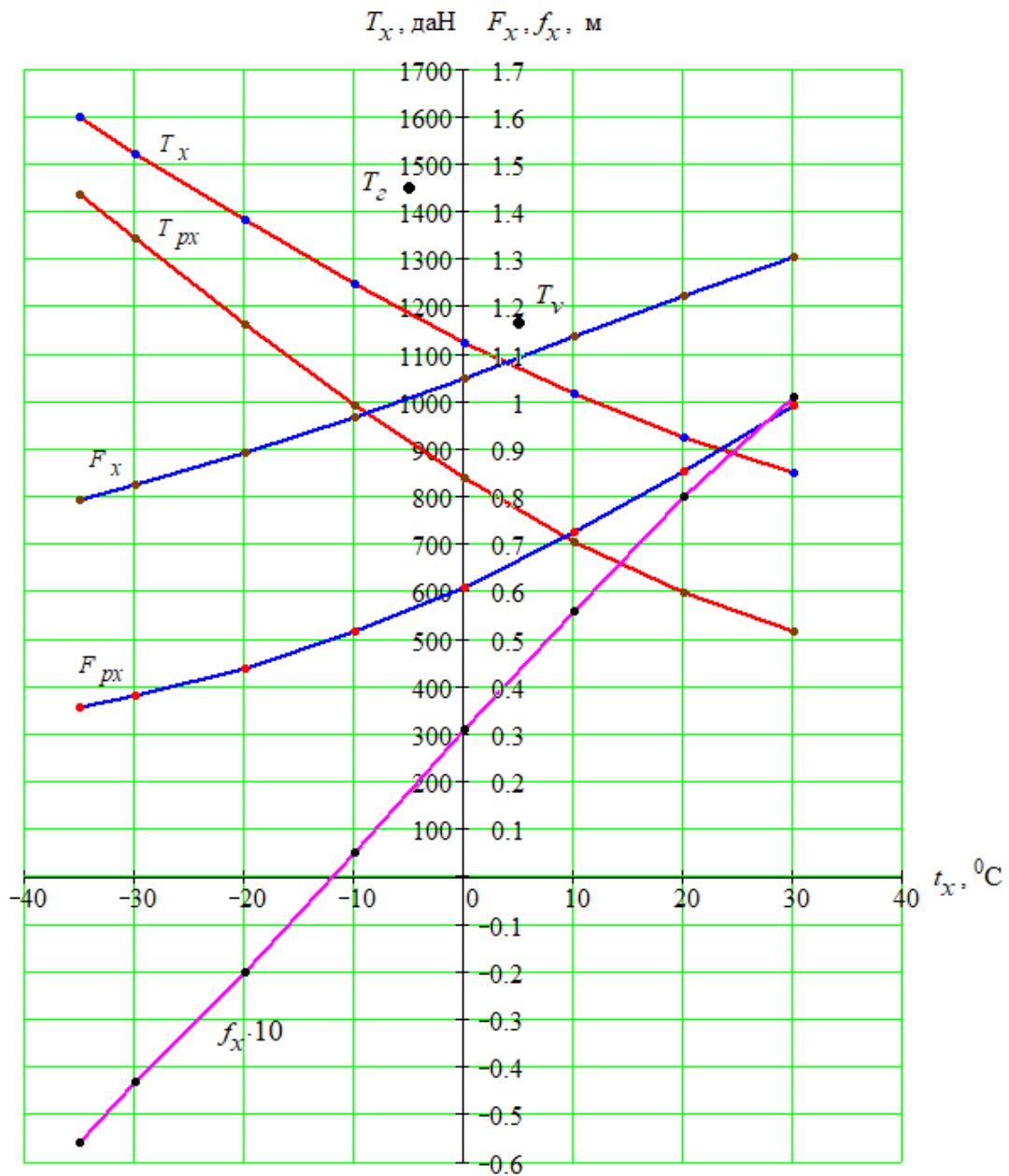


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

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

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

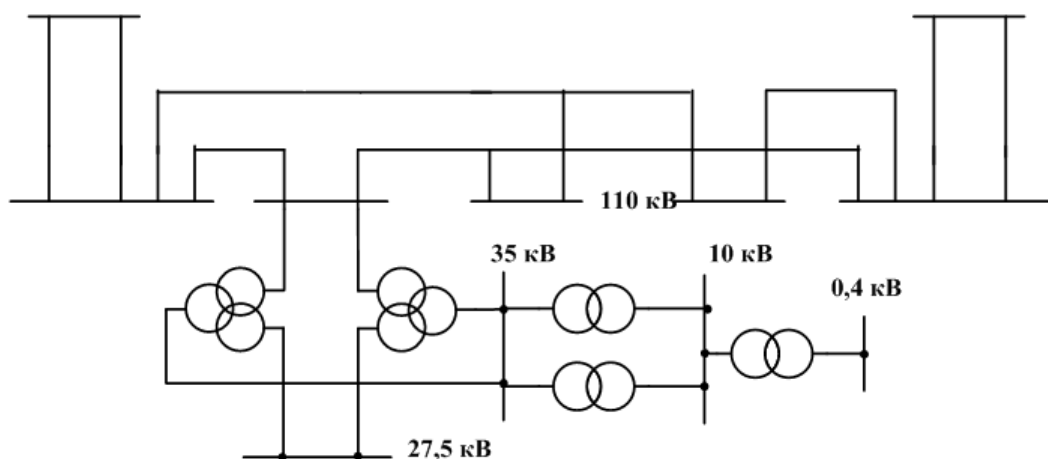


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 31 |

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

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

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

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

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

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 32 |

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

$$S_{ш. max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

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

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

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

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

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

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

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

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

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

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

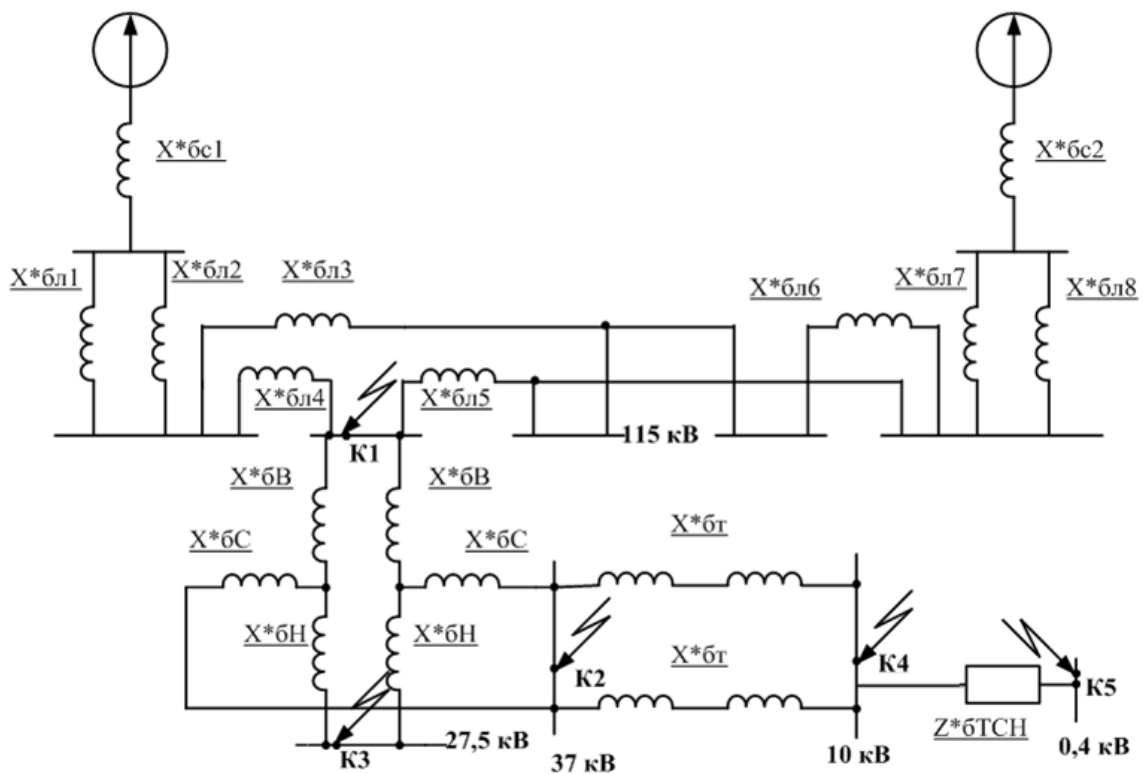


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

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

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

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

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

Базисний опір системи має таку формулу:

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

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

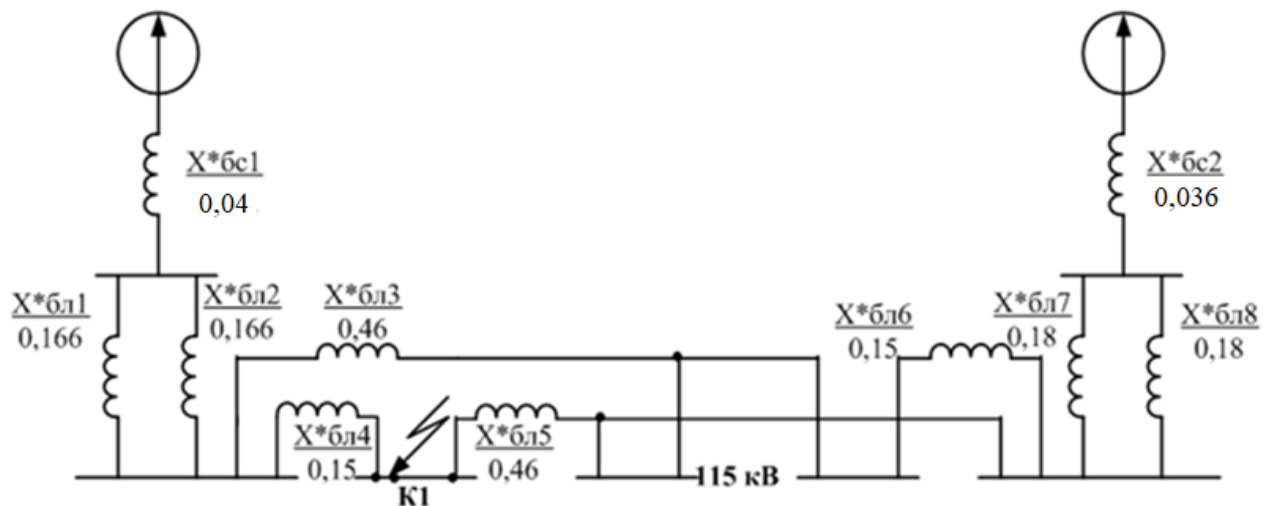


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

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

Базисний опір системи 2:

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

Базисний струм:

$$I_{\bar{6}1} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

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

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

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

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

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 36 |

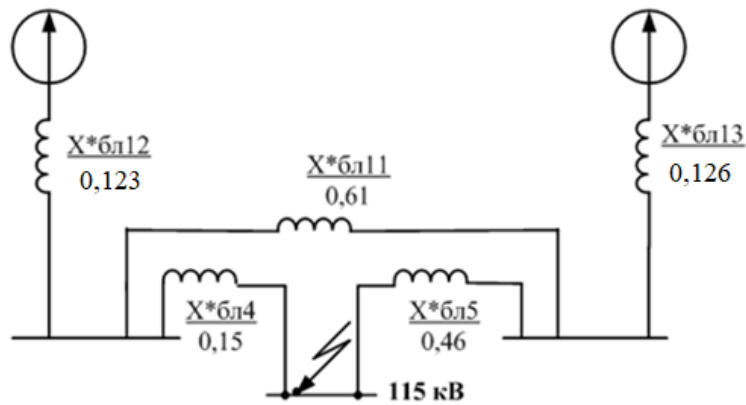


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,04 + 0,083 = 0,123 ;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,036 + 0,09 = 0,126 .$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

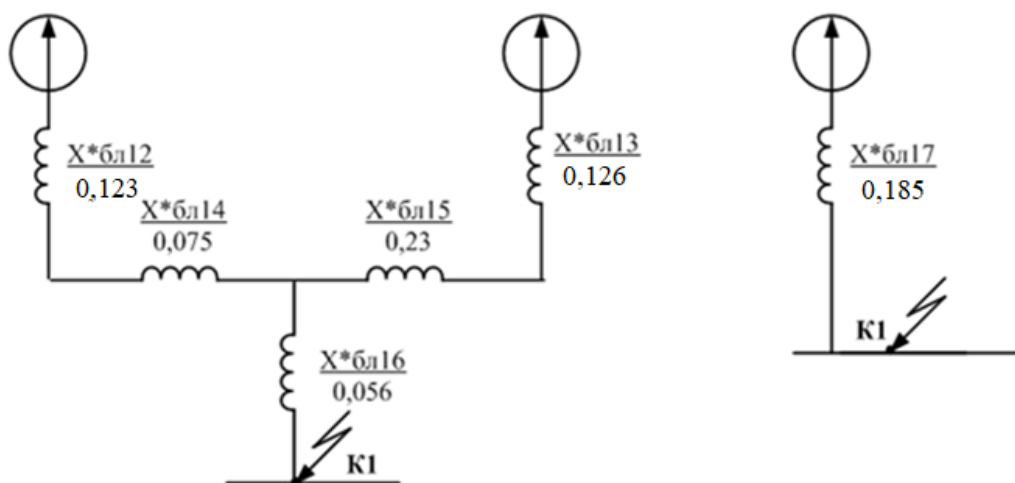


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

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

$$X_{*_{\bar{b}l4}} = \frac{X_{*_{\bar{b}l4}} \cdot X_{*_{\bar{b}l1}}}{X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l5}} + X_{*_{\bar{b}l1}}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075 ;$$

$$X_{*_{\bar{b}l5}} = \frac{X_{*_{\bar{b}l5}} \cdot X_{*_{\bar{b}l1}}}{X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l5}} + X_{*_{\bar{b}l1}}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23 ;$$

$$X_{*_{\bar{b}l6}} = \frac{X_{*_{\bar{b}l4}} \cdot X_{*_{\bar{b}l5}}}{X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l5}} + X_{*_{\bar{b}l1}}} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056 ;$$

$$\begin{aligned} X_{*_{\bar{b}l7}} &= X_{*_{\bar{b}l6}} + \frac{(X_{*_{\bar{b}l2}} + X_{*_{\bar{b}l4}}) \cdot (X_{*_{\bar{b}l3}} + X_{*_{\bar{b}l5}})}{X_{*_{\bar{b}l2}} + X_{*_{\bar{b}l4}} + X_{*_{\bar{b}l3}} + X_{*_{\bar{b}l5}}} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,123 + 0,075) \cdot (0,126 + 0,23)}{0,123 + 0,075 + 0,126 + 0,23} = 0,185. \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{b}1}}{X_{*_{\bar{b}K1}}} = \frac{0,502}{0,185} = 2,71 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,71 = 6,91 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,71 = 4,12 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 38 |

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75 ;$$

$$u_{кС} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25 .$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 ;$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 ;$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н\text{о}м\text{т}р}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01 .$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

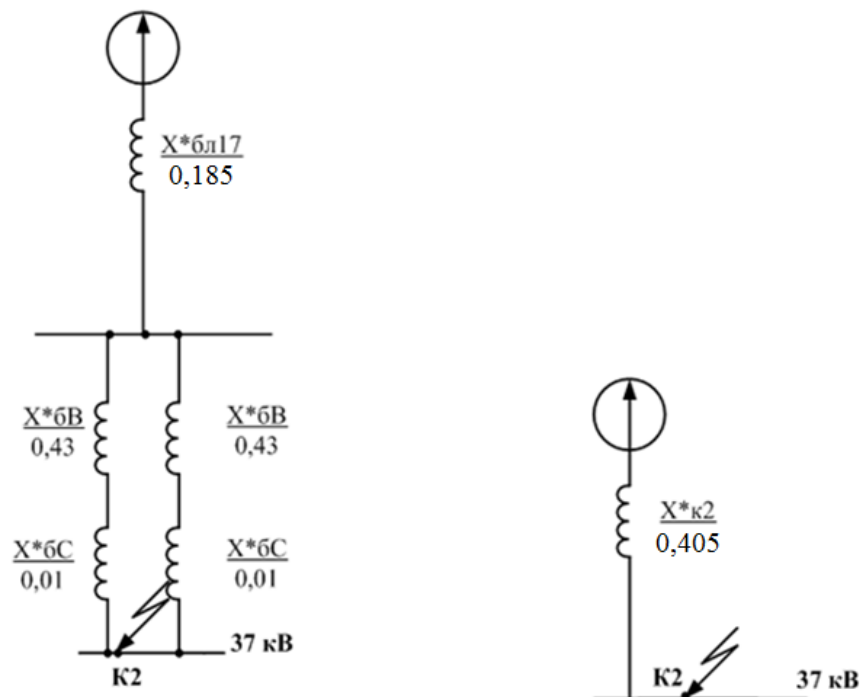


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

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

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405 .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,852 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\kappa 2} = 2,55 \cdot 3,852 = 9,82 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{\kappa 2} = 1,52 \cdot 3,852 = 5,86 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення до точки к3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,535 .$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 40 |

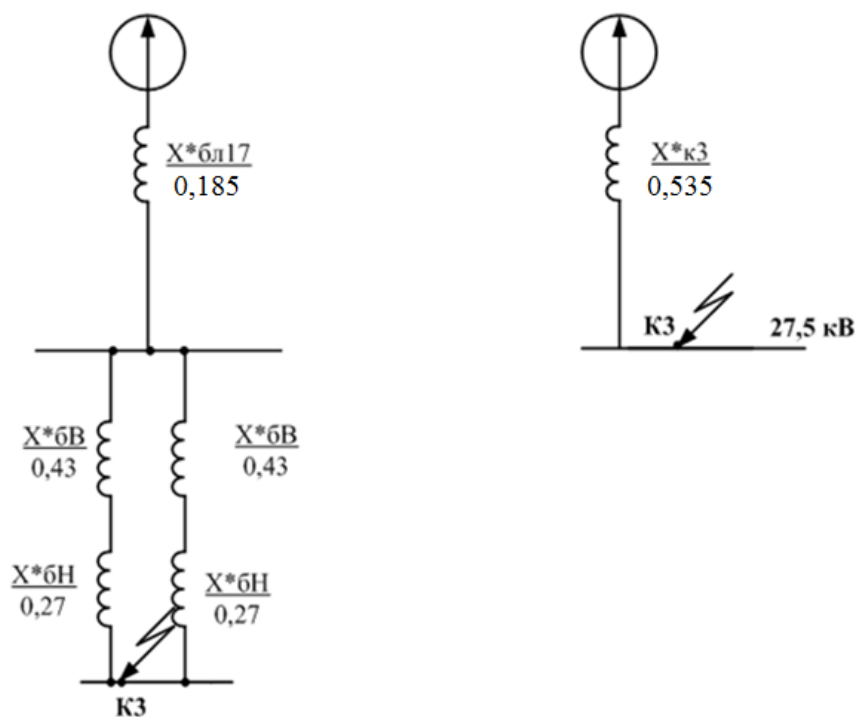


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

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:

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

$$I_{Куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

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

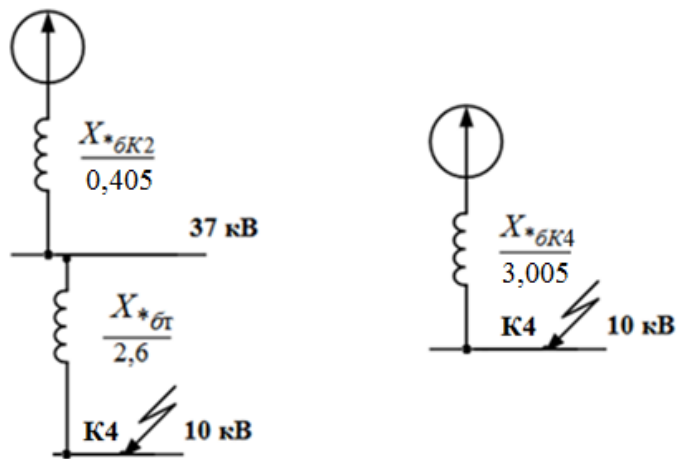


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*\delta K4} = X_{*\delta K2} + X_{*\delta T} = 0,405 + 2,6 = 3,005.$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{\delta 4}}{X_{*\delta K4}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{к4} = 2,55 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА};$$

$$I_{Куст4} = 1,52 \cdot I_{к4} = 1,52 \cdot 1,83 = 2,78 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

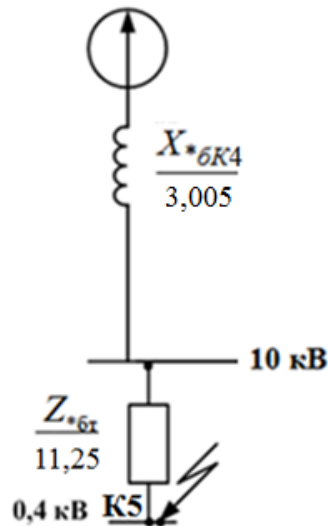


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бm} = \frac{u_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{*бm} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{номтр}} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

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

$$Z_{*бm\Sigma} = \sqrt{(X_{*бк4} + X_{*бm})^2 + R_{*бm}^2} = \sqrt{(3,005 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,13.$$

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 43 |

Визначимо базисний струм для точки К5:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{14,13} = 10,22 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

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

$$I_{куcm5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 10,22 = 15,53 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$К1: B_{к} = 2,71^2 (2 + 0,05) = 15,06 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К2: B_{к} = 3,852^2 (1,5 + 0,05) = 23 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К3: B_{к} = 3,74^2 (0,5 + 0,05) = 7,69 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К4: B_{к} = 1,83^2 (1,5 + 0,05) = 5,19 \text{ кА}^2\text{с;}$$

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 44 |

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

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

| Точки короткого замикання | Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА | | | | |
|---------------------------|--|------------------|-----------------------|------------------|----------------------------|
| | $I_0, \text{кА}$ | $I_k, \text{кА}$ | $I_{Kуст}, \text{кА}$ | $i_y, \text{кА}$ | $B_k, \text{кА}^2\text{с}$ |
| K1 | 0,502 | 2,71 | 4,12 | 6,91 | 15,1 |
| K2 | 1,56 | 3,852 | 5,86 | 9,82 | 23 |
| K3 | 2 | 3,74 | 5,68 | 9,54 | 7,69 |
| K4 | 5,5 | 1,83 | 2,78 | 4,67 | 5,19 |
| K5 | 144,34 | 10,22 | 15,53 | 18,8 | 57,45 |

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

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

Лист

02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ

45

Зм. Арк. № документа Підпис Дата

Закінчення таблиці 2.3

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|----|---------------------------|---|----------|
| 7 | Сторона НН РТ 35/10 | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$ | 141,6 А |
| 8 | Сторона ВН ТВП | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$ | 32,33 А |
| 9 | Сторона НН ТВП | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$ | 808,3 А |
| 10 | Збірні шини 35кВ | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$ | 413 А |
| 11 | Збірні шини 10кВ | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$ | 202,3 А |
| 12 | Лінії ДПР | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$ | 7,3А |
| 13 | Фідер К.М. праве плече | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$ | 121,17 А |
| 14 | Фідер К.М. ліве плече | $I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ЛВ}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$ | 117,7 А |

2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл. max} \geq I_k,$$

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

I_k - струм к.з., кА.

| | | | | | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 46 |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | | | | | |

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

$$1) U_{ном} \geq U_p; \quad 2) I_{ном} \geq I_p; \quad 3) I_{ном.відкл} \geq I_k; \quad 4) i_{\partial} \geq i_{y\partial}; \quad 5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k;$$

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

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

| № | Найменування приєднань | Тип вимикача | Співвідношення паспортних і розрахункових даних | | | | |
|---|---------------------------|---------------------------|---|-------------------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | | | $\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$ | $\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$ | $\frac{I_{\partial}}{I_y}$ | $\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$ | $\frac{I_T^2 t_T}{B_k}$ |
| 1 | Вводи в РУ- 110 кВ | ВГТ-110 П*- 40/2500 У1 | 110 | 2500 | 102 | 40 | 3550 |
| | | | 110 | 367,8 | 6,91 | 2,71 | 15,1 |
| 2 | Сторона СН ГПТ | ВР35-35- 20/1250 У2 | 35 | 1250 | 52 | 20 | 2560 |
| | | | 35 | 578,1 | 9,82 | 3,852 | 23 |
| 3 | Сторона НН ГПТ | ВБЗО-27,5- 20/1000 У1 | 27,5 | 1000 | 52 | 20 | 1200 |
| | | | 27,5 | 735,7 | 9,54 | 3,74 | 7,69 |
| 4 | Споживачі 35 кВ | ВР35-35- 20/1250 У2 | 35 | 1250 | 52 | 20 | 1200 |
| | | | 35 | 18 | 9,82 | 3,852 | 23 |
| 5 | Споживачі 10 кВ | ВР1-10- 20/630 У1 | 10 | 630 | 52 | 20 | 1200 |
| | | | 10 | 37,4 | 4,67 | 1,83 | 5,19 |
| 6 | Сторона ВН РТ 35/10 | ВР35-35- 20/1250 У2 | 35 | 1250 | 52 | 20 | 1200 |
| | | | 35 | 57,8 | 9,82 | 3,852 | 23 |
| 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 | 7,69 |
| 8 | Сторона НН РТ 35/10 | ВР1-10- 20/630 У1 | 10 | 630 | 52 | 20 | 1200 |
| | | | 10 | 141,6 | 4,67 | 1,83 | 5,19 |
| 9 | Сторона ВН ТВП | ВР1-10- 20/630 У1 | 10 | 630 | 52 | 20 | 1200 |
| | | | 10 | 32,3 | 4,67 | 1,83 | 5,19 |

2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.4.8

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Владислав Щербаненко

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 2313 kWp

Pidhime - Ukraine

| Vladyslav Shcherbanenko

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 48 |



Project: Владислав Щербаненко

Variant: New simulation variant

UDUNT

PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:
15/05/25 16:48
with V7.4.8

Project summary

| | | |
|--|--|--|
| Geographical Site Pidhirne Ukraine | Situation Latitude 48.49 °N Longitude 34.34 °E Altitude 155 m Time zone UTC+2 | Project settings Albedo 0.20 |
| Weather data Pidhirne Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic | | |

System summary

| | | |
|---|---|-----------------------|
| Grid-Connected System | Sheds on ground | User's needs |
| PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 ° | Near Shadings Linear shadings : Slow (simul.) | Unlimited load (grid) |
| System information | PV Array | Inverters |
| Nb. of modules 4626 units | Nb. of units 40 units | |
| Pnom total 2313 kWp | Pnom total 2000 kWac | |
| | Pnom ratio 1.157 | |

Results summary

| | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| Produced Energy 2950784 kWh/year | Specific production 1276 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR 85.44 % |
|----------------------------------|---------------------------------------|------------------------|

Table of contents

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

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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



General parameters

| | | | | | |
|------------------------------|----------|---------------------------------|-----------|-----------------------|-----------------|
| Grid-Connected System | | Sheds on ground | | Models used | |
| PV Field Orientation | | Sheds configuration | | Transposition Perez | |
| Orientation | | Nb. of sheds | 257 units | Diffuse | Perez, Meteorom |
| Fixed plane | | Sizes | | Circumsolar | separate |
| Tilt/Azimuth | 30 / 0 ° | Sheds spacing | 12.0 m | | |
| | | Collector width | 4.37 m | | |
| | | Ground Cov. Ratio (GCR) | 36.4 % | | |
| | | Shading limit angle | | | |
| | | Limit profile angle | 14.9 ° | | |
| Horizon | | Near Shadings | | User's needs | |
| Free Horizon | | Linear shadings : Slow (simul.) | | Unlimited load (grid) | |

PV Array Characteristics

| | | | |
|----------------------------------|---------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| PV module | | Inverter | |
| Manufacturer | Trina Solar | Manufacturer | Huawei Technologies |
| Model | TSM-DE18M-(II)-500 | Model | SUN2000-50KTL-M3-400V |
| (Original PVsyst database) | | (Original PVsyst database) | |
| Unit Nom. Power | 500 Wp | Unit Nom. Power | 50.0 kWac |
| Number of PV modules | 4626 units | Number of inverters | 40 units |
| Nominal (STC) | 2313 kWp | Total power | 2000 kWac |
| Modules | 257 string x 18 In series | Operating voltage | 200-1000 V |
| At operating cond. (50°C) | | Max. power (=>35°C) | 55.0 kWac |
| Pmpp | 2106 kWp | Pnom ratio (DC:AC) | 1.16 |
| U mpp | 701 V | Power sharing within this inverter | |
| I mpp | 3003 A | | |
| Total PV power | | Total inverter power | |
| Nominal (STC) | 2313 kWp | Total power | 2000 kWac |
| Total | 4626 modules | Max. power | 2200 kWac |
| Module area | 11053 m ² | Number of inverters | 40 units |
| | | Pnom ratio | 1.16 |

Array losses

| | | | | | | | | |
|--|--------|--|----------------------------|------------------------------|--------------|-------|-------|-------|
| Array Soiling Losses | | Thermal Loss factor | | DC wiring losses | | | | |
| Loss Fraction | 1.0 % | Module temperature according to irradiance | | Global array res. | 5.1 mΩ | | | |
| | | Uc (const) | 29.0 W/m ² K | Loss Fraction | 2.0 % at STC | | | |
| | | Uv (wind) | 0.0 W/m ² K/m/s | | | | | |
| Module Quality Loss | | Module mismatch losses | | Strings Mismatch loss | | | | |
| Loss Fraction | -0.8 % | Loss Fraction | 2.0 % at MPP | Loss Fraction | 0.1 % | | | |
| IAM loss factor | | | | | | | | |
| Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290 | | | | | | | | |
| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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



AC wiring losses

| | |
|--|---------------------------------|
| Inv. output line up to MV transfo | |
| Inverter voltage | 400 Vac tri |
| Loss Fraction | 1.76 % at STC |
| Inverter: SUN2000-50KTL-M3-400V | |
| Wire section (40 Inv.) | Alu 40 x 3 x 95 mm ² |
| Average wires length | 150 m |

| | |
|--------------------------------|----------------------------|
| MV line up to Injection | |
| MV Voltage | 35 kV |
| Average each inverter | |
| Wires | Alu 3 x 25 mm ² |
| Length | 300 m |
| Loss Fraction | 0.03 % at STC |

AC losses in transformers

| | | | |
|-------------------------------|---------------|--|-----------|
| MV transfo | | | |
| Medium voltage | 35 kV | | |
| One transfo parameters | | Operating losses at STC (full system) | |
| Nominal power at STC | 1.13 MVA | Nb. identical MV transfos | 2 |
| Iron Loss (24/24 Connexion) | 1.00 kVA | Nominal power at STC | 2.27 MVA |
| Iron loss fraction | 0.09 % at STC | Iron loss (24/24 Connexion) | 1.99 kVA |
| Copper loss | 22.66 kVA | Copper loss | 45.32 kVA |
| Copper loss fraction | 2.00 % at STC | | |
| Coils equivalent resistance | 3 x 2.82 mΩ | | |

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

| | | | | | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 51 |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 02.15.EC2111.КРБ.2025–ПЗ | | | | | |

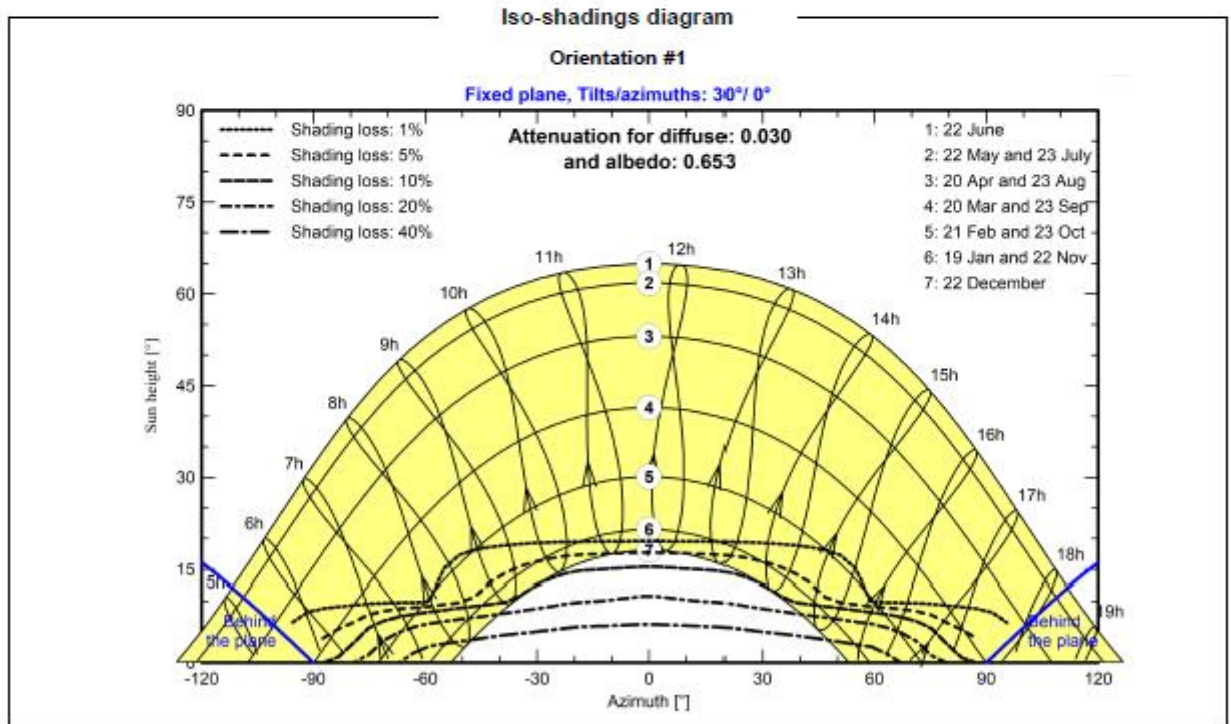
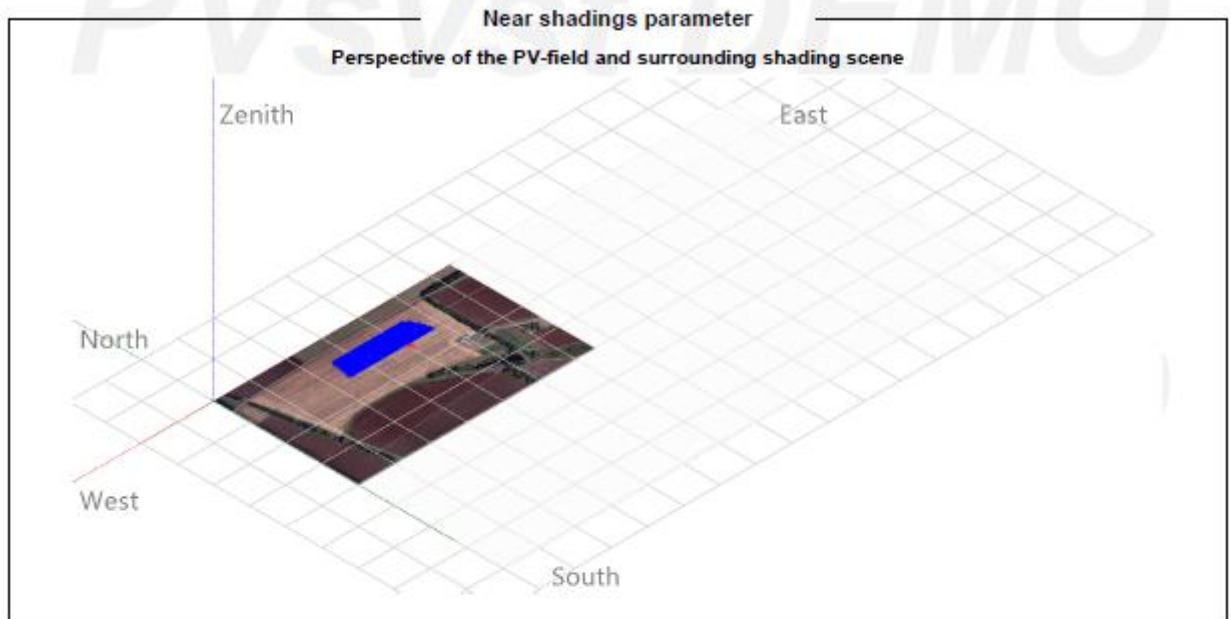


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:
15/05/25 16:48
with V7.4.8

UDUNT

Main results

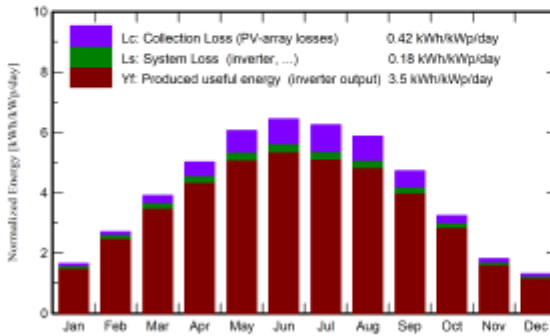
System Production

Produced Energy 2950784 kWh/year

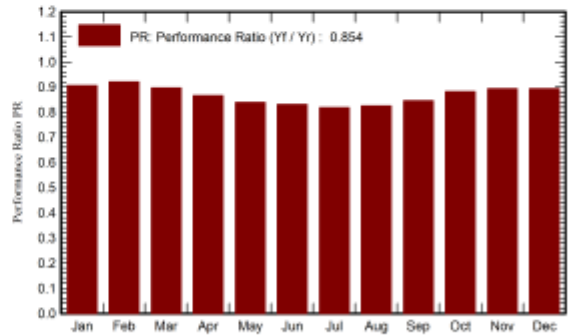
Specific production
Perf. Ratio PR

1276 kWh/kWp/year
85.44 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January | 29.7 | 17.65 | -3.78 | 51.4 | 48.1 | 113908 | 107640 | 0.905 |
| February | 51.0 | 28.78 | -2.78 | 75.7 | 72.4 | 169838 | 161407 | 0.921 |
| March | 93.6 | 47.21 | 2.62 | 121.0 | 115.5 | 263927 | 250763 | 0.896 |
| April | 132.5 | 63.73 | 10.27 | 150.6 | 143.5 | 317007 | 301428 | 0.866 |
| May | 179.3 | 76.96 | 17.00 | 187.9 | 178.8 | 383438 | 364817 | 0.839 |
| June | 194.4 | 81.88 | 20.38 | 193.5 | 183.8 | 390445 | 371787 | 0.831 |
| July | 191.1 | 73.37 | 23.00 | 193.6 | 184.0 | 385100 | 366736 | 0.819 |
| August | 165.1 | 70.24 | 22.67 | 182.0 | 173.4 | 364532 | 347329 | 0.825 |
| September | 113.0 | 42.74 | 16.06 | 141.7 | 135.6 | 291487 | 277082 | 0.845 |
| October | 71.3 | 38.27 | 9.10 | 100.5 | 96.0 | 215503 | 205129 | 0.883 |
| November | 33.8 | 20.73 | 3.36 | 54.4 | 51.4 | 118426 | 112274 | 0.893 |
| December | 24.4 | 16.61 | -1.12 | 40.9 | 38.0 | 89373 | 84392 | 0.893 |
| Year | 1279.0 | 578.17 | 9.80 | 1493.1 | 1420.5 | 3102985 | 2950784 | 0.854 |

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

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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

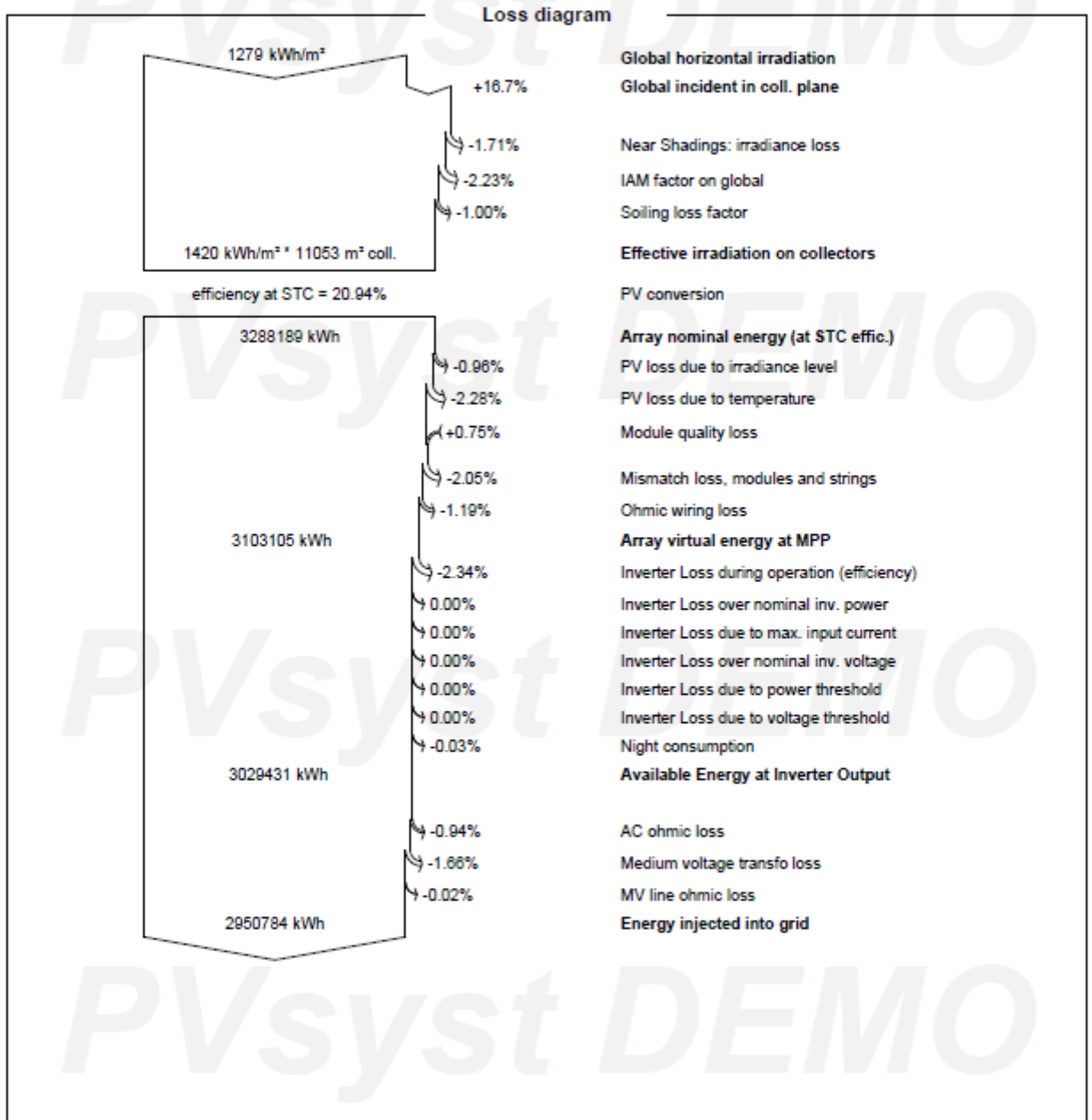


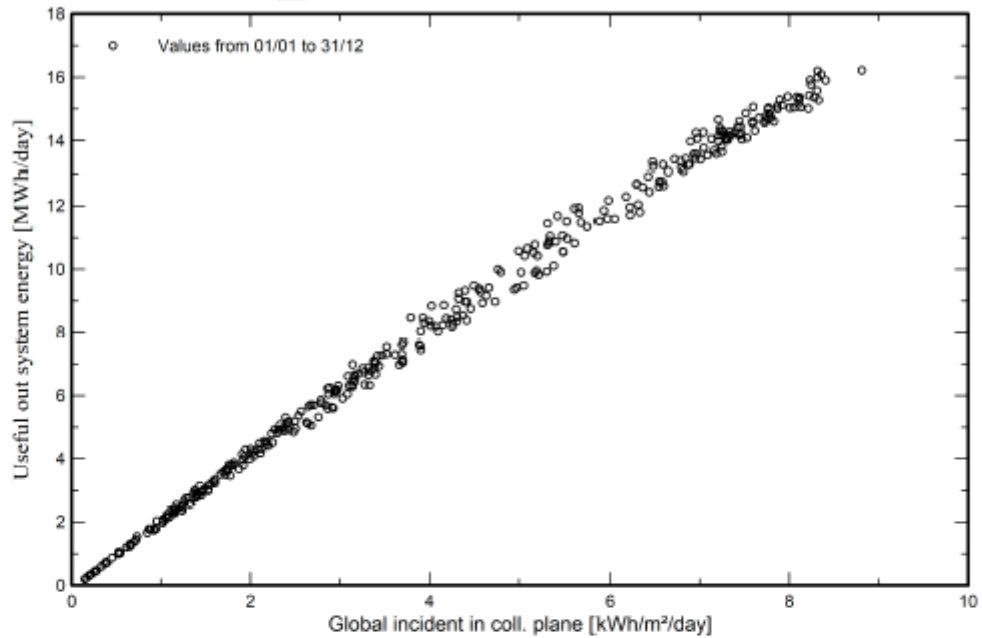
Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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



Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

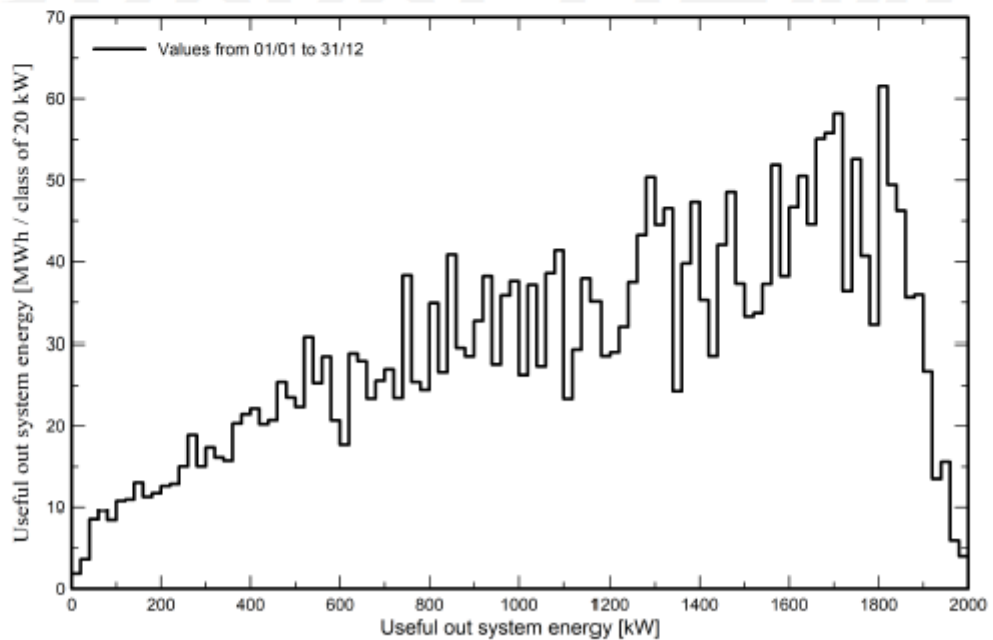


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:
15/05/25 16:48
with V7.4.8

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonom 8.1 (1998-2015), Sat=100%
 Kind Monthly averages
 Synthetic - Multi-year average
 Year-to-year variability(Variance) -1.0 %
 Specified Deviation
 Climate change 0.0 %

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 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 2.1 %

Annual production probability

Variability 61 MWh
 P50 2951 MWh
 P90 2873 MWh
 P95 2851 MWh

Probability distribution

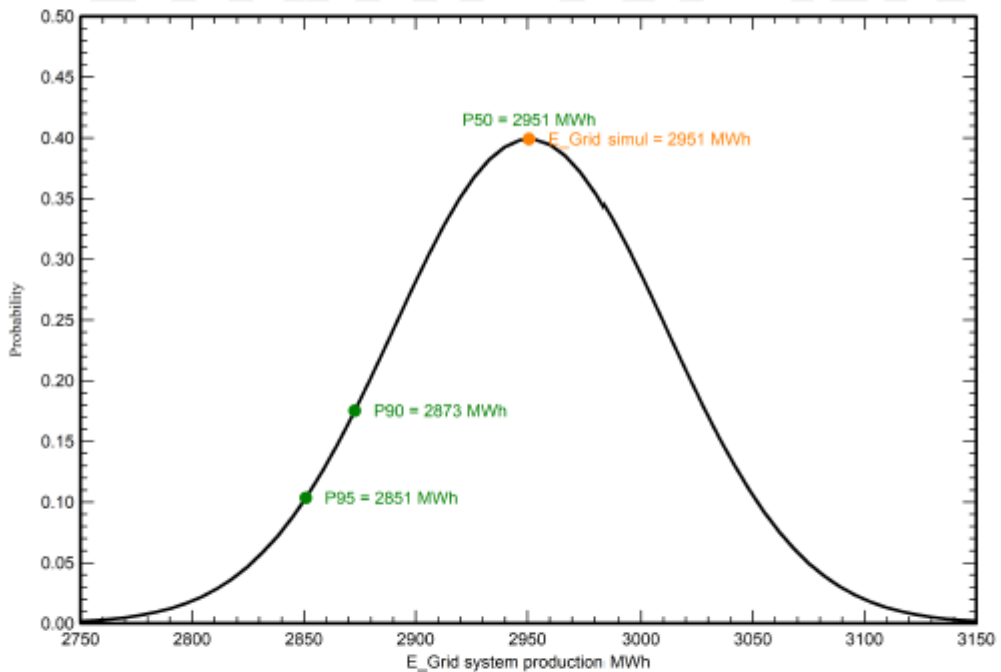


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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

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

Інші вихідні дані представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

| № вар | Напруга мережі, кВ | Максимальний струм 3-ф КЗ, кА | Повний час тривалості короткого замикання, с | Максимальна розрахункова потужність, кВт | Довжина кабельної лінії, км |
|-------|--------------------|-------------------------------|--|--|-----------------------------|
| 1 | 10 | 1,83 | 0,4 | 2000 | 2,2 |

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

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

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

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

U_g - напруга мережі, кВ;

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

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

| | | | | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 57 |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | | | | |

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

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

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

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

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

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

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

| № КЛ | I_c , А | k_2 | k_{33} | k_4 | k_5 | I_0 , А | I_{cg} , А | Виконання умови |
|------|-----------|-------|----------|-------|-------|-----------|--------------|-----------------|
| 1 | 129 | 0,98 | 1 | 1,16 | 1 | 116,6 | 146,6 | виконується |

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.

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

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

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

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

| | | | | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 59 |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | | | |

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

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

t - час спрацювання захисту, с.

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

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

| № КЛ | I_{tsc} , кА | t , с | I_{csc} , кА | $I_{sc}^{(3)}$, кА | Виконання умови |
|------|----------------|---------|----------------|---------------------|-----------------|
| 1 | 3,3 | 0,4 | 5,22 | 1,83 | виконується |

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

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

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

де t - час спрацювання захисту, с;

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

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

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

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

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

| № КЛ | Перетин екрану, мм ² | I_{tsc} , кА | t , с | I_{ssc} , кА | $I_{sc}^{(2)}$, кА | Виконання умови |
|------|---------------------------------|----------------|---------|----------------|---------------------|-----------------|
| 1 | 16 | 3,3 | 0,4 | 5,219 | 1,59 | виконується |

Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

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

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

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

де P - максимальна розрахункова потужність, кВт;

L - довжина лінії, км;

r_0 - активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 - індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g - напруга мережі, В.

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

| | | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--|--------------------------|------|
| | | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | | 61 |

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

| № КЛ | $U_g, В$ | $L, км$ | $r_0, Ом/км$ | $x_0, Ом/км$ | $\Delta U, В$ | $\Delta U, \%$ |
|------|----------|---------|--------------|--------------|---------------|----------------|
| 1 | 10000 | 2,2 | 1,113 | 0,15 | 414 | 4,14 |

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| | | | | | | 63 |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

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

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

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

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

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

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

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

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

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

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

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

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ($P=2$ МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k=4,5$ %).
4. Довжина кабельної лінії – 2,2 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,83 кА.

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

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 65 |

Активна складова:

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

Реактивна складова:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

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

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

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

| $z_c, \text{ Ом}$ | $r_l, \text{ Ом}$ | $x_l, \text{ Ом}$ | $z_{K2}, \text{ Ом}$ | $z_m, \text{ Ом}$ | $z_{K3}, \text{ Ом}$ |
|-------------------|-------------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|
| 3,313 | 1,81 | 0,33 | 3,944 | 4,961 | 8,905 |

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

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{K1}^{(3)} = 1,83$ кА.

Розрахункова точка К2.

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

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

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К2:

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

Розрахункова точка К3.

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К3:

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| | | | | | | 67 |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | |

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

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

| $I_{K1}^{(3)}$, кА | $I_{K2ПС}^{(3)}$, кА | $I_{KCEC}^{(3)}$, кА | $I_{K2}^{(3)}$, кА | $I_{K3ПС}^{(3)}$, кА | $I_{K3}^{(3)}$, кА |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| 1,83 | 1,537 | 0,11 | 1,647 | 0,681 | 0,791 |

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

| $I_{K1}^{(2)}$, кА | $I_{K2ПС}^{(2)}$, кА | $I_{KCEC}^{(2)}$, кА | $I_{K2}^{(2)}$, кА | $I_{K3ПС}^{(2)}$, кА | $I_{K3}^{(2)}$, кА |
|---------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| 1,592 | 1,338 | 0,096 | 1,433 | 0,593 | 0,688 |

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

2. Струми короткого замикання

І ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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

Номінальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

| $I_{ном.}, A$ | $I_{cз min}, A$ | $I_{cз max}, A$ | $I_{cз}, A$ для відстроювання |
|---------------|-----------------|-----------------|----------------------------------|
| 54,99 | 197,5 | 329,9 | 330 |

- 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:

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

Струм уставки:

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 69 |

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

| $I_{c.з.}, A$ | I_y, A | k_u |
|---------------|----------|-------|
| 950 | 31,6 | 1,736 |

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 спрацьовування захисту:

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

де k_n - коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n - коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 70 |

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

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

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

| $I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$ | $I_{\text{у}}, \text{ А}$ | $I_{\text{сз}}, \text{ А}$ для відстроювання | $k_{\text{ч}}$ |
|------------------------------|---------------------------|---|----------------|
| 76,4 | 7,64 | 80 | 9,8 |

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Таблиця 3.16 – Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

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

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с;

$C_{\text{ф}}$ - ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} - фазна напруга мережі, В.

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

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

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

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

| $C_{\phi КЛ}$, мкФ | ω , с ⁻¹ | U_{ϕ} , В | I_C , А/км | $I_{СКЛ}$, А |
|---------------------|----------------------------|----------------|--------------|---------------|
| 0,229 | 314 | 6062,2 | 1,31 | 2,882 |

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

Функціонування інверторного обладнання.

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

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;

- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;

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

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

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

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

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 73 |

4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Використання автономних генераторів.

Для безперебійного живлення електричних приладів у житловому чи промисловому секторі потрібні автономні генератори електрики які допомагають зберегти працездатність за умов нестабільної роботи звичних пристроїв електропостачання.

В основі роботи генератора лежать два ключові елементи:

- двигун внутрішнього згорання;
- генератор змінного струму.

Перший є джерелом механічної енергії, яка утворюється від поступального руху поршня, що приводиться в дію паливом, що згоряє. Для збільшення потужності двигун внутрішнього згорання може бути оснащений турбонаддувом, системою повітряного, водного або тосолового охолодження. Генератор змінного струму перетворює отриману від двигуна механічну енергію в електричну, яка вже використовується за призначенням.

Головні елементи генератора забезпечуються блоком управління, обслуговуючими механізмами і платформою, яка служить полем інтеграції всіх елементів. Стартер генератора активує двигун і в нього надходить паливо, яке спалюється до виділення газів в потрібному обсязі. Енергія їх розширення приводить в рух колінвал, що впливає на розташований по сусідству електрогенератор. Ротор генератора також починає обертатися, формуючи електромагнітне поле. Все це призводить до того, що в обмотках статора з'являється змінний струм, який забезпечує підключений до генератора обладнання струмом необхідної потужності.

Одним із ключових факторів, що визначають вибір генератора, є тип палива, на якому він працює. Розглянувши основні види генераторів в залежності від виду використовуваного палива можна оцінити їх переваги та недоліки.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 74 |

Бензинові генератори.

Бензиновий генератор – це один із найпопулярніших видів резервних електростанцій. Він відрізняється компактними розмірами та невеликою вагою, що робить його дуже зручним для переміщення. Особливо це стосується інверторних моделей, які завдяки своїм характеристикам стали основним вибором для побутових споживачів. Інверторний бензогенератор – відмінне джерело електрики для дому, невеликого бізнесу чи виробництва. Одним із перспективних пристроїв даного типу являється 4-тактний Генератор УТ3800 на 3.5 кВт (Рис. 4.1).



Рисунок 4.1 – Бензиновий генератор УТ3800

Переваги бензинових генераторів:

- Низький рівень шуму. Сучасні моделі бензинових генераторів мають шумовий рівень до 70 дБ, особливо якщо вони оснащені шумопоглинаючим корпусом та глушником. Це дозволяє встановлювати їх на відкритому повітрі без потреби в окремому приміщенні чи контейнері. Генератори у відкритому виконанні на рамі, які оснащені повітряним охолодженням, також можна використовувати в приміщенні.
- Легкість експлуатації. Бензинові генератори зазвичай оснащені чотиритактними двигунами внутрішнього згоряння. Паливо, використовуване у цих генераторах, найчастіше маркується як А-95 чи А-92. Ці генератори легко

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 75 |

запускаються навіть за низьких температур, що є значною перевагою перед дизельними аналогами.

- Низька вартість. При рівних технічних характеристиках бензинові генератори, як правило, дешевші від своїх дизельних і газових аналогів, що робить їх привабливим вибором для побутових потреб.
- Широке застосування. Бензинові генератори часто використовуються для короткочасного резервного енергопостачання приватних будинків, торгових точок, виїзних заходів, ремонтних бригад та інших ситуацій, що потребують мобільного джерела енергії.

Недоліки бензинових генераторів:

- Необхідність технічних перерв. Тривала безперерійна робота скрутна для бензинових генераторів. Зазвичай вони можуть працювати без перерви близько 5...8 годин, після чого потрібна технологічна пауза щонайменше дві години.
- Невисокий ресурс двигуна. Термін служби двигуна бензинового генератора обмежений і становить не більше 4000 мотогодин.
- Висока витрата палива. Бензинові генератори споживають досить багато палива, що може призвести до високої собівартості електроенергії.
- Обмежена потужність. Портативні бензинові генератори мають потужність в межах 1...4 кіловат, що може бути недостатньо для великих навантажень. Однак для невеликого будинку чи офісу такої потужності цілком вистачає.

Таким чином, бензиновий генератор є оптимальним рішенням для побутового використання у приватних будинках завдяки своїй мобільності, доступності та простоті експлуатації.

Дизельні генератори.

Дизельні генератори випускаються у стаціонарному та портативному виконанні. Портативні моделі зазвичай охолоджуються природним повітряним шляхом, тоді як стаціонарні генератори обладнані водяною системою охолодження. Одним із перспективних пристроїв даного типу являється

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 76 |

чотирьохтактний дизельний генератор Rhein Generatoren AJ-42RE на 30 кВт (Рис. 4.2).



Рисунок 4.2 – Дизельний генератор Rhein Generatoren AJ-42RE

Переваги дизельних генераторів:

- Висока продуктивність та висока потужність обладнання. Потужність деяких дизелів обчислюється мегаватами завдяки використанню високотехнологічних двигунів, потужність яких середньому в 4 рази перевищує показники силових агрегатів бензинових генераторів.
- Високий коефіцієнт корисної дії і економічність устаткування. Генератору необхідно на 20...30% менше дизельного палива, ніж бензину, для вироблення однакового обсягу електроенергії.
- Тривалий моторесурс. Термін служби дизельних генераторів може досягати до 40000 мотогодин, що значно перевищує ресурс бензинових аналогів що дозволяє використовувати дизельні генератори в якості постійного джерела електроенергії.
- Надійність та довговічність. Дизельні генератори можуть працювати тривалий час без перерв, що робить їх ідеальними для постійного використання на промислових об'єктах.
- Високий ступінь пожежної безпеки під час експлуатації та зберігання. У дизельному паливі не міститься летючих легкозаймистих з'єднань, так як його загоряння можливо лише внаслідок стиснення суміші.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 77 |

- Мобільність. Дизельні генератори можна монтувати на причіп, що забезпечує легкість їхнього переміщення.

- Низька вартість дизельного палива в порівнянні з бензином.
- Простота в догляді і технічне обслуговування генератора.

Недоліки дизельних генераторів:

- Підвищений рівень шуму і звукового тиску. Дизельні генератори виробляють більше шуму, порівняно з іншими типами генераторів. Для зменшення шуму генератори можуть поставлятися в шумозахисних кожухах, які знижують рівень шуму на 20...25 дБ, але такі моделі коштують дорожче. Генератори без шумозахисних кожухів рекомендується встановлювати в окремих приміщеннях з вентиляцією або спеціальних контейнерах із звукоізоляцією.

- Високе навантаження на деталі та внутрішні вузли агрегату при холостому режимі роботи обладнання. Тому рекомендується використання з навантаженням не менше 40% від номінальних потужності агрегату.

- Складність запуску за низьких температур. Дизельне паливо схильне до загусання за низьких температур, що ускладнює запуск генератора взимку. Для вирішення цієї проблеми можна придбати генератор із підігрівом двигуна. Електронне реле, що працює від акумулятора, підтримує температуру двигуна близько 38 градусів, що полегшує запуск за холодної погоди. Однак малопотужні дизельні генератори часто не оснащені цією функцією і вимагають зберігання в приміщенні, що опалюється.

- Висока вартість. Дизельні генератори коштують на 20...40% дорожче за аналогічні бензинові моделі. Однак їхня висока вартість виправдовується в процесі експлуатації завдяки нижчій витраті палива.

Дизельні генератори підходять для частого або постійного використання, особливо на об'єктах з високими навантаженнями та тривалим часом роботи. Вони надійні, економічні та довговічні, хоч і мають недоліки у вигляді високого рівня шуму та складності запуску в холодну погоду.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 78 |

Промислові дизельні генератор виробляють струм різної потужності і в різному обсязі залежно від їх конструкційної особливості та продуктивності. Залежно від цілей використання: побутових і господарських або промислових вони діляться на дві категорії.

1. Однофазні. Генератори, які на виході дають струм стандартної напруги у 220 В. Це найбільш поширена категорія автономних електростанцій, оскільки є найбільш універсальним. Найчастіше такі дизельні установки вибираються для установки в дачах, котеджах і магазинах, та ідеально підходять в ролі резервного живлення.

2. Трифазні. Дизельні генератори цієї категорії здатні працювати на вироблення струму як з показником напруги 220 В, так і з більш високими параметрами - 380 В та більше. Вони призначені для обслуговування великих об'єктів: великих заводів, багатоповерхових будівель, групи приватних будинків. Такі дизелі мають високий коефіцієнт корисної дії, а відповідну йому потужність.

Газові генератори.

Газові генератори не настільки поширені, як бензинові або дизельні, проте вони мають ряд унікальних переваг, які роблять їх привабливими для певних сфер застосування. Незважаючи на меншу популярність, ці пристрої можуть забезпечувати електроенергію за значно нижчою вартістю. Перспективними генераторами даної категорії являється пристрої невеликої потужності такі як генератор газовий однофазний Generac 7146 на 13 кВт (рис,4.3,а) так і достатньо потужні пристрої типу трифазний Generac SG160 на 160 кВт (рис.4.3,б), які можуть працювати на газі будь-якого виду.

Переваги газових генераторів:

- Економічність. Основна перевага газових генераторів полягає в низькій собівартості одного кіловата електроенергії. Це зумовлено порівняно невисокою вартістю газу порівняно з бензином та дизельним паливом.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 79 |

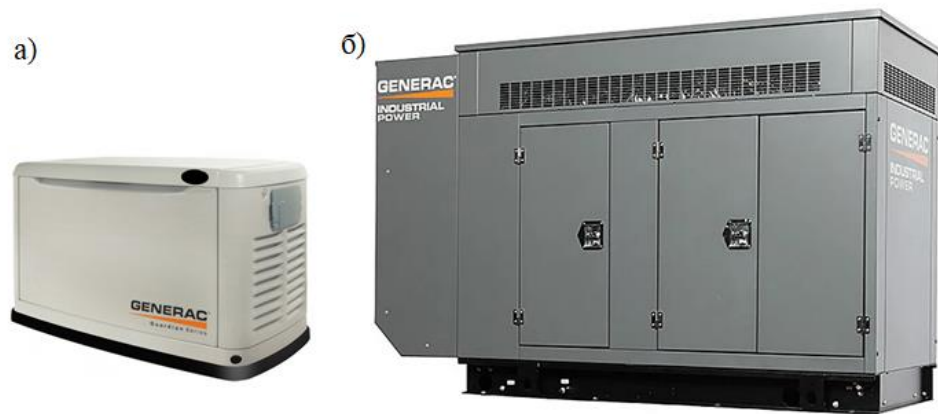


Рисунок 4.3 – Газові генератори: а) Generac 7146 на 13 кВт; б) Generac SG160 на 160 кВт

- Довговічність та надійність. Газ не змиває масляну плівку, що сприяє тривалому терміну служби агрегатів та зменшенню зносу. Крім того, газ не викликає корозії металу, що збільшує термін служби обладнання.
- Висока тепловіддача. Газові генератори забезпечують більшу тепловіддачу в порівнянні з генераторами, що працюють на рідкому паливі.
- Простота обслуговування. Газове обладнання вимагає менше обслуговування і є більш простим в експлуатації, порівняно з бензиновими та дизельними аналогами.
- Екологічність. Газові генератори є найбільш екологічно чистими серед усіх типів генераторів, що робить їх ідеальними для виробничих цілей та використання у житлових районах.

Недоліки газових генераторів:

- Підвищена небезпека. Використання газових балонів вимагає підвищеної обережності та дотримання правил безпеки, оскільки газ є вибухонебезпечною речовиною.
- Залежність обсягу бака. Час безперервної роботи газового генератора залежить від обсягу паливного бака. Для збільшення тривалості роботи можна підключати балони більшого об'єму, наприклад, 50-літрові, що дозволить генератору працювати без перерви близько 20 годин.

- Тип газу, що використовується. При виборі газового генератора важливо враховувати, на якому виді газу може працювати – балонному або природному. Найбільш зручними є моделі, здатні функціонувати на обох типах газу, оскільки це забезпечує більшу мобільність та незалежність від джерела палива.

Газові генератори ідеально підходять для виробничих цілей та об'єктів, де потрібне стабільне та економічне електропостачання. При виборі газового генератора важливо враховувати обсяг паливного бака та можливість роботи на різних видах газу, щоб забезпечити максимальну ефективність та безпеку в експлуатації.

Комбіновані генератори.

Комбіновані двопаливні генератори стають незамінними при щоденному використанні або переривів в електроживленні будинку. Вони можуть працювати як на газі (метан чи бутан), так і на бензині, що робить їх найбільш універсальними серед усіх типів генераторів. Перспективним у даній категорії являється німецький однофазний генератор Konner&Sohnen KS 7000E-G потужністю 5,5 кВт (рис.4.4), здатний пропрацювати до 12 годин без перерви не лише на бензині, а й на зрідженому балонному газі, що значно заощаджує витрати на виробництво 1 кВт електроенергії.



Рисунок 4.4 – Комбінований генератор Konner&Sohnen KS 7000E-G потужністю 5,5 кВт

Переваги комбінованих генераторів:

- Гнучкість у використанні палива. Комбіновані генератори можуть перемикатися між газом та бензином, що дозволяє вибирати найбільш доступне або економічне паливо в даний момент, що допомагає значно знизити витрати на пальне та оптимізувати бюджет.
- Універсальність. Ці генератори можуть використовуватися як для подачі основної електроенергії, так і як резервне джерело. Їх принцип роботи схожий на бензинові генератори, але вони пропонують велику економічність за рахунок можливості використовувати газ.
- Найвища популярність. З моменту появи на ринку комбіновані генератори швидко завоювали популярність завдяки своїй ефективності та універсальності.
- Підходять для різних галузей. Комбіновані генератори ідеально підходять для виробничих цехів, столярних майстерень, харчових заводів, меблевих цехів та будівельних підприємств. Вони необхідні там, де відсутнє підключення до електромереж та потрібні великі потужності та надійність.
- Стійкість до навантажень. Ці генератори здатні витримувати великі навантаження та працювати тривалий час без перерв. При запуску спочатку використовується бензин, а після розігріву генератор переходить на газ, що забезпечує стабільну роботу.

Недоліки комбінованих генераторів:

- Незважаючи на безліч переваг, комбіновані двопаливні генератори мають свої недоліки.
- Складність конструкції. Комбіновані генератори мають складнішу конструкцію порівняно з однопаливними аналогами. Це іноді призводить до більш частих технічних обслуговування та збільшення ймовірності поломок.
 - Висока вартість. Вартість комбінованих генераторів вища, ніж у бензинових чи дизельних моделей аналогічної потужності. Це пов'язано з більш складною конструкцією та можливістю роботи на двох видах палива.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 82 |

- Необхідність зберігання палива. Для комбінованих генераторів потрібно зберігати як бензин, так і газ, що потребує додаткового простору та дотримання заходів безпеки при зберіганні та поводженні з горючими матеріалами.

- Чутливість до якості палива. Комбіновані генератори можуть бути чутливі до якості палива, що використовується. Низькоякісний газ або бензин можуть призвести до погіршення роботи пристрою або навіть його поломки.

Комбіновані генератори ідеальні для будинків, де часто трапляються перебої з електрикою, забезпечуючи безперервне енергопостачання.

Різновиди використання генератора.

Генератори нерідко використовуються в складних погодних умовах, що вимагає від виробників виготовлення агрегатів в стандартному і спеціальному виконанні. Виділяють такі різновиди виконання:

1. Генератор у відкритому використанні. Агрегат цього типу встановлюється в приміщенні, спеціально відведеному для нього і оснащеному системою додаткових комунікацій. До них відноситься система вентиляції, система видалення відпрацьованих генератором газів, пристрої контролю температури. Відкритий тип генераторів вимагає забезпечення додаткових заходів пожежної безпеки, установки системи активного пожежогасіння та сигналізації.

2. Генератор в утепленому блок-контейнері. Агрегат контейнерного типу дозволяє захищений від негативних зовнішніх впливів, що робить можливим його використання в складних умовах і установку в місцях з обмеженою можливістю технічного обслуговування обладнання.

3. Генератор в шумопоглинальному кожусі. Установка поміщається в спеціальний кожух для зниження рівня робочого шуму. При цьому кожух може бути не тільки оброблений спеціальним матеріалом, що забезпечує високі показники звукоізоляції, але також і оснащений додатковим пристроєм-глушником. Крім звукоізоляції кожух забезпечує додаткове утеплення генератора і дає можливість використовувати його в умовах низьких температур.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 83 |

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

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

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями В-Г.

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 84 |

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Енергетика тягових мереж: монографія / Сиченко В.Г., Кузнецов В.Г., Босий Д.О., Саблін О.І. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 210 с.

2. Дьяков В.О., Босий Д. О., Антонов А. В. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 220 с.

3. Друбецька Т.І., Бойко А.М. Тягові підстанції електрифікованих залізниць. Київ: Каравела, 2022. 338 с.

4. Бондар І. Л., Бондар О. І., Сиченко В. Г. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: навч.посібник. Д.: Вид-во, 2009. 180 с.

5. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій і підстанцій. Навч. посібник. К.: НТТУ «КПІ», 2011. 220 с.

6. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. К: Видавництво «Політехніка», 2014. 131 с.

7. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.

8. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика: навч. посібник. Харків: УкрДУЗТ, 2020. 250 с.

9. Побутові генератори: веб-сайт. URL: <https://deps.ua/ua/katalog/electric-generators.html?f=12366> (дата звернення: 16.05.2025).

10. Генератори: Важливі аспекти вибору та застосування: веб-сайт. URL: https://jasic.com.ua/generatory/?srsltid=AfmBOoqEoKXv7Nq0ArU8fGh-AjbeQ59Iz8SPa_qGLXjKcvDaKItrhgsL (дата звернення: 17.05.2025).

11. Види автономних електростанцій: веб-сайт. URL: <https://billona.com.ua/news/vidy-avtonomnykh-electrostantsij.html> (дата звернення: 17.05.2025).

| | | | | | | |
|-----|------|-------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ | Лист |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | | 85 |