

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

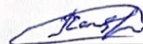
Бакалаврська дипломна робота на тему:

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ  
ПОТУЖНІСТЮ 36 МВт З АНАЛІЗОМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ**

Виконав: студент 2 курсу групи 1ЕЕ-206  
спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
за ОП «Електроенергетика та електротех-  
ніка»

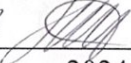
Олійник Ю. О.. 

Керівник: д.т.н., проф., професор каф.  
ЕСС Лежнюк П. Д.



«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

Рецензент: Док. каф. ЕССЕМ, д.т.н.  
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

доц. Кузінка М. В. 

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

Допущено до захисту  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.

  
«17» 16 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Освітньо-професійна програма – Електроенергетика та електротехніка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
**Завідувач кафедри ЕСС**  
д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024 р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Олійнику Юрію Олександровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. « Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 36 МВт з аналізом питань експлуатації кабельних ліній»

Керівник роботи д.т.н., проф., професор каф. ЕСС Лежнюк П. Д.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80

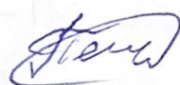
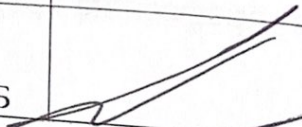
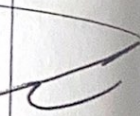
2. Термін подання студентом роботи      червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Встановлена потужність ТЕЦ: 36 МВт з турбінами 2хР-6-35/6+2хР-12-35/5 відстань до енергосистеми 25 км; максимальне навантаження району 18 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 5200 МВт; номінальна потужність системи 5 МВт; номінальний опір системи 0,42 в.о.; номінальна напруга системи 35 кВ; паливо – вугілля

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Проектування головної електричної схеми станції. 2. Розрахунок струмів короткого замикання. 3. Вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин та обладнання розподільних установок 4. Експлуатація кабельних ліній 5. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Генеральний план ТЕЦ. 2. Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ. 3. Поперечний розріз ВРУ-35 кВ. 4. Експлуатація кабельних ліній

# 6. Консультанти розділів роботи

| Розділ             | Прізвище, ініціали та посада консультанта                                  | Підпис, дата                                                                        |                                                                                     |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
|                    |                                                                            | завдання ви-<br>дав                                                                 | викон<br>аний                                                                       |
| Спеціальна частина | Керівник роботи<br>Лежнюк П. Д.,<br>д.т.н., проф., професор<br>кафедри ЕСС |  |  |
| Охорона праці      | Кобилянський О. В.<br>д.п.н., проф.,<br>завідувач каф. БЖДПБ               |  |  |

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| №<br>з/п | Назва та зміст етапів                                                              | Термін виконання<br>етапів роботи |          |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|----------|
|          |                                                                                    | початок                           | кінець   |
| 1        | Вступ. Огляд літературних джерел                                                   | 21.01.24                          | 15.02.24 |
| 2        | Проектування головної електричної схеми станції. (розділ 1 БДР)                    | 16.02.24                          | 15.03.24 |
| 3        | Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та струмоведучих частин (розділи 2, 3 БДР) | 16.03.24                          | 10.04.24 |
| 4        | Експлуатація кабельних ліній (розділ 4 БДР)                                        | 11.04.24                          | 11.05.24 |
| 5        | Охорона праці (розділ 5 БДР)                                                       | 12.04.24                          | 19.05.24 |
| 6        | Формування висновків по роботі. Оформлен-<br>ня пояснювальної записки              | 20.05.24                          | 24.05.24 |
| 7        | Виконання ілюстративної частини та оформ-<br>лення презентації                     | 25.05.24                          | 04.06.24 |
|          | Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист                                        | 05.06.24                          | 07.06.24 |
|          | Рецензування БДР                                                                   | 08.06.24                          | 10.06.24 |
|          | Захист БДР                                                                         | За графіком                       |          |

Студент  
Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

Ю. О. Олійник

П. Д. Лежнюк

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Олійник Юрій Олександрович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 36 МВт з аналізом питань експлуатації кабельних ліній». Бакалаврська дипломна робота. Вінниця: ВНТУ. 2024. 78 с.

На укр. мові. Бібліографій: 34. Рисуноків: 14. Таблиць: 18.

В бакалаврській роботі спроектована електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 36 МВт. Виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано основне та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схем відкритих розподільних установок підвищених напруг і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї. В розділі охорони праці проведено аналіз умов праці під час виконання робіт, пов'язаних з обслуговуванням електрообладнання станції.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, кабельна лінія, електрична станція, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, заземлювальний пристрій, експлуатація.

## **ABSTRACT**

Oliinyk Yuriy "The electrical part of the thermal power plant with a capacity of 36 MW with an analysis of the issues of the operation of cable lines." Bachelor thesis. Vinnytsia: VNTU. 2024. 78 p.

In ukrainian Bibliographies: 34. Figures: 14. Tables: 18.

The electrical part of a thermal power plant with a capacity of 36 MW was designed in the bachelor thesis. The calculation of electrical load schedules was performed, the main and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, the schemes of open switchgears of increased voltages and the scheme of own needs were selected; switching equipment, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, battery. In the labor protection section, an analysis of working conditions during the performance of work related to the maintenance of the station's electrical equipment was carried out.

Keywords: thermal power plant, cable line, power station, open switchgear, storage battery, grounding device, operation

## ЗМІСТ

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСТУП .....                                                                                          | 4  |
| 1 ПРОЕКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ТЕЦ.....                                                   | 8  |
| 1.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції .....                                        | 8  |
| 1.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ .....                                                             | 13 |
| 1.3 Вибір структурної схеми ТЕЦ .....                                                                | 14 |
| 1.4 Вибір електричних схем з'єднань ВРУ-35 кВ та ГРУ-10 кВ.....                                      | 17 |
| 1.5 Вибір схеми власних потреб ТЕЦ .....                                                             | 20 |
| 2. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ. ....                                                      | 22 |
| 3. ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ, СТРУМОВЕДУЧИХ<br>ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК..... | 34 |
| 3.1 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратич-<br>ного струму .....           | 34 |
| 3.2 Вибір комутаційних апаратів.....                                                                 | 36 |
| 3.3 Вибір струмоведушних частин .....                                                                | 37 |
| 3.4 Вибір струмообмежувальних реакторів .....                                                        | 42 |
| 3.5 Вибір вимірювальних трансформаторів .....                                                        | 44 |
| 3.6 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загород-<br>жувачів .....                  | 47 |
| 4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 ТА 0,4 КВ .....                                                    | 48 |
| 4.1 Монтаж кабельних ліній. Порядок підготовки до пуску, порядок пуску<br>й зупинки.....             | 53 |
| 4.2 Порядок роботи під час нормальної експлуатації .....                                             | 57 |
| 4.3 Перевірка технічного стану, випробування кабельних ліній .....                                   | 57 |
| 5 ОХОРОНА ПРАЦІ .....                                                                                | 63 |
| 5.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрооб-<br>ладнання .....             | 63 |
| 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії .....                                    | 68 |
| 5.3 Пожежна безпека.....                                                                             | 71 |

|                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВИСНОВКИ .....                                                                                                | 74 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....                                                                              | 75 |
| Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки кваліфікаційної роботи<br>на наявність текстових запозичень..... | 79 |
| ДОДАТОК Б (довідниковий). Значення випробувальної випрямленої на-<br>пруги .....                              | 80 |
| ДОДАТОК В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....                                                           | 81 |

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сучасні тенденції розвитку економіки, обтяжені військовою агресією з боку росії, визначають ослаблення енергетичної безпеки України, яке проявляється у зростанні зовнішньої енергозалежності, фізичного та морального зносу виробничих потужностей у сфері виробництва та передачі електроенергії.

На сьогодні енергетична галузь опинилась під ударом. Практично все силове електрообладнання, що встановлене в ОЕС України, виготовлено в середині минулого століття. Його значна частина вже відпрацювала встановлений термін роботи (ресурс). Так, для генерувального устаткування ТЕС ця доля складає близько 90 %, а для трансформаторного – більше 60 %. Аналогічна ситуація має місце і в інших країнах. Однак заміна в широких масштабах застарілого електрообладнання практично і економічно не завжди доцільна, а в більшості випадків і не можлива. Найбільш доцільний шлях вирішення цієї проблеми полягає в проведенні обстеження та визначенні можливості подальшої надійної роботи основного обладнання. При цьому проводиться оцінка його технічного стану з метою визначення подальшої працездатності, можливості продовження терміну експлуатації, а також обсягів реконструкції, модернізації чи заміни на нове [1].

З поступовою трансформацією економіки країни, і, як наслідок, структури споживання електроенергії, із зростанням частки ВДЕ змінюється і географія генерації електроенергії, яка стає більш розподіленою. Водночас, спостерігаються зміни в енергетичному середовищі, завдяки впровадженню політики енергоефективного низьковуглецевого розвитку [2].

Перехід до розробки та використання хоча й більш дорогої, але принципово нової техніки, крім суттєвого поліпшення техніко-економічних показників самого обладнання та електроенергетичної системи може дати ще один позитивний ефект – подовження ресурсу іншого обладнання, яке знаходиться в експлуатації. Оснащення нових електростанцій і тих, що реконс-

туються, новою технікою буде здійснюватись в основному на базі перспективних розробок – нові серії вибухо- і пожежобезпечних генераторів без водневого охолодження, в тому числі асинхронізованих турбогенераторів з широкими можливостями споживання і видачі реактивної потужності, підтримки стійкості в енергосистемі, а також високоекономічного регульованого електропривода механізмів власних потреб.

Підсумовуючи вищезазначене, можна сказати, що необхідність в модернізації теплових електростанцій України є нагальною як з економічного та технічного боку, так і з боку екологічної безпеки та виконання міжнародних зобов'язань в сфері охорони навколишнього середовища. Теплова енергетика України повинна зазнати суттєвих перетворень в найближче десятиліття. Енергетичні підприємства України мають вжити заходів щодо підвищення якості палива, оновлення генеруючого обладнання та встановлення високоефективного очисного устаткування.

Розв'язання проблеми регулювання добового графіка навантажень частково можливе за рахунок встановлення нових, сучасних, екологічно безпечних та маневрених теплових електростанцій. Це також дозволить підвищити запаси зі статичної стійкості енергосистеми.

У сфері енергетики з 24-го лютого 2022 року було запроваджено ряд регуляторних змін, покликаних стабілізувати галузь та вирішити критичні проблеми. Цей процес продовжується, оскільки очікується, що опалювальний сезон 2024-2025 року буде надзвичайно складним [2, 3].

Останнім часом спостерігається зсув у сторону проектування та будівництва теплових електростанцій (ТЕЦ) малої потужності. Це дозволяє прив'язати їх до окремих населених пунктів або виробничих комплексів. Важливою особливістю таких станцій є їх розташування поблизу джерел місцевого дешевого палива.

Постійне зростання тарифів на паливно-енергетичні ресурси та їх транспортування, а також старіння технологічного обладнання електростанцій призводить до підвищення собівартості виробництва електричної та

теплової енергії. Щоб забезпечити позитивну рентабельність виробництва електроенергії, енергетичні підприємства в умовах ринкової економіки змушені підвищувати тарифи на електричну та теплову енергію.

Ці тенденції вказують на потребу у гнучкості та ефективності у виробництві енергії, а також на перехід до більш сталого та інноваційного енергетичного майбутнього. Використання малих ТЕЦ та відновлювальних джерел енергії може стати важливим кроком в цьому напрямку [4, 5].

Отже для України в умовах ринкової економіки будівництво малих електростанцій є особливо важливою справою. За своєю структурою вони можуть бути двох видів. Перший – це когенераційна установка в складі дизельного двигуна або газотурбінної установки, скидне тепло яких використовується для підігріву води у мережі. Другий вид – це класичні ТЕЦ в складі котельних агрегатів та теплофікаційних турбін невеликої потужності. Такі ТЕЦ можуть працювати або автономно, або в загальній електричній мережі. Завдяки цим ТЕЦ значно знижується собівартість продукції підприємствами через зменшення складової затрат електричної енергії.

Таким чином, проектування електричної частини ТЕЦ потужність 36 МВт є актуальною задачею.

В даній роботі розглядаються питання проектування електричної частини конденсаційної електростанції та дослідження задач обслуговування синхронних машин, що застосовуються на електростанціях. Таким чином, тема роботи є актуальною.

**Мета і задачі дослідження.** Метою бакалаврської дипломної роботи є підвищення ефективності функціонування і забезпечення більш надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи за рахунок проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 36 МВт; аналіз питань експлуатації кабельних ліній в електричних мережах.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- дослідження існуючих методів, що використовуються під час

проектуванні електростанцій;

- проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів;
- дослідження питань експлуатації кабельних мереж;
- аналіз умов праці, розроблення технічних рішень з охорони праці під час обслуговування обладнання ТЕЦ.

**Об'єктом дослідження** бакалаврської дипломної роботи є електрична частина електростанції.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електричних станцій та підстанцій.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Результати теоретичних досліджень, викладені у [6], отримані у Вінницькому національному технічному університеті. Основні положення дипломної роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024) [6].

# 1 ПРОЕКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ ТЕЦ

## 1.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних теплових навантажень району, що обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат в елементах електропередачі, а також витрати на власні потреби станції [7].

Під час розрахунку графіків електричних навантажень можна прийняти відносну величину постійних та змінних втрат:

- в мережах району  $\Delta P'_{1*} = 0,01$ ;  $\Delta P'_{2*} = 0,06$ ;
- в мережах системи  $\Delta P''_{1*} = 0,02$ ;  $\Delta P''_{2*} = 0,14$ .

Постійні втрати для району та системи визначаються за виразами

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{p.\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot \Delta P_{c.\max} \end{aligned} \right\} \quad (1.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 18 = 0,18 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 10 = 0,2 (\text{МВт}).$$

Змінні втрати в будь-який період доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{pt}^2}{\Delta P_{p.\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{ct}^2}{\Delta P_{c.\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{10,8^2}{18} = 0,39 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{4^2}{10} = 0,22 (\text{МВт}).$$

Потужність, що видається до шин РУ різни напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.вид.1} &= P_{p1} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{с.вид.1} &= P_{с1} + \Delta P_{1с} + \Delta P_{2ст1}; \end{aligned} \right\} \quad (1.3)$$

$$P_{p.вид.1} = 10,8 + 0,18 + 0,39 = 11,37 \text{ МВт};$$

$$P_{с.вид.1} = 4 + 0,2 + 0,22 = 4,42 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{.вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{с.вид.t}; \quad (1.4)$$

$$P_{вид.1} = 11,37 + 4,42 = 15,79 \text{ МВт}.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{ВП1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{видt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P_{ВП'}}{100} \cdot P_{вид.мах}; \quad (1.5)$$

$$P_{ВП1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{15,79}{18} \right) \frac{8 \cdot 30,86}{100} = 1,64 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається генераторами станції:

$$P_{виpt} = P_{видt} + P_{ВПt}; \quad (1.6)$$

$$P_{виpt} = 15,76 + 1,64 = 17,43 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом [7] розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби та річний графік за тривалістю навантаження. Дані розрахунку для побудови зводяться в табл. 1.1, 1.2.

За даними табл. 1.1 будуються такі графіки потужності: потужність, що віддається в місцевий район; потужність, що віддається в систему; потужність, що виробляється генераторами (рис. 1.1); річний графік по тривалості (рис. 1.2).

Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні технічні показники роботи станції.

Таблиця 1.1 – Дані для побудови електричних графіків навантажень

| Дані для побудови графіків електричних навантажень         | Час доби | 0-6   | 6-8   | 8-12  | 12-14 | 14-16 | 16-18 | 18-20 | 20-24 |
|------------------------------------------------------------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Навантаження місцевого району, %                           | Зима     | 60    | 60    | 100   | 90    | 80    | 70    | 80    | 60    |
|                                                            | Літо     | 54    | 54    | 90    | 81    | 72    | 63    | 72    | 54    |
| Навантаження місцевого району, МВт                         | Зима     | 10,8  | 10,8  | 18    | 16,2  | 14,4  | 12,6  | 14,4  | 10,8  |
|                                                            | Літо     | 9,72  | 9,72  | 16,2  | 14,58 | 12,96 | 11,34 | 12,96 | 9,72  |
| Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | Зима     | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  |
|                                                            | Літо     | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  | 0,18  |
| Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт   | Зима     | 0,39  | 0,39  | 1,08  | 0,87  | 0,69  | 0,53  | 0,69  | 0,39  |
|                                                            | Літо     | 0,31  | 0,31  | 0,87  | 0,71  | 0,56  | 0,43  | 0,56  | 0,31  |
| Потужність, що віддається в місцевий район, МВт            | Зима     | 11,37 | 11,37 | 19,26 | 17,25 | 15,27 | 13,31 | 15,27 | 11,37 |
|                                                            | Літо     | 10,21 | 10,21 | 17,25 | 15,47 | 13,70 | 11,95 | 13,70 | 10,21 |
| Потужність, що віддається в систему, %                     | Зима     | 40    | 60    | 100   | 85    | 80    | 65    | 70    | 50    |
|                                                            | Літо     | 36    | 54    | 90    | 76,5  | 72    | 58,5  | 63    | 45    |
| Потужність, що віддається в систему, МВт                   | Зима     | 4     | 6     | 10    | 8,5   | 8     | 6,5   | 7     | 5     |
|                                                            | Літо     | 3,6   | 5,4   | 9     | 7,65  | 7,2   | 5,85  | 6,3   | 4,5   |
| Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт          | Зима     | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   |
|                                                            | Літо     | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   | 0,2   |
| Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт            | Зима     | 0,22  | 0,50  | 1,40  | 1,01  | 0,90  | 0,59  | 0,69  | 0,35  |
|                                                            | Літо     | 0,18  | 0,41  | 1,13  | 0,82  | 0,73  | 0,48  | 0,56  | 0,28  |
| Потужність, що віддається в шини (РУ)                      | Зима     | 4,42  | 6,70  | 11,60 | 9,71  | 9,10  | 7,29  | 7,89  | 5,55  |
|                                                            | Літо     | 3,98  | 6,01  | 10,33 | 8,67  | 8,13  | 6,53  | 7,06  | 4,98  |
| Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт       | Зима     | 15,79 | 18,07 | 30,86 | 26,97 | 24,37 | 20,60 | 23,16 | 16,92 |
|                                                            | Літо     | 14,20 | 16,22 | 27,59 | 24,14 | 21,83 | 18,48 | 20,76 | 15,20 |
| Витрати на власні потреби, МВт                             | Зима     | 1,64  | 1,73  | 2,26  | 2,10  | 1,99  | 1,84  | 1,94  | 1,68  |
|                                                            | Літо     | 1,57  | 1,66  | 2,12  | 1,98  | 1,89  | 1,75  | 1,84  | 1,61  |
| Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт           | Зима     | 17,43 | 19,80 | 33,12 | 29,06 | 26,36 | 22,44 | 25,10 | 18,60 |
|                                                            | Літо     | 15,77 | 17,88 | 29,71 | 26,12 | 23,71 | 20,23 | 22,60 | 16,81 |

Примітки: 1. Максимальне навантаження на власні потреби :  $P'_{ВП} = 8\%$ .

2. Коефіцієнт попиту:  $K_{п} = 0,85$ .

3. Тривалість зимового та літнього періоду: 183/182 доби.

Таблиця 1.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

|                      |       |       |       |       |       |       |       |       |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| P, МВт               | 33,12 | 29,71 | 29,06 | 26,36 | 26,12 | 25,10 | 23,71 | 22,60 |
| t, год               | 732   | 728   | 366   | 366   | 364   | 366   | 364   | 364   |
| t <sub>Σ</sub> , год | 732   | 1460  | 1826  | 2192  | 2556  | 2922  | 3286  | 3650  |
| P, МВт               | 22,44 | 20,23 | 19,80 | 18,60 | 17,88 | 17,43 | 16,81 | 15,77 |
| t, год               | 366   | 364   | 366   | 732   | 364   | 1098  | 728   | 1092  |
| t <sub>Σ</sub> , год | 4016  | 4380  | 4746  | 5478  | 5842  | 6940  | 7668  | 8760  |

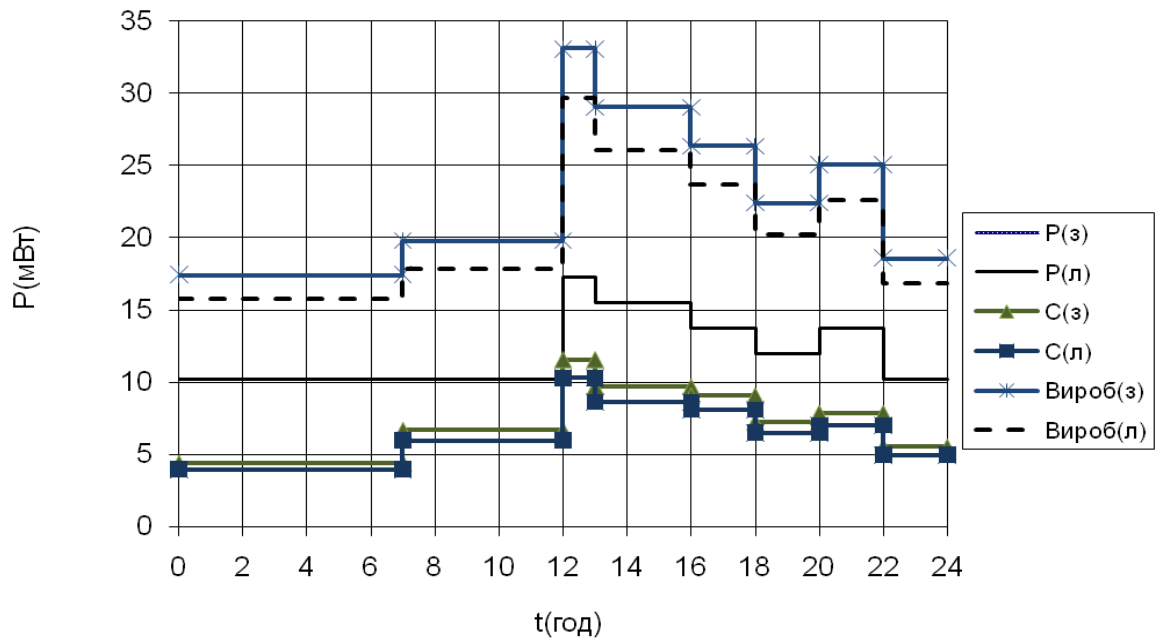


Рисунок 1.1 – Добові графіки електричних навантажень

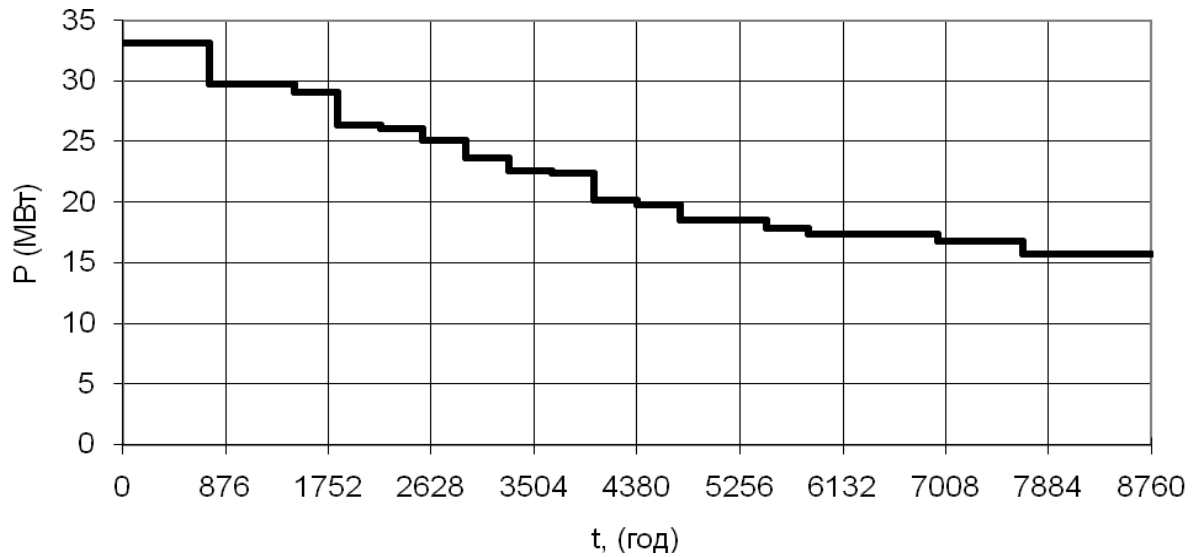


Рисунок 1.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

Використовуючи річний графік по тривалості, розрахуємо техніко-економічні показники роботи станції [7].

1). Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 33,12 \text{ (МВт)}.$$

2). Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 2 \cdot 6 + 2 \cdot 12 = 36 \text{ (МВт)}.$$

3). Річний виробіток електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i ; \quad (1.7)$$

$$E_p = (6 \cdot 17,43 + 2 \cdot 19,8 + 4 \cdot 33,12 + 2 \cdot 29,06 + 2 \cdot 26,36 + 2 \cdot 22,44 + \\ + 2 \cdot 25,10 + 4 \cdot 18,6) \cdot 183 + (6 \cdot 15,77 + 2 \cdot 17,88 + 4 \cdot 29,71 + 2 \cdot 26,12 + 2 \cdot 23,71 + \\ + 2 \cdot 20,23 + 2 \cdot 22,6 + 4 \cdot 16,81) \cdot 182 = 193251,3 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

4). Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{T} ; \quad (1.8)$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{193251,3}{8760} = 22,06 \text{ (МВт)}.$$

5). Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} ; \quad (1.9)$$

$$K_3 = \frac{22,06}{33,12} = 0,67.$$

6). Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}} ; \quad (1.10)$$

$$K_B = \frac{22,06}{36} = 0,61.$$

7). Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}; \quad (1.11)$$

$$T_{\max} = \frac{193251,3}{33,12} = 5835,36 \text{ (год)}.$$

8). Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}; \quad (1.12)$$

$$T_{\text{вст}} = \frac{193251,3}{36} = 5368,09 \text{ (год)}.$$

9). Коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}; \quad (1.13)$$

$$K_{\text{рез}} = \frac{36}{33,12} = 1,09.$$

## 1.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ

До основного енергетичного обладнання ТЕЦ відносяться парогенератори, турбіни та синхронні електричні генератори. Технічні параметри основного обладнання наведені в табл. 1.3-1.5 [7].

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики турбін

| Тип турбіни | Номінальна потужність, МВт | Тиск свіжої пари, ата | Температура свіжої пари, °С | Витрата свіжої пари при ном. навантаженні, т/год | К-ть |
|-------------|----------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------------------------|------|
| P-6-35/5    | 6                          | 35                    | 435                         | 69,9                                             | 2    |
| P-12-90/31  | 12                         | 90                    | 535                         | 188,4                                            | 2    |

Таблиця 1.4 – Параметри парогенераторів

| Марка котлоагрегату | Продуктивність, т/год | Параметри пари      |                      |       | Паливо  | К-ть |
|---------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|-------|---------|------|
|                     |                       | Тиск на виході, ата | Температура пари, °С |       |         |      |
|                     |                       |                     | Перв.                | Втор. |         |      |
| Е-75-40             | 75                    | 40                  | 440                  | -     | Вугілля | 2    |
| Е-210/140           | 210                   | 140                 | 540                  | -     | Вугілля | 2    |

Таблиця 1.5 – Параметри турбогенераторів

| Марка    | Потужність |           | Напруга $U_{н1}$ , кВ | $\cos\varphi_n$ | $x''_d$ | $I_n$ , кА | Схема з'єднання обм. | К-ть |
|----------|------------|-----------|-----------------------|-----------------|---------|------------|----------------------|------|
|          | $S$ , МВА  | $P$ , МВт |                       |                 |         |            |                      |      |
| T-6-2УЗ  | 7,5        | 6         | 10,5                  | 0,8             | 0,119   | 0,412      | У                    | 2    |
| T-12-2УЗ | 15         | 12        | 10,5                  | 0,8             | 0,131   | 0,825      | У                    | 2    |

### 1.3 Вибір структурної схеми ТЕЦ

Визначаємо число ліній електропередачі (ЛЕП), які живлять споживачів від шин РУ різних напруг [7].

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (1.14)$$

де  $P_{\max'}$  – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{гр}}$  – пропускна здатність лінії або гранична потужність лінії, МВт.

$$n_c = \frac{11,6}{15} + 1 = 1,77 \approx 2 \text{ шт.}$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{П}} \cdot P_{\text{Г.НОМ}}; \quad (1.15)$$

Для генераторів Т-6-2УЗ:  $S_{\text{ТВП1}} \geq 0,08 \cdot 6 \cdot 0,8 = 0,384 \text{ МВА};$

Для генераторів Т-12-2УЗ:  $S_{\text{ТВП2}} \geq 0,08 \cdot 12 \cdot 0,8 = 0,768 \text{ МВА}.$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора [7, 10]:

$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,5 \cdot S_{\text{ТВП2розр.}}; \quad (1.16)$$

$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,5 \cdot 0,768 = 1,152 \text{ МВА}.$$

Визначимо перетоки потужності через трансформатор зв'язку, враховуючи, що працює два ТЗ паралельно:

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{\text{max}} = (S_{\text{Г.ВСТ.}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р. max}}) / K; \quad (1.17)$$

$$S_{\text{max}} = \left( 2 \cdot (7,5 - 0,384) + 2(15 - 0,768) - \frac{19,26}{0,8} \right) / 1,4 = 13,3 \text{ МВА},$$

тут  $K$  – коефіцієнт, який враховує перевантаження при встановленні двох трансформаторів при виході з ладу одного з них.

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{\text{min}} = (S_{\text{Г.ВСТ.}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р. min}}) / K; \quad (1.18)$$

$$S_{\text{min}} = \left( 2 \cdot (7,5 - 0,384) + 2(15 - 0,768) - \frac{10,21}{0,8} \right) / 1,4 = 21,4 \text{ МВА};$$

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{ав} = (S_{Г.ВСТ1.} - S_{ВПmax} - S_{р. max}) / 2; \quad (1.19)$$

$$S_{ав} = \left( 2 \cdot (7,5 - 0,384) + 1(15 - 0,768) - \frac{19,26}{0,8} \right) / 2 = 2,2 \text{ МВА.}$$

Намічаємо структурну схему ТЕЦ (рис. 1.3). Параметри трансформаторів наведені в табл.1.6.

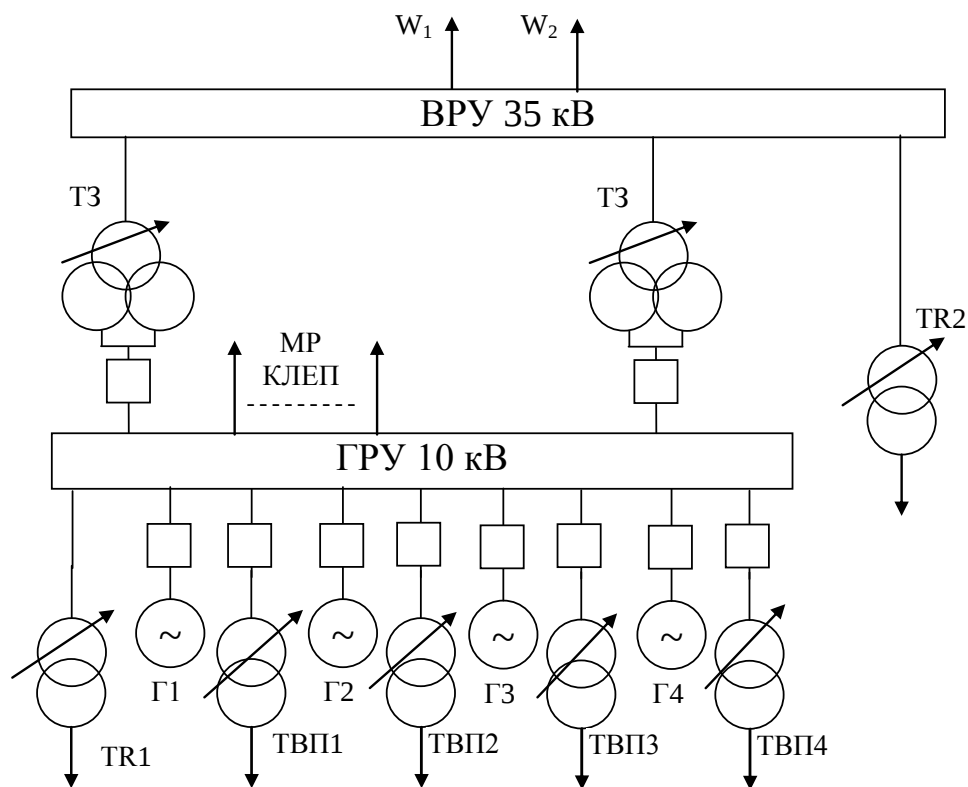


Рисунок 1.3 – Структурна схема станції

Оскільки структурна схема ТЕЦ передбачає поперечні зв'язки по парі й схема неблочного типу, на станції передбачено генераторну РУ (ГРУ-10 кВ), яка виконана по схемі «одна секціонована система збірних шин». Між секціями потрібно встановити секційні реактори для обмеження струмів КЗ.

Таблиця 1.6 – Номінальні параметри трансформаторів [7]

| Позначення на схемі | Тип трансформатора | S <sub>НОМ</sub> ,<br>МВ<br>А | U <sub>НОМ</sub> , кВ |    |           | U <sub>k</sub> , % |
|---------------------|--------------------|-------------------------------|-----------------------|----|-----------|--------------------|
|                     |                    |                               | ВН                    | СН | НН        | ВН-НН              |
| ТЗ                  | ТРДНС-25000/35     | 25                            | 36,75                 | —  | 10,5-10,5 | 10,5               |
| ТВП1,2              | ТМН-1000/10        | 1,0                           | 10                    | —  | 6,3       | 5,5                |
| ТВП 3,4             | ТМН-1000/10        | 1,0                           | 10                    | —  | 6,3       | 5,5                |
| TR 1                | ТМН-1600/10        | 1,6                           | 10                    | —  | 6,3       | 5,5                |
| TR 2                | ТМН-1600/35        | 1,6                           | 35                    | —  | 6,3       | 6,5                |

Вибираємо секційний реактор [7]:

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,60 \cdot I_{\text{Г.НОМ}}; \quad (1.20)$$

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,60 \cdot 825 = 495 \text{ А.}$$

$$x_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}},$$

$$x_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0,495} = 0,93 \div 1,4 \text{ Ом.}$$

Приймаємо до установки реактор типу РБ 10-630-1,0УЗ: U<sub>НОМ</sub> = 10 кВ;  
I<sub>НОМ</sub> = 630 А; X<sub>p</sub> = 1,0 Ом.

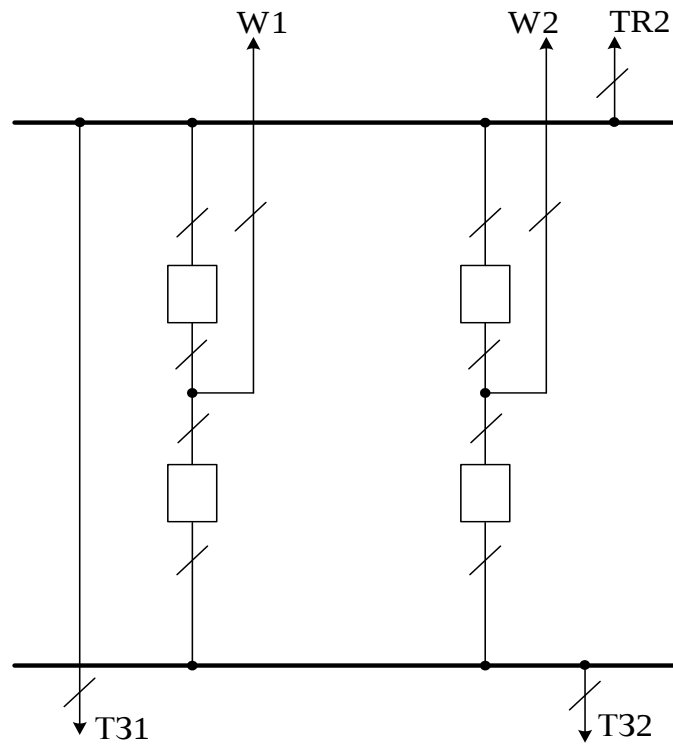
#### 1.4 Вибір електричних схем з'єднань ВРУ-35 кВ та ГРУ-10 кВ

На генераторній напрузі ТЕЦ приймаємо схему “одна секціонована система збірних шин (3 секції)” (рисунок 1.5).

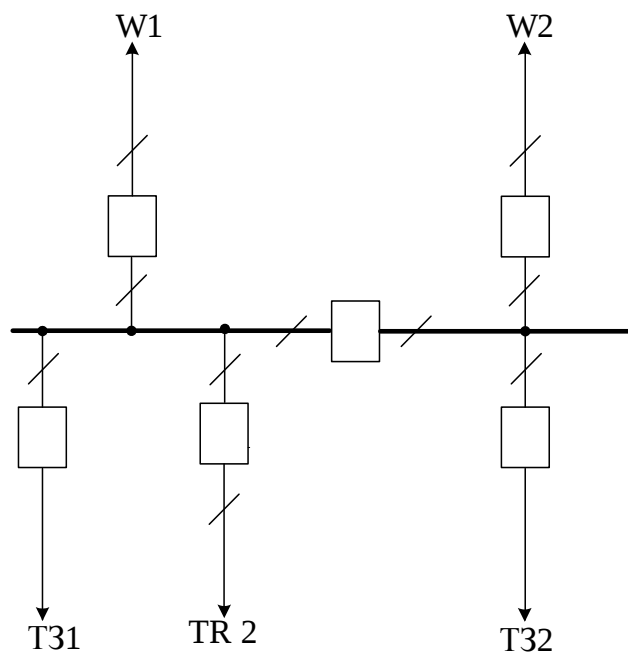
Вибір схеми ВРУ-35 кВ проводимо шляхом техніко-економічного порівняння двох варіантів [9-11]:

1-й варіант – «розширений чотирикутник»;

2-й варіант – «одна секціонована система збірних шин» (рис. 1.4).



а) схема «розширений чотирикутник»



б) схема одна секціонована система збірних шин

Рисунок 1.4 – Варіанти схем ВРУ-35 кВ

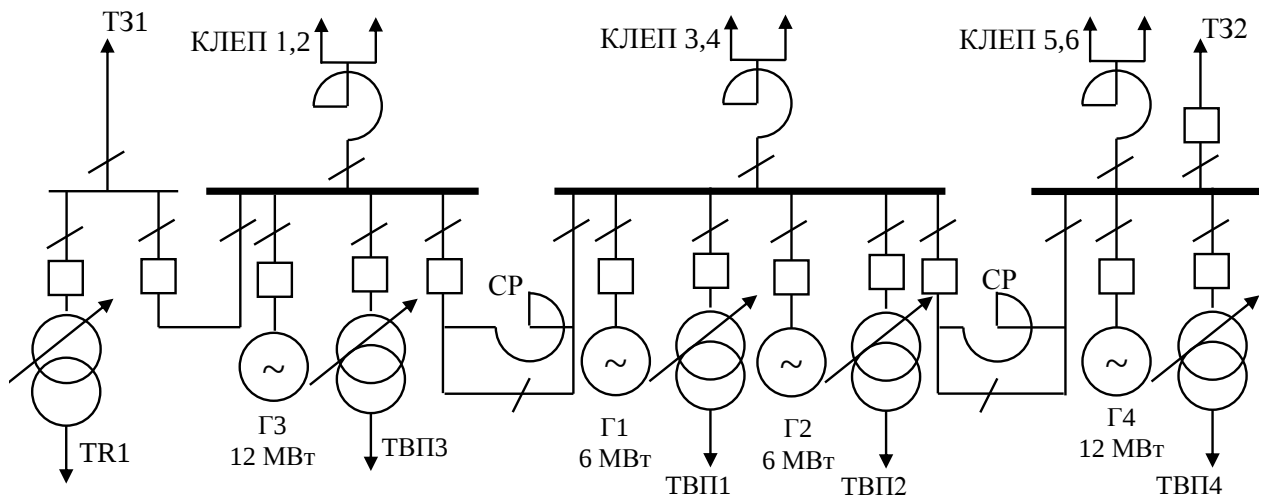


Рисунок 1.5 – Схема ГРУ 10 кВ

Вибір схеми ВРУ-35 кВ виконаємо за приведеними [7, 8].

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_H K + B, \quad (1.21)$$

де  $p_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $p_H = 0,15$ );

$K$  – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.;

$B$  – річні експлуатаційні витрати, тис. грн.

Капіталовкладення  $K$  при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо по показниках вартості комірок вимикачів [7].

$$K = n C_{\text{ком}}, \quad (1.22)$$

де  $C_{\text{ком}}$  - вартість комірки з вимикачем.

Річні експлуатаційні витрати визначаються за формулою:

$$B = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K, \quad (1.23)$$

де  $(p_a + p_0)$  – відрахування на амортизацію та обслуговування, згідно з [7]:  $(p_a + p_0) = 9,4\%$ .

Розрахуємо приведені затрати для 1-го варіанту схеми ВРУ (зв'язані багатокутники).

$$\begin{aligned} K_1 &= 4 \cdot 1100 = 4400 \text{ (тис. грн.)}; \\ B_1 &= 9,4/100 \cdot 4400 = 413,6 \text{ (тис. грн.)}; \\ Z_1 &= 0,15 \cdot 4400 + 413,6 = 1073,6 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned}$$

Приведені затрати для 2-го варіанту схеми ВРУ-35 кВ.

$$\begin{aligned} K_2 &= 6 \cdot 1100 = 6600 \text{ (тис. грн.)}; \\ B_2 &= 9,4/100 \cdot 6600 = 620,4 \text{ (тис. грн.)}; \\ Z_2 &= 0,15 \cdot 6600 + 620,4 = 1610,4 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned}$$

$\Delta Z = 33 \% > 5\%$ , отже, приймаємо I варіант головної схеми ВРУ-35 кВ – «розширений чотирикутник».

### 1.5 Вибір схеми власних потреб ТЕЦ

Споживачі власних потреб відносяться до споживачів I категорії.

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП ТЕЦ, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розподільчий пристрій ВП виконується по схемі «одна секціонована система збірних шин».

Розробляємо схему РУ ВП-6 кВ (рисунок 1.6), користуючись рекомендаціями з [7, 10].

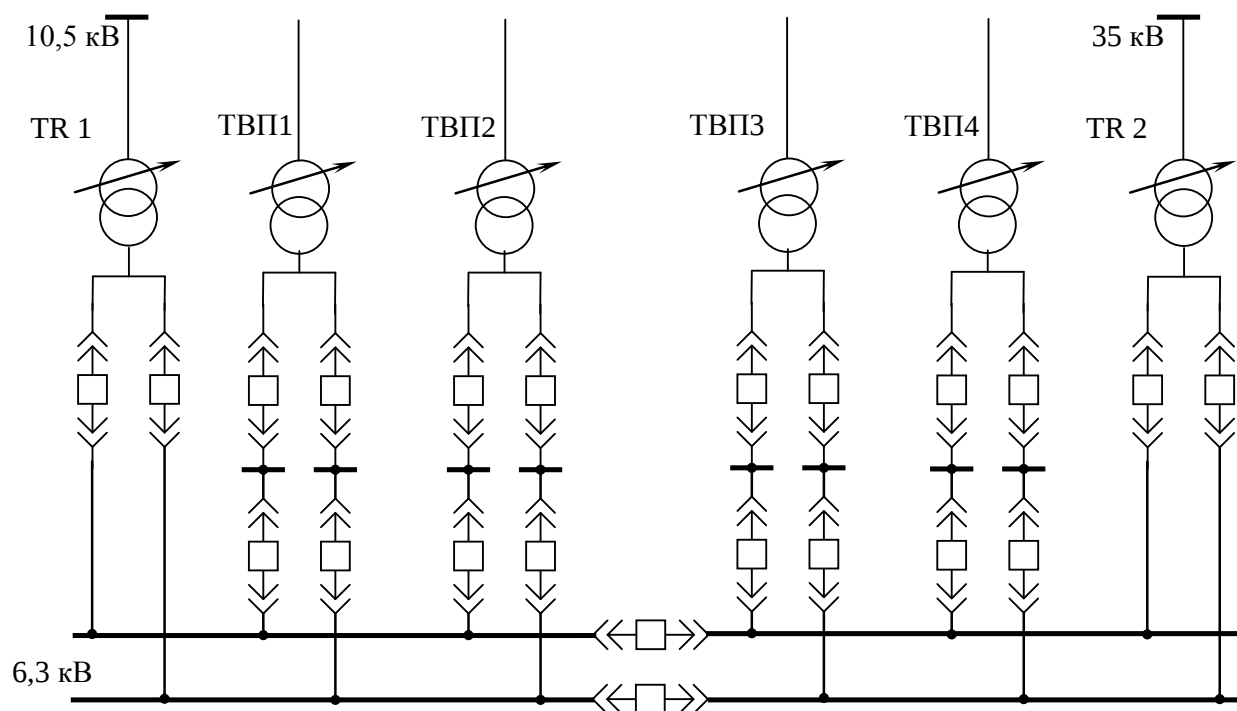


Рисунок 1.6 – Схема електропостачання системи власних потреб 6 кВ ТЕЦ

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів власних потреб, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

## 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струмів коротких замикань (КЗ) виконуємо для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

Для розрахунку струмів КЗ спочатку складаємо заступну схему електроустановки (рис. 2.1) та визначаємо параметри її елементів [7, 12]. Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи [7]. Приймаємо:  $S_б = 100 \text{ МВА}$ ;  $U_б = U_{\text{ср.ном}}$ .

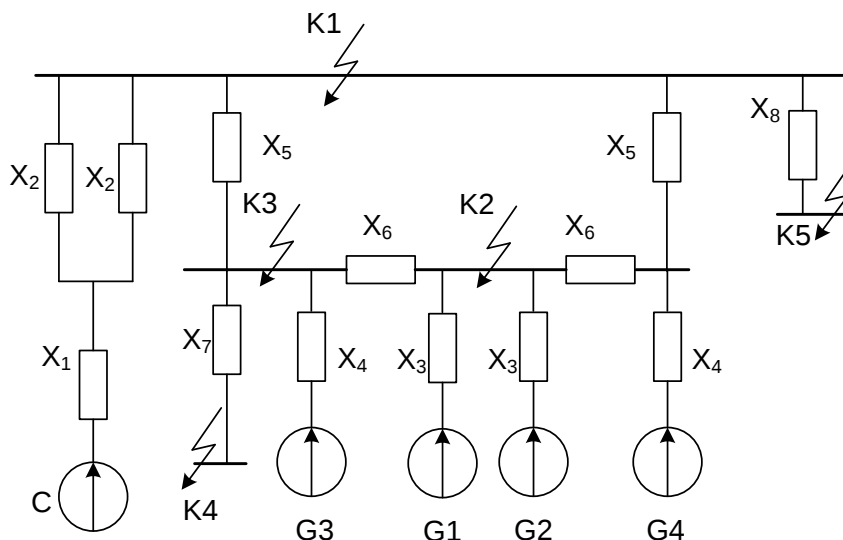


Рисунок 2.1 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- енергосистема:

$$X_c = X_{*c\text{ном}} \cdot \frac{S_б}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.1)$$

$$x_1 = x_{*c} = 0,42 \cdot \frac{100}{520} = 0,08;$$

- лінії електропередачі 35 кВ:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2}, \quad (2.2)$$

$$x_{*2} = x_w = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,73;$$

- генераторів:

$$x_{*G} = x_{d^{*}\text{НОМ}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.3)$$

$$x_3 = x_{*G1,2} = 0,119 \cdot \frac{100}{7,5} = 1,59;$$

$$x_4 = x_{*G3,4} = 0,131 \cdot \frac{100}{15} = 0,873;$$

- трансформаторів:

$$x_T = \frac{u_{\text{КВ-Н}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.4)$$

$$x_5 = x_{*T3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42;$$

- пускорезервний трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{\text{TR}} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.5)$$

$$x_7 = x_{*TR1} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 3,44;$$

$$x_8 = x_{*TR2} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 3,44.$$

Спочатку визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ за формулою [7, 12]:

$$I_{п0\_i} = \frac{E_*'' \cdot I_{6i}}{x_{рез_*i}}, \quad (2.6)$$

де  $E_*'' = 1,13$  – для генераторів потужністю 100 МВт і вище згідно [7];

$E_*'' = 1,00$  – для енергосистеми та системи власних потреб;

$I_{6i}$  – базовий струм, кА;

$x_{рез_*i}$  – результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Базовий струм [7]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.7)$$

$$I_{61} = 100/(\sqrt{3} \cdot 37) = 1,56 \text{ (кА)};$$

$$I_{62} = I_{63} = 100/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{64} = I_{65} = 100/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 9,164 \text{ (кА)}.$$

К-1. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.2).

$$x_9 = x_1 + \frac{x_2}{2};$$

$$x_9 = 0,08 + \frac{0,73}{2} = 0,445;$$

$$x_{10} = \frac{x_5}{2};$$

$$x_{10} = \frac{0,42}{2} = 0,21;$$

$$x_{11} = \frac{x_4}{2};$$

$$x_{11} = \frac{0,873}{2} = 0,437;$$

$$x_{12} = \frac{x_3}{2};$$

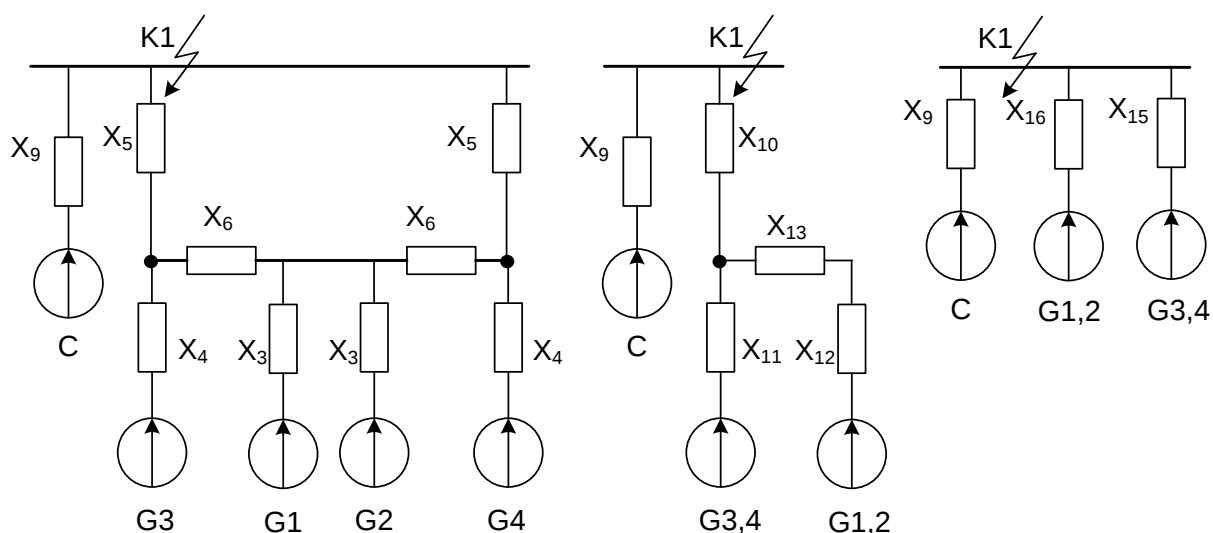


Рисунок 2.2 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_{12} = \frac{1,59}{2} = 0,8;$$

$$x_{13} = \frac{x_6}{2};$$

$$x_{13} = \frac{0,91}{2} = 0,455;$$

$$x_{14} = x_{13} + x_{12};$$

$$x_{14} = 0,455 + 0,8 = 1,255.$$

Розподіляємо  $x_{10}$  між  $x_{11}$  та  $x_{14}$  [7]:

$$x_{\Delta} = x_{10} \cdot (x_{11} + x_{14});$$

$$x_{15} = x_{11} + x_{\Delta} / x_{14};$$

$$x_{16} = x_{14} + x_{\Delta} / x_{11}.$$

$$x_{\Delta} = 0,21 \cdot (0,437 + 1,255) = 0,355;$$

$$x_{15} = 0,437 + 0,355 / 1,255 = 0,72;$$

$$x_{16} = 1,2555 + 0,355 / 0,437 = 2,07.$$

Розрахуємо струми  $I_{по}$  :

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,445} \cdot 1,56 = 3,506 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1,2}} = \frac{1,08}{2,07} \cdot 1,56 = 0,814 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3,4}} = \frac{1,08}{0,72} \cdot 1,56 = 2,34 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для інших точок проводимо аналогічно. Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.3.

К-2. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>2</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.3).

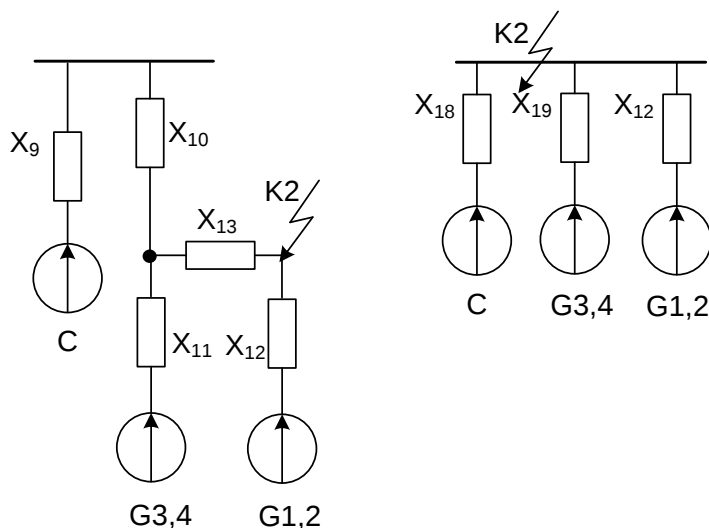


Рисунок 2.3 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

$$x_{17} = x_9 + x_{10};$$

$$x_{17} = 0,445 + 0,21 = 0,655.$$

Розподіляємо  $x_{13}$  між  $x_{11}$  та  $x_{17}$  [7]:

$$x_{\Delta} = x_{13} \cdot (x_{11} + x_{17});$$

$$x_{18} = x_{17} + x_{\Delta} / x_{11};$$

$$x_{19} = x_{11} + x_{\Delta} / x_{17}.$$

$$x_{\Delta} = 0,455 \cdot (0,437 + 0,655) = 0,5;$$

$$x_{18} = 0,655 + 0,5 / 0,437 = 1,8;$$

$$x_{19} = 0,437 + 0,5 / 0,655 = 1,2.$$

Розрахуємо струми  $I_{\text{по}}$  :

$$I_{\text{поC}} = \frac{1}{1,8} \cdot 5,5 = 3,056 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поG3,4}} = \frac{1,08}{1,2} \cdot 5,5 = 4,95 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поG1,2}} = \frac{1,08}{0,8} \cdot 5,5 = 7,425 \text{ (кА)}.$$

К-3. Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_3$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.4).

Перетворюємо трикутник з  $x_{12}$ ,  $x_4$  та  $x_6$  в зірку [7]:

$$x_{\Delta} = x_3 + x_4 + x_{12};$$

$$x_{20} = x_{12} \cdot x_6 / x_{\Delta};$$

$$x_{21} = x_4 \cdot x_6 / x_{\Delta};$$

$$x_{22} = x_{12} \cdot x_4 / x_{\Delta}.$$

$$x_{\Delta} = 0,91 + 0,873 + 0,8 = 3,493;$$

$$x_{20} = 0,8 \cdot 0,91 / 3,493 = 0,21;$$

$$x_{21} = 0,873 \cdot 0,91 / 3,493 = 0,23;$$

$$x_{22} = 0,8 \cdot 0,873 / 3,493 = 0,2;$$

$$x_{23} = x_6 + x_{20};$$

$$x_{23} = 0,91 + 0,21 = 1,12;$$

$$x_{24} = x_5 + x_{21};$$

$$x_{24} = 0,42 + 0,23 = 0,65.$$

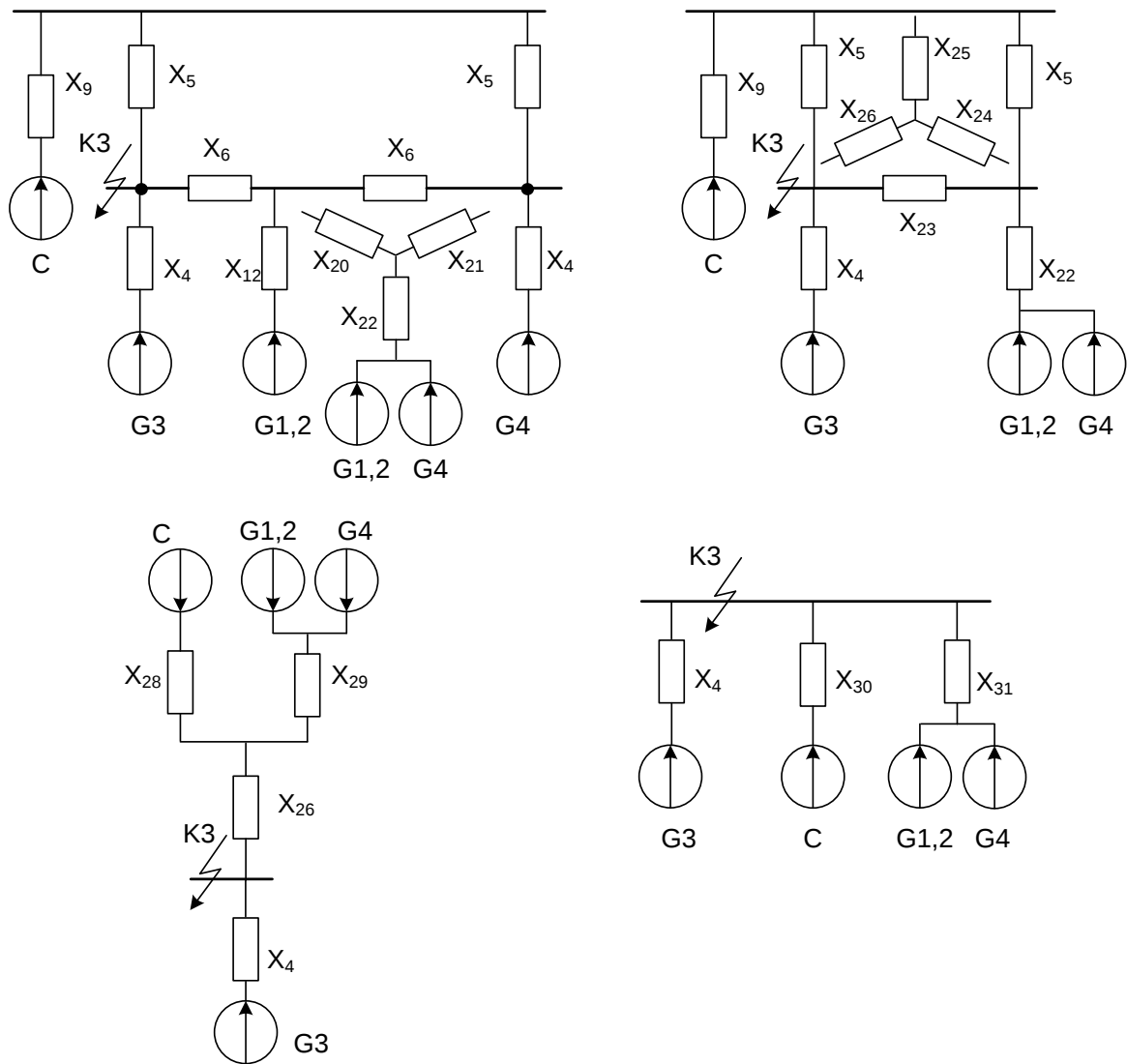


Рисунок 2.4 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Перетворюємо трикутник з  $x_5$ ,  $x_{24}$  та  $x_{23}$  в зірку:

$$x_{\Delta} = x_5 + x_{24} + x_{23};$$

$$x_{25} = x_5 \cdot x_{24} / x_{\Delta};$$

$$x_{26} = x_5 \cdot x_{23} / x_{\Delta};$$

$$x_{27} = x_{23} \cdot x_{24} / x_{\Delta}.$$

$$x_{\Delta} = 0,42 + 1,12 + 0,65 = 2,19;$$

$$x_{25} = 0,42 \cdot 0,65 / 2,19 = 0,125;$$

$$x_{26} = 0,42 \cdot 1,12 / 2,19 = 0,215;$$

$$x_{27} = 1,12 \cdot 0,65 / 2,19 = 0,332;$$

$$x_{28} = x_9 + x_{25};$$

$$x_{28} = 0,445 + 0,125 = 0,57;$$

$$x_{29} = x_{22} + x_{27};$$

$$x_{29} = 0,2 + 0,332 = 0,532.$$

Розподіляємо  $x_{26}$  між  $x_{28}$  та  $x_{29}$ :

$$x_{\Delta} = x_{26} \cdot (x_{28} + x_{29});$$

$$x_{30} = x_{28} + x_{\Delta} / x_{29};$$

$$x_{31} = x_{29} + x_{\Delta} / x_{28}.$$

$$x_{\Delta} = 0,215 \cdot (0,57 + 0,532) = 0,237;$$

$$x_{30} = 0,57 + 0,237 / 0,532 = 1,02;$$

$$x_{31} = 0,532 + 0,237 / 0,57 = 0,95.$$

Розрахуємо струми  $I_{\text{по}}$  :

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,02} \cdot 5,5 = 5,392 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1,2,4}} = \frac{1,08}{0,95} \cdot 5,5 = 6,252 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3}} = \frac{1,08}{0,87} \cdot 5,5 = 6,804 \text{ (кА)}.$$

Оскільки сумарна потужність генераторів Г1,2 дорівнює потужності генератора Г3, а також  $E_{\text{Г1,2}} = E_{\text{Г4}}$ , то розподіляємо струми у вітці  $x_{31}$  порівну між цими двома джерелами, тобто  $I_{\text{по G1,2}} = I_{\text{по G4}} = 6,252 / 2 = 3,126 \text{ кА}$ .

К-4. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_4$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.5).

$$x_{32} = \frac{1}{\frac{1}{x_{17}} + \frac{1}{x_{14}} + \frac{1}{x_{11}}} + x_7;$$

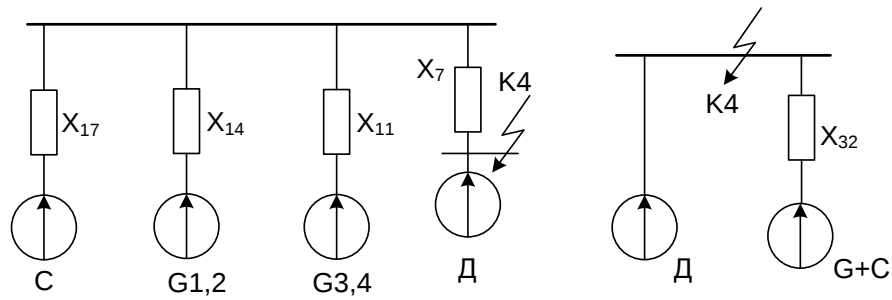


Рисунок 2.5 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$x_{32} = \frac{1}{\frac{1}{0,655} + \frac{1}{1,255} + \frac{1}{0,437}} + 3,44 = 3,66.$$

$$I_{\text{по } C+G} = \frac{1}{3,66} \cdot 9,164 = 2,504 (\text{кА});$$

$$I_{\text{по } Д} = 4,0 \frac{\sum P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{\text{ТР.розр}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (2.8)$$

$$I_{\text{по } Д} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 1,6}{6} = 1,333 (\text{кА}).$$

К-5. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>5</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.6).

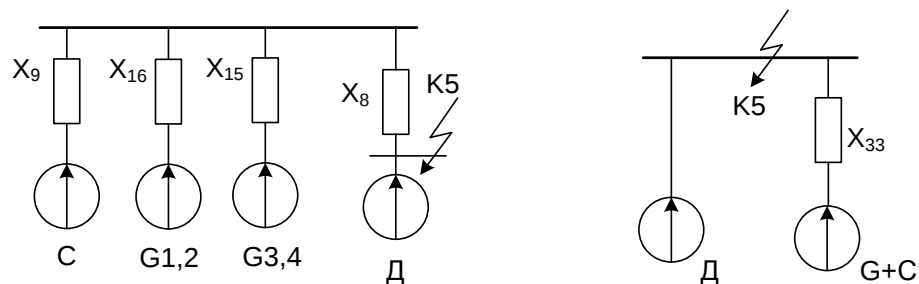


Рисунок 2.6 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$x_{33} = \frac{1}{\frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_{16}} + \frac{1}{x_{15}}} + x_8;$$

$$x_{33} = \frac{1}{\frac{1}{0,445} + \frac{1}{2,07} + \frac{1}{0,72}} + 3,44 = 3,68.$$

$$I_{\text{по C+G}} = \frac{1}{3,68} \cdot 9,164 = 2,49 (\text{кА}).$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К-4.

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу  $\tau$  [7]:

$$\left. \begin{aligned} & \text{- періодичну: } I_{\text{п},\tau} = \gamma_{\text{п},\tau} \cdot I_{\text{п},0}; \\ & \text{- аперіодичну: } i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\tau/T_{\text{а}}}; \\ & \text{- ударний струм: } i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{п},0}, \end{aligned} \right\} \quad (2.9)$$

де  $t_{\text{ВВ}}$  – власний час вимикання вимикача, с:  $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$ ;

Попередньо приймаємо вимикачі [8] (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Попередній вибір вимикачів

| Місце встановлення | Тип вимикача                | $t_{\text{ВВ}}, \text{с}$        |
|--------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| ВРУ 35 кВ          | ВБНК-35                     | $t_{\text{ВВ}} = 0,05 \text{ с}$ |
| ГРУ 10 кВ          | МГГ-10                      | $t_{\text{ВВ}} = 0,12 \text{ с}$ |
| РУВП 6 кВ          | ВР1 (комірка КРУ типу КУ10) | $t_{\text{ВВ}} = 0,04 \text{ с}$ |

Визначимо коефіцієнти  $\gamma_{\text{п},\tau}$  для генераторних віток:

**К<sub>1</sub>** а)  $G_{1,2}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 7,5 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 0,237 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{\text{п},0} / I'_{\text{НОМ}} = 0,814 / 0,237 = 3,44; \quad \gamma_{\text{п},\tau} = 0,96.$$

б)  $G_{3,4}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 15 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 0,468 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п},0} / I'_{\text{НОМ}} = 2,34 / 0,468 = 5; \quad \gamma_{\text{п},\tau} = 0,85.$$

**K<sub>2</sub>** а) G<sub>1,2</sub>

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 7,5 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 0,824 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 7,425 / 0,824 = 9; \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,63.$$

б) G<sub>3,4</sub>

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 15 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1,65 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,95 / 1,65 = 3; \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,86.$$

**K<sub>3</sub>** а) G<sub>1,2</sub>

$$I'_{\text{НОМ}} = 0,824; \quad t = \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 3,126 / 0,824 = 3,8; \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,81.$$

б) G<sub>4</sub>

$$I'_{\text{НОМ}} = 0,825 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 3,126 / 0,825 = 3,8; \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,81.$$

в) G<sub>3</sub>

$$I'_{\text{НОМ}} = 0,825 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 6,804 / 0,825 = 8,2; \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,65.$$

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [7]:

$$I_{\text{п,}\tau,\text{Д}} = I_{\text{п,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,07};$$

$$i_{\text{а,}\tau,\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,04};$$

$$i_{\text{у,Д}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot K_{\text{у,Д}};$$

$$I_{\text{п,}\tau,\text{Д}} = 1,333 \cdot e^{-0,05/0,07} = 0,653 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{а,}\tau,\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,333 \cdot e^{-0,05/0,04} = 0,54 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{у,Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 1,333 = 3,111 \text{ (кА)}.$$

Усі результати розрахунків зводимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.2 – Дані для визначення складових струмів КЗ

| Точка КЗ                    | Джерела струмів КЗ | $\tau$ , с | $T_a$ , с | $k_y$ | $e^{-\tau/T_a}$ | $\gamma_{n,\tau}$ |
|-----------------------------|--------------------|------------|-----------|-------|-----------------|-------------------|
| К <sub>1</sub><br>ВРУ-35 кВ | Система            | 0,06       | 0,020     | 1,608 | 0,050           | 1                 |
|                             | G1,2               |            | 0,160     | 1,940 | 0,687           | 0,96              |
|                             | G3,4               |            | 0,160     | 1,940 | 0,687           | 0,85              |
| К <sub>2</sub><br>ГРУ-10 кВ | Система            | 0,13       | 0,020     | 1,608 | 0,002           | 1                 |
|                             | G3,4               |            | 0,160     | 1,940 | 0,444           | 0,86              |
|                             | G1,2               |            | 0,106     | 1,913 | 0,293           | 0,63              |
| К <sub>3</sub><br>ГРУ-10 кВ | Система            | 0,13       | 0,020     | 1,608 | 0,002           | 1                 |
|                             | G1,2               |            | 0,160     | 1,940 | 0,444           | 0,81              |
|                             | G4                 |            | 0,160     | 1,940 | 0,444           | 0,81              |
|                             | G3                 |            | 0,106     | 1,913 | 0,293           | 0,65              |
| К <sub>4</sub><br>РУВП-6 кВ | G + C              | 0,05       | 0,042     | 1,802 | 0,304           | 1                 |
|                             | Двигуни            |            | 0,040     | 1,650 | 0,287           | –                 |

Таблиця 2.3 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

| Точка КЗ                     | Джерела струмів КЗ | $I_{no}$ , кА | $i_y$ , кА | $i_{at}$ , кА | $I_{nt}$ , кА | Примітка   |
|------------------------------|--------------------|---------------|------------|---------------|---------------|------------|
| К <sub>1</sub><br>шини 35 кВ | С                  | 3,506         | 7,971      | 0,247         | 3,506         | КА та шини |
|                              | Г1,2               | 0,814         | 2,233      | 0,791         | 0,781         |            |
|                              | Г3,4               | 2,340         | 6,419      | 2,274         | 1,989         |            |
|                              | Сума               | 6,660         | 16,622     | 3,312         | 6,276         |            |
| К <sub>2</sub><br>ГРУ-10 кВ  | С                  | 3,056         | 6,947      | 0,006         | 3,056         | КА         |
|                              | Г3,4               | 4,950         | 13,579     | 3,106         | 4,257         |            |
|                              | Сума без Г1,2      | 8,006         | 20,526     | 3,112         | 7,313         |            |
|                              | Г1,2               | 7,425         | 20,084     | 3,080         | 4,678         | Шини       |
|                              | Повна сума         | 15,431        | 40,611     | 6,192         | 11,990        |            |
| К <sub>3</sub><br>ГРУ-10 кВ  | С                  | 5,392         | 12,260     | 0,011         | 5,392         | КА         |
|                              | Г1,2               | 3,126         | 8,576      | 1,962         | 2,532         |            |
|                              | Г4                 | 3,126         | 8,576      | 1,962         | 2,532         |            |
|                              | Сума без Г3        | 11,645        | 29,412     | 3,935         | 10,457        | Шини       |
|                              | Г3                 | 6,804         | 18,405     | 2,822         | 4,423         |            |
|                              | Повна сума         | 18,449        | 47,817     | 6,757         | 14,879        | Шини       |
| К <sub>4</sub><br>НН ПРТВП   | Г + С              | 2,504         | 6,380      | 1,077         | 2,504         | КА         |
|                              | Д                  | 1,333         | 3,111      | 0,540         | 0,653         | Шини       |
|                              | Сума               | 3,837         | 9,491      | 1,617         | 3,157         |            |

## З ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ, СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

### 3.1 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Кількість тепла, що виділяється в провіднику, прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (чи імпульсом квадратичного струму)  $B_k$ .

Для того, щоб вибрати комутаційне обладнання (вимикачі та роз'єднувачі), нам необхідно визначити робочі максимальні струми приєднань та теплові імпульси КЗ.

ВРУ-35 кВ.

Максимальні струми [7]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (3.1)$$

$$I_{\max \text{ТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ТЗ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.2)$$

$$I_{\max \text{TR}} = \frac{S_{\text{TR.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3.3)$$

$$I_{\max w} = 15000 / (\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,85) = 309 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 619 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{TR}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 26 \text{ A.}$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{\Pi, O}^2 \cdot (t_{\text{вим.}} + T_a). \quad (3.4)$$

$$B_K = 6,66^2 \cdot (0,2 + 0,16) = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де  $t_{\text{вим.}}$  – час вимикання КЗ, с;

ГРУ-10 кВ.

$$I_{\max G} = \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (3.5)$$

$$I_{\max G3,4} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 868 \text{ (A)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2165 \text{ (A)};$$

$$I_{\max TR} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92 \text{ (A)}.$$

При КЗ поблизу генераторів (ГРУ-10 кВ та генератор 12 МВт) окремо визначаються імпульс періодичної й аперіодичної складової квадратичного струму КЗ.

$$B_K = B_{K\Pi} + B_{Ka} = \left( I_c^2 \cdot B_{*\Pi\Gamma} + I_{\Pi, O, \Gamma}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{\Pi, O, \Gamma} \right) \cdot t_{\text{вим}} + \left( I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{\Pi, O, \Gamma}^2 \cdot T_{a,\Gamma} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{\Pi, O, \Gamma}}{1/T_{a,c} + 1/T_{a,\Gamma}} \right); \quad (3.6)$$

де  $t_{\text{вим}} = 0,3 \text{ с}$ ;  $B_{*\Pi\Gamma} = 0,62$ ;  $T_* = 0,75$ ;  $T_{a,\Gamma} = 0,106 \text{ с}$ ;  $I_{\Pi, O, \Gamma} = 6,8 \text{ кА}$ ;

$I_c = 11,645 \text{ кА}$ ;  $T_{a,c} = 0,16 \text{ с}$ .

$$\begin{aligned} B_K &= (11,645^2 + 0,62 \cdot 6,8^2 + 2 \cdot 11,645 \cdot 6,8 \cdot 0,75) \cdot 0,3 + \\ &+ (11,645^2 \cdot 0,16 + 6,8^2 \cdot 0,106 + (4 \cdot 11,645 \cdot 6,8) / (1/0,16 + 1/0,106)) = \\ &= 131,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \end{aligned}$$

РУВП-6 кВ

Максимальні струми

$$I_{\max \text{ TR1}} = I_{\max \text{ TR2}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 154 \text{ A};$$

Тепловий імпульс [7, 10]:

$$B_K = I_{\text{п,о,с}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{п,о,Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{а,сх}}) + 2 \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot I_{\text{п,о,с}} \cdot (T'_D + T_{\text{а,сх}}),$$

де

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{T_{\text{а,с}} \cdot I_{\text{п,о,с}} + T_{\text{а,Д}} \cdot I_{\text{п,о,Д}}}{I_{\text{п,о,с}} + I_{\text{п,о,Д}}}; \quad (3.7)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{0,042 \cdot 2,504 + 0,04 \cdot 1,333}{2,504 + 1,333} = 0,041(\text{с});$$

$$B_K = 2,504^2(0,3 + 0,041) + 1,333^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,041) + 2 \cdot 2,504 \cdot 1,333 \cdot (0,07 + 0,041) = 3,0 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

### 3.2 Вибір комутаційних апаратів

Обираємо комутаційне обладнання. Вимикачі і роз'єднувачі обираємо одночасно. Розрахункові значення потрібних для вибору величин, каталожні дані вимикачів і роз'єднувачів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові та каталожні значення вимикачів і роз'єднувачів

| <i>ВРУ-35 кВ:</i><br>Розрахункові дані                                                                                                                                                                                                                                                              | Каталожні дані                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | ВБНК-35                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | РНДЗ.1-35/1000У1                                                                                                                                                                 |
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$<br>$I_{max} = 619 \text{ А}$<br>$I_{н,т} = 6,276 \text{ кА}$<br>$i_{а,т} = 3,312 \text{ кА}$<br><br>$I_{н,о} = 6,66 \text{ кА}$<br>$i_y = 16,622 \text{ кА}$<br>$B_k = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                                                                    | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$<br>$I_{ном} = 1600 \text{ А}$<br>$I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$<br>$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$<br>$\sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}$<br>$I_{дин} = 25 \text{ кА}$<br>$i_{дин} = 64 \text{ кА}$<br>$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                                              | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$<br>$I_{ном} = 1000 \text{ А}$<br><br><br><br><br>$i_{дин} = 63 \text{ кА}$<br>$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$      |
| <i>ГРУ-10 кВ:</i><br>Розрахункові дані                                                                                                                                                                                                                                                              | Каталожні дані                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | МГГ-10                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | РВР-10/2500У3                                                                                                                                                                    |
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$<br>$I_{max} = 2165 \text{ А}$<br>$I_{н,т} = 10,457 \text{ кА}$<br>$i_{а,т} = 3,935 \text{ кА}$<br>$\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} =$<br>$= 18,72 \text{ кА}$<br>$I_{н,о} = 11,645 \text{ кА}$<br>$i_y = 29,412 \text{ кА}$<br>$B_k = 131,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$<br>$I_{ном} = 3150 \text{ А}$<br>$I_{вим.ном} = 45 \text{ кА}$<br>$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot 0 = 0 \text{ кА}$<br>$\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$<br>$= \sqrt{2} \cdot 45 = 63,64 \text{ кА}$<br>$I_{дин} = 45 \text{ кА}$<br>$i_{дин} = 120 \text{ кА}$<br>$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$<br>$I_{ном} = 2500 \text{ А}$<br><br><br><br><br><br>$i_{дин} = 125 \text{ кА}$<br>$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| <i>РУВП – 6 кВ:</i><br>Розрахункові дані                                                                                                                                                                                                                                                            | Каталожні дані                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | ВР1                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | комірка КРУ типу КУ-10                                                                                                                                                           |
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$<br>$I_{max} = 154 \text{ А}$<br>$I_{н,т} = 2,504 \text{ кА}$<br>$i_{а,т} = 1,077 \text{ кА}$<br><br>$I_{н,о} = 2,504 \text{ кА}$<br>$i_y = 6,38 \text{ кА}$<br>$B_k = 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                                                                       | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$<br>$I_{ном} = 630 \text{ А}$<br>$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$<br>$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$<br>$\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,5 \text{ кА}$<br>$I_{дин} = 20 \text{ кА}$<br>$i_{дин} = 52 \text{ кА}$<br>$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                                                 | $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$<br>$I_{ном} = 630 \text{ А}$<br><br><br><br><br><br>$i_{дин} = 51 \text{ кА}$<br>$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$    |

### 3.3 Вибір струмоведучих частин

#### 3.3.1 Вибір збірних шин ВРУ 35 кВ та ГРУ-10 кВ

Збірні шини ВРУ 35 кВ:

$I_{max} = 619 \text{ А}; I_{н,о} = 6,66 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; i_y = 16,622 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$

На ВРУ 35 кВ згідно рекомендацій [7, 9] вибираємо сталевобалюмінієві проводи марки АС. Встановлюємо провід марки АС 300/48 [9]:  
 $d = 21,4 \text{ мм}$ ;  $I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$ .

$$I_{\text{max}} = 619 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}.$$

*Збірні шини ГРУ 10 кВ:*

$$I_{\text{max}} = 2165 \text{ А}; i_y = 47,817 \text{ кА}; B_k = 131,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; v_0 = 30 \text{ }^\circ\text{С}; K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$q = 2 \times (75 \times 35 \times 5,5) = 2 \times 695 = 1390 \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 2670 \text{ А}, W_{y_0-y_0} = 30,1 \text{ см}^3,$$

$$J_{y_0-y_0} = 113 \text{ см}^4.$$

Перевірка за допустимим струмом з урахуванням поправного коефіцієнта на температуру повітря:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (3.8)$$

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 2670 = 2510 \text{ А} > I_{\text{max}} = 2165 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (3.9)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{131,8 \cdot 10^6}}{90} = 128 \text{ мм}^2 < q = 1390 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де функція } C = 90 \left[ \frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2} \right].$$

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (3.10)$$

де  $\sigma_{\text{розр}}$  і  $\sigma_{\text{доп}}$  – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин;

$\sigma_{\phi}$  – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

$\sigma_{\pi}$  – напруга в матеріалі шин від взаємодії полос, МПа.

Приймаємо, що швелери жорстко зварені по всій довжині і розташовані по вершинах прямокутного трикутника;

довжина прогону між ізоляторами, м:  $l = 2$  м;

відстань між фазами, м:  $a = 0,8$  м.

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз [7]:

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (3.11)$$

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2^2}{0,8 \cdot 30,1} \cdot 47,817^2 = 8,4 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} = 8,4 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (3.12)$$

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{47,817^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-1} = 926 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{i3} + c + \frac{h}{2}}{H_{i3}}. \quad (3.13)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ІО-10-3,75 УЗ [8]:

$U_{ном} = 10$  кВ;  $F_p = 3750$  Н;  $H_{i3} = 120$  мм.

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{120 + 5,5 + \frac{75}{2}}{120} = 1,36.$$

$$F_{розр} = K_h \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (3.14)$$

$$F_{розр} = 1,36 \cdot 926 = 1259,4 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

Умова виконується.

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ІП-10/5000-4250УХЛ1 [8]:

$U_{ном} = 10$  кВ;  $I_{ном} = 5000$  А;  $F_p = 42500$  Н;  $l_{i3} = 736$  мм.

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (3.15)$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 926 = 463 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ (Н)}.$$

### 3.3.2 Вибір струмопроводу в колі генераторів

*Генератори 6 (12) МВт:*

В колі генераторів 6 МВт встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51:

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} = U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 412/0,95 = 434 \text{ А} < I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 30,568 \text{ кА} < i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

В колі генераторів 12 МВт встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51:

$$\begin{aligned}U_{\text{уст}} &= 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; \\I_{\text{max}} &= 825/0,95 = 868,4 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; \\i_y &= 29,412 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.\end{aligned}$$

### 3.3.3 Вибір струмопроводу в РУ ВП-6кВ

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51:

$$\begin{aligned}U_{\text{уст}} &= 6 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; \\I_{\text{max}} &= 154 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; \\i_y &= 9,491 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.\end{aligned}$$

### 3.3.4 Вибір кабелів

РУВП-6 кВ. Обираємо кабель для електродвигуна типу АВ-113-4М302:  $P_{\text{ном}} = 250 \text{ кВт}$ ;  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 27,8 \text{ А}$ .

Приймаємо кабель марки ААШв,  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ; трьохжильний.

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:  $v_0 = 30^\circ\text{C}$ ;  $T_{\text{max}} = 5700 \text{ год}$ ;

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 27,8/1,2 = 23,17 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо трьохжильний кабель  $3 \times 25 \text{ мм}^2$ ;  $I_{\text{доп.ном}} = 70 \text{ А}$ .

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря:  $K_2 = 0,93$ .

Тоді

$$\begin{aligned}I_{\text{доп}} &= K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}, \\I_{\text{доп}} &= 0,93 \cdot 70 = 65,1 \text{ А} > I_{\text{max}} = 27,8 \text{ А}.\end{aligned} \tag{3.16}$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C, \quad (3.17)$$

де  $C = 98 \text{ А} \cdot \text{С}^{1/2} / \text{мм}^2$  – коефіцієнт, що враховує матеріал кабелю [7].

$$q_{\min} = \sqrt{3 \cdot 10^6} / 98 = 17,7 \text{ мм}^2 < q_{\text{ек}} = 25 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується.

Таким чином, в даному підрозділі було обрано струмоведучі частини на станції, які будуть витримувати струми нормального та аварійного режимів.

### 3.4 Вибір струмообмежувальних реакторів

Для обмеження струму КЗ в РУ 6-10 кВ ТЕЦ застосовують секційні та лінійні реактори. Доцільність в їх установці визначається при проектуванні головної електричної схеми разом з іншими засобами обмеження струмів КЗ. Реактори вибирають за номінальною напругою, струмом та індуктивним опором.

Вибираємо лінійні реактори для живлення споживачів місцевого району.

|                                            |                                                                                   |
|--------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Навантаження секції                        | $P_c = 19,26/3 = 6,42 \text{ МВт}$                                                |
| Кількість реакторів на секції:             | $n_p = 1 \text{ шт};$                                                             |
| Потужність реактора:                       | $P_p = 6,42 \text{ МВт};$                                                         |
| Струм реактора:                            | $I_p = 6,42 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8) =$<br>$= 463,3 \text{ А};$ |
| Розрахункова кількість фідерів на реактор: | $n_{\text{ф.розр}} = 6,42/5 = 1,3$<br>приймаємо 2 шт.                             |

|                                                      |                                          |
|------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| Струм фідера:                                        | $I_{\phi} = 463,3/2 = 231,65 \text{ A};$ |
| Ударний коефіцієнт:                                  | $K_y = 1,904;$                           |
| Постійна часу кола КЗ:                               | $T_a = 0,1 \text{ с}$                    |
| Час вимикання КЗ:                                    | $t_{\text{вим}} = 1 \text{ с};$          |
| Початкове значення періодичної складової струму КЗ : | $I_{\text{п,о}} = 18,45 \text{ кА};$     |

Визначимо результуючий опір кола КЗ за відсутності реактора [7]:

$$X_{\text{рез}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{п,о}});$$

$$X_{\text{рез}} = 10,5 / \sqrt{3} \cdot 18,45 = 0,329 \text{ Ом};$$

Потрібний опір кола КЗ за умовою забезпечення вимикаючої спроможності вимикача (ВР0,  $I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА}$ ):

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{вим.ном}}); \quad (3.18)$$

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 12,5) = 0,484 \text{ Ом.}$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_{\text{р}}^{\text{потр}} = 0,484 - 0,329 = 0,155 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо реактор типу: РБ 10-630-0,25 УЗ [8]:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}; X_{\text{р.ном}} = 0,25 \text{ Ом}; i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА};$

$I_{\text{Т}} = 15,75 \text{ кА}; t_{\text{Т}} = 8 \text{ с.}$

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,329 + 0,25 = 0,579 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{п,о} = 10,5/(\sqrt{3} \cdot 0,579) = 10,47 \text{ кА}.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot K_y, \quad (3.19)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,904 \cdot 10,47 = 28,2 \text{ кА} > i_{дин} = 40 \text{ кА}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{вим} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (3.20)$$

$$B_k = 10,47^2 \cdot (1 + 0,1) = 120,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 15,75^2 \cdot 8 = 1984,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умова виконується.

Залишкова напруга на шинах ГРУ при КЗ за реактором:

$$U_{зал, \%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'_{по}}{U_{ном}} \cdot 100 \geq 65 \%; \quad (3.21)$$

$$U_{зал} = 0,25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10,47}{10} \cdot 100 = 45,3 \% < U_{зал, доп.} = 65 \%.$$

Таким чином, реактори не проходять за цією умовою. Тому встановлюємо на кабельних лініях вимикачі типу ВР1 ( $I_{вим. ном} = 20 \text{ кА}$ ), а встановлення лінійних реакторів в цьому випадку не потрібно.

### 3.5 Вибір вимірювальних трансформаторів

Покажемо методику вибору вимірювальних трансформаторів струму на прикладі трансформатора струму, встановленого в колі ЛЕП-35 кВ.

Таблиця 3.2 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора ІМВ 72

| Розрахункові дані                      | Каталожні дані                                                      |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| $U_{\text{вст}} = 35 \text{ кВ}$       | $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$                                   |
| $I_{\text{max}} = 309 \text{ А}$       | $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А};$                                   |
| $i_y = 16,622 \text{ кА}$              | $i_{\text{дин}} = 127 \text{ кА};$                                  |
| $B_k = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T = 22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| $r_2 = 1,79 \text{ Ом}$                | $r_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}.$                                   |

Примітка: 1)  $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А};$   
 2) 0,2/10Р;  
 3) схема з'єднань обмоток ТС: повна зірка;  
 4)  $I_{\text{розр}} = 130 \text{ м}.$

Перевіряємо ТС на клас точності:

Таблиця 3.3 – Вторинне навантаження трансформатора струму

| Прилад                       | Тип   | Навантаження, В·А, фаза |   |     |
|------------------------------|-------|-------------------------|---|-----|
|                              |       | А                       | В | С   |
| Амперметр                    | Э-335 | 0,5                     | - | -   |
| Лічильник активної енергії   | I674  | 2,5                     | - | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | I676  | 2,5                     | - | 2,5 |
| Разом:                       |       | 5,5                     | - | 5,0 |

З таблиці 3.3 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2\text{н}}^2 ;$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}};$$

$$R_{\text{з.пров.}} = 2 - 0,22 - 0,1 = 1,68 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм<sup>2</sup>:

$$q = \rho \cdot l_{\text{розр}} / R_{\text{з.порв.}},$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 130}{1,68} = 2,19 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 2,5 мм<sup>2</sup>.

Визначимо вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 130}{2,5} + 0,1 + 0,22 = 1,79 \text{ Ом} < Z_{2н} = 2 \text{ (Ом)}.$$

Приймаємо трансформатор напруги: типу СРВ 72:  $U_{н1} = 35 \text{ кВ}$ .

$$U_{1ном} = 35000 / \sqrt{3} \text{ кВ}; U_{2ном} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2дод} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2ном,0,5} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 3.4 – Вторинне навантаження ТН

| Прилад                       | Тип  | S <sub>обм</sub> ,<br>В·А | n <sub>обм</sub> ,<br>шт | Cosφ | Sinφ  | n <sub>прил</sub> ,<br>шт | Загальна потужність |        |
|------------------------------|------|---------------------------|--------------------------|------|-------|---------------------------|---------------------|--------|
|                              |      |                           |                          |      |       |                           | P, Вт               | Q, Вар |
| Лічильник активної енергії   | I674 | 3 Вт                      | 2                        | 0,38 | 0,925 | 1                         | 6                   | 14,5   |
| Лічильник реактивної енергії | I676 | 3 Вт                      | 2                        | 0,38 | 0,925 | 1                         | 6                   | 14,5   |
| Разом:                       |      |                           |                          |      |       |                           | 12                  | 29     |

Розрахункове навантаження

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{12^2 + 29^2} = 31,4 \text{ (В} \cdot \text{А)};$$

$$S_{2розр} = 31,4 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2н} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ (В} \cdot \text{А)},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

### **3.6 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів**

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції обмежувачі перенапруг:

- |                     |           |
|---------------------|-----------|
| 1. ЛЕП-35 кВ:       | ОПН-35У1; |
| 2. сторона НН ТЗ 2: | ОПН-10У1; |
| 3. РУВП 6 кВ:       | ОПН-6У1.  |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА приймаємо до встановлення на ЛЕП-35 кВ високочастотні загороджувачі: ВЗ-630-0,5У1.

#### 4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖ 10 ТА 0,4 КВ

Всі кабельні лінії повинні бути захищені від механічних пошкоджень, вібрації, корозії, перегріву й від пошкоджень електричною дугою від сусідніх кабелів. Коли розміщують кабелі, слід уникати перехрещування їх один з одним або з трубопроводами і т.ін.

Для запобігання виникнення в кабельних ЛЕП небезпечних механічних напруг і пошкоджень та руйнувань приймаються такі заходи:

- кабелі мають бути змонтовані із запасом по довжині. Укласти запас кабелю у вигляді кілець (витків) забороняється;
- кабелі, що прокладають по горизонталі по конструкціях, перекриттях, стінах тощо, повинні бути жорстко закріплені в кінцевих точках, по обидва боки вигинів і з'єднувальних муфт;
- кабелі, прокладені по вертикалі по конструкціях і стінах, повинні бути закріплені з таким розрахунком, щоб уникнути деформації оболонки і не порушилися з'єднання жил у муфтах під дією власної ваги кабелів;
- початкова стріла провисання повинна бути не більше 0,5 – 1,0 % від довжини прольоту та утворюватися тільки від власної ваги кабелю;
- конструкції, на які укладають кабелі, мають бути виконані з такими розрахунками, щоб була виключена можливість механічних ушкоджень оболонки кабелів (кромки опорної поверхні повинні мати закруглення не менше 3 мм, ширина опорної поверхні для кабелів з голою свинцевою оболонкою повинна бути не менше 50 мм і т.д.). Місця кріплення оболонки цих кабелів повинні бути захищені від механічних і корозійних ушкоджень;
- усі кабелі, в тому числі й броньовані, розташовані в місцях, де можливі механічні пошкодження (пересування механізмів, автотранспорту і вантажів, доступність для сторонніх осіб) повинні бути захищені по висоті на рівні 2 м від підлоги або рівня землі [15].

Під час виявлення на кабельних лініях небезпечних потенціалів і блукаючих струмів, потрібно бути вжиті заходів із запобігання руйнування кабелів електрокорозією. Тут також повинна бути врахована необхідність захисту кабелів від хімічної або ґрунтової корозії. За встановленими захисними пристроями має вестися спостереження.

У чотирьохпровідних мережах повинні застосовуватися чотирижильні кабелі. Прокладка нульових жил окремо від фазних не допускається. Допускається застосування трижильних силових кабелів в алюмінієвій оболонці напругою до 1000 В із застосуванням їх оболонки як нульового проводу (четвертої жили) у чотирипровідних мережах змінного струму (освітлювальних, силових і змішаних) із глухозаземленою нейтраллю, за винятком установок з вибухонебезпечним середовищем і установок, в яких за нормальних умов експлуатації струм у нульовому проводі становить більше 75 % допустимого тривалого струму фазного проводу.

Кабелі мають бути захищені від проникнення в них вологи й інших шкідливо діючих речовин з навколишнього середовища, тому з'єднання й заробки на кабельних лініях повинні бути виконані відповідним чином.

З'єднання, відгалуження й окінцювання жил проводів і кабелів повинні проводитися за допомогою зварювання, опресування, паяння, спецзаклепок: гвинтових, болтових, клинових і т.д.

Кожна кабельна ЛЕП повинна мати свій єдиний диспетчерський номер (найменування). Кожний з кабелів лінії, що складається з декількох паралельних кабелів, повинен мати той же номер, але з додаванням літер А, Б, В тощо.

Усі відкрито прокладені кабелі, а також усі кабельні муфти, заробки повинні бути обладнані стійкими відносно навколишнього середовища білками з нанесеними на них позначеннями:

— на бірках муфт — номер муфти, дата монтажу й прізвище монтера, що проводив монтаж муфти;

— на бірках кабелів – марка кабелю, площа перерізу кабелю, номер або найменування лінії, довжина кабелю;

На приховано прокладених кабелях бирки встановлюються в кінцевих пунктах і на кожній з'єдвувальній муфті.

Під час користуванні в кабельних приміщеннях відкритим вогнем (паяльна лампа і т.д.) на місці робіт повинні бути:

- вогнегасники (не менш двох);
- відраізу ж із сухим піском;
- повстина або брезент;
- лист азбесту для огороження працюючих кабелів;
- металевий ящик, що щільно закривається, із кришкою для збору відходів оброблення кабелю й інших горючих матеріалів.

Забороняється розпалювати паяльні лампи під устаткуванням, проводами, кабелями, поблизу маслonaповнених апаратів і горючих речовин, а також у приміщеннях закритих розподільних пристроїв [15].

Причиною пожежі може бути тимчасове прокладання кабелів, особливо з гумовою горючою ізоляцією, тому тимчасово прокладені кабелі слід укладати на верхні полиці. Якщо це неможливо, слід виконувати спеціальні протипожежні заходи (збільшення перерізу, огороження кабелю негорючими матеріалами і т.д.).

На тимчасову прокладку кабелів, як і на будь-яке інше тимчасове або постійне підключення електроустаткування, повинен бути відповідно затверджене технічне рішення або проект із усіма необхідними схемами.

Після закінчення прокладання кабелів усі місця проходу кабелів через стіни й перекриття повинні бути ущільнені вогнезахисною сервиною.

У місцях з великою кількістю кабелів, контрольні кабелі й кабелі зв'язку повинні прокладатися багат шарово в металевих коробах із щільно закритими кришками, що легко відкриваються.

У приміщеннях щитів керування слід передбачати нанесення вогнезахисних обмазувальних матеріалів на кабелі без індексу «нг», що проклада-

ються між панелями в коробах або в межах нижньої частини панелей. При цьому слід наносити покриття на кожний силовий кабель і верхній ряд контрольних кабелів, що прокладаються багатошарово.

У коридорах, у вибухо- і пожежонебезпечних технологічних приміщеннях, слід покривати кабелі вогнезахисними обмазувальними матеріалами:

- усю поверхню прокладених відкрито та у металевих коробах силових і одиночних контрольних кабелів;
- верхній шар контрольних кабелів, прокладених у коробах багатошарово;
- зовнішній шар контрольних кабелів, прокладених у пучках.

Забороняється обладнання у кабельних приміщеннях яких-небудь тимчасових допоміжних приміщень (майстерень, інструментальних, комор), а також зберігання в них яких-небудь матеріалів і обладнання.

Гасіння пожеж кабелів повинне проводитися з дотриманням ПБЕЕ:

- забороняється наближатися до струмоведучих частин на відстань, менш припустимої для даної напруги;
- при необхідності повинні застосовуватися захисні засоби (діелектричні боти, рукавички, переносні заземлення для заземлення пожежних машин і стовбурів);
- при гасінні пожежі водою, корпус стовбура пожежного рукава й корпус пожежної машини повинні бути заземлені;
- забороняється доторкатися до кабелів або перекладати їх;
- необхідно зняти напругу з кабелів 6 кВ, распложенных в області вогнища пожежі відповідно до оперативних карток пожежогасіння;
- гасіння пожеж кабелів повинне проводитися в протигазах;
- кожний учасник гасіння пожежі, що перебуває в зоні вогню, повинен перебувати під постійним контролем.

Кабельна лінія, що підлягає ремонту й випробуванням, повинна бути відключена й заземлена.

Розкриття кабелю для ремонту й інших робіт може бути зроблене тільки після перевірки, що кабель дійсно той, на якому слід працювати.

Перед тим, як розрізати кабель або розкрити муфту, необхідно з метою безпеки проколоти кабель спеціальним проколювачем з ізолюючою штангою в строгій відповідності з Правилами безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ) [15].

Потрібно періодично проводити нагляд за провадженням робіт на трасах і поблизу кабельних ліній.

Закриття нарядів, приймання робочого місця після виконання вогневих робіт у приміщеннях і на обладнанні повинні проводитись в строгій відповідності з вимогами Правил пожежної безпеки (ППБ).

Силові кабелі призначені для передачі електроенергії, яка використовується для споживання електричних установок. Силові кабелі складаються з таких основних елементів:

- струмопровідних жил;
- ізоляції;
- оболонки і захисних покриттів.

Кабельні лінії, що перебувають в обслуговуванні служби по експлуатації електроустановок ВРУ, загальностанційних об'єктів, належать до системи нормальної експлуатації, що не впливає на безпеку, класу 4.

Для живлення споживачів усіх категорій надійності електрозабезпечення застосовуються кабелі з алюмінієвими жилами в алюмінієвій або пластмасовій оболонці. В інших умовах можуть бути застосовані аналогічні силові кабелі з мідними жилами, кабелі для вертикальних і похилих трас зі збіденою ізоляцією або ізоляцією з нестискаючим складом, трижильні кабелі з окремими металевими оболонками на фазах, а також одножильні й інші.

Під час вибору силових кабелів із пластмасовою ізоляцією на напругу 6-10 кВ слід керуватися такими міркуваннями й правилами:

- 1) не застосовувати для прокладання в кабельних спорудах кабелі з ізоляцією з поліетилену, а також кабелі з ізоляцією з вулканізованого поліе-

тилену звичайного виконання;

2) для прокладання в кабельних спорудах рекомендуються кабелі з ізоляцією з полівінілхлоридного пластику з індексом «нг», а також допускаються кабелі звичайного виконання;

3) кабелі мають бути перевірені на термічну стійкість за умовами КЗ з урахуванням допустимих температур, дії основного й резервного захисту й розрахункових умов відповідно до ПУЕ [9];

У процесі експлуатації кабельних ліній необхідно:

- не допускати довготривалої роботи в режимі однофазного замикання на землю;
- виключити можливість перевантаження в аварійному режимі вище допустимих значень [9];
- контролювати, щоб струм пропалювання при пошуку місця ушкодження не перевищував тривало допустимого струму для даного кабелю.

Монтаж з'єднувальних і кінцевих муфт виконувати відповідно до технічної документації на кабельні муфти. Тут необхідно враховувати таке:

- кабелі на напругу 6 кВ мають електропровідний екран зверху ізоляції;
- кабелі на напругу 10 кВ мають електропровідний екран по жилі й по ізоляції.

Робоча напруга на кабельних лініях не повинна перевищувати номінальну більш ніж на 10 %.

#### **4.1 Монтаж кабельних ліній. Порядок підготовки до пуску, порядок пуску й зупинки**

У процесі монтажу кабельних ліній з боку електричного цеху має проводитися технічний нагляд.

Особа, відповідальна за технічний нагляд, зобов'язана ознайомитися

із проектом прокладання й монтажу кабельної лінії, перед її початком прокладання перевірити по документах і оглядам стан і якість кабелів на барабанах, а також кабельних муфт і монтажних матеріалів, якість робіт у процесі прокладки й монтажу кабельної лінії й правильність проведення маркування.

Приймання кабельної лінії оформляється актом, у якому вказується:

- найменування підприємства/організації, яке проводить прокладання й монтаж кабельної лінії;
- прізвище виконавця робіт;
- прізвище представника енергопідприємства, який наглядає за роботами;
- найменування, призначення лінії й місце прокладки;
- коротка характеристика кабельної лінії (марка кабелю, переріз, напруга, довжина, тип муфти й закладень, їх кількість і т.д);
- відповідність виконаних робіт чинним правилам і нормам;
- висновок про придатність лінії в експлуатацію.

Для кожної кабельної лінії, при введенні в експлуатацію, установлюють максимальні струмові навантаження, які визначаються по ділянці траси з найгіршими умовами, якщо його довжина більш 10 м.

Перед постановкою під напругу електричного обладнання повинні бути випробувані й включені всі захисти, які повинні залишатися включеними у всіх режимах роботи.

Двері із крайніх відсіків кабельних приміщень повинні бути обладнані самозамикальними замками й облаштовані пружинами, засувками, у середніх відсіках вони мають бути зафіксовані пружинами й засувками, які підтримують їх у закритому положенні.

Прохід кабелів через перегородки й перекриття повинен здійснюватися в неспалених трубах з надійним ущільненням прохідних отворів негорючими матеріалами. Місця проходження кабелів через перегородки й перекриття повинні виконуватися з матеріалу, який легко пробивається, для

полегшення прокладання додаткових кабелів або їх заміни.

У кабельні тунелі, колодязі повинно забезпечитись запобігання попадання води й масла. Підлоги в них повинні мати ухил 0,1 % у бік водозбірників каналізації. Останні повинні утримуватися в чистоті й постійно бути готовими для відведення води, що потрапила в дане приміщення.

Кабельні канали в розподільних пристроях і в приміщеннях повинні перекриватися знімними негорючими плитами. Перекриття каналів повинні бути розраховані на пересування по ньому відповідного обладнання й персоналу.

У кабельних приміщеннях повинні бути встановлені сповіщувачі, що сигналізують появу диму. В безпосередній близькості від входів, люків, у радіусі до 25 м повинні бути встановлені вогнегасники.

Відстані між кабелями й кабельними конструкціями повинні відповідати ПУЕ [9]. Забороняється засипання піском силових кабелів прокладених у каналах. Виключення становлять кабелі прокладені у вибухонебезпечних приміщеннях.

З'єднувальні муфти на силових кабелях, у колекторах, тунелях, кабельних поверхах і каналах повинні бути поміщені в захисний кожух, який додатково заземлюється мідним проведенням.

Вентиляційні пристрої повинні бути обладнані заслонками для припинення доступу повітря у випадку виникнення пожежі.

Освітлення й мережа для живлення переносних світильників та інструмента в кабельних приміщеннях повинні бути справні.

Усі порушені в процесі прокладки ущільнення кабелів, повинні щодня відновлюватися по всій довжині траси після закінчення робіт шляхом заповнення вільного простору між прокладеними кабелями й стінами проходки матеріалом, дозволеним для тимчасового ущільнення.

Число з'єднувальних муфт на 1 км знову споруджуваних кабельних ліній повинне бути не більш:

— для трижильних кабелів 1-10 кВ перетином 95 мм<sup>2</sup> - приймають

4 шт.;

— для трижильних кабелів 1-10 кВ перетином від 120 мм<sup>2</sup> до 240 мм<sup>2</sup>— приймають 5 шт.;

— для трижильних кабелів 20-35 кВ.. - приймають 2 шт.;

— для одножильних кабелів - приймають 2 шт.

При усуненні ушкоджень контрольних кабелів з металевою оболонкою або їх нарощуванні, з'єднання жил повинне здійснюватися установкою герметичних муфт або за допомогою призначених для цього коробок. Зазначені муфти й коробки повинні бути зареєстровані.

Кабелі з полівінілхлоридною і гумовою оболонкою повинні з'єднуватися, як правило, за допомогою термоусадочних з'єднувальних муфт або на перехідних рядах затискачів.

До виводу в ремонт кабелю повинні бути закінчені всі підготовчі роботи:

— складена й затверджена технічна документація на роботи з модернізації або реконструкції;

— підготовлені необхідні матеріали, інструмент і пристосування;

— заготовлені необхідні запасні частини;

— виконані протипожежні заходи й заходу щодо охорони праці.

При виводі в ремонт устаткування кабель відключається згідно із процедурою обслуговування контактних з'єднань електроустаткування електроцеху [7].

На виведений у ремонт кабель повинне бути накладене переносне заземлення або встановлені стаціонарні заземлюючі ножі.

При виявленні несправності або при ушкодженні кабелів систем, що не ставляться до систем безпеки або системам важливим для безпеки, вивід у ремонт проводиться за заявками, дозволеним головним інженером ОП ЮУ АЕС, на час обмежене строком заявки.

## **4.2 Порядок роботи під час нормальної експлуатації**

Температура повітря усередині кабельних каналів, тунелів і шахт у літню пору не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більш ніж на 10 °С.

Усі порушені в процесі прокладання кабелів ущільнення, повинні щодня відновлюватися по всій довжині траси після закінчення робіт, шляхом заповнення вільного простору між прокладеними кабелями й стінами проходки матеріалом, дозволеним для тимчасового ущільнення.

Після закінчення прокладки кабелів усі місця проходки кабелів через стіни й перекриття, повинні бути ущільнені постійно вогнезахисною сполучкою.

Усі кабельні коробки повинні бути закриті кришками, мати порядкові номери. При відключенні кабелю від шин, електродвигуна, комутаційних апаратів – жили кабелю повинні бути промарковані (фаза «А», «В», «З», «N») надійно закріпленими бирками із записом в оперативному журналі.

## **4.3 Перевірка технічного стану, випробування кабельних ліній**

Після зробленого ремонту кабелів, пов'язаного з переобробленням або установкою муфт, кабель підлягає високовольтним випробуванням.

Після робіт, пов'язаних з відключенням кабелю від електродвигуна або трансформатора, повинно бути зроблено фазування кабелю трансформатора, або визначений напрям обертання електродвигуна.

Персонал повинен звертати увагу на правильність:

- підключення заземлювального провідника броні або оболонки кабелю через трансформатор струму нульового захисту до місця заземлення;
- кріплення кабелю;
- установки трансформатора струму.

Кабельні лінії піддаються періодичним профілактичним випробуванням згідно з вимогами «Норми випробування електроустаткування». Випробування проводить персонал групи по високовольтних випробуваннях.

Профілактичні випробування ізоляції кабельних ліній слід виконувати:

- високовольтним мегаомметром на напругу 1000 В або 2500 В;
- підвищеною напругою постійного струму.

Випробування ізоляції кабелів мегаомметром, залежно від класу напруги, проводяться для виявлення грубих порушень цілісності ізоляції кабелю (обрив жил, заземлення фаз), а також для контролю кабельних ліній до й після профілактичних випробувань їх постійним струмом високої напруги.

Значення випробувальної випрямленої напруги приведені в додатку Б.

Опір ізоляції кабелів не нормується. Якщо ж ізоляція знизиться на 30 % і більше порівняно з попередніми значеннями, про це слід повідомити керівництво електроцеху.

При зниженні опору ізоляції на величину менше 1 МОм на 1 кВ робочої напруги (у мережах напругою 6 кВ і вище) ставити кабель під напругу забороняється.

Кабельні лінії напругою від 2 кВ до 35 кВ у процесі експлуатації повинні піддаватись профілактичним випробуванням підвищеною напругою постійного струму.

Кабельні лінії, що працюють у важких умовах, а також дефектні лінії повинні випробовуватися частіше.

Умови роботи кабельних ліній, що вважаються важкими:

- наявність на кабельних трасах ділянок кабелів, що піддаються впливу блукаючих струмів або хімічної корозії;
- часті роботи із трас кабельних ліній, що створюють небезпеку механічних ушкоджень;
- незадовільний стан ізоляції кабельних ліній;

— кабельні лінії, що працюють у нормальних умовах і не мають електричних пробоїв протягом трьох років і більше, можуть випробовуватися рідше, але не менше одного разу в три роки.

При включенні після монтажу й при першому профілактичному відновленні ізоляції, контрольні кабелі випробовуються змінною напругою 1000 В, протягом однієї хвилини.

Нагляд за трасами кабельних ліній, кабельними спорудженнями й кабельними лініями проводиться з метою перевірки їх стану періодичним обходом і оглядом спеціально виділеними для цього монтерами в строки, передбачені ПТЕ, згідно із графіком, затвердженим технічними керівником енергопідприємства. Обходи й огляди кабельного господарства (ліній, трас, колодязів) проводяться оперативним персоналом, майстрами кабельного господарства.

Іноді проводять позачергові обходи кабельних ліній і їх трас, а також кабельних колодязів, а саме в таких випадках:

- після відключення приєднання захистом;
- під час танення снігу, паводків;
- у період рясних дощів.

Під час оглядів кабельних ЛЕП необхідно перевіряти:

- навантаження кабельних ліній по стаціонарних приладах або струмовимірювальними кліщами;
- відсутність зовнішніх ушкоджень кабелів;
- справність освітлення й вентиляції;
- температуру в кабельних приміщеннях;
- наявність і правильність маркування кабелів;
- зовнішній стан з'єднувальних і кінцевих муфт;
- відсутність зсувів і більших прогинів кабелів, а також дотримання винних відстаней між кабелями;
- стан будівельної частини споруджень, дверей, люків і їх запорів, кріпильних конструкцій, закритий стан дверей;

- відсутність сторонніх предметів, будівельних і монтажних матеріалів, обтиральних ганчірок, сміття та ін.;
- відсутність ґрунтових і стічних вод і затоплення приміщень;
- наявність, стан і достатність засобів пожежогасіння;
- стан антикорозійних покриттів металевих оболонки кабелів;
- стан захисту від нагрівання кабелів (асбоцементні плити, коробка і т.д.), що проходять поруч із гарячими трубопроводами;
- можливість ушкодження у зв'язку з монтажними роботами;
- правильність прокладки силових і контрольних кабелів.

Ушкодження кабелів можуть бути розділені на наступні види:

- ушкодження ізоляції, що викликає замикання однієї фази на «землю»;
- ушкодження ізоляції, що викликає замикання двох або трьох фаз на «землю», або двох або трьох фаз між собою;
- обрив однієї, двох або трьох фаз із заземленням або без заземлення фаз;
- складні ушкодження, що представляють собою комбінацію з вищезгаданих видів ушкоджень.

Для усунення аварійного ушкодження кабельної лінії слід зробити наступні вимірювання з обох кінців лінії мегаомметром 1000-2500 В:

- виміряти опір ізоляції кожної жили стосовно «землі»;
- виміряти опір ізоляції між кожною парою жил;
- визначити цілісність струмоведучих жил.

Якщо мегаомметром не вдається виявити ушкодження ізоляції, то характер ушкодження встановлюється додатковим почерговим випробуванням методом петлі або ємнісним методом.

Ємнісний метод використовується при обривах жил кабелю, якщо перехідні опори замикання місця пошкодження на землю  $R_{\text{перех}}$  300-500 Ом. Метод заключається у вимірюванні ємності ділянки кабелю  $C_x$  за допомогою мосту змінного струму 1000 Гц (наприклад, Р-565) (рис. 4.2).

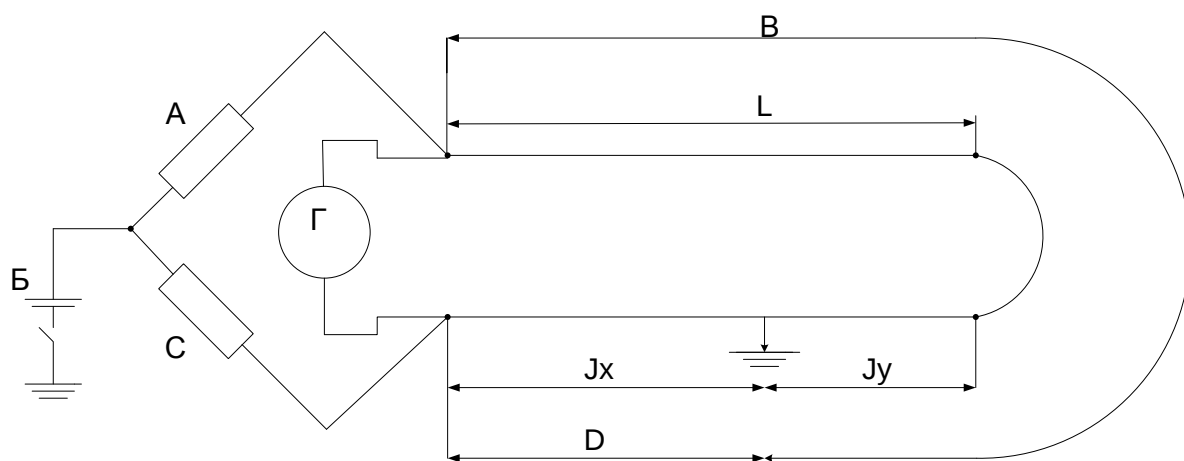


Рисунок 4.1 – Схема вимірювання при визначенні місця пошкодження методом петлі

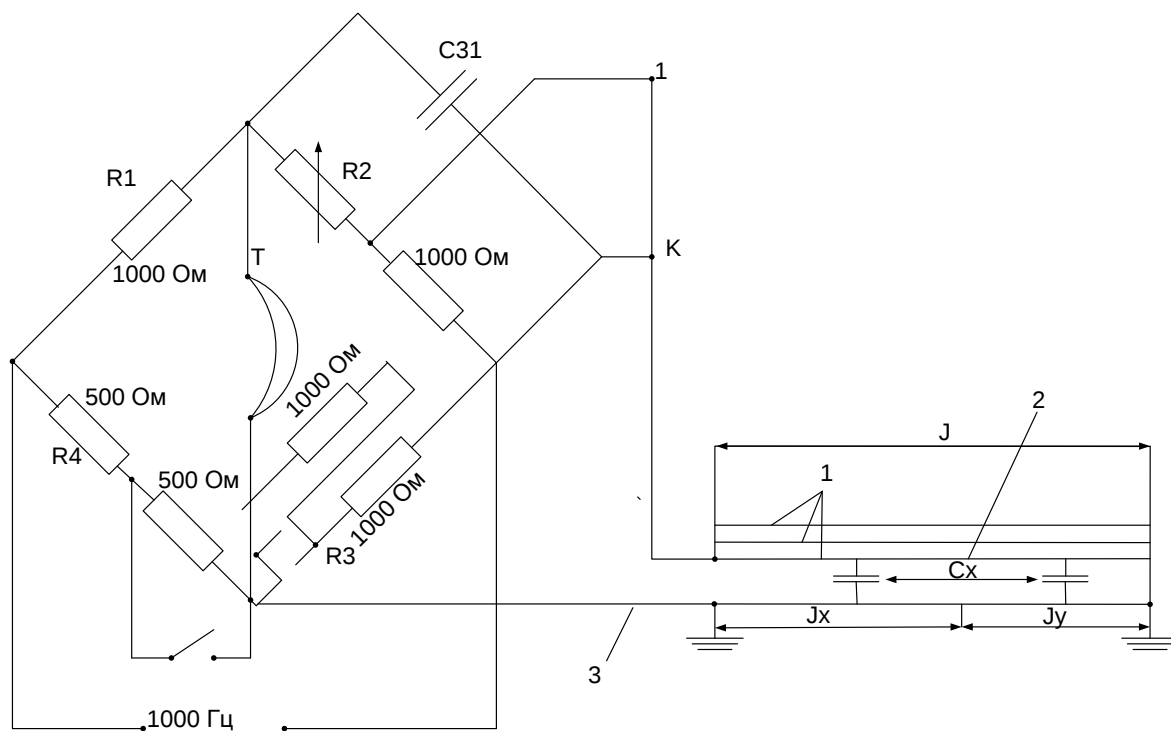


Рисунок 4.2 – Схема вимірювань при визначенні місця обриву жил кабелю ємнісним методом з допомогою містка змінного струму 1000 Гц

Кабелі на напругу 6 кВ і вище, відключені захистом від замикання на землю, перед включенням під напругу повинні бути випробувані підвищеною напругою.

Якщо при вимірюваннях виявиться, що температура кабелів вище допустимої величини або ж будуть виявлені ділянки з незадовільними умовами охолодження, не дивлячись на нормальну роботу вентиляції, про це слід зробити запис в оперативному журналі й журналі дефектів для вживання відповідних заходів:

- покращення вентиляції в тунелях і каналах;
- застосування вставок великого перетину;
- застосування додаткової теплоізоляції гарячих трубопроводів у місцях їх перетинання з кабелями – збільшення відстані між кабелями, що прокладені поруч, якщо це можливо.

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ**

Розділ бакалаврської роботи присвячений визначенню заходів і засобів з охорони праці під час обслуговування обладнання на ЕС.

На ремонтний персонал біля ділянки зварювання діють наступні шкідливі і небезпечні виробничі фактори: [18, 19]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають їхні схеми, інструкції з експлуатації, особливості конструкції та роботи обладнання і пройшли навчання та перевірку знань.

### **5.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання**

#### **5.1.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта**

На території цеху рівень напруги складає 0,4кВ – переносні світильники, електроінструменти, освітлення;

Згідно [18] повинні виконуватись наступні правила електробезпеки:

- при улаштуванні електричних кіл необхідно передбачити можливість відключення всіх електроустановок в межах окремих об'єктів і ділянок робіт;

- роботи, пов'язані з під'єднанням (від'єднанням) дротів, повинні виконуватись електромеханічним персоналом, який має відповідну кваліфікаційну групу по електробезпеці;

- металеві частини машин та електрообладнання повинні мати заземлення (занул.) згідно [17];

- заземлюючий пристрій повинен бути виконаний згідно норм на опір не більше 10 Ом. При питомому опорі ґрунту більш 500 Ом, допускається збільшувати опір заземлюючого пристрою в залежності від площі;

- при зберіганні, перевірці, видачі для роботи і експлуатації приладів і знарядь повинні виконуватись правила техніки безпеки при експлуатації електроустановок;

- струмоведучі частини повинні бути ізольовані, огорожені чи розміщені в містах недоступних дотику людини;

- під час всього періоду експлуатації електроустановок на території ТЕЦ повинні застосовуватись знаки безпеки згідно [17] по забезпеченню безпеки роботи при експлуатації пристроїв релейного захисту та автоматики;

- пристрої РЗА повинні бути постійно ввімкнені, крім пристроїв, які повинні виводитися з роботи згідно їх призначення і принципу дії, режимом роботи енергосистеми і умовами селективності;

- пристрої аварійної та попереджувальної сигналізації повинні бути завжди готові до дії;

- в експлуатації повинна бути забезпечена нормальна робота апаратури релейного захисту, електротравм та аварійних кіл;

- всі випадки спрацювання ,а також відмови спрацювання пристроїв РЗА, а також дефекти, що виявляються в процесі експлуатації, повинні ретельно аналізуватись і враховуватись у встановленому порядку службами

РЗА. Дефекти, що виявляються, повинні бути усунені;

- силове обладнання і ЛЕП можуть знаходитися під напругою тільки з ввімкненим релейним захистом від всіх видів пошкоджень;

- при наявності швидкодіючих релейних захистів і пристроїв резервування у випадку відмови вимикачів, усі операції по ввімкненню ліній, шин та обладнання після ремонтів або знаходження без напруги, а також операції по перемикаючому роз'єднувачами чи повітряними вимикачами повинні здійснюватись при введенні в дію цих захистів. Якщо їх неможливо ввести в дію, необхідно виконати тимчасовий захист, хоча б неселективний, але з таким самим часом дії, чи ввести прискорення на резервних захистах;

- опір ізоляції електрично зв'язаних вторинних кіл відносно землі;

- при ввімкненні після монтажу та при першому профілактичному відновленні ізоляції, відносно землі електрично зв'язаних кіл РЗА і всіх інших вторинних кіл електрично не зв'язаних колами, що знаходяться в межах однієї панелі, за виключенням кіл та елементів, розрахованих на роботу на напругу 60 В та нижче, повинна випробуватись напругою 1000 В змінного струму протягом 1 хв.;

- на щитах управління ТЕЦ перемикаючі пристрої в колах РЗА повинні розташовуватись наглядно, а виконання однотипних операцій з ними виконуються однаково.

Проведення випробувань обладнання.

Вимірювання мегомметром дозволяється виконувати навченим цьому електротехнічним працівникам.

В установках напругою до 1000 В вимірювання виконують за розпорядженням дві особи, одна з яких повинна мати групу III.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється на відключених струмопровідних частинах, з яких знято заряд шляхом їх попереднього заземлення.

Заземлення зі струмопровідних частин слід знімати тільки після підключення мегомметра.

### 5.1.2 Електробезпека

Механічні пошкодження, волога, перегрівання, хімічні впливи зменшують захисні властивості ізоляції. Навіть у нормальних умовах ізоляція поступово втрачає свої початкові властивості, «старіє». Тому необхідно систематично проводити профілактичні огляди та випробовування ізоляції. У приміщеннях з підвищеною небезпекою та в особливо небезпечних, відповідно не рідше одного разу в два роки та в півріччя, перевіряють шляхом вимірювання відповідність опору ізоляції до норм. Для електромереж напругою до 1000 В опір ізоляції струмопровідних частин повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм.

Забезпечення недосяжності неізольованих струмопровідних частин передбачає застосування захисних огорож, блокувальних пристроїв та розташування неізольованих струмопровідних частин на недосяжній висоті чи в недосяжному місці [9, 21].

Захисні огорожі можуть бути суцільними та сітчастими. Суцільні огорожі (корпуси, кожухи, кришки і т. п.) застосовуються в електроустановках з напругою до 1000 В, а сітчасті — до і вище 1000 В. Захисні дверцята чи двері повинні закриватись на замок або обладнуватись блокувальними пристроями.

Блокувальні пристрої за принципом дії поділяються на механічні, електричні та електронні. Вони забезпечують зняття напруги із струмопровідних частин при відкриванні огорожі та спробі проникнути в небезпечну зону.

Розташування неізольованих струмопровідних частин на недосяжній висоті чи у недосяжному місці забезпечує безпеку без захисних огорож та блокувальних пристроїв. Вибираючи необхідну висоту підвісу проводів під напругою враховують можливість випадкового доторкання до них довгих струмопровідних елементів, інструменту чи транспорту. Так висота підвісу проводів повітряних ліній електропередач відносно землі при лінійній напрузі до 1000 В повинна бути не меншою ніж 6 м.

Попереджувальна сигналізація є пасивним засобом захисту, який не усуває небезпеки ураження, а лише інформує про її наявність. Така сигналізація може бути світловою (лампочки, світлодіоди і т. п.) та звуковою (звери, дзвінки, сирени). На виробництві широко використовують світлову сигналізацію для попередження про наявність напруги на тих чи інших частинах електроустаткування. Наприклад, при подачі напруги на електроустаткування на пульті керування загоряється сигнальна лампочка «Мережа».

Як захист від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривод насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізольованими струмоведучими частинами регламентується ПУЕ [9] і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустаткуванням. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробоя і створити небезпеку при доти-

ку людини до ізолюваних проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустаткуванням використовуються основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

## **5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії**

### **5.2.1 Мікроклімат**

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання (табл.. 5.1).

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається [23]:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву,
- провітрювання приміщень.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

| Період року | Категорія робіт | Температура, °C | Відносна вологість, % | Швидкість руху, м/с |
|-------------|-----------------|-----------------|-----------------------|---------------------|
| Теплий      | ІІб             | 15-29           | 70 при 25°C           | 0,2-0,5             |
| Холодний    | ІІб             | 13-23           | не більш 75           | не більш 0,4        |

### **5.2.2 Склад повітря робочої зони**

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях мож-

ливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК [24] наведено в таблиці 5.2.

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [23]: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

| Назва речовини      | ГДК, мг/м <sup>3</sup> |                    | Клас небезпечності |
|---------------------|------------------------|--------------------|--------------------|
|                     | Максимально<br>разова  | Середньо<br>добова |                    |
| Вуглецю оксид ( CO) | 3                      | 1                  | 4                  |
| Пил нетоксичний     | 0,5                    | 0,15               | 4                  |

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [24]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами , які встановленні безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;
- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

### 5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці освітлення на робочому місці працівника нормується. Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [25] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують

загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 м.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

| Харак-ка зорової роботи | Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм | Розряд зорової роботи | Під-розряд зорової роботи | Контраст об'єкта з фоном | Характеристика фону     | Штучне при системі комбінованого освітлення |                        | Природне Ен пр | Сумісне Е сум |
|-------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------------------|------------------------|----------------|---------------|
|                         |                                                            |                       |                           |                          |                         | всього                                      | у т. ч. від загального |                |               |
| Середньої точності      | Від 0,5 до 1,0 включно                                     | IV                    | в                         | малий середній великий   | світлий середній темний | 400                                         | 200                    | 4              | 2,4           |

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

#### 5.2.4 Виробничий шум

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 5.4.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

| Характер робіт                                  | Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц |    |     |     |     |      |      |      |      |
|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
|                                                 | 32                                                                                                           | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Постійні робочі місця в промислових приміщеннях | 107                                                                                                          | 95 | 87  | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   |

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

### 5.3 Пожежна безпека

Пожежна безпека - стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Пожежну безпеку регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [27, 28]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [29], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [30].

Основні виробничі приміщення ТЕЦ за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відносяться до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (зони в приміщеннях, де виділяється горючий пил чи волокна з нижньою концентраційною границею (НКТ) спалахування  $> 65 \text{ г/м}^3$  до об'єму повітря, в яких знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі п/ст, в яких розташовані ці приміщення, характеризуються II-IV ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних

конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [31] наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

| Ступінь вогнестійкості будинків | Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см) |             |                    |                                   |          |                                                       |                                                           |                              |                          |
|---------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------------|-----------------------------------|----------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
|                                 | стіни                                                                                                              |             |                    |                                   | коло-ни  | сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток | перекрыття між поверхів (у т.ч. горіщні та над підвалами) | елементи суміщених покриттів |                          |
|                                 | несучі та сходових кліток                                                                                          | само-несучі | зовнішні не-несучі | внутрішні не-несучі (перегородки) |          |                                                       |                                                           | плити, настили, прогоны      | балки, ферми, арки, рами |
| II                              | REI 120 M0                                                                                                         | REI 60 M0   | E 15 M0            | E1 15 M0                          | R 120 M0 | R 60 M0                                               | REI 45 M0                                                 | RE 15 M0                     | R 30 M0                  |
| III                             | REI 120 M0                                                                                                         | REI 60 M0   | E 15 M0, E 30, M1  | E1 15 M1                          | R 120 M0 | R 60 M0                                               | REI 45 M1                                                 | Не нормуються                |                          |
| IV                              | REI 30 M1                                                                                                          | REI 15 M1   | E 15 M1            | E1 15 M1                          | R 30 M1  | R 15 M1                                               | REI 15 M1                                                 | Не нормуються                |                          |

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [31] наведено в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

| Протипожежні перешкоди | Типи протипожежних перешкод або їх елементів | Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах) | Тип заповнення прорізів, не нижче | Тип протипожежного тамбуру, не нижче |
|------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Стіни                  | 2                                            | REI 60                                                              | 2                                 | 1                                    |
| Перегородки            | 2                                            | EI 15                                                               | 3                                 | 2                                    |
| Перекриття             | 2                                            | REI 60                                                              | 2                                 | 1                                    |

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася,

протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.7 (знаменник).

Таблиця 5.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

| Ступінь вогнестійкості будинку | Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м |       |                        |
|--------------------------------|-------------------------------------------------|-------|------------------------|
|                                | I, II                                           | III   | IIIa, IIIб, IV, IVa, V |
| II                             | 6/9                                             | 8/9   | 10/12                  |
| III                            | 8/9                                             | 8/12  | 10/15                  |
| IV                             | 10/12                                           | 10/15 | 15/18                  |

Площа пульту управління становить  $68 \text{ м}^2$ , необхідно встановити біля входу 1 порошковий вогнегасник ВП-5.

На території станції на кожному з об'єктів потрібно встановити від 2 до 5 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л [32].

## ВИСНОВКИ

В бакалаврській дипломній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування теплових електроцентралей на прикладі електричної частини ТЕЦ потужністю 36 МВт та дослідження питань експлуатації кабельних ліній.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі **основні задачі**:

1. Показано, що використання ТЕЦ є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування енергетики. Запроектовано електричну частину ТЕЦ потужністю 36 МВт, яка має зв'язок з системою на напрузі 35 кВ і видає потужність в район на напрузі 10 кВ.

2. Обрано схему власних потреб електростанції. Основні споживачі системи ВП отримують живлення на напругах 6 і 0,4 кВ від робочих трансформаторів власних потреб. Резервне живлення механізмів власних потреб забезпечується від двох пускорезервних трансформаторів, які мають зв'язок з секціями власних потреб через магістраль резервного живлення.

3. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею.

4. Досліджено основні завдання персоналу під час експлуатації та обслуговування кабельних ліній.

5. Проаналізовано умови праці, розроблено технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання, технічні рішення з гігієни праці й виробничої санітарії на ТЕЦ та заходи й засоби з пожежної безпеки під час обслуговування обладнання.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
2. Гутаревич Н. Енергетика під час війни в Україні: які зміни в регулюванні? URL: [https://jurliga.ligazakon.net/aktualno/12602\\_energetika-pd-chas-vyni-v-ukran-yak-zmni-v-regulyuvannj](https://jurliga.ligazakon.net/aktualno/12602_energetika-pd-chas-vyni-v-ukran-yak-zmni-v-regulyuvannj)
3. Прокіп Адріан, Попов Ігор. Зима 2023-2024: енергетичні і політичні виклики для України в умовах війни URL: <https://uifuture.org/publications/zyma-2023-2024-energetychni-i-politychni-vyklyky-dlya-ukrayiny-v-umovah-vijny/>
4. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В., Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO<sub>2</sub> / Енерготехнології та ресурсозбереження, 2022. № 3. С. 40-54.
5. Шульженко С. В. Врахування витрат палива теплової електростанції методом «від'ємної» складової в моделі лінійного програмування пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій енергосистеми / The Problems of General Energy, 2019, issue 3(58). С. 4-10.
6. Осадчук А. В., Олійник Ю. О., Тептя В. В. Задачі експлуатації обладнання розподільних установок електричних станцій і підстанцій. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, тези доповіді, Вінниця. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21145>
7. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
8. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизова-

ного проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.

9. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

10. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.

11. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

12. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.

13. СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.

14. СОУ-НЕН 20.178-2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 до 750 кВ електричних підстанцій.

15. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

16. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.

17. СОУ-Н ЕН 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання. Харків, 2007. 262 с.

18. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних

матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=21826](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826).

21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

22. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

23. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

24. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

25. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=79885](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885)

26. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

27. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

28. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

29. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

30. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків

та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu\\_b\\_v\\_1\\_1\\_36/5-1-0-1759](https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759).

31. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: [http://www.poliplast.ua/doc/dbn\\_v.1.1-7-2002.pdf](http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf).

32. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

33. Положення про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 68 с.

34. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

## ДОДАТОК А

(обов'язковий)

### ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РО- БОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 36 МВт з аналізом питань експлуатації кабельних ліній

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенерге-  
тики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

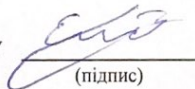
#### Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 94,76% Схожість 5,24%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☒ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

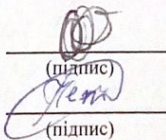
Особа, відповідальна за перевірку

  
(підпис)

Вишневський С. Я.  
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

  
(підпис)

Олійник Ю. О.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

Лежнюк П. Д.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

(довідковий)

### Значення випробувальної випрямленої напруги

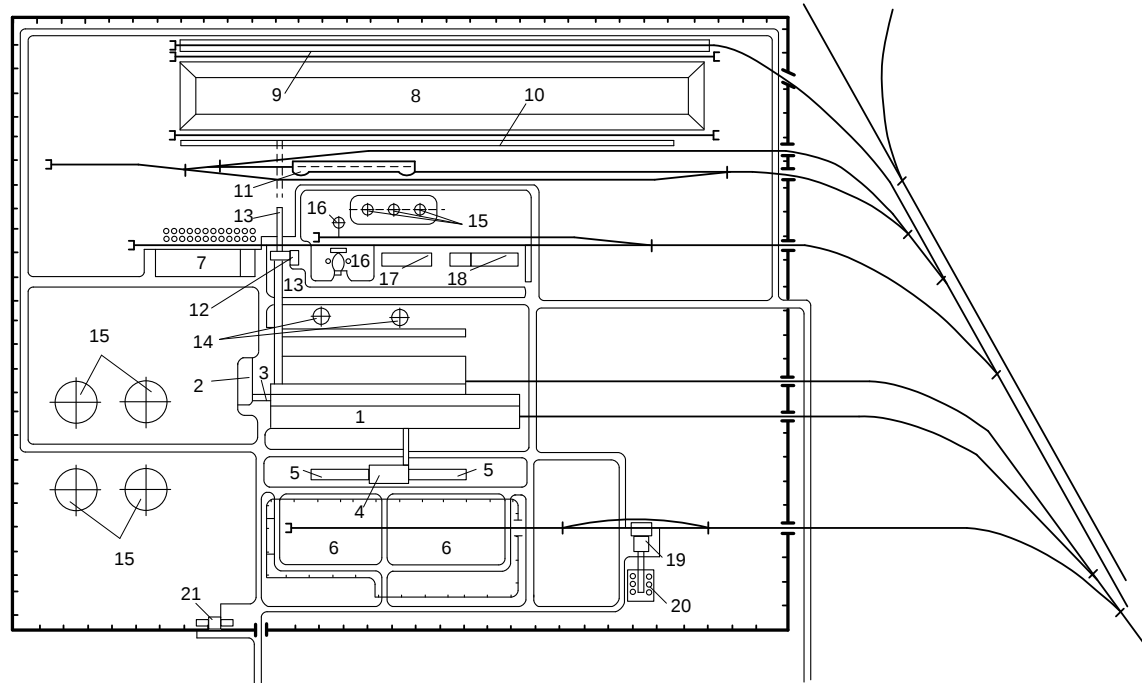
Значення випробувальної випрямленої напруги приведені в табл. Б.1.

Таблиця Б.1 – Значення випробувальної випрямленої напруги

| Вид випробування                                          | Значення випробувальної напруги кВ,<br>для силових кабелів з ізоляцією |       |       |       |              |     |     |     |     |
|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|--------------|-----|-----|-----|-----|
|                                                           | паперовою                                                              |       |       |       |              |     |     |     |     |
|                                                           | До<br>1кВ                                                              | 2     | 3     | 6     | 10           | 20  | 35  | 110 | 220 |
| Після прокладки та монтажу                                | 6                                                                      | 12    | 18    | 36    | 60           | 100 | 175 | 250 | 500 |
| Після капітального ремонту і профілактичних випробовувань | 2,5                                                                    | 10-17 | 15-25 | 36-45 | 60           | 100 | 175 | 250 | 500 |
| Вид випробування                                          | Значення випробувальної напруги кВ,<br>для силових кабелів з ізоляцією |       |       |       |              |     |     |     |     |
|                                                           | гумовою                                                                |       |       |       | пластмасовою |     |     |     |     |
|                                                           | 3                                                                      | 6     | 10    | 0,66  | 1            | 3   | 6   | 10  |     |
| Після прокладки та монтажу                                | 6                                                                      | 12    | 20    | 3,5   | 5            | 15  | 36  | 60  |     |
| Після капітального ремонту і профілактичних випробовувань | 6                                                                      | 12    | 20    | -     | 2,5          | 7,5 | 36  | 60  |     |

**ДОДАТОК В****(обов'язковий)****ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА****ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ  
ПОТУЖНІСТЮ 36 МВт З АНАЛІЗОМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ**

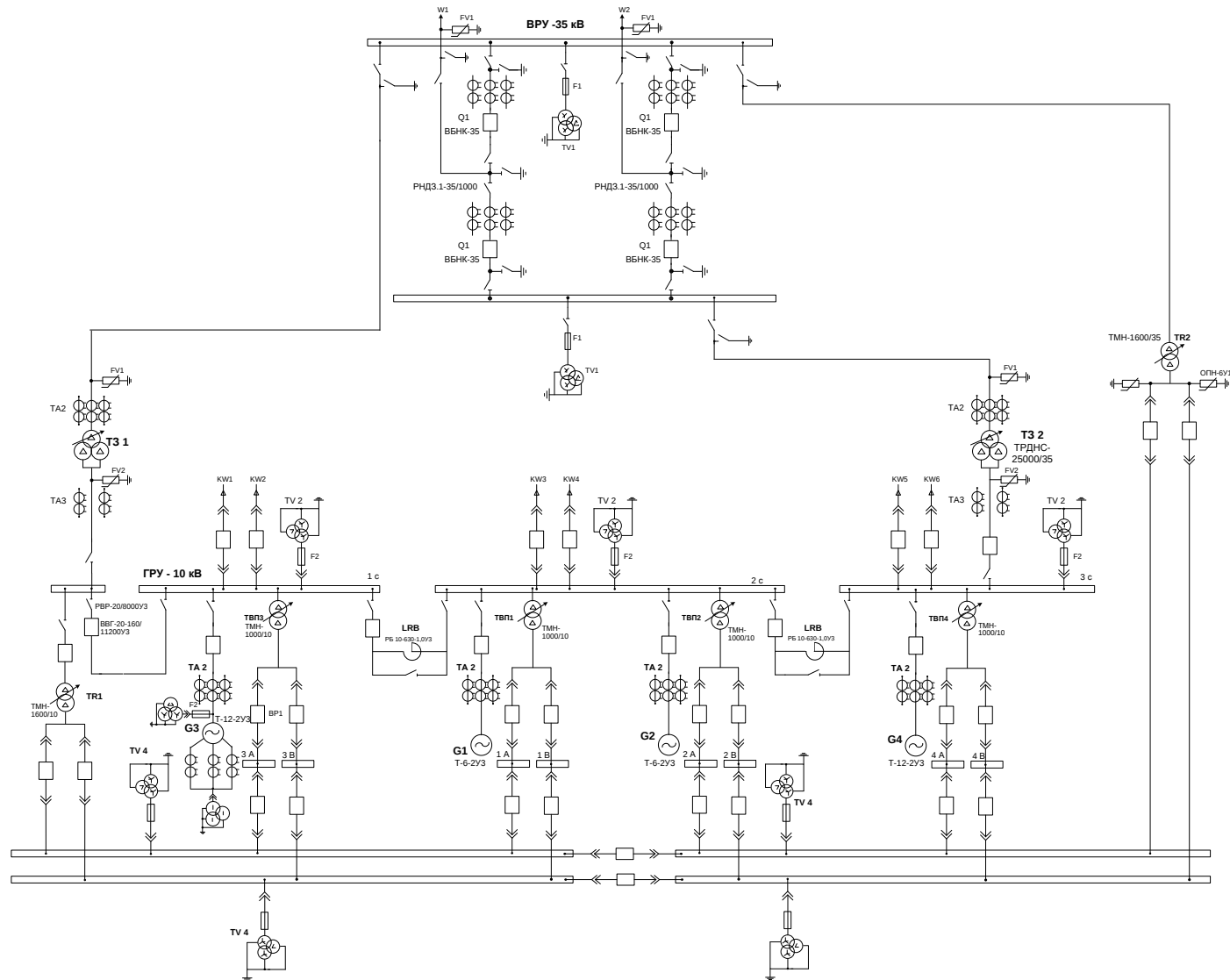
## ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН ТЕЦ



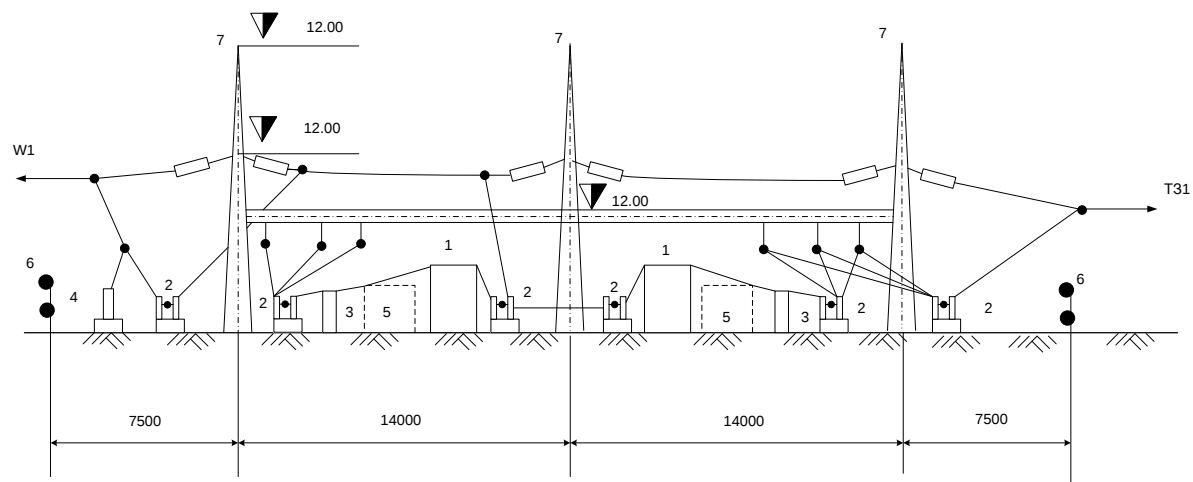
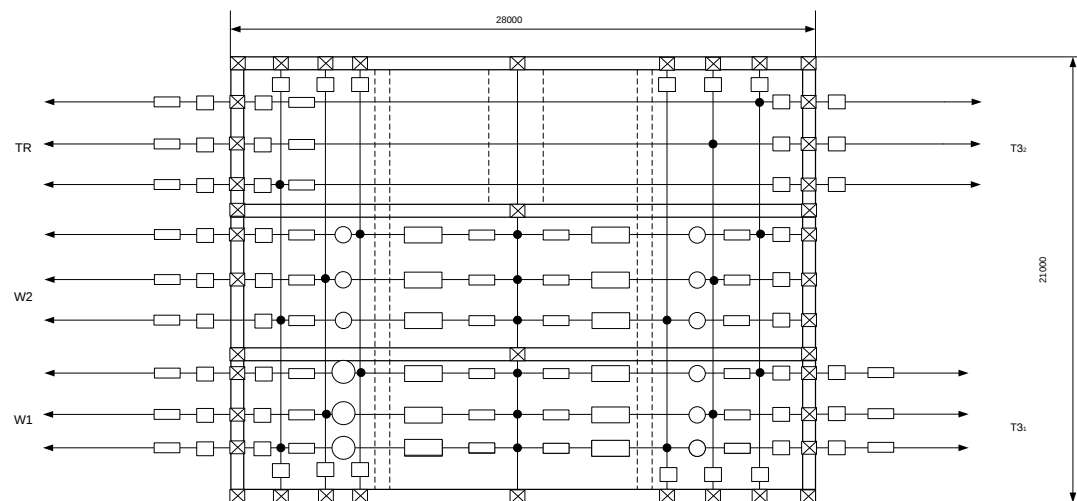
Генеральний план пилувугільної ТЕЦ

1 – головний корпус; 2 – службовий корпус; 3 – перехідні містки; 4 - головний щит керування; 5 – розподільна установка; 6 – відкриті розподільні установки 35 та 110 кВ; 7 – хімовдоочищення; 8 – вугільний склад з мостовим перевантажувачем; 9 – розвантажувальна естакада; 10 – конвеєр склада; 11 – розвантажувальний пристрій з лопсними живильниками; 12 - дробильний корпус; 13 – галерея конвеєрів паливоподачі; 14 – димові труби; 15 – градирні; 16 – мазутне господарство; 17 – механічна майстерня; 18 - матеріальний склад; 19 – трансформаторна майстерня; 20 – склад масла; 21 – прохідна контора

# ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 36 МВт



## ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ВРУ-35 КВ



## ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

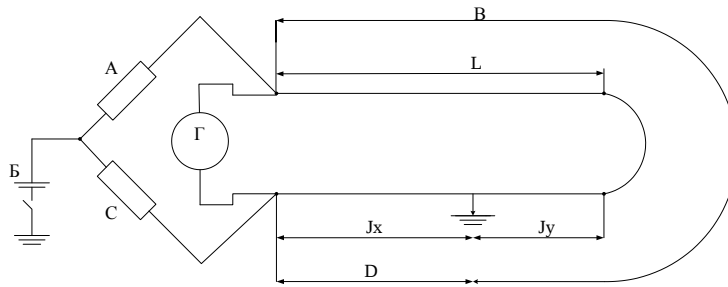
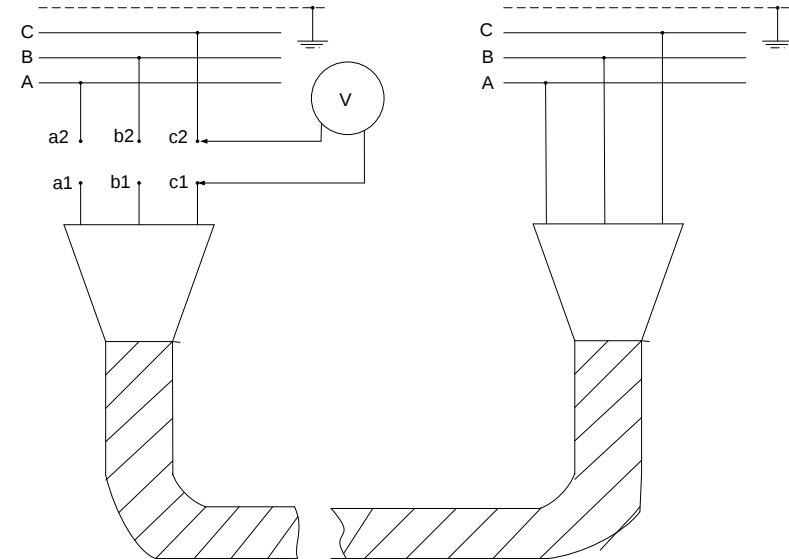


Схема вимірювання при визначенні місця пошкодження методом петлі



Фазування силових кабелів

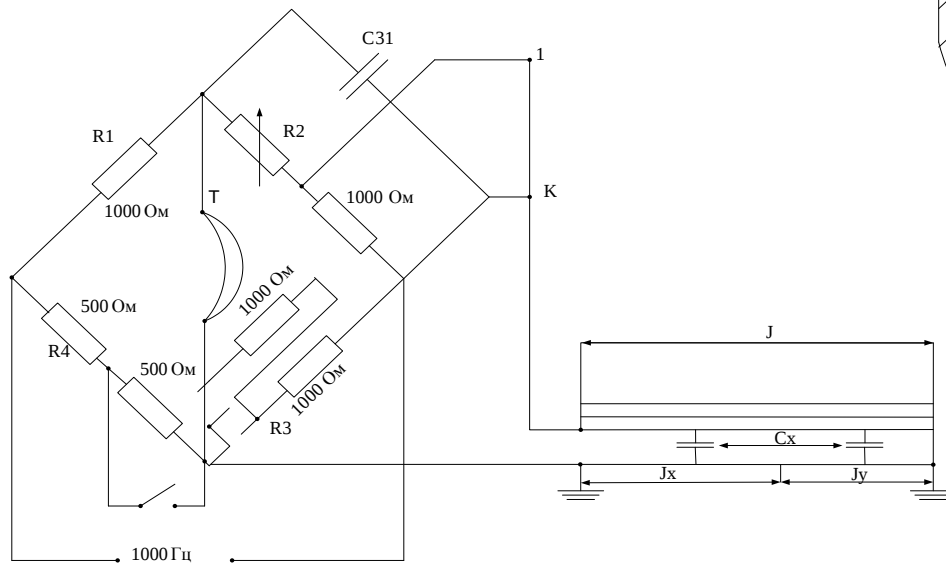


Схема вимірювань при визначенні місця обриву жил кабелю ємнісним методом з допомогою містка змінного струму 1000 Гц