


Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА


на тему:

«Електрична частина теплоелектроцентралі
потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації
електрообладнання електричних станцій»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»


(цифри і назва напрямку підготовки, спеціальності)
 Урсуленко В.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

 Сікорська О. В.
(прізвище та ініціали)

« 01 » 12 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц. Чуміка М.В.

 Чуміка М.В.
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 01 » 12 2023 р.

Вінниця ВНТУ – 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

18 Вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ







НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Урсуленку Валентину Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій»
















1. Керівник роботи к.т.н., старший викладач каф. ЕСС Сікорська О. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: встановлена потужність станції 1260 (6хТ-175/210-130) МВт; вид промисловості: кольорова металургія; S ном=15200МВА, U ном=220 кВ; паливо вугілля; максимальне навантаження місцевого району 200 МВт, напруга мережі району 10 кВ, максимальна потужність, що віддається в систему 800 МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ потужністю 1260 МВт. Електротехнічна частина. Технічне обслуговування електрообладнання електричних станцій. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Титулка. Мета. Головна схема ТЕЦ. План та розріз ВРУ 220 кВ. Схема ВП станції. Техніко-економічні показники станції. Технічна експлуатація електрообладнання. Методи термоконтролю. Експлуатація трансформаторів

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|---|---|
| | | завдання видав | виконання прийняв |
| Спеціальна частина | Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС |  |  |
| Економічна частина | Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС |  |  |
| Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | Кобилянський О.В., д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ <i>Сікорська О.В.</i> |  |  |

7. Дата видачі завдання _____ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

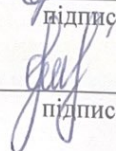
| № з/п | Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | | Примітки |
|-------|---|-------------------------------|----------|---|
| | | початок | кінець | |
| 1. | Розроблення технічного завдання | 18.09.23 | 20.09.23 |  |
| 2. | Техніко-економічне обґрунтування | 21.09.23 | 06.10.23 |  |
| 3. | Електротехнічна частина | 07.10.23 | 14.10.23 |  |
| 4. | Вибір головної схеми електричних з'єднань | 15.10.23 | 24.10.23 |  |
| 5. | Вибір схеми ВРП високої напруги | 25.10.23 | 30.10.23 |  |
| 6. | Вибір схеми власних потреб | 31.10.23 | 04.11.23 |  |
| 7. | Розрахунок струмів короткого замикання | 05.11.23 | 09.11.23 |  |
| 8. | Вибір струмоведучих частин та комутаційного обладнання | 10.11.23 | 14.11.23 |  |
| 9. | Технічне обслуговування електрообладнання електричних станцій | 15.11.23 | 19.11.23 |  |
| 10. | Економічна частина | 20.11.23 | 23.11.23 |  |
| 11. | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | 24.11.23 | 27.11.23 |  |
| 12. | Оформлення пояснювальної записки | 28.11.23 | 01.12.23 |  |
| 13. | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 02.12.23 | 04.12.23 |  |
| 14. | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР | 05.12.23 | 07.12.23 |  |
| 15. | Рецензування МКР | 08.12.23 | 10.12.23 |  |

Студент



Урсуленко В.В.

Керівник



Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Урсуленко Валентин Володимирович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 129 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 16 назв; рис.: 20; табл. 27.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схема відкритого розподільного пристрою 220 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, генератор, трансформатор.

ABSTRACT

Valentyn Ursulenko "The electrical part of a thermal power plant with a capacity of 1260 MW with an analysis of the operating conditions of the electrical equipment of power stations." Master's thesis on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 129 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 16 titles; Fig.: 20; table 27.

In the master's qualification work, the electrical part of the thermal power plant with a capacity of 1260 MW was designed. In the electrical engineering part, the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, and the diagrams of open switchgear 220 kV were designed. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: thermal power plant, generator, transformer.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
- АТ – автотрансформатор;
- ВН – висока напруга;
- ВРП – відкрита розподільна установка;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛР – лінійний регулятор;
- НН – низька напруга;
- ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
- ПЛ – повітряна лінія;
- ПС – підстанція;
- ПТЕ – правила технічної експлуатації;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РПН – регулювання під навантаженням;
- РП – розподільний пристрій;
- РЗіА – релейний захист і автоматика;
- СК – синхронний компенсатор;
- СШ – система шин;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТЕЦ – теплоелектроцентраль;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму;

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| Вступ..... | 4 |
| 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ЕС..... | 6 |
| 2. Електротехнічна частина..... | 8 |
| 2.1. Графіки електричних навантажень..... | 8 |
| 2.2 Вибір турбін..... | 16 |
| 2.3. Вибір парогенераторів..... | 16 |
| 2.4. Вибір електричних генераторів..... | 17 |
| 3. Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції..... | 18 |
| 3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи..... | 18 |
| 3.2 Проектування структурної схеми станції..... | 19 |
| 3.3 Вибір блочних трансформаторів..... | 21 |
| 3.4 Вибір трансформаторів зв'язку..... | 21 |
| 3.5 Вибір трансформаторів власних потреб..... | 21 |
| 3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб..... | 22 |
| 3.7 Вибір схем ВРП високої напруги..... | 22 |
| 3.8 Техніко – економічне порівняння структурних схем..... | 23 |
| 4 Вибір схеми ВРП високої напруги методом Таривердієва..... | 28 |
| 5 Вибір схеми власних потреб станції..... | 37 |
| 6. Розрахунок струмів короткого замикання..... | 38 |
| 6.1 Електрична схема заміщення установки..... | 39 |
| 6.2 Розрахунок опорів заступної схеми..... | 40 |
| 6.3 Розрахунок періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = 0$ | 42 |
| 6.4 Розрахунок ударного струму, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$ | 47 |
| 7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ..... | 53 |
| 8 Вибір струмоведучих частин..... | 58 |
| 8.1 Вибір збірних шин ВРП 220 кВ..... | 58 |
| 8.2 Вибір гнучких шин..... | 62 |

| | |
|--|-----|
| 8.3 Вибір жорстких шин в системі ВП 6кВ..... | 63 |
| 8.4 Вибір ізоляторів..... | 65 |
| 8.5 Вибір кабеля живлення двигуна з системи ВП..... | 66 |
| 8.6 Вибір пофазно – екранованого струмопроводу..... | 68 |
| 9 Вибір комутанційного обладнання..... | 70 |
| 10 Вибір вимірювальних трансформаторів..... | 74 |
| 10.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму..... | 75 |
| 10.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги..... | 78 |
| 11 Вибір засобів для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів | 81 |
| 12 Технічне обслуговування електрообладнання електричних станцій..... | 82 |
| 12.1 Нагрівання електрообладнання..... | 82 |
| 12.2 Вимірювання температури електричного обладнання..... | 87 |
| 12.3 Оперативне обслуговування трансформаторів..... | 96 |
| 12.4 Технічне обслуговування трансформаторів..... | 99 |
| 12.5 Охолодження трансформаторів..... | 104 |
| 12.6 Захист трансформаторного масла..... | 105 |
| 13 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях..... | 108 |
| 13.1 Задачі розділу..... | 108 |
| 13.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням комутаційного електрообладнання..... | 109 |
| 13.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт вимикачами на ВРП-220 кВ | 111 |
| 13.4 Метеорологічні умови..... | 113 |
| 13.5 Склад повітря робочої зони..... | 114 |
| 13.6 Розрахунок захисного заземлення | 115 |
| 13.7 Пожежна безпека..... | 118 |
| 13.8 Оцінка стійкості роботи ТЕЦ 1260 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС..... | 122 |
| Висновки | 126 |
| Список використаних джерел | 128 |
| Додатки..... | 130 |
| Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи..... | 131 |
| Додаток Б Технічне завдання МКР..... | 132 |
| Додаток В Ілюстративний матеріал | 136 |

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетика – це галузь, яка має особливе значення для нормального функціонування суспільства. На початку широкомасштабного вторгнення росії енергосистемі України довелося витримати найсерйозніше випробування: відключення від енергосистеми загарбника та забезпечення стабільної роботи в таких умовах бойових дій. А енергетична інфраструктура значно постраждала від дій російських військових. Ситуація на ринку теплових електростанцій (ТЕЦ) зараз розвивається. На багатьох національних ринках є великий потенціал для модернізації виробничих потужностей і підвищення ефективності всієї системи централізованого теплопостачання. Нові виклики для теплових електростанцій постають у зв'язку зі зміною виробництва електроенергії та кон'юнктури ринку. Загальний технічний стан електроенергетики України є незадовільним. Це пов'язано з тим, що протягом десяти років практично не проводилась модернізація енергетики. В результаті більше 20% енергетичного обладнання повністю зношене, 70% з яких вичерпало свій ресурс. Це завдання було і залишається в центрі уваги, розроблені та реалізовані програми реконструкції та будівництва нових, більш сучасних та продуманих станцій [1, 5].

Завданням роботи є проектування електричної частини теплоелектростанції (ТЕЦ). Електростанції такого типу мають певні характерні особливості: Теплові електростанції мають як переваги, так і недоліки в порівнянні з іншими типами електростанцій, такі як: відносно вільне територіальне розміщення, пов'язане з широким розповсюдженням паливних ресурсів; здатність (на відміну від ГЕС) виробляти енергію без сезонних коливань потужності; території відчуження і виведені із господарського обороту землі під спорудження і експлуатацію ТЕС, як правило, значно менші, ніж це необхідно для ТЕЦ і ГЕС. У той же час ТЕЦ володіють великими недоліками: робота ТЕЦ залежить від поставок паливних ресурсів; змінність режимів роботи ТЕС знижує ефективність, підвищує витрату палива і

призводить до підвищеного зношення обладнання; ТЕЦ чинять прямий і неблагополучний вплив на навколишнє середовище і не є екологічно «чистими» джерелами електроенергії [2,6]. Найбільшу шкоду екології навколишніх регіонів завдають електростанції, які працюють на вугіллі, особливо високозольному. Тому питання зниження екологічного впливу на навколишнє середовище має велике значення як в масштабах країни, так і усього світу.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення ефективності функціонування й забезпечення надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи шляхом проектування електричної частини теплоелектроцентралі з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій.

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

- техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕЦ;
- аналіз існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї;
- дослідження умов експлуатації обладнання електричних станцій;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина теплоелектроцентралі.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

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.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ТЕЦ

На сьогоднішній день найбільшого поширення набули саме такі об'єкти на яких спалюється паливо в наслідок чого виділяється теплова енергія. Завдання ТЕЦ – використовувати цю енергію, щоб отримати електричну.

ТЕЦ призначені для виробництва електричної енергії, для відпуску пари, а також постачання гарячої води споживачеві мають замість конденсаційних турбін парові. Також у таких елементах станції є проміжний відбір пари або пристрій протитиску. Головною перевагою та принципом роботи ТЕЦ стало те, що відпрацьована пара також використовується як джерело тепла і поставляється споживачам. Таким чином, вдається скоротити втрату тепла та кількість води, що охолоджує.

Спостерігається висока залежність принципу роботи ТЕЦ від виду використовуваного палива. З технологічної точки зору найбільш складною у реалізації речовиною є вугілля. Незважаючи на це, сировина є основним джерелом живлення на таких об'єктах, кількість яких становить приблизно 30% від загальної частки станцій. Також варто відзначити, що кількість функціональних відсіків, необхідних для роботи станції, набагато більша, ніж у інших видів.

Галузь малої енергетики України охоплює промислові ТЕЦ і котельні, усе обладнання комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентри. Для них передусім характерний низький рівень економічності, надійності і безпеки, зокрема й екологічної. Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Об'єми споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі) відповідно 49, 20 і 31 % [6].

В Україні нараховують більше 2,0 млн одиниць паливоспалювальних установок, які належать до малої енергетики. Значна їх частина (більше 1,5 млн) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт. Особливу групу обладнання

малої енергетики складають промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3 100 МВт). Загальне вироблення електроенергії промисловими ТЕЦ становило 5,7 млн кВт·год, а теплової енергії – 43,3 млн Гкал. При цьому витрачено 11,3 млн т у. п., зокрема 7,5 млрд м³ газу, 1,7 млн т рідкого палива (переважно паливного мазуту) і 0,4 млн т вугілля. Техніко-економічні показники більшості зазначених ТЕЦ дуже низькі, а негативний вплив на екологію дуже значний [6].

Отже, на потреби потужностей енергогенерувальних систем теплопостачання малої енергетики витрачають ПЕР більше, ніж на будь-яку іншу галузь народного господарства. Ефективність використання палива й екологічні показники цих систем теплопостачання не завжди відповідають сучасним вимогам науково-технічного прогресу. Є велика кількість низькоефективних котельних і автономних теплогенераторів, які спалюють найдефіцитніші види палива – газ, мазут (до 60 % від загальної 28 кількості палива, що споживає весь ПЕК). Середня питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії дуже висока (43,5 кг у. п./ГДж або 181,9 кг у. п./Гкал) і відповідає середньому ККД не більше 75 %. Здебільшого теплові ККД дрібних котелень та індивідуальних джерел в 1,5–2,0 рази нижчі за технічно припустимий рівень. Усі ці джерела виробництва теплоти є не тільки найбільшими споживачами ПЕР, але й джерелами забруднення навколишнього середовища, вони збільшують екологічне навантаження на міста і населені пункти [7].

В економічному й екологічному відношенні найдосконаліші теплоелектроцентралі і великі районні котельні. Однак їх використання економічно виправдане тільки за наявності великих централізованих споживачів. Потреба в розгалужених і дорогих теплових мережах помітно знижує ефективність ТЕЦ і масштаби їх використання.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворювання і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (2.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносно величину втрат можна прийняти:

- в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08)$;

- в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$.

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (2.2)$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{p2}^2}{P_{p \max}}, \quad (2.3)$$

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (2.4)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %; $P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (2.6)$$

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вуд.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{c.вуд.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{\text{вуд.}t} = P_{p.\text{вуд.}t} + P_{c.\text{вуд.}t} \quad (2.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{\text{ВП.}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вуд.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вуд.}t \max}}{100}, \quad (2.10)$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції, МВт; $P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %; $P'_{\text{ВП}} = 6\%$; $P_{\text{вуд.}t \max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вуд.}t} + P_{\text{ВП.}t} \quad (2.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0 – 8 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{95 \cdot 200}{100} = 190 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 200 = 2 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{190^2}{200} = 10,83 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.т} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 190 + 2 + 10,83 = 202,83 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{65 \cdot 800}{100} = 520 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 800 = 16 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,15 \cdot \frac{520^2}{800} = 50,7 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.т} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 520 + 16 + 50,7 = 586,7 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{\text{вуд.}t} = P_{p.\text{вуд.}t} + P_{c.\text{вуд.}t} = 202,83 + 586,7 = 789,53 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{\text{ВП.}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вуд.}t}}{P_{\text{есг}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вуд.}t \max}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{789,53}{1260} \right) \cdot \frac{8 \cdot 1150}{100} = 71,39 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вуд.}t} + P_{\text{ВП.}t} = 789,53 + 71,39 = 860,92 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

| Години доби, год | | 0-8 | 8-10 | 10-12 | 12-17 | 17-24 |
|--|------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Навантаження місцевого району, % | Зима | 95 | 100 | 95 | 100 | 95 |
| | Літо | 85 | 95 | 90 | 95 | 90 |
| Навантаження місцевого району, МВт | Зима | 190 | 200 | 190 | 200 | 190 |
| | Літо | 170 | 190 | 180 | 190 | 180 |
| Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | Зима | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| | Літо | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт | Зима | 10,83 | 12 | 10,83 | 12 | 10,83 |
| | Літо | 8,67 | 10,83 | 9,72 | 10,83 | 9,72 |
| Потужність, що віддається в місцевий район, МВт | Зима | 202,83 | 214 | 202,83 | 214 | 202,83 |
| | Літо | 180,67 | 202,83 | 191,72 | 202,83 | 191,72 |
| Навантаження системи, % | Зима | 65 | 100 | 80 | 95 | 85 |
| | Літо | 55 | 95 | 75 | 85 | 80 |

Продовження таблиці 1.1

| | | | | | | |
|--|------|---------|----------|----------|----------|----------|
| Навантаження системи, МВт | Зима | 520 | 800 | 640 | 760 | 680 |
| | Літо | 440 | 760 | 600 | 680 | 640 |
| Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт | Зима | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| | Літо | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт | Зима | 50,7 | 120 | 76,8 | 108,3 | 86,7 |
| | Літо | 36,3 | 108,3 | 67,5 | 86,7 | 76,8 |
| Потужність, що віддається в систему | Зима | 586,7 | 936 | 732,8 | 884,3 | 782,7 |
| | Літо | 492,3 | 884,3 | 683,5 | 782,7 | 732,8 |
| Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт | Зима | 789,53 | 1150 | 935,63 | 1098,3 | 985,53 |
| | Літо | 672,97 | 1087,13 | 875,22 | 985,53 | 924,52 |
| Витрати на власні потреби, МВт | Зима | 71,389 | 87,181 | 77,790 | 84,916 | 79,976 |
| | Літо | 66,282 | 84,427 | 75,143 | 79,976 | 77,303 |
| Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт | Зима | 860,919 | 1237,181 | 1013,420 | 1183,216 | 1065,506 |
| | Літо | 739,252 | 1171,557 | 950,363 | 1065,506 | 1001,823 |

$$E_P = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} \cdot t_i, \quad (2.12)$$

$$E_P = 495451 + 1183776 + 466313 + 1490154 + 2058580 + 404582 + \\ + 1392251 + 376978 + 1370319 + 1166880 = 9405285 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

– встановлена потужність ЕС: $P_{вст} = 6 \times 210 = 1260$ (МВт);

– середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T} = \frac{9405284,85}{8760} = 1073,66 \text{ (МВт)}; \quad (2.13)$$

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{1073,66}{1237,18} = 0,87; \quad (2.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} = \frac{1073,66}{1260} = 0,85; \quad (2.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{E_P}{P_{max}} = \frac{9405284,85}{1237,18} = 7602,19(\text{год}); \quad (2.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_P}{P_{вст}} = \frac{9405284,85}{1260} = 7464,51(\text{год}); \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}} = \frac{1260}{1237,18} = 1,02 \quad (2.18)$$

По результатам розрахунків побудуємо добові графіки навантаження для зими та літа (рис.2.1-2.3) та річний графік по тривалості (рис.2.4), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній –182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами ЕС (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будемо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами ЕС, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

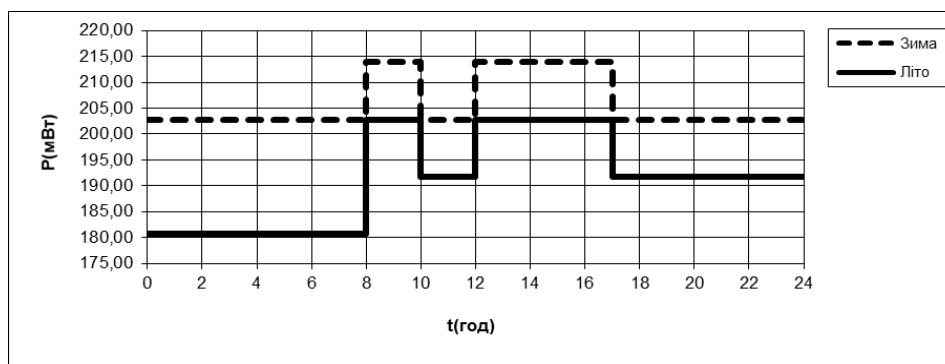


Рисунок 2.1 – Графік потужності що віддається в місцевий район.

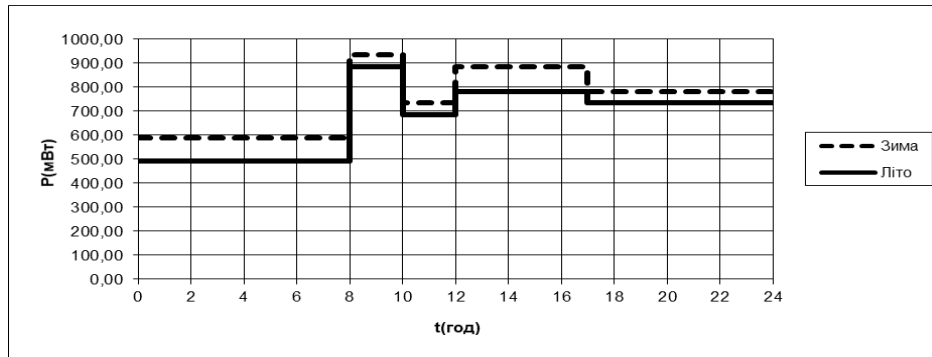


Рисунок 2.2.–Графік потужності що віддається в систему.

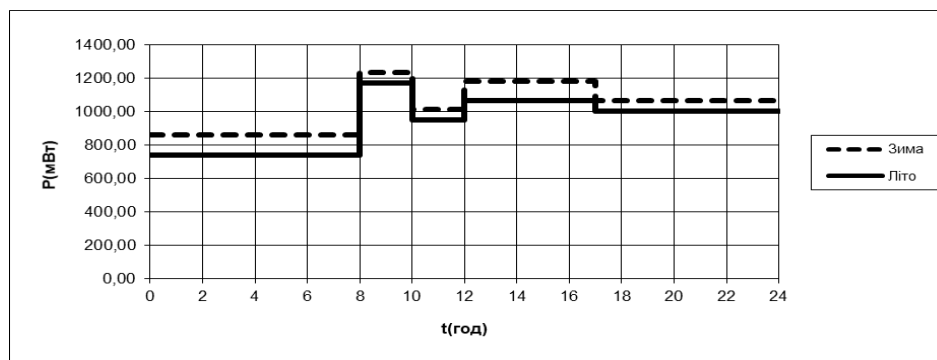


Рисунок 2.3 – Графік сумарної потужності, що віддається з шин станції.

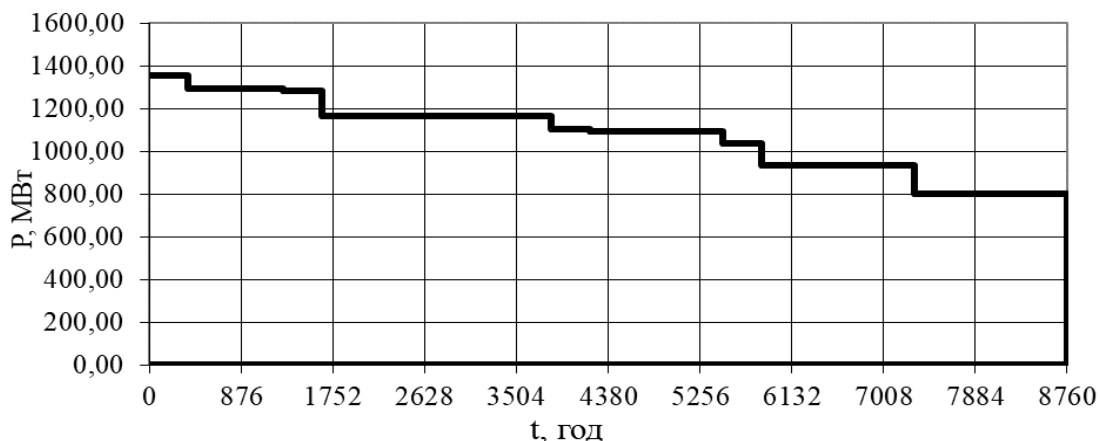


Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження.

2.2 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, які встановлюються на ТЕС, визначаються виходячи з типу (КЕС, ТЕЦ) та встановленої потужності станції. На ТЕЦ встановлюються теплофікаційні турбіни типу Т (табл. Б.3 [1]). Згідно завдання вибираємо з [1] для блоків 200 МВт турбіни Т-175/210-130. Технічні характеристики вибраних турбін приведено в табл. 2.2

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбіни

| Тип турбіни | Ном. потужність, МВт | Тиск свіжої пари, ата | Температура свіжої пари, °С | Температура проміжного перегріву, °С | Витрати свіжої пари, т/год | Кількість |
|---------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------|
| Т-175/210-130 | 175 | 130 | 555 | 565 | 760 | 6 |

2.3 Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) і кількість котлів на ТЕЦ визначаються зробленим раніше вибором теплофікаційних турбін. Парогенератори вибираються по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб і запасом до 3%.

Вибираємо парогенератори Пп-950 для турбін Т-175/210-130 – 6 шт. (табл. Б.1 [1]). Його технічні характеристики приведено в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенератора

| Марка котла-агрегата | Продуктивність, т/год | Ел. потужність, МВт | Параметри пари | | | Кількість |
|----------------------|-----------------------|---------------------|----------------|------------------|-----------|-----------|
| | | | Тиск на виході | Температура пари | | |
| | | | | Первинної | Вторинної | |
| Пп-950 | 950 | 300 | 255 | 265 | 270 | 6 |

2.4 Вибір електричних генераторів

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та електричній потужності турбін.

Для блоків 200 МВт беремо генератори ТГВ-200-2У3 (табл. 2.1 [2]). Основні характеристики генератора приведені в табл. 2.4

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

| Марка | Потужність | | Напруга $U_{н1}$, кВ | I_n , кА | $\cos\varphi_n$ | x''_d | Кількість |
|-------------|------------|-----------|-----------------------|------------|-----------------|---------|-----------|
| | S , МВА | P , МВт | | | | | |
| ТГВ-200-2У3 | 235,3 | 200 | 15,75 | 8,625 | 0,85 | 0,19 | 6 |

3 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проєктуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Головна електрична схема в значній мірі визначає основні показники електричної частини станції, а також обумовлює характеристики ЕС в цілому: надійність, економічність, ремонтоздатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо. Тому на етапі проєктування до головної схеми електричних з'єднань висуваються такі вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, режимам що очікуються, а також відповідність технологічній схемі;
- простота і наочність, мінімальний об'єм перемикачів при зміні режиму, доступність обладнання для ремонту без порушення режиму роботи;
- зручність спорудження електричної частини з врахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;
- можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі;
- достатня, економічно виправдана міра надійності.

Видача потужності на електростанції, що проєктується, буде здійснюватись на двох напругах: в систему - 220 кВ, в місцевий район - 10 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

- 1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоків.

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 180 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{лен220} = \frac{P_{с.вид.т.мах}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (3.1)$$

$$n_{лен220} = \frac{936}{200} + 1 = 5,68 = 6 \text{ (лінії);}$$

для місцевого району:

$$n_{лен10} = \frac{P_{р.вид.т.мах}}{P_{пр.доп.}} + 1, \quad (3.2)$$

$$n_{лен10} = \frac{214}{5} + 1 = 43,8 = 48 \text{ (лінії).}$$

3.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторі).

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{вд}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РП однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним.

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 220 і 10 кВ. У відповідності до цього виберемо блочну структурну схему ЕС з РП 220.

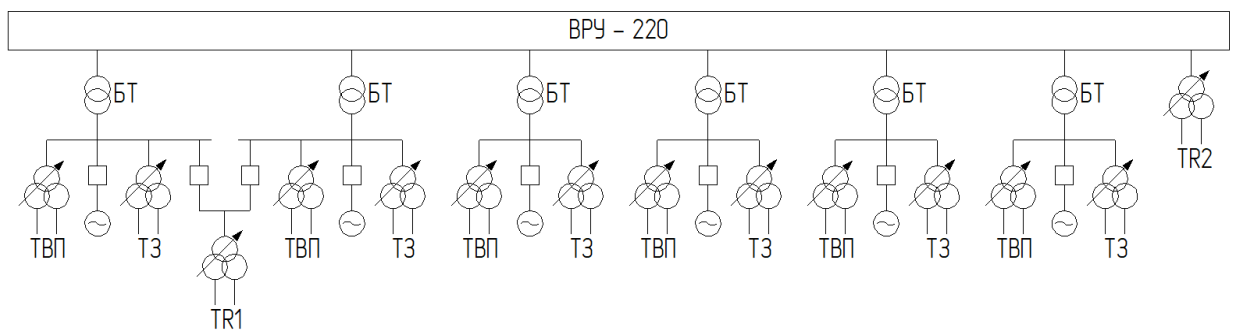


Рисунок 3.1 – Структурна схема ТЕЦ (варіант 1)

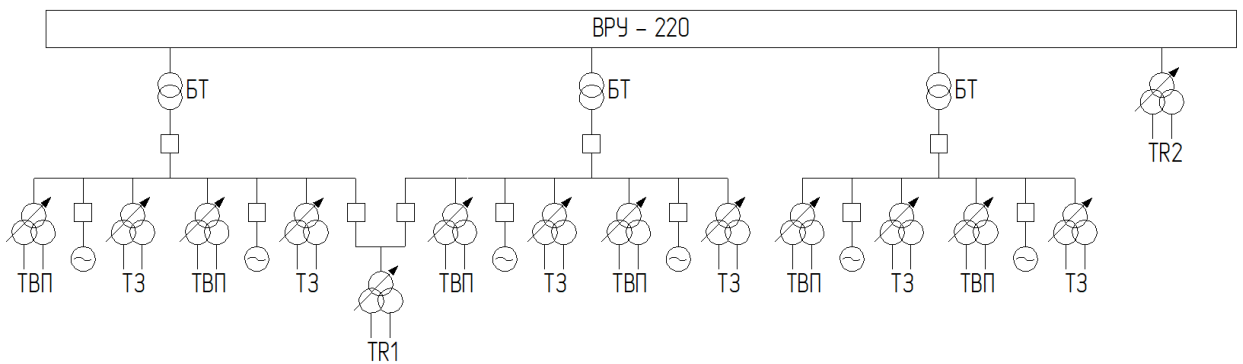


Рисунок 3.2 – Структурна схема ТЕЦ (варіант 2)

3.3 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двохобмоточних блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Перший варіант:

Всі трансформатори та автотрансформатори, окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати прилади регулювання напруги під навантаженням.

$$S_{BT \text{ розр}} \geq S_{ном G} - S_{ВП}, \quad (3.3)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot \frac{P_{ном G}}{\cos \varphi} \cdot k_{П}, \quad (3.4)$$

для блоків ТГВ-200-2УЗ: $S_{ном.Т} \geq 235,3 - 235,3 \cdot 0,08 = 220,2408$ МВА;

Другий варіант:

для блоків ТГВ-200-2УЗ: $S_{ном.Т} \geq 235,3 - 235,3 \cdot 0,08 = 220,2408$ МВА;

3.4 Вибір трансформаторів зв'язку

Номінальна потужність ТЗ вибирається згідно з навантаженням району та кількістю генераторів. Розрахункова потужність ТЗ визначається:

$$S_{ТЗ} = \frac{S_{p.від.max}}{n}, \quad (3.5)$$

де n – це кількість генераторів.

$$S_{ТЗ} = \frac{214}{6} = 35,6 \text{ (МВА)}.$$

3.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається:

для блоків ТГВ-200-2УЗ: $S_{ТВП} \geq 0,08 \cdot 235,3 \cdot 0,8 = 15,0592$ МВА;

Другий варіант:

для блоків ТГВ-200-2УЗ: $S_{ТВП} \geq 0,08 \cdot 235,3 \cdot 0,8 = 15,0592$ МВА;

3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого блока.

$$S_{ПРТВП} = 1,5 \cdot S_{ТВП} , \quad (3.6)$$

$$S_{ПРТВП} = 1,5 \cdot 15,0592 = 22,588 \text{ (МВА)}$$

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри трансформаторів

| Позн. на схемі | Тип трансформатора | Sном, МВА | Uном, кВ | | Uк, % | Pхх | Pк | Вартість, тис. грн | К-сть |
|----------------|-----------------------|-----------|----------|-----------|-------|-----|------|--------------------|-------|
| | | | ВН | НН | ВН-НН | | | | |
| Перший варіант | | | | | | | | | |
| БТ | ГДЦ (ТЦ) - 250000/220 | 250 | 242 | 15,75 | 11 | 207 | 600 | 11360 | 6 |
| ТВП | ТРДНС - 25000/35 | 25 | 15,75 | 6,3-6,3 | 10,5 | 25 | 115 | 2480 | 6 |
| ПРТВП1 | ТРДНС - 3200/220 | 32 | 230 | 6,3-6,3 | 11,5 | 150 | 45 | 4784 | 1 |
| ПРТВП2 | ТРДНС - 25000/35 | 25 | 15,75 | 6,3-6,3 | 10,5 | 25 | 115 | 2480 | 1 |
| ТЗ | ТРДНС - 40000/20 | 40 | 15,75 | 10,5-10,5 | 12,7 | 36 | 170 | 2784 | 6 |
| Другий варіант | | | | | | | | | |
| БТ | ТНЦ - 630000/220 | 630 | 242 | 15,75 | 12,5 | 400 | 1200 | 22960 | 3 |
| ТВП | ТРДНС - 25000/35 | 25 | 15,75 | 6,3-6,3 | 10,5 | 25 | 115 | 2480 | 6 |
| ПРТВП1 | ТРДНС - 3200/220 | 32 | 230 | 6,3-6,3 | 11,5 | 150 | 45 | 4784 | 1 |
| ПРТВП2 | ТРДНС - 25000/35 | 25 | 15,75 | 6,3-6,3 | 10,5 | 25 | 115 | 2480 | 1 |
| ТЗ | ТРДНС - 40000/20 | 40 | 15,75 | 10,5-10,5 | 12,7 | 36 | 170 | 2784 | 6 |

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності і надійний зв'язок з системою.

3.7 Вибір схем ВРП

Варіант 1:

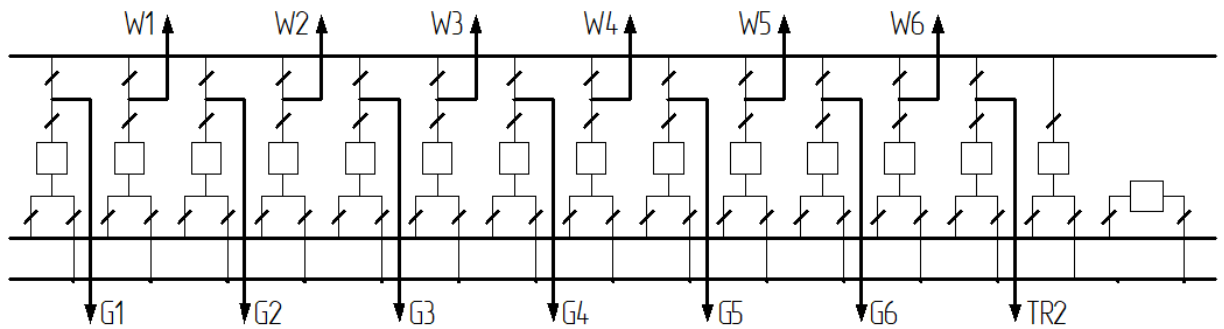


Рисунок 3.4 – Схема ВРП - 220 кВ

Варіант 2:

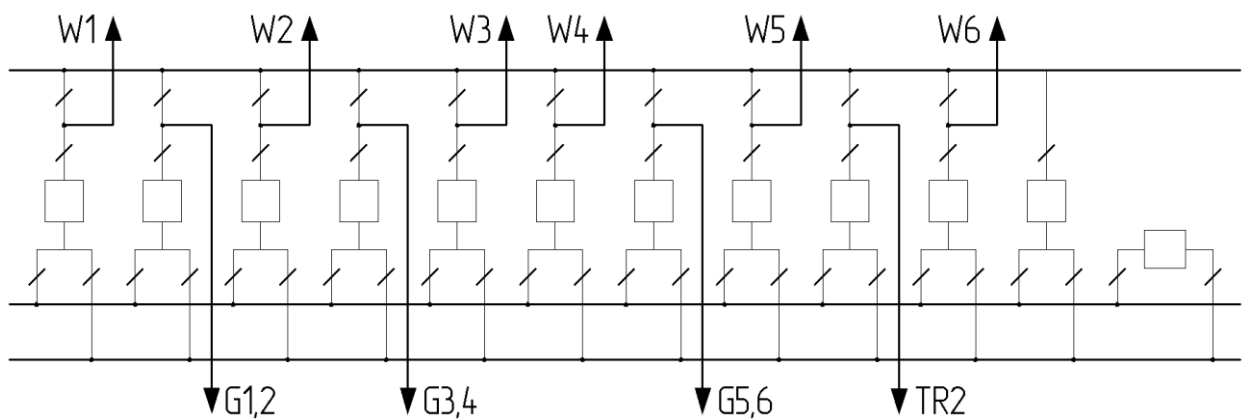


Рисунок 3.5 – Схема ВРП - 220 кВ

3.8 Техніко – економічне порівняння структурних схем

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_n K + B, \quad (3.7)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,12$); K – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.; B – річні експлуатаційні витрати, тис. грн., $M(Z)$ – збиток від недовипуску електроенергії.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначаємо за показниками вартості неоднакових елементів варіантів схеми, в даному випадку трансформаторів, вимикачів 220 кВ, 10 кВ.

Оскільки грошові показники в довіднику [2] відповідають рівню цін 1989 року, то для їх приведення до сучасного рівня вводимо ціновий коефіцієнт 40. Дані для розрахунку капіталовкладень зводимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок капіталовкладень

| Місце встан | Тип ТР | Вартість | К-сть | Сум варт |
|----------------|-----------------------|----------|-------|----------|
| Перший варіант | | | | |
| БТ | ТДЦ (ТЦ) - 250000/220 | 11360 | 6 | 68160 |
| ПРТВП1 | ТРДНС - 3200/220 | 4784 | 1 | 4784 |
| ПРТВП2 | ТРДНС - 25000/35 | 2480 | 1 | 2480 |
| ТВП | ТРДНС - 25000/35 | 2480 | 6 | 14880 |
| ТЗ | ТРДНС - 40000/20 | 2784 | 6 | 16704 |
| Вимикачі | | | | |
| ВРП 220 кВ | ЛТВ-245/Е1 | 9000 | 15 | 135000 |
| Генератори | | | | |
| Г-1 | ТГВ - 200-2УЗ | 23736 | 6 | 142416 |
| Заг варт | | | | 384424 |
| Другий варіант | | | | |
| БТ-1 | ТНЦ - 630000/220 | 22960 | 3 | 68880 |
| ПРТВП1 | ТРДНС - 3200/220 | 4784 | 1 | 4784 |
| ПРТВП2 | ТРДНС - 25000/35 | 2480 | 1 | 2480 |
| ТВП | ТРДНС - 25000/36 | 2480 | 6 | 14880 |
| ТЗ | ТРДНС - 40000/20 | 2784 | 6 | 16704 |
| Вимикачі | | | | |
| ВРП ВН | ЛТВ-245/Е1 | 9000 | 12 | 108000 |
| Генератори | | | | |
| Г-1 | ТГВ - 200-2УЗ | 23736 | 6 | 142416 |
| Заг варт | | | | 358144 |

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$B = \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}; \quad (3.8)$$

де $(p_a + p_0)$ – відрахування на амортизацію та обслуговування, з [2]:
 $(p_a + p_0) = 0,094$; β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, по кривій рисунок.

4.1. [5], з врахуванням цінового коефіцієнту $\beta = 55$ коп/(кВт·год); ΔW_{Σ} – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному двообмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau \quad (3.9)$$

де P_x, P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; S_{max} – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно; T_p – час ремонту трансформатора (будемо вважати що в даному році трансформатор не виводився в ремонт); τ – тривалість максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (3.10)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7602,19}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 6848,947 \text{ год.}$$

де T_{max} - кількість годин використання максимального навантаження.

Варіант I:

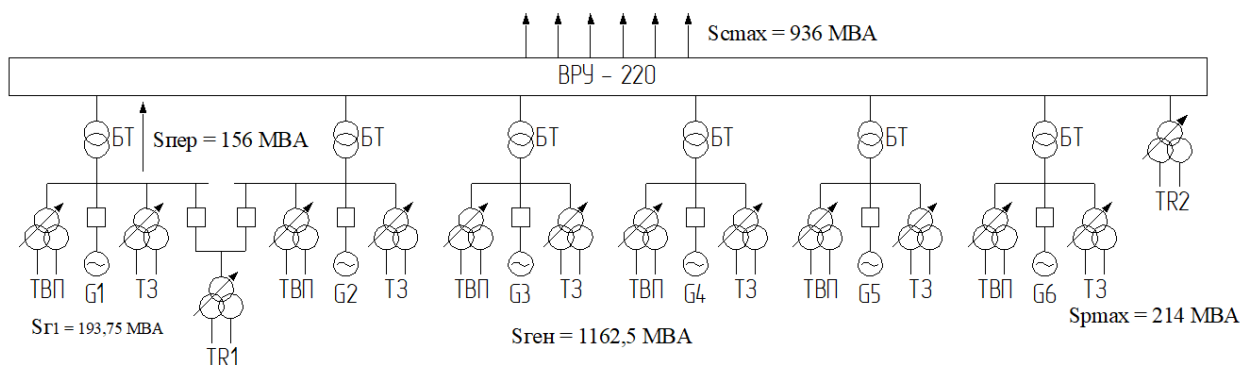


Рисунок 3.6 – Перетоки потужності (перший варіант)

Блочні трансформатори

для блоків ТГВ-200-2У3: $S_{\text{ном.т}} \geq 235,3 - 235,3 \cdot 0,08 = 220,2408 \text{ МВА};$

$$S_{\text{ГЕН}} = S_{\text{НГ1}} \cdot 6 = 193,75 \cdot 6 = 1162,5 \text{ (МВА)},$$

$$S_{\text{max ТЗ}} = S_{\text{p max}} / 6 = 214 / 6 = 35,67 \text{ (МВА)},$$

$$\Delta W_{\text{БТ}} = 6 \cdot 207 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 600 \cdot (1162,5 / (3 \cdot 250))^2 \cdot 6848,97 = 11941506,7 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{\text{ТЗ}} = 6 \cdot 36 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 170 \cdot (35,67 / (3 \cdot 40))^2 \cdot 6848,97 = 1949837,012 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{\text{I}} = 11941506,7 + 1949837,012 = 13891343,799 \text{ (кВт·год)};$$

$$B_1 = 0,094 \cdot 384424 + 55 \cdot 13891343,799 \cdot 10^{-5} = 43776,095 \text{ (тис. грн.)};$$

$$З_6 = p_{\text{п}} \cdot K + B_1; \quad (3.11)$$

$$З_1 = 0,12 \cdot 38424 + 43776,095 = 89906,975 \text{ (тис. грн.)}.$$

Варіант II:

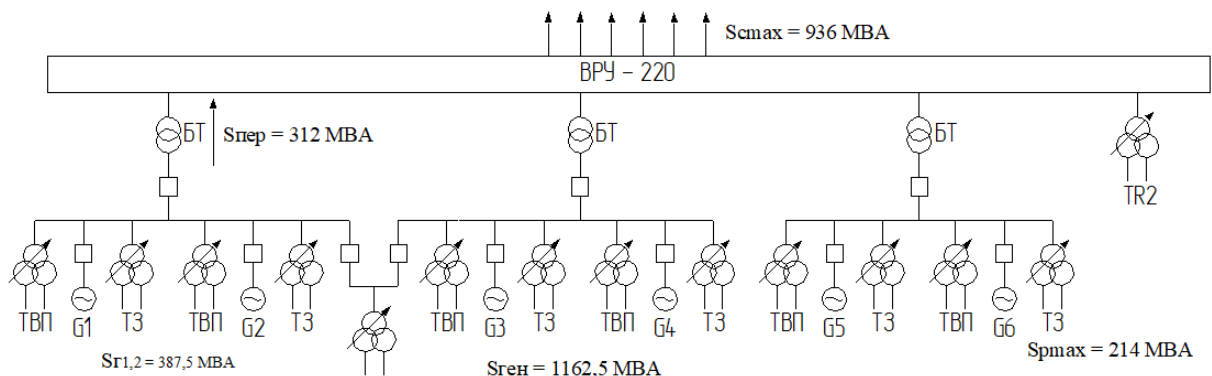


Рисунок 3.7 – Перетоки потужності (другий варіант).

$$S_{\text{ГЕН}} = S_{\text{НГ1}} \cdot 3 = 387,5 \cdot 3 = 1162,5 \text{ (МВА)},$$

$$S_{\text{max ТЗ}} = S_{\text{p max}} / 6 = 214 / 6 = 35,67 \text{ (МВА)},$$

$$\Delta W_{\text{БТ}} = 3 \cdot 400 \cdot 8760 + (1/3) \cdot 1200 \cdot (2110 / (3 \cdot 630))^2 \cdot 6848,97 = 12197058,39 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{\text{ТЗ}} = 6 \cdot 36 \cdot 8760 + (1/6) \cdot 170 \cdot (35,67 / (3 \cdot 40))^2 \cdot 6848,97 = 1949837,012 \text{ (кВт·год)};$$

$$\Delta W_{\text{I}} = 12197058,39 + 1949837,012 = 14146895,404 \text{ (кВт·год)};$$

$$B_1 = 0,094 \cdot 358144 + 55 \cdot 14146895,404 \cdot 10^{-5} = 41446,328 \text{ (тис. грн.)};$$

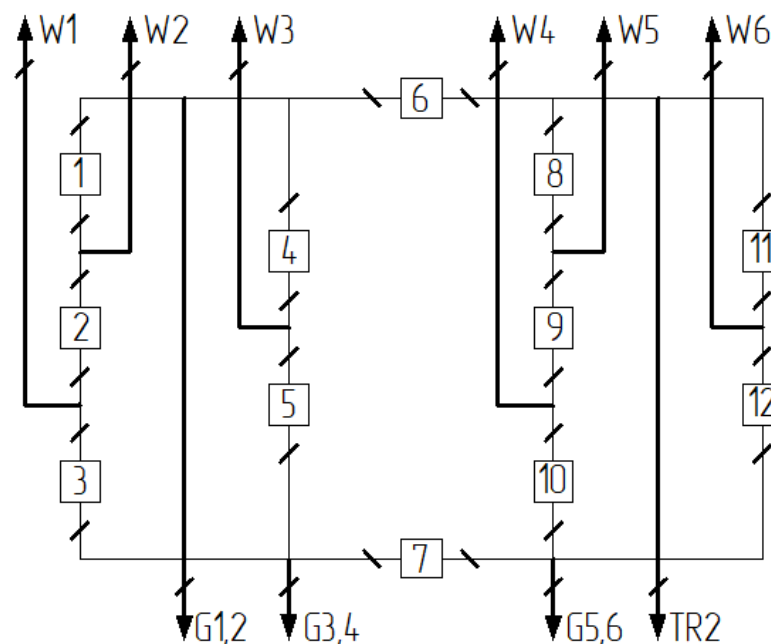
$$З_2 = 0,12 \cdot 358144 + 41446,328 = 84423,608 \text{ (тис. грн.)}.$$

Оскільки приведені затрати для другого варіанту схеми менші, то для проєктованої ТЕЦ, вибираємо блочний тип схеми станції по II варіанту, оскільки він забезпечує менші втрати електроенергії та однотипність обладнання.

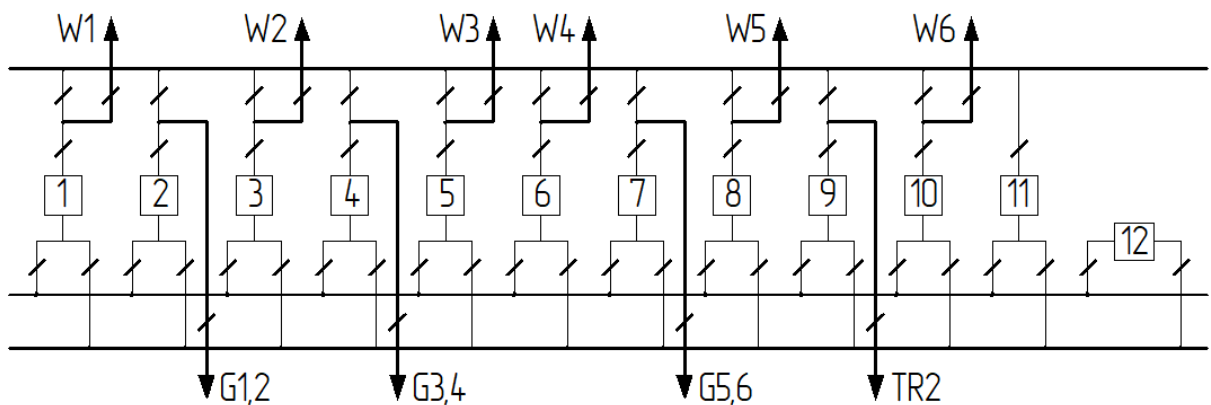
4 ВИБІР СХЕМИ ВРП ВИСОКОЇ НАПРУГИ МЕТОДОМ ТАРИВЕРДІСВА

Вибір схеми електричних з'єднань ВРП станції передбачається порівнянням не менше двох конкурентоспроможних варіантів. Намічаємо два варіанти схем ВРП:

- а) схема “Два зв’язаних п’ятикутника” (рисунок 4.1 а);
- б) схема “Дві системи збірних шин з обхідною” (рисунок 4.1 б).



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 4.1 – Варіанти схеми ВРП-220 кВ – а) I варіант, б) II варіант

Схему вибираємо за приведеними затратами:

$$Z = p_n K + U + M(3), \quad (2.29)$$

де $p_n = 0,12$; $M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$K = n \cdot C_k, \quad (2.30)$$

де n – число комірок з вимикачами; C_k – вартість комірки, тис. грн.

$$U = \frac{a}{100} \cdot K; \quad (2.31)$$

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.32)$$

де $y_0 = 30 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – питомий збиток; $a = 9,4\%$; $C_k = 9000$ тис. грн.; n –

кількість комірок з вимикачами, шт.; K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

w_i – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік; ΔP_i – втрачаєма

потужність, МВт; T_i – час простою елемента, год.;

Таблиця 4.1 – Показники надійності елегазових вимикачів

| Напруга, кВ | Складові параметра потоку відмов, 1/рік | | Час відновлення T_v , год. | Частота планових ремонтів, μ , 1/рік | Тривалість планового ремонту, T_p , год. |
|----------------|--|------------|------------------------------------|---|---|
| | ω_1 | ω_2 | | | |
| 220 | 0,0125 | 0,005 | 80 | 0,2 | 150 |

Таблиця 4.2 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРП-220 кВ

| Параметр | Розрахункова формула | Числове значення | |
|---|---|------------------|------------|
| | | I | II |
| Кількість комірок, шт. | n_k | 12 | 12 |
| Вартість комірки, тис. грн. | C_k | 9000 | 9000 |
| Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів | $\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$ | 0,0075 | 0,0075 |
| | $\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$ | 0,0129 | 0,0129 |
| Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ | $K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$ | 0,003425 | 0,003425 |
| | $K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$ | 0,9592 | 0,9592 |
| Час простою елемента, год. | T_0 | 1 | 1 |
| | $T_{ВП} = T_B - T_B^2 / 2 \cdot T_{\Pi}$ | 58,6 | 58,6 |
| Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах | $K_0 \cdot \omega_{ГВ}$ | 0,00721725 | 0,00721725 |
| | $K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$ | 0,01241367 | 0,01241367 |
| | $K_p \cdot \omega_{ГВ}$ | 0,0000255 | 0,0000255 |
| | $K_p \cdot \omega_{ЛВ}$ | 0,00004386 | 0,00004386 |

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(З)_I = 30 \cdot [0,9623(0,0129(136 \cdot 1 \cdot 2 + 161,5 \cdot 1 \cdot 6) + 0,0075(161,5 \cdot 1 \cdot 1 + 548,75 \cdot 1 \cdot 1)) + 0,034(0,0129(136 \cdot 58,6 \cdot 4 + 136 \cdot 1 \cdot 25 + 161,5 \cdot 1 \cdot 61 + 336 \cdot 1 \cdot 6) + 0,0075(161,5 \cdot 1 \cdot 11 + 548,75 \cdot 1 \cdot 11))] = 683,95 \text{ (тис. грн).}$$

$$M(З)_{II} = 30 \cdot [0,9623(0,0129(548,75 \cdot 1 \cdot 3 + 336 \cdot 1 \cdot 3) + 0,0075(548,75 \cdot 1 \cdot 2 + 336 \cdot 1 \cdot 2 + 161,5 \cdot 58,6 \cdot 3)) + 0,034(0,0129(548,75 \cdot 1 \cdot 30 + 336 \cdot 1 \cdot 30) + 0,0075(548,75 \cdot 1 \cdot 25 + 336 \cdot 1 \cdot 25 + 161,5 \cdot 58,6 \cdot 33))] = 7809,65875 \text{ (тис. грн);}$$

Таблиця 4.3 – Розрахункові показники надійності схеми ВРП-220 кВ

| Відмова елемента | ΔP , МВт | Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД | K_0 | | K_p | |
|--------------------------|---------------------|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | $\omega_{ГВ}$ | $\omega_{ЛВ}$ | $\omega_{ГВ}$ | $\omega_{ЛВ}$ |
| I варіант | | | | | | |
| W3, G3,4, W2, G1,2, W1 | 548,75 | 1 | 3 | 2 | 30 | 25 |
| W6, TR2, W5, G5,6, W4 | 336 | 1 | 3 | 2 | 30 | 25 |
| G1,2 | 161,5 | 58,6 | – | 1 | – | 11 |
| G3,4 | 161,5 | 58,6 | – | 1 | – | 11 |
| G5,6 | 161,5 | 58,6 | – | 1 | – | 11 |
| II варіант | | | | | | |
| G1,2, W2 | 161,5 | 1 | 1 | – | 9 | – |
| W1, W2 | 136 | 1 | 1 | – | 11 | – |
| G3,4, W1 | 161,5 | 1 | 1 | – | 9 | – |
| G1,2, W3 | 161,5 | 1 | 1 | – | 9 | – |
| G3,4, W3 | 161,5 | 1 | 1 | – | 9 | – |
| TR2, G1,2 | 161,5 | 1 | – | 1 | – | 5 |
| G5,6, G3,4 | 548,75 | 1 | – | 1 | – | 5 |
| W4, W5 | 136 | 1 | 1 | – | 11 | – |
| G5,6, W4 | 161,5 | 1 | 1 | – | 8 | – |
| G5,6, W6 | 161,5 | 1 | 1 | – | 8 | – |
| G3,4, W1, W2 | 161,5 | 1 | – | – | 1 | – |
| G3,4, W3, D(W2, W1) | 336 | 1 | – | – | 1 | – |
| G3,4, G3,4, D(W2, W1) | 548,75 | 1 | – | – | – | 1 |
| G1,2, W3, W2 | 161,5 | 1 | – | – | 2 | – |
| G3,4, W3, W1 | 161,5 | 1 | – | – | 2 | – |
| TR2, G1,2, W2 | 161,5 | 1 | – | – | – | 1 |
| G5,6, G3,4, W1 | 548,75 | 1 | – | – | – | 1 |
| G1,2, W1, W2 | 161,5 | 1 | – | – | 1 | – |
| G1,2, W3, D(W2, W1) | 336 | 1 | – | – | 1 | – |
| TR2, G1,2, D(W2, W1) | 161,5 | 1 | – | – | – | 1 |
| G5,6, G3,4, W3 | 548,75 | 1 | – | – | – | 1 |
| TR2, G1,2, W3 | 161,5 | 1 | – | – | – | 1 |
| G5,6, W4, D(W5, W6, TR2) | 336 | 1 | – | – | 1 | – |

Продовження таблиці 4.3

| Відмова елемента | ΔP , МВт | Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД | K_0 | | K_p | |
|--------------------------|---------------------|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | $\omega_{ГВ}$ | $\omega_{ЛВ}$ | $\omega_{ГВ}$ | $\omega_{ЛВ}$ |
| G5,6, W6, D(W5, W4, TR2) | 336 | 1 | – | – | 1 | – |
| G5,6, G3,4, D(W5, W4,) | 548,75 | 1 | – | – | – | 1 |
| G5,6, W4, W5 | 161,5 | 1 | – | – | 1 | – |
| G5,6, W6, D(W5, W4) | 336 | 1 | – | – | 1 | – |
| TR2, G1,2, W5 | 161,5 | 1 | – | – | – | 1 |
| G5,6, G3,4, W4 | 548,75 | 1 | – | – | – | 1 |
| TR2, W6, W5 | 136 | 1 | – | – | 2 | – |
| G5,6, W6, W4 | 161,5 | 1 | – | – | 2 | – |
| TR2, G1,2, D(W5, W4) | 161,5 | 1 | – | – | – | 1 |
| TR2, W4, W5 | 136 | 1 | – | – | 1 | – |
| TR2, W6, D(W5, W4) | 336 | 1 | – | – | 1 | – |
| G5,6, G3,4, W6 | 548,75 | 1 | – | – | – | 1 |
| TR2, G1,2, W6 | 161,5 | 1 | – | – | – | 1 |
| D(W2, W1) | 136 | 58,6 | – | – | 2 | – |
| D(W5, W4) | 136 | 58,6 | – | – | 2 | – |

Примітка – події, які не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), в таблицю не внесені.

Таблиця 4.5 – Приведені затрати схем ВРП-220 кВ

| Складові витрат | Числове значення, тис. грн. | |
|------------------------|-----------------------------|------------|
| | I варіант | II варіант |
| Капіталовкладення | 108000 | 108000 |
| Щорічні експл. витрати | 10152 | 10152 |
| Очікуваний збиток | 683,95 | 7809,65 |
| Приведені затрати | 23112 | 30921,7 |

$\Delta Z=25,256\%>5\%$ тобто приймемо I варіант схеми ВРП-220 кВ.

Таблиця 4.6 – Розрахунок надійності схеми ВРП-220 кВ (І варіант)

| Елемент, що відмовив | Параметр потoku відмов ω_1 | Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів | | | | | |
|----------------------------|--|--|--|--------------------------------------|--|---|---|
| | | Коефіцієнти режиму k_j і вимикачі, що ремонтуються | | | | | |
| | | k_0 | k_p | | | | |
| | | | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q5 |
| Q1 | 0,0129 | G1,2, W2 - To | - | G1,2, W2 - To W2 - T _B | G1,2, W1, W2 - To D(W2, W1) - T _B | G1,2, W2 - To | G1,2, W3, W2 - To |
| Q2 | 0,0129 | W1, W2 - To | W1, W2 - To W2 - T _B | - | W1, W2 - To W1 - T _B | W1, W2 - To | W1, W2 - To |
| Q3 | 0,0129 | G3,4, W1 - To | G3,4, W1, W2 - To D(W2, W1) - T _B | G3,4, W1 - To W1 - T _B | - | G3,4, W3, W1 - To | G3,4, W1 - To |
| Q4 | 0,0129 | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To | G1,2, W3, W2 - To | G1,2, W3, D(W2, W1) - To | - | G1,2, W3 - To W3 - T _B |
| Q5 | 0,0129 | G3,4, W3 - To | G3,4, W3, D(W2, W1) - To | G3,4, W3, W1 - To | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To W3 - T _B | - |
| Q6 | 0,0075 | TR2, G1,2 - To | TR2, G1,2 - To | TR2, G1,2, W2 - To | TR2, G1,2, D(W2, W1) - To | TR2, G1,2 - To | TR2, G1,2, W3 - To |
| Q7 | 0,0075 | G5,6, G3,4 - To | G5,6, G3,4, D(W2, W1) - To | G5,6, G3,4, W1 - To | G5,6, G3,4 - To | G5,6, G3,4, W3 - To | G5,6, G3,4 - To |
| Q8 | 0,0129 | TR2, W5 - To | TR2, W5 - To | TR2, W5 - To | TR2, W5 - To | TR2, W5 - To | TR2, W5 - To |
| Q9 | 0,0129 | W4, W5 - To | W4, W5 - To | W4, W5 - To | W4, W5 - To | W4, W5 - To | W4, W5 - To |
| Q10 | 0,0129 | G5,6, W4 - To | G5,6, W4 - To | G5,6, W4 - To | G5,6, W4 - To | G5,6, W4 - To | G5,6, W4 - To |
| Q11 | 0,0129 | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To |
| Q12 | 0,0129 | G5,6, W6 - To | G5,6, W6 - To | G5,6, W6 - To | G5,6, W6 - To | G5,6, W6 - To | G5,6, W6 - To |

Продовження таблиці 4.6

| Елемент, що відмовив | Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів | | | | | | |
|----------------------------|--|-------------------|---|--------------------------------------|--|--------------------------------------|-------------------------------------|
| | Коефіцієнти режиму k_j і вимикачі, що ремонтуються | | | | | | |
| | кр | | | | | | |
| | Q6 | Q7 | Q8 | Q9 | Q10 | Q11 | Q12 |
| Q1 | G1,2, W2 - To | G1,2, W2 - To | G1,2, W2 - To | G1,2, W2 - To | G1,2, W2 - To | G1,2, W2 - To | G1,2, W2 - To |
| Q2 | W1, W2 - To | W1, W2 - To | W1, W2 - To | W1, W2 - To | W1, W2 - To | W1, W2 - To | W1, W2 - To |
| Q3 | G3,4, W1 - To | G3,4, W1 - To | G3,4, W1 - To | G3,4, W1 - To | G3,4, W1 - To | G3,4, W1 - To | G3,4, W1 - To |
| Q4 | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To | G1,2, W3 - To |
| Q5 | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To | G3,4, W3 - To |
| Q6 | - | TR2, G1,2 - To | TR2, G1,2 - To | TR2, G1,2, W5 - To | TR2, G1,2, D(W5, W6) - To | TR2, G1,2 - To | TR2, G1,2, W6 - To |
| Q7 | G5,6, G3,4 - To | - | G5,6, G3,4, D(W5, W4) - To | G5,6, G3,4, W4 - To | G5,6, G3,4 - To | G5,6, G3,4, W6 - To | G5,6, G3,4 - To |
| Q8 | TR2, W5 - To | TR2, W5 - To | - | TR2, W5 - To W5 - T _B | TR2, W4, W5 - To D(W5, W4) - T _B | TR2, W5 - To | TR2, W6, W5 - To |
| Q9 | W4, W5 - To | W4, W5 - To | W4, W5 - To W5 - T _B | - | W4, W5 - To W4 - T _B | W4, W5 - To | W4, W5 - To |
| Q10 | G5,6, W4, D(W5, W6, TR2) - To | G5,6, W4 - To | G5,6, W4, W5 - To D(W5, W4) - T _B | G5,6, W4 - To W4 - T _B | - | G5,6, W6, W4 - To | G5,6, W4 - To |
| Q11 | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To | TR2, W6 - To | TR2, W6, W5 - To | TR2, W6, D(W5, W4) - To | - | TR2, W6 - To W6 - T _B |
| Q12 | G5,6, W6, D(W5, W4, TR2) - To | G5,6, W6 - To | G5,6, W6, D(W5, W4) - To | G5,6, W6, W4 - To | G5,6, W6 - To | G5,6, W6 - To W6 - T _B | - |

Таблиця 4.7 – Розрахунок надійності схеми ВРП-220 кВ (II варіант)

| Елемент, що відмовив | Параметр поточу відмов ω_1 | Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів | | | | | |
|----------------------------|--|--|--|--|--|--|--|
| | | Коефіцієнти режиму k_j і вимикачі, що ремонтуються | | | | | |
| | | k_0 | k_p | | | | |
| | | | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q5 |
| Q1 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - ТБ | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - ТБ |
| Q2 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - ТБ | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - ТБ |
| Q3 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - ТБ | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - ТБ |
| Q4 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - ТБ | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - ТБ |
| Q5 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - ТБ | - |
| Q6 | 0,0075 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - ТБ |
| Q7 | 0,0075 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - ТБ |
| Q8 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ |
| Q9 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - ТБ |
| Q10 | 0,0129 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - ТБ |
| Q11 | 0,0129 | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - ТБ | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - ТБ |

Продовження таблиці 4.7

| Елемент, що відмовив | Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів | | | | | |
|----------------------------|--|---|---|---|--|--|
| | Коефіцієнти режиму к _j і вимикачі, що ремонтуються | | | | | |
| | к _p | | | | | |
| | Q6 | Q7 | Q8 | Q9 | Q10 | Q11 |
| Q1 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W1 - Тв |
| Q2 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G1,2 - Тв |
| Q3 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W2 - Тв |
| Q4 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G3,4 - Тв |
| Q5 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W3 - Тв |
| Q6 | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - Тв |
| Q7 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - Тв | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - Тв |
| Q8 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв |
| Q9 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - Тв | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - Тв |
| Q10 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | - | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв |
| Q11 | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W4 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To G5,6 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To TR2 - Тв | G3,4, G1,2, W3, W2, W1 - To W5 - Тв | - |

5 ВИБІР СХЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ СТАНЦІЇ

На ТЕЦ блочного типу навантаження живиться від ТВП блоків, а загальностанційне, при змозі, рівномірно розподіляється між блоками. ВП 6 кВ блоків отримують живлення від блочних ТВП, які під'єднуються на відгалуженні між генератором і блочним трансформатором. Кожен блок потужністю 160 МВт і більше має дві секції власних потреб 6 кВ.

Трансформатори ВП повинні мати пристрої РПН, не повинні перевантажуватись і при потужності блоків більше 160 МВт повинні мати розщеплену обмотку нижчої напруги. Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції показана на рисунку 5.1.

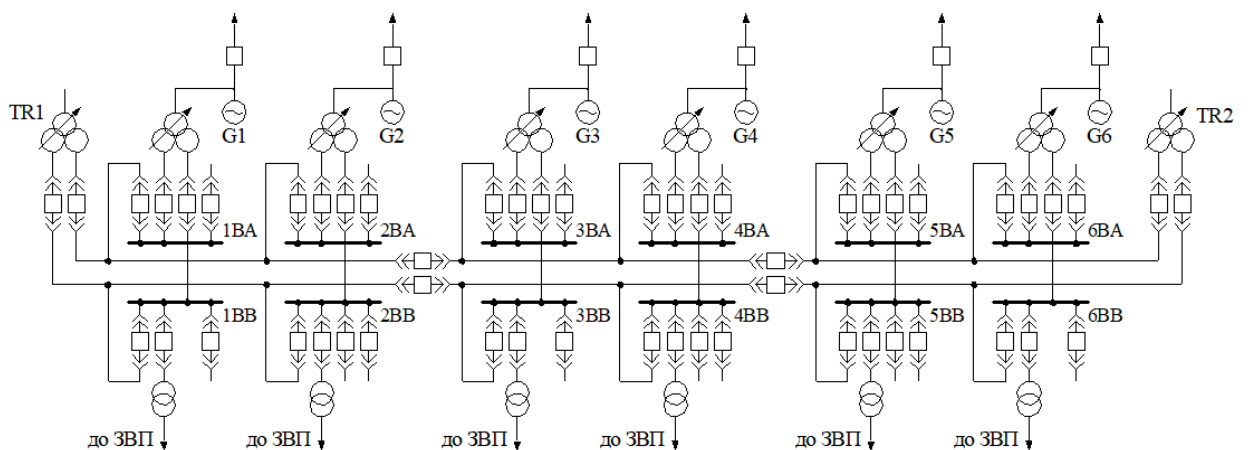


Рисунок 5.1 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції.

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.

6 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струму короткого замикання проводиться для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки установок релейного захисту та автоматики.

Для розв'язку більшості задач, які зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться наступні:

- приймається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються на протязі всього процесу КЗ;
- не враховується насичення магнітних систем, що дозволяє рахувати постійними і такими, що не залежать від струму індуктивні опори всіх елементів коротко замкнутого кола;
- нехтують намагнічуючими струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трьохфазна система є симетричною; вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено; при обчисленні струму КЗ зазвичай нехтують активним опором кола.

При зазначених припущеннях похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10%, що вважається допустимим.

Для розрахунку струмів КЗ складається розрахункова схема, по якій складається електрична схема заміщення. Шляхом поступового перетворення схема заміщення приводиться до більш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою КЗ одним результируючим опором. Знаючи результируючу ЕРС джерела та результируючий опір, по закону Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис. 6.1).

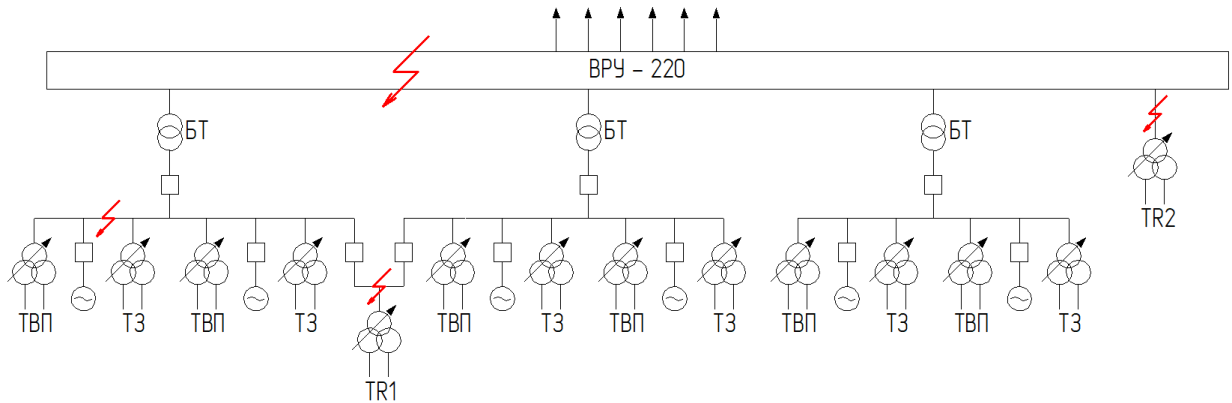


Рисунок 6.1 – Місце знаходження точок короткого замикання

6.1 Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

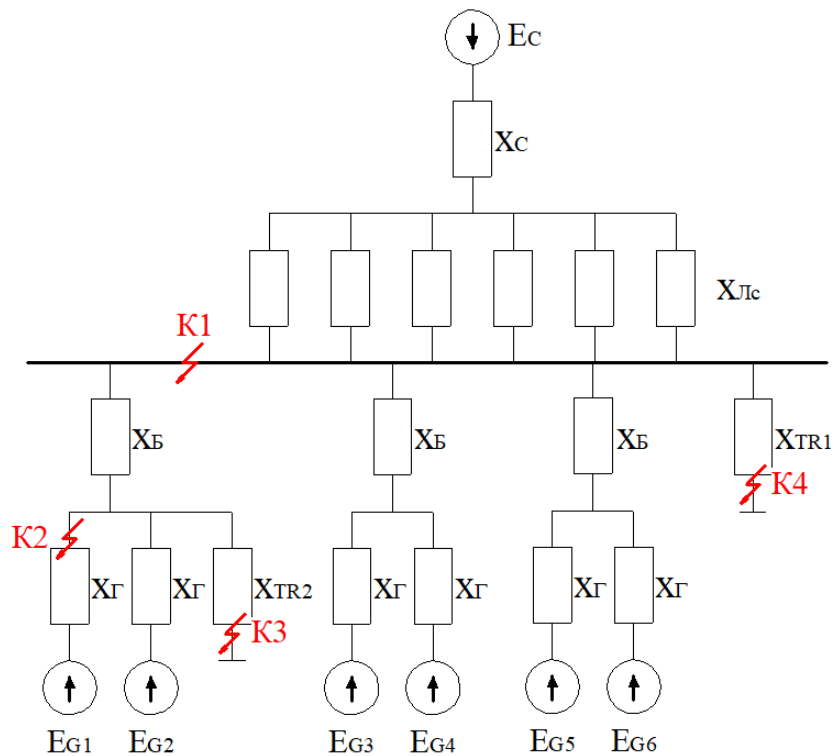


Рис 6.2 – Еквівалентна схема заміщення станції

6.2 Розрахунок опорів заступної схеми

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінюємо електричними (рисунок 6.2).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1, таблиця. 6.1–6.3].

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*C} = X_{*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (6.1)$$

$$X_{*C} = 0,38 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,025;$$

- ЛЕП 220:

$$X_{*1-6} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (6.2)$$

$$X_{*лс} = 0,32 \cdot 180 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,088;$$

- блочних трансформаторів БТ1:

$$X_{*БТ1} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (6.3)$$

$$X_{*БТ1} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,198;$$

- генераторів G1:

$$X_{*ГГ1} = X_{d*НОМ}'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (6.6)$$

$$X_{*ГГ1} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,807;$$

- ТВП1:

$$X_{*ТВП1} = \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (6.7);$$

$$X_{*ТВП1} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- ПРТВП1:

$$X_{*ПРТВП1} = 1,875 \cdot \frac{u_{кв-н\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (6.8)$$

$$X_{*ПРТВП1} = 1,875 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738;$$

- ПРТВП2:

$$X_{*ПРТВП2} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

6.3 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{по} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_B; \quad (6.9)$$

де E''_* – ЕРС джерела, в.о.; $x_{рез*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов; I_B – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (6.10)$$

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 . Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 6.3).

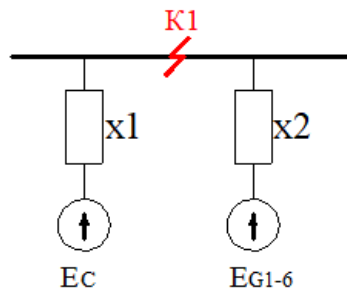


Рисунок 6.3

$$x_{*1} = x_C + \frac{x_{лC}}{n}; \quad (6.11)$$

$$x_{*1} = 0,025 + \frac{1,088}{6} = 0,206;$$

$$x_{*2} = \frac{\frac{x_{Г1}}{2} + x_{BT1}}{3}; \quad (6.12)$$

$$x_{*2} = \frac{\frac{0,807}{2} + 0,198}{3} = 0,201;$$

$$E_{G1-6}=1,13; E_c=1.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (6.13)$$

$$I_{B1} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 2,513 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOC} = \frac{E''_{*c}}{X_{*1}} \cdot I_{B1}; \quad (6.14)$$

$$I_{ПOC} = \frac{1}{0,206} \cdot 2,513 = 12,171 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOC_{G1-6}} = \frac{E''_{*G1-6}}{X_{*2}} \cdot I_{B1}; \quad (6.15)$$

$$I_{ПOC_{G1-6}} = \frac{1,13}{0,201} \cdot 2,513 = 14,148 \text{ (кА)};$$

К₂ Приведем схему 6.4 (а) до вигляду на рисунку 6.4 (в).

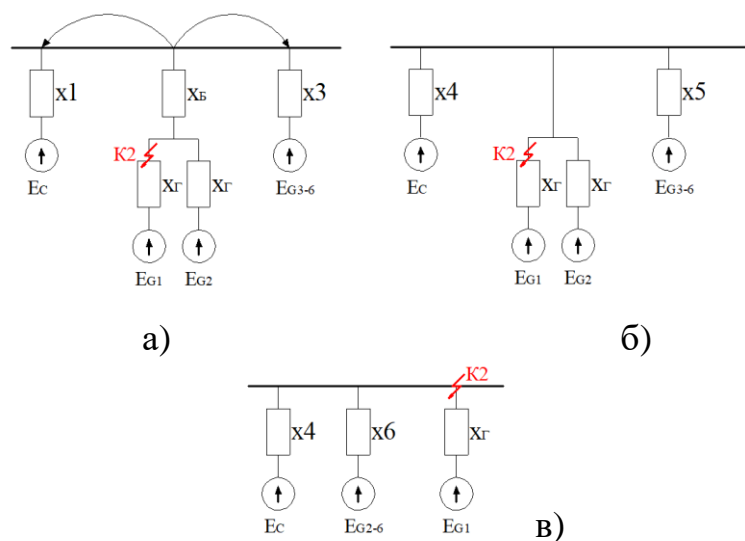


Рисунок 6.4 (а, б, в)

$$x_{*3} = \frac{\frac{x_{\Gamma1}}{2} + x_{BT1}}{2}; \quad (6.16)$$

$$x_{*3} = \frac{\frac{0,807}{2} + 0,198}{2} = 0,301;$$

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_{*1} + x_{*3}); \quad (6.17)$$

$$x_{\Delta} = 0,198 \cdot (0,206 + 0,301) = 0,101;$$

$$x_{*4} = x_{*1} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*3}}; \quad (6.18)$$

$$x_{*4} = 0,206 + \frac{0,101}{0,301} = 0,541;$$

$$x_{*5} = x_{*3} + \frac{x_{\Delta}}{x_{*1}}; \quad (6.19)$$

$$x_{*5} = 0,301 + \frac{0,101}{0,206} = 0,788;$$

$$x_{*6} = \frac{x_{\Gamma1} \cdot x_{*5}}{x_{\Gamma1} + x_{*5}}; \quad (6.20)$$

$$x_{*6} = \frac{0,807 \cdot 0,788}{0,807 + 0,788} = 0,399;$$

$E_{G1-6}=1,13; E_c=1.$

$$I_{B2} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E_{*C}''}{X_{*4}} \cdot I_{B2}; \quad (6.21)$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{1}{0,541} \cdot 36,7 = 67,843 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОР}G2-6} = \frac{E_{*G2-6}''}{X_{*6}} \cdot I_{B2}; \quad (6.22)$$

$$I_{\text{ПОГ2-6}} = \frac{1,13}{0,399} \cdot 36,7 = 103,934 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1К3}} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*\Gamma1}} \cdot I_B ; \quad (6.23)$$

$$I_{\text{ПОГ1К3}} = \frac{1,13}{0,807} \cdot 36,7 = 51,359 \text{ (кА)}.$$

К₃ Приведем схему 6.5 (а) до вигляду на рисунку 6.5 (в).

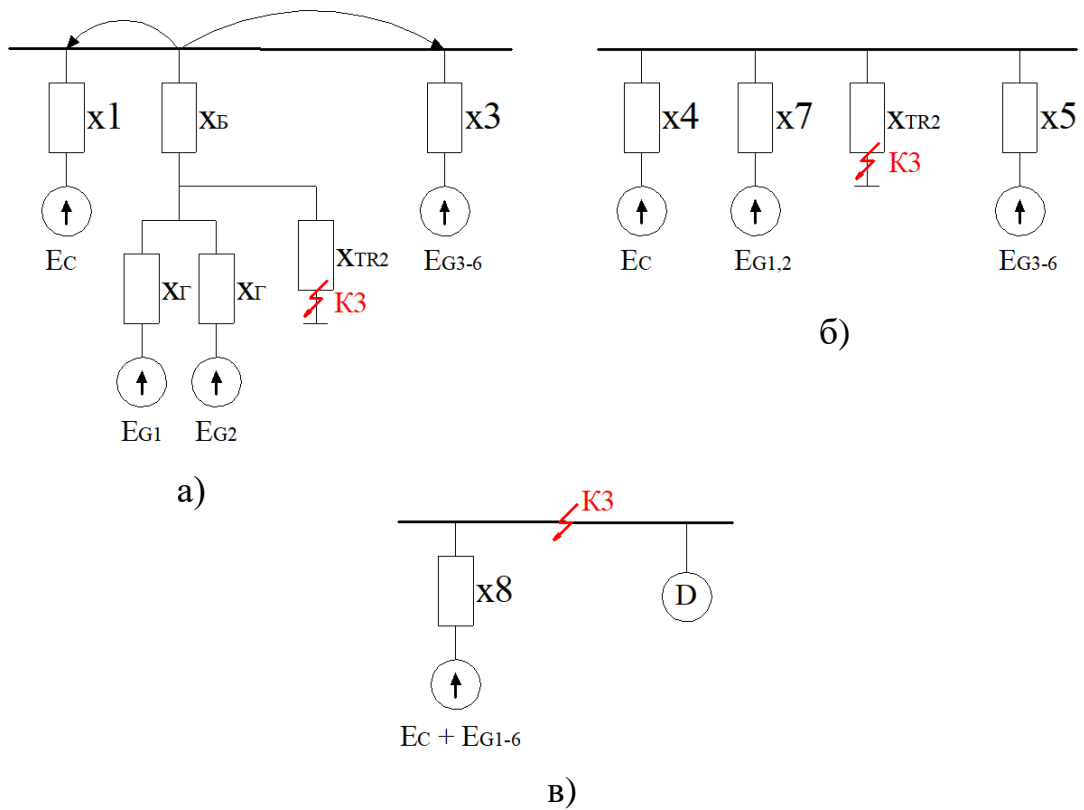


Рисунок 6.5 (а, б, в)

$$x_{*7} = \frac{x_{\Gamma1}}{2} ; \quad (6.24)$$

$$x_{*7} = \frac{0,807}{2} = 0,403 ;$$

$$x_{*8} = \frac{x_{*4} \cdot x_{*5} \cdot x_{*7}}{(x_{*4} \cdot x_{*5}) + (x_{*5} \cdot x_{*7}) + (x_{*4} \cdot x_{*7})} + X_{\text{ПРТВП12}} ; \quad (6.25)$$

$$x_{*8} = \frac{0,541 \cdot 0,788 \cdot 0,403}{(0,541 \cdot 0,788) + (0,788 \cdot 0,403) + (0,541 \cdot 0,403)} + 7,875 = 8,053;$$

$$E_{G1-6} = 1,13; E_c = 1.$$

$$I_{B3} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,752 \text{ (кА)}; \quad (6.26)$$

$$I_{ПОСГ} = \frac{E''_{*СГ}}{X_{*8}} \cdot I_{B3}; \quad (6.27)$$

$$I_{ПОСГ} = \frac{1}{8,053} \cdot 91,752 = 11,392 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОД} = 2 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{TR2}}{U_{НОМ}}; \quad (6.28)$$

$$I_{ПОД} = 2 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6,3} = 9,92 \text{ (кА)};$$

К₄ Приведем схему 6.6 (а) до вигляду на рисунку 6.6 (б).

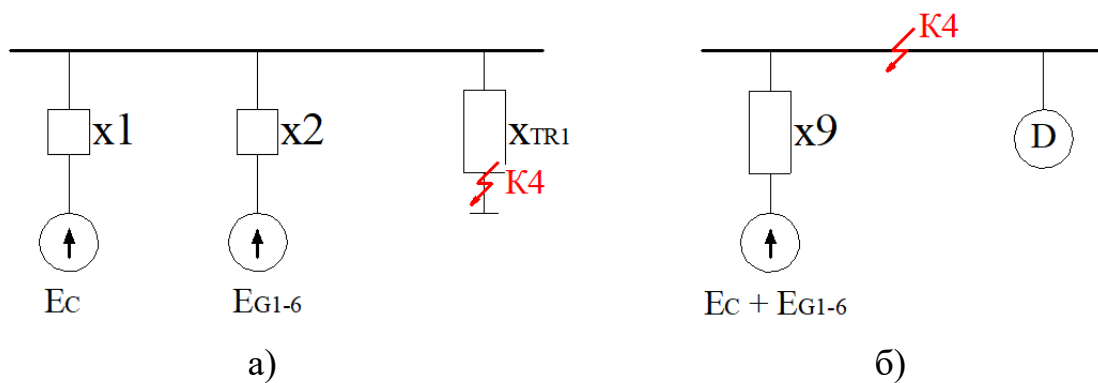


Рисунок 6.6 (а, б)

$$x_{*9} = \frac{x_{*1} \cdot x_{*2}}{x_{*1} + x_{*2}} + X_{ПРТВП1}; \quad (6.29)$$

$$x_{*9} = \frac{0,206 \cdot 0,201}{0,206 + 0,201} + 6,738 = 6,84$$

$$I_{B4} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,752 \text{ (кА)}; \quad (6.30)$$

$$I_{ПОСГ} = \frac{E''_{*СГ}}{X_{*9}} \cdot I_{Б4}; \quad (6.31)$$

$$I_{ПОСГ} = \frac{1}{6,84} \cdot 91,752 = 9,92 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПОД} = 2 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{TR1}}{U_{НОМ}}; \quad (6.32)$$

$$I_{ПОД} = 2 \cdot \frac{1,25 \cdot 32}{6,3} = 12,698 \text{ (кА)};$$

Таблиця 6.1 – Періодична складова струмів КЗ

| Точка КЗ | Джерела струмів КЗ | Іпо, кА |
|-------------------|--------------------|---------|
| К1 шини 220 кВ | Генератори 1-6 | 14,149 |
| | Система | 12,172 |
| К2 G1 | Генератори 2-6 | 103,934 |
| | Генератор 1 | 51,359 |
| | Система | 67,844 |
| К3 ПРТВП 2 | Генератори + Сист. | 11,392 |
| | Ел. Двигути в.п | 9,921 |
| К4 ПРТВП 1 | Генератори + Сист. | 13,414 |
| | Ел. Двигути в.п | 12,698 |

6.4 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$.

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot k_y; \quad (6.33)$$

Таблиця 6.2 – Періодична складова струмів КЗ і час τ для різних КЗ

| Точка КЗ | Джерела струмів КЗ | $I_{по}$, кА | τ , А | T_a , с | k_y | $e^{-\tau/T_a}$ |
|----------------------|-----------------------|---------------|------------|-----------|-------|-----------------|
| К1 шини 220 кВ | Генератори 1-6 | 14,149 | 0,05 | 0,26 | 1,955 | 0,825053 |
| | Система | 12,172 | 0,05 | 0,03 | 1,717 | 0,188876 |
| К2 G1 | Генератори 2-6 | 103,934 | 0,16 | 0,26 | 1,955 | 0,540433 |
| | Генератор 1 (КЗ) | 94,942 | 0,16 | 0,545 | 1,982 | 0,745591 |
| | Система | 67,844 | 0,16 | 0,03 | 1,717 | 0,004828 |
| КЗ ПРТВП 2 | Генератори + Сист. | 11,392 | 0,05 | 0,07 | 1,82 | 0,367879 |
| | Ел. Двигути в.п | 9,921 | 0,05 | 0,04 | 1,65 | 0,286505 |
| К4 ПРТВП 1 | Генератори + Сист. | 13,414 | 0,05 | 0,07 | 1,82 | 0,367879 |
| | Ел. Двигути в.п | 9,921 | 0,05 | 0,04 | 1,65 | 0,286505 |

де $I_{по}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ; k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [1, таблиці 6.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, таблиці 6.7].

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу $t > 0$ в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{вл\ відкл} + 0,01, \quad (6.34)$$

де $t_{св\ откл}$ – власний час відключення вимикача.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ff} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (6.34)$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 6.3 – Попередній вибір вимикачів

| | | | |
|------------|------------|---------------------------|------------------|
| ВРП 220 кВ | LTV-245/E1 | $t_{вл\ відкл} = 0,04\ с$ | $\tau = 0,05\ с$ |
| РП 6,3 | Вр-2 | $t_{вл\ відкл} = 0,04\ с$ | $\tau = 0,05\ с$ |

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

$\boxed{K_1}$ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y; \quad (6.35)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 12,172 \cdot 1,717 = 29,089 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y; \quad (6.36)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot 14,149 \cdot 1,955 = 39,118 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова:

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (6.37)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 12,172 \cdot e^{-0,05/0,03} = 3,251 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-4}}; \quad (6.38)$$

$$i_{arG1} = \sqrt{2} \cdot 14,149 \cdot e^{-0,05/0,26} = 16,509 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [1, стор. 20] приймаємо, що $I_{n\tau C} = I_{noC} = const$.

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 12,172 \text{ (кА)};$$

По методиці, викладеній в [1, рисунок 6.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{номG} = \frac{n \cdot S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\ K3}}; \quad (6.39)$$

$$I'_{номG1} = \frac{6 \cdot S_{номG1}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}} \quad (6.40)$$

$$I'_{номG1} = \frac{6 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 3,543 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{ноG1}}{I'_{номG1}} = \frac{14,149}{3,543} = 3,99 > 1 \quad \Rightarrow \text{по [1, рис. 6.3]}:$$

$$\frac{I_{нтG1}}{I_{ноG1}} = 0,9 \Rightarrow I_{нтG1} = 0,9 \cdot 14,149 = 12,734 \text{ (кА)};$$

К₂ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot k_y; \quad (6.41)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 67,844 \cdot 1,717 = 164,739 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG2-6} = \sqrt{2} \cdot I_{ноG1} \cdot k_y; \quad (6.42)$$

$$i_{yG2-6} = \sqrt{2} \cdot 103,934 \cdot 1,955 = 287,357 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1K3} = \sqrt{2} \cdot I_{ноG1K3} \cdot k_{yK3}; \quad (6.43)$$

$$i_{yG1K3} = \sqrt{2} \cdot 51,359 \cdot 1,982 = 143,959 \text{ (кА)};$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (6.44)$$

$$i_{arC} = \sqrt{2} \cdot 64,844 \cdot e^{-0,16/0,03} = 0,4632 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG2-6} = \sqrt{2} \cdot I_{ноG1} \cdot e^{-\tau/T_{ag2-6}}; \quad (6.45)$$

$$i_{arG2-6} = \sqrt{2} \cdot 103,934 \cdot e^{-0,16/0,26} = 78,436 \text{ (кА)};$$

$$i_{arG1K3} = \sqrt{2} \cdot I_{ноG1K3} \cdot e^{-\tau/T_{ag1}}; \quad (6.46)$$

$$i_{arG1K3} = \sqrt{2} \cdot 51,359 \cdot e^{-0,16/0,545} = 51,155 \text{ (кА)};$$

$$I_{нтC} = I_{ноC} = 67,844 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG2-6} = \frac{5 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 43,127 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG1K3} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,625 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{noG2-6}}{I'_{номG2-6}} = \frac{103,934}{43,127} = 2,4 > 1 \quad \Rightarrow \text{по [1, рис. 6.3]:}$$

$$\frac{I_{птG2-6}}{I_{ноG2-6}} = 0,95 \Rightarrow I_{птG2-6} = 0,95 \cdot 103,934 = 98,738 \text{ (кА);}$$

$$\frac{I_{ноG1K3}}{I'_{номG1K3}} = \frac{51,359}{8,625} = 5,95 > 1 \Rightarrow \text{по [1, рис. 6.3]:}$$

$$\frac{I_{птG1K3}}{I_{ноG1K3}} = 0,79 \Rightarrow I_{птI} = 0,79 \cdot 51,359 = 40,574 \text{ (кА);}$$

К₃ КЗ в системі власних потреб електростанції. Розрахунок проводимо, користуючись рекомендаціями [1].

Ударний струм, аперіодична складова:

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{но(C+G)} \cdot k_{yC+G}; \quad (6.47)$$

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 11,392 \cdot 0,367 = 29,322 \text{ (кА);}$$

де k_{yC+G} визначається по кривим [1, рисунок 6.5].

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{ноD} \cdot k_{yD}; \quad (6.48)$$

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot 9,921 \cdot 0,286 = 23,149 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{но(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (6.49)$$

$$i_{a\tau(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 11,392 \cdot e^{-0,005/0,07} = 7,887 \text{ (кА);}$$

$$i_{a\tau D} = \sqrt{2} \cdot I_{ноD} \cdot e^{-\tau/T_{aG1-6}} = \sqrt{2} \cdot 9,921 \cdot e^{-0,005/0,04} = 4,019 \text{ (кА);}$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$: оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{птC} = I_{ноC} = 11,392 \text{ (кА).}$$

$$I_{птD} = I_{ноD} \cdot e^{-\tau/0,07}; \quad (6.50)$$

$$I_{птD} = 9,921 \cdot e^{-0,005/0,07} = 4,856 \text{ (кА);}$$

К₄ Всі розрахунки аналогічні випадку К₃.

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 13,414 \cdot 1,82 = 34,525 \text{ (кА)};$$

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot 12,698 \cdot 1,65 = 29,631 \text{ (кА)};$$

$$i_{at(C+G)} = \sqrt{2} \cdot 13,414 \cdot e^{-0,005/0,07} = 9,286 \text{ (кА)};$$

$$i_{atD} = \sqrt{2} \cdot 12,698 \cdot e^{-0,005/0,04} = 5,145 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$: оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{птC} = I_{ноC} = 12,414 \text{ (кА)}.$$

$$I_{птD} = 12,698 \cdot e^{-0,005/0,07} = 6,216 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання приведені в Таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Результати розрахунку коротких замикань

| Точка КЗ | Джерела струмів КЗ | Іпо, кА | іат, кА | Іпт, кА | іу, кА |
|----------------------|--------------------|---------|---------|---------|---------|
| К1 шини 220 кВ | Генератори 1-6 | 14,149 | 16,509 | 12,734 | 39,1184 |
| | Система | 12,172 | 3,2513 | 12,172 | 29,556 |
| | Сума | 26,321 | 19,760 | 24,906 | 68,674 |
| К2 G1 | Генератори 2-6 | 103,934 | 79,436 | 98,738 | 287,357 |
| | Система | 67,844 | 0,4632 | 67,844 | 164,739 |
| | Сума | 171,778 | 79,899 | 166,582 | 452,096 |
| | Генератор 1 (КЗ) | 51,359 | 54,155 | 40,574 | 143,959 |
| | Сума | 223,138 | 134,054 | 207,156 | 596,055 |
| К3 ПРТВП 2 | Генератори + Сист. | 11,392 | 7,8871 | 11,392 | 29,3224 |
| | Ел. Двигути в.п | 9,921 | 4,0196 | 4,8566 | 23,1493 |
| | Сума | 21,313 | 11,907 | 16,249 | 52,472 |
| К4 ПРТВП 1 | Генератори + Сист. | 13,414 | 9,2866 | 13,414 | 34,5255 |
| | Ел. Двигути в.п | 12,698 | 5,1451 | 6,2164 | 29,6311 |
| | Сума | 26,112 | 14,432 | 19,630 | 64,157 |

7 РОЗРАХУНОК ТЕРМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КЗ

При проходженні струму КЗ провідник додатково нагрівається. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, що призводить до плавлення або обпалення ізоляції, до деформації і плавлення струмоведучих частин.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагріву струмами КЗ. Тому провідник чи апарат слід вважати термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує допустимих величин. Кількість в провіднику теплоти, що виділилася прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (7.1)$$

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: дальнє КЗ, КЗ поблизу генераторів і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться так:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (7.2)$$

де $t_{отк}$ - час відключення (час дії струму КЗ).

В даному випадку обчислимо віддалене КЗ (K_1):

$$\boxed{K_1} \quad B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

де $t_{отк}$ – час відключення ([1], таблиця 7.2).

$$B_k = 26,321 \cdot (0,2 + 0,26) = 318,679 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

К₂ В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}; \quad (7.3)$$

де $B_{\kappa a}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи.

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (7.4)$$

де $B_{\kappa n}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи B_{nC} , періодичним струмом генераторів $B_{n\Gamma}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{n\Gamma C}$:

$$B_{\kappa n} = B_{nC} + B_{n\Gamma} + B_{n\Gamma C}; \quad (7.5)$$

$$B_{nC} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (7.6)$$

$$B_{n\Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (7.7)$$

$$B_{n\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{відк}; \quad (7.8)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 7.2 [1].

$$B_{\kappa a} = 171,778^2 \cdot 0,03 + 233,138^2 \cdot 0,545 + \frac{4 \cdot 171,778 \cdot 233,138}{0,03^{-1} + 0,545^{-1}} = 32380,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{nC} = 171,778^2 \cdot 4 = 118031,29 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{n\Gamma} = 0,3 \cdot 233,138^2 \cdot 4 = 59748,589 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{n\Gamma C} = 2 \cdot 171,778 \cdot 0,52 \cdot 233,138 \cdot 4 = 159453,89 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$B_{\text{кп}} = 118031,29 + 59748,589 + 159453,89 = 337233,7706$$

(кА²·с);

$$B_{\text{к}} = 32380,7 + 337233,7706 = 369614,4739 \text{ (кА}^2\cdot\text{с)}.$$

К₃ При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад у системі в.п. електростанції, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів використовуємо формулу:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ноС}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{ноД}} \cdot I_{\text{ноС}} \cdot (T'_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}); \quad (7.9)$$

де:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{сo}} + t_{\text{a}} = 0,3 \text{ с};$$

$t_{\text{сo}}$ – витримка часу спрацьовування відсічення селективного автомата;

t_{a} – час гасіння дуги;

$$T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{ноС}} \cdot T_{\text{аС}} + I_{\text{ноД}} \cdot T_{\text{аД}}}{I_{\text{ноС}} + I_{\text{ноД}}}; \quad (7.10)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{11,392 \cdot 0,07 + 9,921 \cdot 0,04}{11,392 + 9,921} = 0,056;$$

$$B_{\text{к}} = 11,392^2(0,3+0,056) + 9,921^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,056) + 2 \cdot 9,921 \cdot 11,392 \cdot (0,07 + 0,056) = 83,657 \text{ (кА}^2\cdot\text{с)}.$$

К₄

$$T_{\text{асх}} = \frac{13,414 \cdot 0,07 + 12,698 \cdot 0,04}{13,414 + 12,698} = 0,055;$$

$$B_{\text{к}} = 13,414^2(0,3+0,055) + 12,698^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,055) + 2 \cdot 12,698 \cdot 13,414 \cdot (0,07 + 0,055) = 121,252 \text{ (кА}^2\cdot\text{с)}.$$

Таблиця 7.1 - Результати розрахунків теплових імпульсів

| Точка КЗ | К1 | К2 | К3 | К4 |
|-----------|-----------|-----------|--------|---------|
| Вк, кА2*с | 318,67901 | 369614,47 | 83,657 | 121,252 |

Розрахуємо максимальні струми для подальшого вибору вимикачів та роз'єднувачів:

Для ВРП – 220 кВ:

$$I_{lep}^{p.max.} = \frac{P_{nut}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \phi}; \quad (7.11)$$

$$I_{lep}^{p.max.} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,618 \text{ кА};$$

$$I_{BT}^{p.max.} = \frac{S_{НОМГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (7.12)$$

$$I_{BT}^{p.max.} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 1,3 \text{ кА};$$

$$I^{TR}^{p.max.} = \frac{S_{НОМTR}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (7.13)$$

$$I^{TR}^{p.max.} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,084 \text{ кА};$$

Для генератора 15,75 кВ:

$$I^{\Gamma}^{p.max.} = \frac{I_{\Gamma.НОМ}}{0,95}; \quad (7.14)$$

$$I^{\Gamma}^{p.max.} = \frac{8,625}{0,95} = 9,078 \text{ кА};$$

Для ТЗ 10 кВ:

$$I^{T3}^{p.max.} = 1,5 \cdot \frac{S_{НОМТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2}; \quad (7.15)$$

$$I_{p.\max.}^{T3} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{2} = 1,732 \text{ кА};$$

Для ТЗ 15,75 кВ:

$$I_{p.\max.}^{T3} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 15,75} \cdot \frac{1}{2} = 1,099 \text{ кА};$$

Для РУ ВП 6 кВ:

$$I_{p.\max.}^{TR} = \frac{S_{\text{номTR}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{1}{2}; \quad (7.16)$$

$$I_{p.\max.}^{TR} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 6} \cdot \frac{1}{2} = 1.53 \text{ кА}.$$

8 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН

8.1 Вибір збірних шин ВРП 220 кВ

Вибір збірних шин ВРП–220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

$$I_{p.max.}^{BT} = 1,3 \text{ кА};$$

Вибираємо шини з проводу **2хАС 400/18**, каталожні дані взято з [3], стор. 428:

$$I_{доп} = 1360 \text{ А}; \quad d = 26 \text{ мм.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{доп} > I_{p.max.}^{BT};$$

$$1360 \text{ А} > 1300 \text{ А.}$$

Перевірка шин за умовою корони :

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E; \quad (8.3)$$

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у вигляді корони виникає біля проводу при високих напруженнях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо проводу призводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, що створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, що шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинний забезпечити зменшення дії корони до припустимих значень.

Розряд у виді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (8.4)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,3}} \right) = 31,36 \text{ (кВ / см)};$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорхуватість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]); $r_0 = d / 20 = 26 / 20 = 1,3$ см – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \text{ (кВ / см)}; \quad (8.5)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі ([1], таблиця 8.4)

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}; \quad (8.6)$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,3}{20} = 1,13$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для 4 проводів по [1], таблиці 8.4):

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (8.7)$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,3 \cdot 20} = 5,09 \text{ см};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (8.8)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см},$$

де D – відстань між фазами ([1], таблиця 8.3);

$$U_{\max}^{220} = 242 \text{ кВ};$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{1,13 \cdot 1,3 \cdot \lg \frac{504}{5,09}} = 18,66 \text{ (кВ / см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,36 = 28,22 > 1,07 \cdot 18,66 = 19,96 \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі

Перевірка на електродинамічну дію струму КЗ:

При великих струмах КЗ проводи в фазах в результаті динамічної взаємодії можуть настільки зближуватися, що відбудеться схрещення або пробій між фазами. Найбільше наближення фаз спостерігається при двофазному КЗ між сусідніми фазами, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім після відключення струму КЗ рухаються назустріч один одному. Їх зближення буде тим більшим, чим менша відстань між фазами, чим більша стріла провисання і чим більша тривалість протікання і значення струму КЗ. Зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ визначається, Н/м:

$$f = 0,15 \frac{I_{n.o}^{(3)2}}{D}, \quad (8.9)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{26,321}{4} = 25,979 \text{ Н/м},$$

де $I_{n.o}^{(3)2}$ – періодична складова струму при трифазному КЗ, кА; D – відстань між фазами, м ([2], таблиця 8.3).

Визначають силу тяжіння 1 м струмопроводу з врахуванням розпорок в

середині фаз, Н/м:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (8.10)$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ Н/м},$$

де m – маса 1 м струмопроводу, кг.

Визначають співвідношення

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}}, \quad (8.11)$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = 9,42$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі, м (для ВРП не більше ніж 2–2,5 м); $t_{ек}$ – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту, с. Для віток генераторів і трансформаторів в середньому

$$t_{n,o} = t_3 + 0,05, \quad (8.12)$$

$$t_{n,o} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

де t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ; 0,05 – враховує вплив аперіодичної складової.

За діаграмою (рисунок 5.1 [1]) залежно від $\frac{f}{g}$ та $\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}}$ визначають відхилення проводу b , м.

Знайдене значення b порівнюють з максимально допустимим:

$$b_{дон} = \frac{D - d - a_{дон}}{2}, \quad (8.13)$$

$$b_{дон} = \frac{4 - 0,0266 - 0,95}{2} = 1,98 \text{ Н/м},$$

де d – діаметр струмопроводу, м; $a_{\text{доп}}$ – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, м ([2]. табл. 8.3).

$$b = 1,28 < b_{\text{доп}} = 1,98$$

Умова виконується, отже відстань між фазами є достатньою і вибір шини проведено вірно.

8.2 Вибір гнучких шин

Ділянка ВРП-220 кВ – БТ

Вибір перерізу поводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (8.14)$$

де $I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень); $J_{\text{ек}}$ – нормована густина струму, для $T_{\text{max}} > 7602,19$ $J_{\text{ек}} = 1$ А/мм².

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном.з}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (8.15)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{235,3 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,756 \text{ (кА)};$$

$$q_{\text{ек}} = 756 / 1 = 756 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$$800 > 756 \text{ умова виконується.}$$

Вибираємо шини з проводу **2хАС 400/22** ($I_{\text{доп}} = 1360$ А; $d = 26$ мм).

Так як вибираємо шини з проводу **2хАС 400/22** перевірка здійснюється аналогічно як в пункті 7.1.

8.3 Вибір жорстких шин в системі ВП 6 кВ

Збірні шини виконуємо жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини через їх високу вартість не застосовують навіть при великих струмових навантаженнях. При струмах до 3000 А застосовуються одно- та двополосні шини. При більших струмах рекомендуються шини коробчатого перерізу, оскільки вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості і поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження.

Збірні шини та ошиновка 6-10 кВ з провідників прямокутного або коробчатого перерізу кріпляться на опорних фарфорових ізоляторах. Шинотримачі, за допомогою яких шини кріпляться на ізоляторах, припускають повздовжнє зміщення шин внаслідок нагріву. При великій довжині шин встановлюються компенсатори. В місцях приєднання до апаратів шини вигинають або встановлюють компенсатори, щоб зусилля, яке виникає при великих температурах шин, не передавалося на апарат.

Сполучення шин по довжині звичайно здійснюється зварюванням. Приєднання алюмінієвих шин до мідних (латунних) затискачам апаратів здійснюється за допомогою перехідних затискачів, що запобігають утворенню електролітичної пари мідь – алюміній.

Для кращої тепловіддачі та експлуатації шини фарбують:

при змінному струмі: фаза А в - жовтий, фаза В – зелений та фаза С – червоний колір;

при постійному струмі позитивна шина в червоний, негативна — синій колір.

$$I_{p.\max.}^{TR} = 1,53 \text{ кА.}$$

За умовами експлуатації беремо алюмінієві однополосні [3, с. 625]:

$$2(60 \times 8), I_{\text{доп}} = 1990 \text{ (А)}; q = 2 \times 477 = 954 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{p.\max.}^{TR} = 1530 \text{ (A)} < I_{\text{дон}} = 1990 \text{ (A)}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (8.17)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1]; B_k – з таблиці 6.1.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{83,657 \cdot 10^6}}{90} = 101,62 \text{ (мм}^2\text{)},$$

$$q = 954 \text{ мм}^2 > q_{\min} 101,62 \text{ мм}^2 \Rightarrow \text{ шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини на механічну міцність. Днополосні шини мають великий момент інерції, тому розрахунок виконується без врахування коливального процесу в механічній конструкції. Приймаємо, що швелери шин з'єднані жорстко по всій довжині зварювальним швом, тоді момент опору $W_{y0-y0} = 58 \text{ см}^3$ [3, таблиця ПЗ.5]. При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункову формулу приймаємо по [3, таблиця 4.3]:

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi,\max} = 2,2 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8}; \quad (8.18)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, приймаємо $l = 2 \text{ м}$.

$$\sigma_{\phi,\max} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2 \cdot 52472^2}{0,8 \cdot 58} = 9,95 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi,\max} = 9,95 \text{ (МПа)} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ (МПа)}.$$

Таким чином, шини механічно міцні ($\sigma_{\text{доп}}$ – по [3, таблиця 4.2]).

8.4 Вибір ізоляторів.

Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (8.19)$$

$$F_{\text{розра}} \leq F_{\text{доп}}; \quad (8.20)$$

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно РП та ізолятора; $F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розра}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2, с. 282] опорний ізолятор **ИО-10-30,00 УЗ**: $U_{\text{ном}} = 10$ (кВ),

$F_{\text{розра,мак}} = 30$ (кН), висота ізолятора $H_{\text{із}} = 154$ (мм).

Максимальна сила, що діє на вигинання [3, табл. 4.3]:

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (8.21)$$

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{52472^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1115,09 \text{ (Н)}.$$

Поправка на висоту коробчатих шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} = \frac{H_{\text{із}} + c + h/2}{H_{\text{із}}}; \quad (8.22)$$

$$k_h = \frac{154 + 6 + 60/2}{154} = 1,233.$$

Розрахункове навантаження на ізолятор:

$$F_{розр} = k_h \cdot F_B ;$$

(8.23)

$$F_{розр} = 1,233 \cdot 1115,09 = 1374,9 \text{ (Н)}.$$

Допустиме навантаження:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{розр} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ (Н)}.$$

$$F_{розр} < F_{доп},$$

$$1374,9 < 18000 \text{ умова виконується.}$$

Вибираємо по [2, с. 288] прохідний ізолятор **ІП-10/3150-3000 У2**:

$$U_{уст} = 6,3 \text{ (кВ)} < U_{ном} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$I_{max} = 1,53 \text{ (кА)} < I_{ном} = 3,500 \text{ (кА)};$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_B ;$$

(8.24)

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 348,21 = 174,105 \text{ (Н)}.$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{розр} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ (Н)}.$$

$$F_{розр} < F_{доп},$$

$$174,105 < 18000$$

Отже, всі умови виконуються.

Таким чином, обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

8.5 Вибір кабеля живлення двигуна з системи ВП

Виберемо кабель для живлення двигуна системи власних потреб ВАО–560М–8. Нижче наведені параметри двигуна необхідні для розрахунків по вибору кабеля:

$$\begin{aligned}U_{\text{ном}} &= 6 \text{ (кВ)}; \\P_{\text{ном}} &= 500 \text{ (кВт)}; \\I_{\text{ном}} &= 47,52 \text{ (А)}; \\ \cos\varphi &= 0,82; \\T_{\text{max}} &= 6634,54 \text{ (год)}; \\v_0 &= 35 \text{ }^{\circ}\text{C}.\end{aligned}$$

Вибираємо трижильний кабель ААШв-В 3х70; 6 кВ.

Економічний переріз кабелю визначається за формулою:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (8.25)$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{47,52}{1,2} = 39,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Переріз, виходячи з умови термічної стійкості повинен становити:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K \cdot 10^6}}{C}; \quad (8.26)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{83.657 \cdot 10^6}}{98} = 93,331 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Умова виконується.

Приймаємо кабель 3х95 (мм²); I доп.ном = 265 (А).

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря K₂ = 0,87, тоді:

$$I_{доп} = K_2 \cdot I_{доп.ном}; \quad (8.27)$$

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 265 = 230,55 \text{ (A)}.$$

Отже $I_{доп} > I_{ном}$.

Остоточно приймається кабель ААШВ-В 3х95.

8.6 Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП в наш час застосовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи (КЭТ), кожна фаза яких заключена в закритий металевий (алюмінієвий) кожух. Відповідно до норм технологічного проектування застосування КЭТ обов'язково для всіх генераторів потужністю 160 МВт і вище. Рекомендується застосовувати екрановані струмопроводи в межах машинного залу і для генераторів 60–100 МВт, а на відкритому просторі – в том випадку, якщо підвищувальний трансформатор віддалений від машинного зала не більш ніж на 15 м. При великих відстанях на відкритому просторі рекомендується застосовувати гнучкі шинопроводи.

Від виводів генераторів до блочних трансформаторів струмоведучі частини виконаємо комплектним пофазно-екранованим струмопроводом, параметри якого з [2, ст. 539, таблиця 9.13] – в таблиці 8.1.

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин},$$

де $i_{дин}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

Струм важкого режиму генератор з розділу 7:

$$I_{p.\max.}^G = \frac{8,625}{0,95} = 9,078 \text{ кА};$$

Ударний струм в колі генератора (з i_y табл. 6.4):

$$i_y = 452,096 \text{ кА};$$

$$i_y = 452,096 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА};$$

$$I_{\max} = 9,078 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 10,2 \text{ кА},$$

Всі значення не перевищують допустимі значення отже, струмопровід вибрано правильно.

Таблиця 8.1 – Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

| Параметри | ТЭЖНЕ-20-20000-560У1 |
|---------------------------------------|----------------------|
| Номінальна напруга струмопроводу, кВ: | 20 |
| Номінальний струм струмопроводу, А: | 20000 |
| Електродинамічна стійкість, кА | 560 |
| Струмоведуча шина $d \times S$, мм | 650×15 |
| Кожух (екран) $D \times \delta$, мм | 1150×7 |
| Міжфазна відстань, мм | 1400 |
| Тип опорного ізолятора | ОФР-24-750 кр |
| Крок між ізоляторами, мм | 3000 |
| Тип трансформатора напруги | ЗОМ-1-20 |
| Тип вбудованого трансформатора струму | ТШВ-24-24000/5 |

9 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

При виборі комутаційних апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникнути при експлуатації.

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ. Робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-220 кВ беремо з розділу 7:

$$I_{p.max.}^{лен} = 0,618 \text{ кА};$$

Вибираємо вимикач [2, с. 238] типу **ABB LTB-245-100/4000** на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: 220 кВ = 220 кВ;
- по тривалому струму: $I_{роб.мах} \leq I_{ном}$: 0,618 А < 4000 А.

Проводимо перевірку:

- а) на здатність вимикача до відключення:

$$i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{ном.відк} \cdot \beta_n / 100; \quad (9.1)$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у струмі, що відключає, яке визначається по кривій рис. 9.1 [1], або дається в довіднику [2]:

$$\beta_n = 0,18.$$

$$19,76 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 100 \cdot 0,18 = 25,45 \text{ кА};$$

умова виконується.

- б) на симетричний струм відключення:

$$I_{п\tau} \leq I_{від.ном}; \quad (9.2)$$

24,9 кА < 100 кА, – умова виконується.

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; \quad i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (9.3)$$

де $I_{\text{дин}}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];
 $i_{\text{дин}}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

$$I_{\text{по}} = 26,32 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА};$$

$$i_y = 68,67 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА},$$

умови виконуються.

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (9.4)$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ (табл. 6.1); I_T – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2];

t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$318,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 100^2 \cdot 2 = 20000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 277]: **ABB LTB-245/4000 T1** :

– по напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ};$$

– по тривалому струму:

$$I_{\text{роб. макс}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$0,618 \text{ кА} < 4,0 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$68,67 \text{ кА} < 160 \text{ кА};$$

на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$318,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 63^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

всі умови виконуються.

Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно.

Результати зводимо у табл. 9.1.

Таблиця 9.1 – Параметри вимикача і роз'єднувача

| Розрахункові дані | Каталожні дані | |
|--|--|--|
| | Вимикач | Роз'єднувач |
| ВРП – 220 кВ | ABB LTB-245-100/4000 | РНД-220/3200 У1 |
| $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{роб. макс}} = 1,3 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 4,0 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п.т}} = 14,426 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.відк}} = 100 \text{ кА}$ | — |
| $i_{\text{а.т}} = 19,76 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 25,45 \text{ кА}$ | — |
| $I_{\text{п.0}} = 26,321 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ | — |
| $i_y = 68,67 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$ |
| $B_k = 318,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| Генератор | МГУ-20 | РВР-20 |

Продовження таблиці 9.1

| | | |
|--|---|--|
| $U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{роб.мах}} = 9,078 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 9,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п.т}} = 40,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.відк}} = 90 \text{ кА}$ | — |
| $i_{\text{а.т}} = 54,1 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 0 \text{ кА}$ | — |
| $\sqrt{2} I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} = 123,78 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} = 127,27 \text{ кА}$ | — |
| $I_{\text{п.0}} = 51,359 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$ | — |
| $i_{\text{у}} = 143,959 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 180 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 369614,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{терттер}}^2 = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{терттер}}^2 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |
| РУ ВП | ВР-2 | КУ10С |
| $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10/12 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{роб.мах}} = 1,53 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 1,6 \text{ кА}$ | $I_{\text{ном}} = 1,6 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п.т}} = 13,414 \text{ кА}$ | $I_{\text{н.відк}} = 20 \text{ кА}$ | — |
| $i_{\text{а.т}} = 9,286 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = 9,31 \text{ кА}$ | — |
| $I_{\text{п.0}} = 13,414 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$ | — |
| $i_{\text{у}} = 34,52 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$ |
| $B_{\text{к}} = 121,252 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{терттер}}^2 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{терттер}}^2 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

10 ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги. Він має замкнутий магнітопровід і дві обмотки – первинну і вторинну. Первинна обмотка вмикається послідовно в коло струму, що вимірюється, до вторинної обмотки приєднуються вимірювальні прилади. Значення номінального вторинного струму прийняті рівними 5 і 1 А. Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму не є строго постійною величиною і може відрізнятись від номінального значення внаслідок похибки, яка зумовлена наявністю струму намагнічування. Похибка трансформатора струму залежить від вторинного навантаження і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Збільшення навантаження і кратності струму призводить до збільшення похибки (як і при первинних струмах, які значно менші номінального). Трансформатори струму класу точності 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового розрахунку, класу 1 – для усіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 10 – для релейного захисту. Струмові кола вимірювальних приладів і реле мають малий опір, тому трансформатор струму нормально працює в режимі, близькому до режиму КЗ. Тому не дозволяється розмикати вторинну обмотку трансформатора струму при протіканні струму в первинній обмотці. При необхідності заміни вимірювального приладу або реле попередньо замикається накоротко вторинна обмотка трансформатора струму (або шунтується обмотка реле, приладу).

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відокремлення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги. Первинна обмотка ввімкнена на напругу мережі, а до вторинної обмотки приєднуються паралельно котушки вимірювальних приладів і реле. Для безпеки обслуговування один ви-

хід вторинної обмотки заземлений. Трансформатор напруги на відміну від трансформатора струму працює в режимі, близькому до холостого ходу, оскільки опір паралельних котушок приладів і реле великий, а струм, що споживається ними, невеликий. Розсіяння магнітного потоку і втрати в осерді призводять до похибки вимірювання. Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зсунутий відносно вектора первинної напруги не точно на кут 180° . Це визначає кутову похибку. В залежності від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 3. Сумарне споживання потужності обмотками вимірювальних приборів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинно перевищувати номінальну потужність трансформатора напруги, оскільки в іншому випадку це призведе до збільшення похибок. В залежності від призначення можуть застосовуватись трансформатори напруги з різними схемами з'єднання обмоток.

10.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Оберемо вимірювальною трансформатор струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 12 [3]. Оскільки ділянка від виводів генератора до блочного трансформатора виконана комплектним струмопроводом ГРТЕ-20-10000-300 (див. п. 7.5), то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, ТШ-20-10000/5, параметри якого з [2]:

$U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$; $I_{1\text{ном}} = 00 \text{ кА}$; $r_{2\text{ном}} = 4 \text{ Ом}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

По напрузі установки: $U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}$;

По допустимому струму: $I_{\text{роб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$;

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} ; \quad (10.1)$$

$$I_{p.макс} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,079 \text{ кА};$$

$$I_{роб.макс} = 9,079 \text{ кА} < I_{ном} = 10 \text{ кА}.$$

- По електродинамічній стійкості: $i_y \leq i_{дин}$.

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

- По вторинному навантаженню: $Z_2 \leq Z_{2н}$,

де $Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров.}$ – розрахункове навантаження;

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [1] – опір контактів;

$R_{з.пров.}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{пр} = \Sigma S_{пр} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 9,1) і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1.

З таблиці 9.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{пр} = \Sigma S_{пр} / I_{2н}^2 ; \quad (10.2)$$

$$\Sigma Z_{пр} = 14,5 / 5^2 = 0,58 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{пр} - R_k ; \quad (10.3)$$

$$R_{з.пров.} = 4 - 0,58 - 0,1 = 3,32 \text{ (Ом)}.$$

Відповідно [3], для генераторів блочних електростанцій застосовується кабель з алюмінієвими жилами (питомий опір алюмінія $\rho = 0,0283$), орієнтовна

довжина 40 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно

[1] $l_{розр} = l = 40$ м; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{R_{з.пров.}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{3,32} = 0,341 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 4 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0283 \cdot 40}{2,5} + 0,1 + 0,58 = 1,133 \text{ Ом} < Z_{2н} = 4 \text{ Ом}.$$

Таблиця 10.1 – Параметри приладів

| № | Прилад | Тип | Навантаження, В·А | | |
|---|----------------------------|----------|-------------------|------|-------|
| | | | А | В | С |
| 1 | Амперметр | Э-335 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 2 | Ватметр | Д-335 | 2x0,5 | — | 2x0,5 |
| 3 | Варметр | Д-335 | 0,5 | — | 0,5 |
| 4 | Лічильник активної енергії | САЗ-И681 | 2,5 | — | 2,5 |
| 5 | Амперметр реєструючий | Н-393 | — | 10 | — |
| 6 | Ватметр реєструючий | Н-395 | 10 | — | 10 |
| | Сумарне значення | | 14.5 | 10.5 | 14.5 |

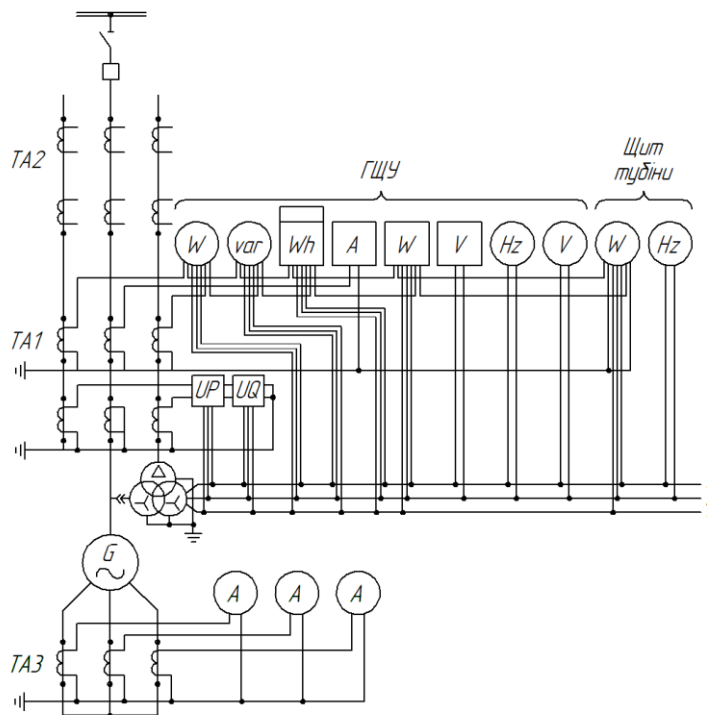


Рисунок 10.1 - Схема включення вимірювальних приладів генератора

10.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 15,75$ кВ.

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в струмопровід:

$$\mathbf{ЗОМ-1-15, U_{н1} = 15,75 \text{ кВ.}}$$

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.}; \quad (10.4)$$

де $S_{2н}$ – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

$$S_{2н} = 100 \cdot 1,73 = 173 \text{ (В} \cdot \text{А)}$$

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 10.2). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено

в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2]. Схема включення приладів зображена на рисунку 10.1.

Таблиця 10.2 – Параметри трансформаторів напруги

| Назва приладу | Тип | S однієї катуш ки | К-ть кату- шок | $\cos\varphi$ | $\sin\varphi$ | P , Вт | Q , В·Ар |
|----------------------------------|-------|------------------------------|----------------------|---------------|---------------|-------------|---------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | — |
| Ватметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 3 | — |
| Ватметр (щит турбіни) | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 3 | — |
| Варметр | Д-335 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 3 | — |
| Датчик активної потужності | Е-829 | 10 | — | 1 | 0 | 10 | — |
| Датчик реактивної потужності | Е-830 | 10 | — | 1 | 0 | 10 | — |
| 1. Лічильник активної енергії | И680 | 2 Вт | 2 | 0,38 | 0,925 | 4 | 9,7 |
| Ватметр реєструючий | Н-348 | 10 | 2 | 1 | 0 | 20 | — |
| Вольтметр реєструючий | Н-344 | 10 | 1 | 1 | 0 | 10 | — |
| Частотомір | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 0 | 3 | — |
| Частотомір (щит турбіни) | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 0 | 3 | — |
| Сумарне значення | | | | | | 71 | 9,7 |

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (10.5)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ (В·А)};$$

$$S_{2\text{розр}} = 71,65 \text{ В·А} < S_{2\text{н}} = 173 \text{ В·А};$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, визначеному технічними вимогами, що забезпечує точний облік електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

В таблиці 10.3 наведені трансформатори струму і напруги на усі присутні класи напруги.

Таблиця 10.3 – Вибір вимірювальних трансформаторів

| Місце встановлення | Трансформатор струму | Трансформатор напруги |
|------------------------------|----------------------|-----------------------|
| ВРП – 220 кВ | TG-245 | СРВ 245 |
| Генератор | ТШВ-24-24000/5 | ЗОМ-1-20 |
| Блочний трансформатор | | |
| ВН | ТВН-220 | - |
| НН | ТВТ-15 | - |
| ТВП | | |
| ВН | ТВ-20 | - |
| НН | ТПЛ-10 | - |
| ПРТВП 2 | | |
| ВН | ТВ-220 | - |
| НН | ТПЛ-10 | - |
| ПРТВП 1 | | |
| ВН | ТШ-20 | - |
| НН | ТПЛ-10 | - |
| РУ ВП | ТПЛ-10 | ЗНОЛ. 0,6-6У3 |

11 ВИБІР ЗАСОБІВ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ ПЕРЕНАПРУГ ТА ВИСОКОЧАСТОТНИХ ЗАГОРОДЖУВАЧІВ

Обмежувачі перенапруг (ОПН) використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг.

Вибір ОПН здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2]. В нейтралі трансформаторів ОПН встановлюються напругою на клас нижче напруги установки [1].

Вибираємо наступні розрядники:

Таблиця 11.1- Параметри розрядників

| Місце встановлення | Тип розрядника |
|------------------------------|-------------------------|
| ЛЕП 220 кВ | ОПНп-220 |
| Виводи БТ з боку ВРП-220 кВ | ОПНп-220 |
| Виводи БТ з боку генераторів | ОПН-П-15-18-10/400 УХЛ1 |
| РУ ВП 6 кВ | ОПНп-6 |

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 220 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Вибираємо загороджувач **ВЗ-1250-0,5 Т1**.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0,699 \text{ кА} < 1,25 \text{ кА.}$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ;}$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$68,67 \text{ кА} < 100 \text{ кА.}$$

Всі умови виконуються.

12 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

12.1 Нагрівання електрообладнання

Будь-яке перетворення електроенергії, її передача та споживання пов'язані з певними втратами: струм, що протікає по провіднику, нагріває його – виникають джоулеві втрати; магнітний потік в сталевих сердечниках трансформаторів і електричних машин викликає втрати на перемагнічування і вихрові струми; електричні втрати в ізоляції - на змінну поляризації молекул діелектрика і струми витоку; механічні втрати виникають в обертових машинах від тертя в підшипниках і тертя обертових частин в охолоджуючому середовищі.

В кінцевому рахунку, всі втрати перетворюються в тепло і нагрівають працююче обладнання.

В першу чергу нагріваються органічна ізоляція і перехідні контакти електричних ланцюгів. Ізоляція з паперу, просочена оливою, від нагріву старіє, і тим швидше це відбувається, чим вища її температура.

Нагріваються також електричні апарати, їх механічні частини, пружини і контакти. Нагрівання контактів має властивість «самозбудження»: перехідний опір нагрітого контакту зростає, що призводить до збільшення в ньому виділення тепла, а це в свою чергу збільшує перехідний опір тощо. Підвищене нагрівання електричних апаратів призводить до викривлення їх, заклинювання рухомих частин і як наслідок - до відмови в роботі.

Основні засоби боротьби з нагріванням і його наслідками правильний розрахунок струмоведучих частин і магнітопроводів, правильно виконане охолодження апаратури, справне утримання перехідних контактів, запобігання виникнення паразитних струмів і шкідливих магнітних полів, що викликають нагрів апаратів, правильна організація експлуатації та своєчасні профілактичні випробування обладнання [2, 8].

Оскільки нагрівання електрообладнання неминуче, то воно повинне бути заздалегідь відомим і по можливості обмеженим допустимими межами. З точки зору допустимих нагрівів ізоляція розділена на класи, що наведені в табл. 12.1.

Таблиця 12.1 – Температурні показники ізоляції різних класів

| Клас ізоляції | У | А | Е | В | Ф. | Н | С |
|--|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----------------|
| Тривало допустима максимальна температура, °С | 90 | 105 | 120 | 130 | 155 | 180 | 180 і більше |

Клас У - непросочені і незанурені в рідку електроізоляційну речовину волокнисті матеріали з целюлози і шовку.

Клас А - просочені і занурені в рідку електроізоляційну речовину волокнисті матеріали з целюлози і шовку.

Клас Е - деякі синтетичні або органічні плівки.

Клас В - матеріали на основі слюди (у тому числі на органічних підкладках), азбесту і скловолокна, які застосовуються з органічними речовинами.

Клас Ф - матеріали на основі слюди, азбесту і скловолокна, що застосовуються в поєднанні з синтетичними речовинами.

Клас Н - матеріали на основі слюди, азбесту і скловолокна, що застосовуються в поєднанні з кремнійорганічними речовинами, кремнійорганічні еластомери.

Клас С - слюда, керамічні матеріали, скло, кварц, що застосовуються без поєднувальних речовин або з неорганічними або кремнійорганічними речовинами.

Нагрівання неізольованих провідників, відповідно до ГОСТу 8024-69, обмежується максимально допустимими температурами, для деяких типів провідників, що наведені в табл.12.2.

Таблиця 12.2 – Максимально допустимими температурами, для деяких типів провідників

| Назва частин апаратів і КРУ | Температури, °С | | | |
|--|-----------------|---------------|------------|------------|
| | ϑ_B | ϑ_M | θ_B | θ_M |
| Струмоведачі та неструмоведачі частини, крім контактів: | | | | |
| Неізольовані | 120 | | 85 | |
| В трансформаторній оливі | | 90 | | 55 |
| Жорсткі контактні з'єднання із міні, алюмінію і сплавів: | | | | |
| Без покриття | 80 | 80 | 45 | 45 |
| З покриттям оловом | 90 | 90 | 55 | 55 |
| З гальванічним покриттям сріблом | 105 | 90 | 70 | 55 |
| Рухомі контактні з'єднання з натисканням пружини і покриті сріблом | 105 | 90 | 70 | 55 |

В таблиці:

ϑ_B - найбільша температура нагріву, в повітрі; ϑ_M - найбільша температура нагріву, в оливі; θ_B - перевищення температури частин апаратів на температуру навколишнього середовища, в повітрі; θ_M - перевищення температури частин апаратів на температуру навколишнього середовища, в оливі.

Температура апарату в усталеному режимі ϑ складається з температури навколишнього середовища ϑ_0 і перевищення температури апарату над температурою навколишнього середовища:

$$\vartheta = \vartheta_0 + \theta. \quad (12.1)$$

Нагрівання провідників, що безпосередньо охолоджуються водою, не допускається вище 90 °С, тому що при 100 °С вода закипає, а теплоємність водяної пари в два рази менша теплоємності води, що повністю порушить

охолодження провідника.

Втрати енергії в електричному апараті перетворюються в тепло, одна частина якого нагріває обладнання, а друга - віддається в навколишнє середовище.

Прийmemo наступні позначення: \mathcal{G} ($^{\circ}\text{C}$) - температура апарату; \mathcal{G}_0 ($^{\circ}\text{C}$) - температура навколишнього середовища; θ ($^{\circ}\text{C}$) - перевищення температури апарату над температурою навколишнього середовища (перегрів); P (Вт) - потужність втрат; C (Вт*с/ $^{\circ}\text{C}$) - теплоємність обладнання; t (с) - час; K (Вт/ $^{\circ}\text{C}$) - тепловіддача апарату в навколишнє середовище.

Прийmemo наступні допущення: віддача тепла в навколишнє середовище пропорційна різниці температур; теплоємність навколишнього середовища не обмежена; умови охолодження по всій поверхні однакові; потужність втрат, коефіцієнти теплоємності і тепловіддачі постійні і не залежать від температури.

Процес нагрівання апарату висловимо рівнянням:

$$Pdt = K\theta dt + Cd\theta, \quad (12.2)$$

де Pdt - сумарна енергія втрат; $K\theta dt$ - енергія втрат, що відведена в навколишнє середовище; $Cd\theta$ - енергія втрат, що поглинається апаратом при його нагріванні.

В усталеному режимі перегрівання є незмінне: $\theta_y = const$, $Cd\theta_y = 0$, і вся енергія втрат віддається в навколишнє середовище:

$$P = K\theta_y. \quad (12.3)$$

Під час к.з. відбувається швидке нагрівання, коли в навколишнє середовище виділяється мало втрат, а все тепло йде на нагрівання апарату:

$$K\theta dt = 0, \quad Pt = C\theta. \quad (12.4)$$

Постійна часу нагрівання T може визначатись з рівнянь (3) та (4) при умові: $t=T$: $T = \theta_y C / P$. Крім того, нам відомо, що $\theta_y = P / K$, тому:

$$T = C / K \quad (12.5)$$

Тепловіддача K в навколишнє середовище знаходиться:

$$K = k S,$$

де k (Вт/см²·°С) – коефіцієнт тепловіддачі; S (см²) – площа поверхні тепловіддачі.

Нагрівання (охолодження) відбувається по експоненті, яку можна отримати про інтегрувавши рівняння (2) для початкового θ_1 і кінцевого θ_2 перегрівів апарату:

$$\theta = \theta_1 + (\theta_2 - \theta_1) \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) \quad (12.6)$$

Експонента показана на рис.12.1, де нанесені значення перегріву для моментів $1T$, $2T$ і т.д. Наближено можна вважати, що через $4T$ після початку перехідного процесу перегрів апарату встановився незмінним з точністю 1%.

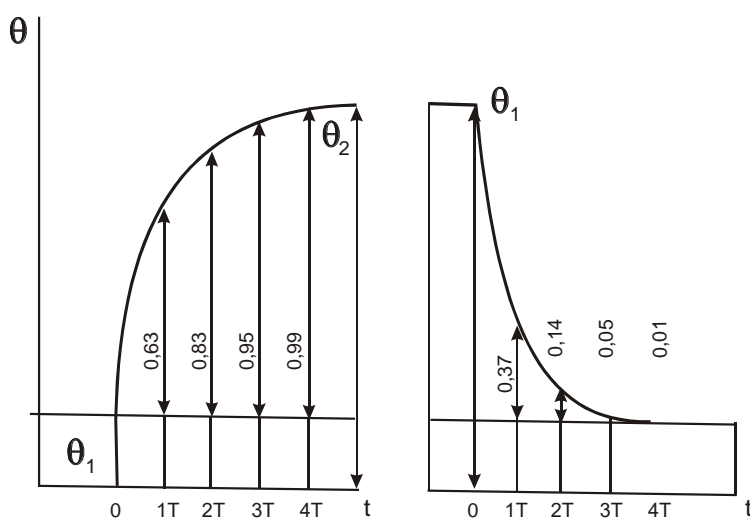


Рисунок 12.1 – Нагрівання і охолодження обладнання

З рівняння (12.6) можна визначити час нагрівання t_X до величини перегріву θ_X . Після перетворення і логарифмування виразу (6) отримаємо:

$$t_X = -T \ln \left(1 - \frac{\theta_X - \theta_1}{\theta_2 - \theta_1} \right). \quad (12.7)$$

12.2 Вимірювання температури електричного обладнання

Нагрівання електрообладнання є одним з основних показників режиму його роботи і технічного стану. За нагрівом електрообладнання можна судити про його навантаження, виявити виникнення несправності, наприклад в контактах або системі охолодження [9].

Температура обладнання - це перше, на що звертає увагу черговий персонал в процесі обслуговування. До вимірювання температури обладнання в електроенергетиці пред'являються дві основні вимоги: точність і надійність.

Здебільшого точність вимірювання температури обладнання знаходиться в межах $\pm 1-1,5$ °С, крім вимірювання температури обмоток, що охолоджуються водою, де точність лежить в межах $\pm 0,5$ °С. При різних випробуваннях і дослідженнях температура вимірюється з точністю до $\pm 0,1$ °С.

Вимоги до надійності вимірювання температури обладнання досить жорсткі, тому що від термоконтролю часто залежить надійність роботи, наприклад підшипників і підп'ятників, ізоляції обмоток і т.п. Система термоконтролю повинна бути довговічна, допускати просте калібрування в будь-який час, (перевірку «нуля» і фіксованої точки температури) і не підпадати під вплив зовнішніх факторів - вібрації, сильних електричних та магнітних полів.

Розроблено декілька методів термоконтролю, основними з яких є: метод терморезистора (прямий і непрямий), метод термопари, інфрачервоний метод, методи, які використовують зміну фізичного або хімічного стану речовини при

зміні його температури. Кожен з перерахованих способів має свої переваги і недоліки.

Метод терморезистора – використовує залежність опору провідника від його температури. У більшості випадків опір збільшується з ростом температури. Ця залежність лінійна, у міді в межах від $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$, у заліза і вольфраму вона в основному нелінійна. Опір напівпровідників, а також матеріалів типу вугілля, віліта і електролітів зменшується при збільшенні температури, їх температурні характеристики нелінійні.

Опір провідника з лінійною характеристикою:

$$R = R_0 (1 + \alpha \vartheta), \quad (12.8)$$

де R (Ом) – опір провідника при температурі ϑ ; R_0 (Ом) - опір провідника при температурі 0°C ; ϑ ($^{\circ}\text{C}$) - температура провідника; α - температурний коефіцієнт опору (ТКО) провідника.

Опір R_0 провідника при температурі ϑ_2 можна визначити знаючи його опір R_1 при температурі ϑ_1 :

$$R_2 = R_1 \frac{1 + \alpha \vartheta_2}{1 + \alpha \vartheta_1}. \quad (12.9)$$

Враховуючи, що ТКО міді $\alpha = 0,0043$, а відповідно, $\frac{1}{\alpha} = 235$, вираз

(12.9) можна переписати в такому вигляді:

$$R_2 = R_1 \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1}. \quad (12.10)$$

Визначимо температуру ϑ_2 мідного провідника по його опором R_2 :

$$\vartheta_2 = \frac{R_2}{R_1}(235 - \vartheta_1) - 235. \quad (12.11)$$

За формулами (12.8) - (12.11) перераховуються всі опори обмоток електричних машин на базову температуру 15 °С, величина яких вказується в паспортах і формулярах машин.

По принципу температурної залежності опору виконано багато різних пристроїв і схем для вимірювання температури, що використовують опір провідників самого апарату, наприклад, обмоток машин, так і спеціальні торморезистори; цей принцип вимірювання надзвичайно універсальний. Розглянемо деякі приклади. Вимірювання за методом терморезистора (ТР) найзручніше з використанням мостової схеми по рис.2.2, два плеча R_1 і R_2 якої незмінні, третє плече R_3 використовується для установки «нуля», а четверте складається з ТР. При включенні R_0 , міст збалансовується за допомогою R_3 на «нуль», при включенні R_{100} вимірювальний прилад (ВП) за допомогою R_K встановлюється на позначку «100 поділок», що відповідає 100 °С. Для вимірювання температури вмикається R_x , що представляє собою терморезистор ТР.

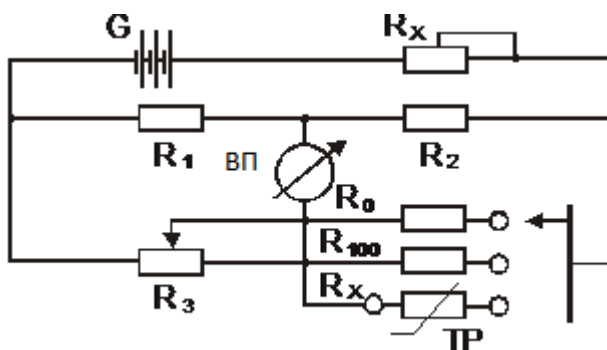


Рисунок 12.2 – Міст для вимірювання температури

На рис.12.3 представлена логометрична схема вимірювання температури з використанням стандартного ТР. Логометр ЛОГ порівнює два струми, по обмотках протікають I і II. В обмотці I протікає струм, величина якого залежить від опору ТР, а отже, від вимірюваної температури, а струм в обмотці II регулюється потенціометром R_K . Логометрична схема простіша, але менш точна, тому що логометри мають невисокий клас точності, що забезпечує вимірювання температури з точністю не вище $\pm 2^\circ\text{C}$. Ця схема широко застосовується для штатного термоконтролю за обмотками, підшипниками і підп'ятниками генераторів, за температурою охолоджувальної води, повітря і оливи в трансформаторах.

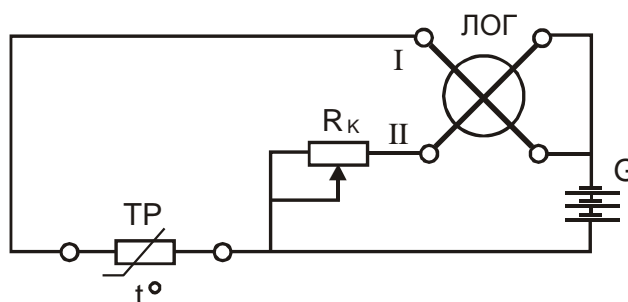


Рисунок 12.3 – Логометрична схема вимірювання температури

Застосування методу терморезистора. Простота і універсальність методу терморезистора забезпечили йому широке використання в практиці експлуатації, налагодження і досліджень електрообладнання.

Для вимірювання температури обмотки і заліза статора електричної машини використовують ТР з тонкого мідного дроту діаметром 0,1 мм, намотаним на тонку пластинку з ізоляційного матеріалу, що захищений зовнішньою ізоляцією. ТР, що вимірює температуру обмотки (міді), закладається в пазу статора (рис.4.4) між секціями обмотки ТРМ. ТР, що вимірює температуру заліза (ТРЗ) статора, закладається на дно паза. Необхідно відзначити, що ТРМ (рис. 4.4) практично вимірює температуру на поверхні ізоляції обмотки, а не температуру міді обмотки, яка на 1-2 $^\circ\text{C}$ вище за рахунок температурного перепаду на ізоляції. Але ця похибка неминуча,

тому що неможливо закріпити ТРМ безпосередньо на обмотці, що знаходиться під високою напругою. Ця похибка враховується в усіх нормах і ГОСТах.

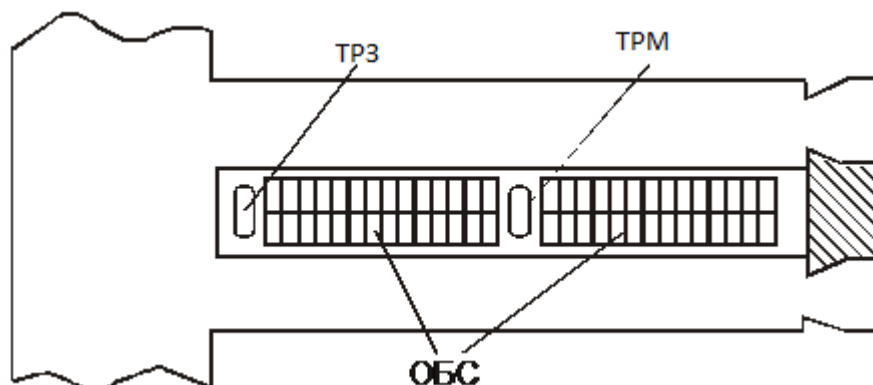


Рисунок 4.4 – Розріз по пазу статора генератора з терморезисторами:
 ТРЗ вимірює температуру заліза $\vartheta_{Ж}$, ТРМ вимірює температуру міді $\vartheta_{М}$,
 ОБС – обмотка статора

Для вимірювання температури навколишнього середовища - повітря, води, оливи ТР укладають в тонкостінну металеву трубку 1 (рис.12.5, а). Терморезистор 2 виконаний з тонкого мідного дроту. Якщо потрібно виміряти температуру середовища усередині труби невеликого діаметра, що не дозволяє вставити в неї ТР по рис.12.5, а.

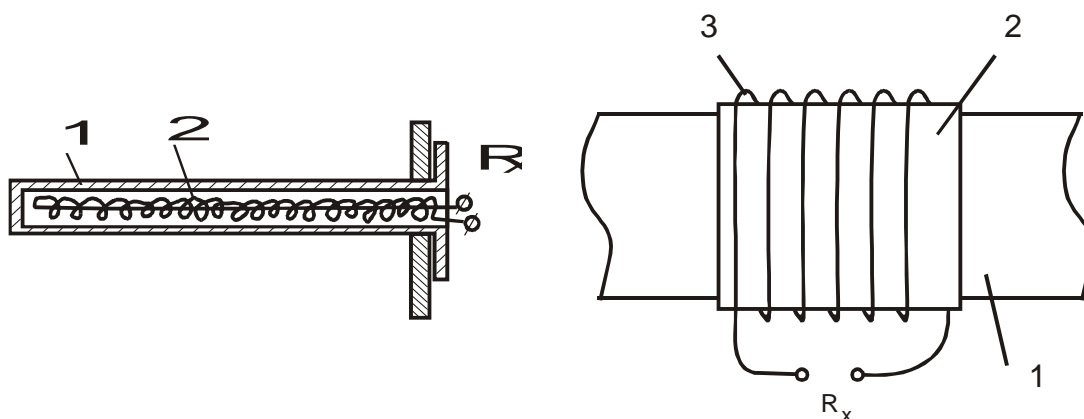


Рисунок 12.5 – Мідні терморезистори

ТР у вигляді мідного дроту (рис. 12.5, б) можна намотати на ізоляційну підкладку 2, яка намотана навколо труби 1. Для підвищення точності вимірювання ТР закривається зовні шаром тепло- і електроізоляції.

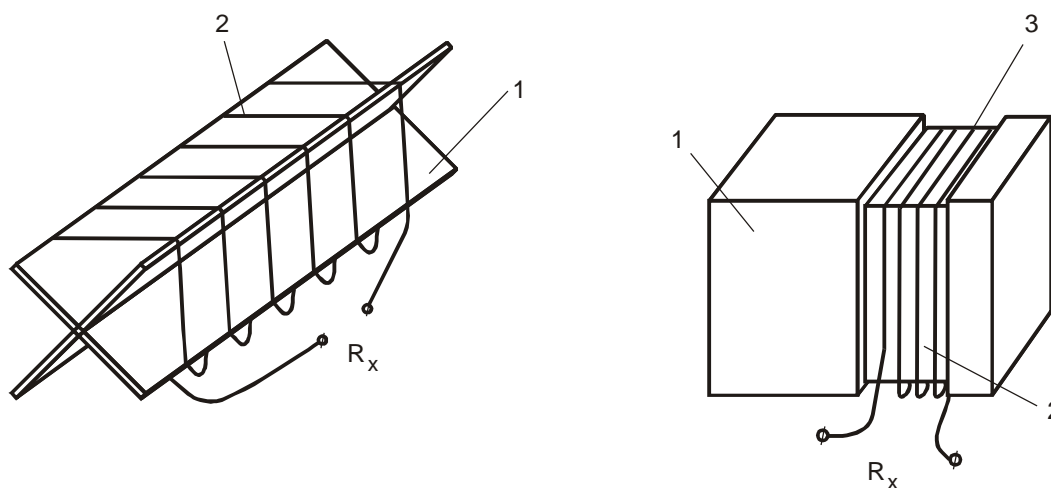


Рисунок 12.6 – Мідні терморезистори для вимірювання температури повітря (а) і вугільної щітки (б)

Малоінерційний ТР для вимірювання температури неелектропровідного і неагресивного газу виконується у відкритому вигляді (рис. 4.6, а). На ізоляційному каркасі 1 намотаний мідний дріт 2 діаметром 0,06-0,08 мм. Інерційність ТР близько 2с.

Для вимірювання температури вугільної щітки 1 (рис.12.6, б) в ній робиться заглиблення, в якому поверх ізоляційної прокладки 2 намотується ТР 3 з мідного дроту.

Температура обмотки збудження ротора (ОЗР) (рис.12.7) вимірюється або методом А-В, або за допомогою логометра ЛОГ. Одна обмотка логометра живиться струмом, що пропорційний струму ротора, який вимірюється на шунті Ш1, а друга - напругою ротора. Слід зазначити, що в будь-якому випадку напруга ротора має вимірюватися за допомогою окремих потенційних щіток на кільцях ротора щоб уникнути похибки, яка може виникнути за рахунок падіння напруги на щітках від робочого струму, протікає по ним.

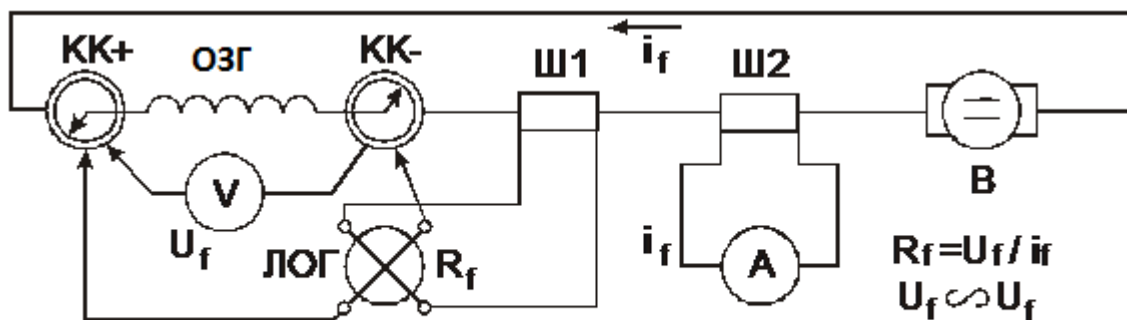


Рисунок 12.7 – Вимірювання температури обмотки збудження генератора методом А-В і логометром

Періодичні вимірювання температури шин, а саме шинних і апаратних з'єднань можна здійснювати вимірювальною штангою з ТР. Схема та вимірювальна головка показана на рис. 12.8.

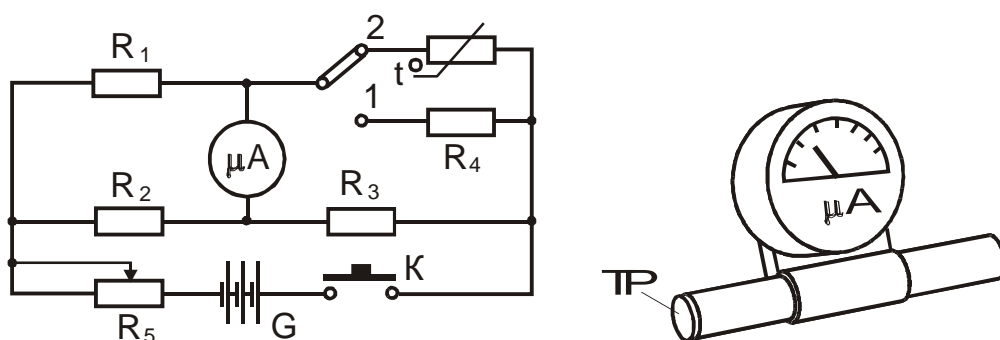


Рисунок 12.8 – Головка штанги для вимірювання температури шин: схема, вимірювальна головка

Метод термопар. Метод є досить точним і універсальним, що заснований на відомому явищі виникнення термо-ЕРС при нагріванні двох спаяних різнорідних металів, термо-ЕРС спая мідь-константан дорівнює приблизно $0,04 \text{ В}/^\circ\text{С}$. Точне значення термо-ЕРС залежить від поєднаних матеріалів і його технології. Практично всі термопари перед використанням калібруються. Схема вимірювання температури показана на рис.4.9.

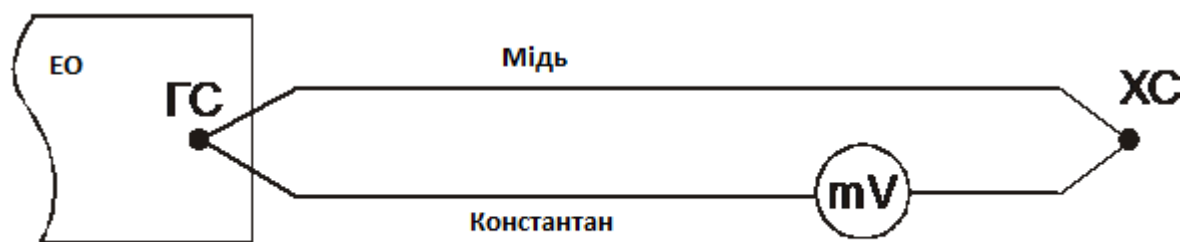


Рисунок 12.9 – Вимірювання температура термопарою «мідь-константан» $E_{PC} = 0,04 \text{ В/ } ^\circ\text{C}$

«Гарячий спай» (ГС) знаходиться на об'єкті вимірювання - електричному обладнанні (ЕО), температура «холодного спаю» ХС повинна бути точно відомою. Мілівольтметр вимірює різницю ЕРС ГС і ХС.

Метод термопар має один недолік - мала ЕРС при високих температурах. Тому його рідко застосовують для штатного вимірювання температури електричних апаратів, частіше - для точних вимірювань при спеціальних випробуваннях і дослідженнях. Більш широко він застосовується для вимірювань в теплотехнічній частині електростанції, де температура досягає сотень градусів і термо-ЕРС досить велика.

Безконтактне вимірювання температури застосовується в основному в тих випадках, коли перераховані класичні способи не можуть застосовуватися. Наприклад, при вимірюванні опору обмотки ротора генератора з випрямною системою збудження на ходу виникають помітні труднощі, що пов'язані з наявністю на обмотці збудження великий змінної складової напруги. Схема безконтактного вимірювання температури обмотки полюсів ротора гідрогенератора приведена на рис. 12.10.

На валу В генератора обертається ротор Р з ободом ротора (ОР) і обмоткою збудження полюсів ОВГ, під полюсами ротора нерухомо встановлений термодатчик ТД, що сприймає інфрачервоне випромінювання нагрітої ОВГ, пропорційне температурі ОВГ. Посилений в підсилювачі УС сигнал від ТД надходить на вимірювальний проградуирований прилад. Ця система відносно проста і надійна.

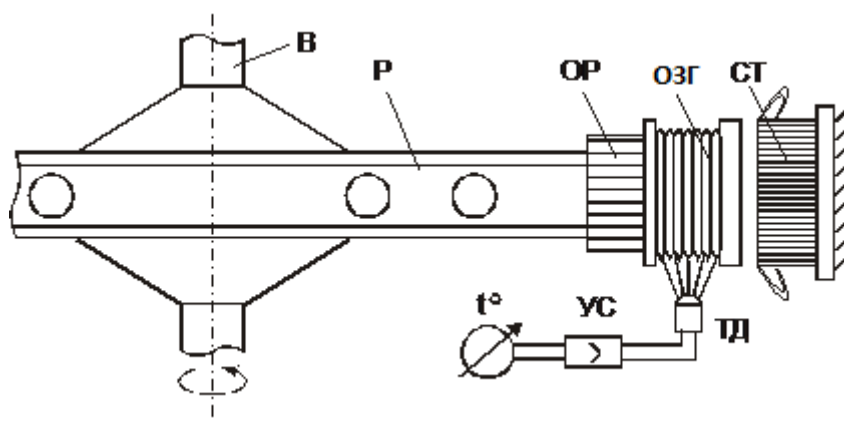


Рисунок 12.10 – Дистанційне вимірювання температури обмотки збудження генератора (ОЗГ) на полюсі гідрогенератора

Вимірювання температури методом вимірювання фізичного стану вимірювача використовується для разових вимірювань або вимірювань в черговому режимі для сигналізації про перевищення допустимої температури.

Легкоплавкі припої з чітким переходом з твердої в рідку фазу при певній температурі використовуються для пайки сигнальних прапорців-семафорів (рис.12.11). При досягненні заданої, небезпечної для обладнання, температури припій розплавляється і прапорець падає. При черговому обході обладнання черговий персонал зафіксує неприпустимий нагрів елемента устаткування.

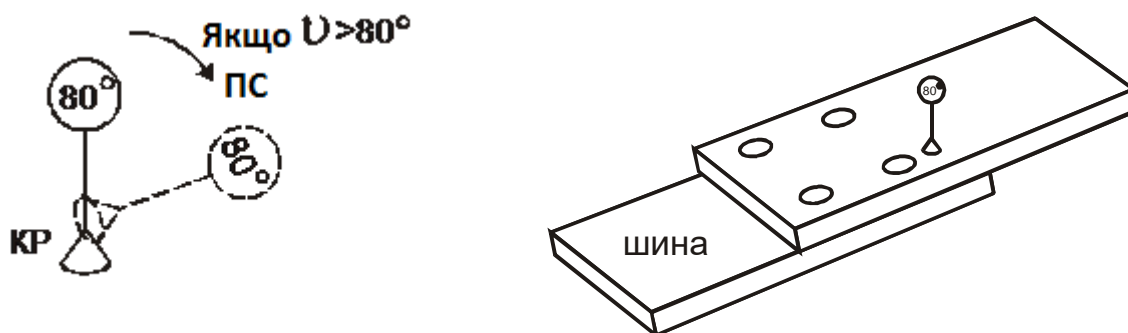


Рисунок 12.11 – Семафорний показчик нагрівання з'єднань

З легкоплавких матеріалів виготовляють «свічки», по оплавленню яких також можна визначити температуру обладнання у важкодоступних місцях.

Термофарби також використовуються для контролю за температурою в

недоступних місцях. Термофарба - термореактивного речовина, що різко змінює свій колір при досягненні заданої температури. Термофарба наноситься на досліджуваний елемент обладнання, наприклад на ротор машини. Після проведення експерименту машину зупиняють і спостерігають за кольором термофарби: якщо він змінився, машина нагрівалася вище граничної температури термофарби. Зазвичай на об'єкт вимірювання наносять кілька фарб з різними граничними температурами. Якщо були нанесені термофарби з температурами спрацьовування 70, 90 і 100 °С, а після досліду термофарби з температурами спрацьовування 70 і 90 °С змінили свій колір, а 100-градусна не змінила, то це означає, що об'єкт нагрівався в середньому до 95 °С (більше ніж 90 °С, але менше 100 °С) [1-3, 11].

12.3 Оперативне обслуговування трансформаторів

Контроль режиму роботи. Періодичний контроль режиму роботи трансформатора здійснюється шляхом перевірки навантаження, рівня напруги та температури масла за допомогою вимірювальних приладів. Результати вимірювань параметрів фіксують в добовій відомості: на електростанціях та підстанціях з постійним черговим персоналом вимірювання виконують один раз в 1÷2 години; на підстанціях без постійного чергового персоналу – при кожному відвідуванні об'єкту роз'їздним оперативним персоналом або методом телевимірювань. При виникненні перевантаження контроль ведеться частіше.

На електростанціях малої потужності та підстанціях без постійного чергового персоналу, які не мають пристроїв телевимірювання, додатково, не менше двох разів у рік (зазвичай влітку та взимку) повинні виконуватись погодинні записи навантаження для уточнення сезонних змінювань режиму роботи трансформатора. Крім того, здійснюється безперервний автоматичний контроль за перевантаженням.

Візуальний контроль стану трансформатора. Для своєчасного виявлення несправностей трансформаторів, які при подальшому їх розвитку можуть

призвести до аварій, усі трансформатори підлягають періодичному зовнішньому огляду (без вимикання).

Планові огляди головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, трансформаторів власних потреб підстанцій, трансформаторів в зоні забруднення здійснюються не менше одного разу на добу на установках з постійним черговим оперативним персоналом та не менше одного разу в місяць на установках без постійного чергового персоналу. Решта трансформаторів повинна оглядатися не менше одного разу в тиждень на установках з постійним черговим персоналом, одного разу на місяць на установках без постійного чергового персоналу та одного разу на 6 місяців на трансформаторних пунктах.

При плановому періодичному огляді перевіряють стан зовнішньої ізоляції – вводів трансформатора, а також встановлених на ньому розрядників та опорних ізоляторів (перевіряється цілість фарфору, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні). Крім того, перевіряють цілість мембрани вихлопної труби, стан доступних ущільнень фарфорових з'єднань та відсутність течії масла. При огляді контролюють стан доступних для спостереження контактних з'єднань.

За маслопоказниками і масломірним склом визначають рівень масла в баці трансформатора та в розширювачі, а також звертають увагу на колір масла (потемніння масла може свідчити, наприклад, про термічний розклад внаслідок підвищеного нагрівання). Через оглядове скло оглядають індикаторний силікагель в повітряосушувачах бака трансформатора і вводів. Зміна кольору силікагелю від блакитного до рожевого свідчить про вологу сорбенту та необхідність перезарядження повітряосушувача.

Показником стану трансформатора може служити характер шуму, який він видає, (прослуховування потрібно вести при зупинених вентиляторах). Свідченням можливої несправності служить потріскування або щиглики, які можуть бути пов'язані з розрядами в баку (наприклад, з-за обриву заземлення активної частини), а також періодичне змінювання рівня або тону шуму.

Огляди трансформатора потрібно проводити у світлий час доби або при увімкненому освітленні. В темряві можна виявити дефекти, які є джерелами світла: нагрівання контактних з'єднань, коронні та інші види часткових розрядів на поверхні зовнішньої ізоляції тощо.

Позачергові огляди трансформаторів зовнішньої установки необхідно виконувати за екстремальних умов: різке зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь. При цьому перевіряють рівень масла, стан вводів та системи охолодження.

Позачергові огляди проводяться також після короткого замикання (КЗ) обмоток або при появі сигналу газового реле. В першому випадку перевіряють стан струмоведучих кіл, по яких протікав струм КЗ, а також ізолятори, які перенесли вплив динамічних навантажень, в другому – стан газового реле та його кіл. При необхідності позачерговий огляд може виконуватися і з вимиканням трансформатора, коли необхідно більш ретельно вивчити елемент, стан якого викликає сумніви, або коли доступ до об'єкту, який перевіряється, неможливий без зняття напруги.

Пристрої релейного захисту, автоматики та сигналізації. Пристрої релейного захисту, які мають силові трансформатори, повинні реагувати на дві групи подій: пошкодження трансформатора та аварійні режими роботи.

До пошкоджень, які викликають спрацювання релейного захисту, належать міжфазні та однофазні замикання в обмотках та на виводах, виткові замикання в обмотках, частковій пробій ізоляції вводів, а також пошкодження, які пов'язані з виділенням газу та підвищення тиску в баці трансформатора і регулюючого пристрою.

До аварійних режимів, на які повинні реагувати захисти трансформаторів, належить поява надструмів, які обумовлені зовнішніми КЗ або перевантаженнями, а також зниження рівня масла. Пристрої релейного захисту встановлюються на спеціальних панелях, в тому ж приміщенні, в якому знаходиться щит управління. Для захисту трансформатора від пошкоджень в

залежності від потужності та характеру установки використовуються такі види захистів:

- диференціальний захист, який є основним захистом потужних силових трансформаторів від внутрішніх пошкоджень і спрацьовує при КЗ усередині зони, яка обмежена двома комплектами трансформаторів струму (принцип дії засновано на порівнянні значень та напрямлення струмів);

- струмова відсічка без витримки часу, яка встановлюється на трансформаторах невеликої потужності і є самим простим швидкодіючим захистом від внутрішніх пошкоджень;

- захист від надструмів зовнішніх КЗ (найбільш простим захистом цього виду є максимальний струмовий захист);

- захист від перевантаження, який виконується з дією на сигнал та складається з реле струму і реле часу.

Широке розповсюдження отримав газовий захист завдяки відносній простоті та чутливості до великої кількості внутрішніх пошкоджень масляного трансформатора та його перемикаючого пристрою. Внутрішні пошкодження трансформатора, як правило, супроводжуються розкладом масла і інших ізоляційних матеріалів з утворенням летючих газів. Гази піднімаються до кришки трансформатора і попадають в розширювач через газове реле, яке встановлено на маслопроводі і з'єднує розширювач з баком. Існує декілька типів реле, які встановлюються на трансформаторах в залежності від їх потужності.

Про причини спрацювання газового захисту та про характер пошкодження можна говорити на підставі дослідження накопиченого в реле газу, визначаючи його кількість, колір та хімічний склад [13].

12.4 Технічне обслуговування трансформаторів

Найбільш відповідальним розділом технічного обслуговування є експлуатація трансформаторного масла, яке призначається для ізоляції частин

та вузлів активної частини трансформатора, що знаходяться під напругою; для відведення тепла від нагрітих при роботі трансформатора частин, а також для запобігання твердотіт ізоляції від швидкого зволоження при проникненні вологи з навколишнього середовища. Експлуатаційні властивості масла визначаються його хімічним складом, який залежить, головним чином, від якості сировини та способів його очищення при виготовленні, що використовуються.

Для заливання трансформатора рекомендується використовувати масло визначеної марки. Однак допускається, при дотриманні деяких умов, виконувати заливання трансформаторів сумішшю масел.

Кожна партія масла, яка використовується для заливання та доливання, повинна мати сертифікат підприємства-виробника, який підтверджує відповідність масла стандарту. Для масла, яке прибуло сумісно з трансформатором, відповідність стандарту підтверджується записом в паспорті трансформатора. Стан трансформаторного масла оцінюється за результатами випробувань, які в залежності від об'єму діляться на три види [3]:

- випробування на електричну міцність;
- скорочений аналіз;
- випробування в об'ємі повного аналізу.

Пробу для випробування відбирають в сухі чисті скляні банки місткістю 1 л з притертими пробками, на яких укріплюють етикетки з вказівкою обладнання, дати, причини відбирання проби, а також особи, яка відбирала пробу. Як правило, проба відбирається з нижніх шарів масла.

Періодичність випробувань масла повинна бути такою, щоб своєчасно виявити недопустиме погіршення характеристик масла, яке викликано впливом температури, підвищених напруженостей поля, наявністю кисню в маслі, контакту масла з металом (сталлю, міддю) та ізоляційними деталями, а також впливом випадкових або непередбачених явищ (порушення технології виготовлення, присутність сторонніх домішок тощо).

Рекомендується перед першим увімкненням трансформатора в роботу перевірити масло в об'ємі скороченого аналізу для трансформаторів напругою

до 35 кВ включно та в об'ємі скороченого аналізу з вимірюванням $\text{tg}\delta$ і вологоутримання для трансформаторів напругою 110 кВ і вище. Крім того, для трансформаторів з азотним або плівковим захистом додатково контролюють газоутримання масла та склад газів в понадмасляному просторі.

В період прироблення (через 10 днів та через місяць для трансформаторів напругою 110÷220 кВ, і додатково через три місяці для трансформаторів напругою 330 кВ і вище) проводять випробування в тому же об'ємі, як перед увімкненням. Крім того, через 3 доби включно після увімкнення і далі через 14 діб; 1; 3 та 6 місяців у всіх трансформаторах напругою 110 кВ і вище здійснюється хроматографічний аналіз газів, які розчинені у маслі. При подальшій експлуатації випробування масла виконують у відповідності з періодичністю поточних ремонтів.

Безпосередній контакт масла трансформатора або маслонаповненого вводу з атмосферним повітрям призводить до поступового насичення масла киснем і зволоженню як масла, так і твердої ізоляції. В результаті зволоження масла знижується його електрична міцність, а насичення киснем призводить до прискореного розвитку оксидних процесів (старінню). Для видалення з масла вологи використовують такі способи: центрифугування масла, фільтрування та сушіння масла в цеолітових установках (адсорбційний метод).

Для захисту масла від зволоження і старіння в процесі експлуатації трансформатора в його конструкції використовується низка спеціальних пристроїв: розширювач, повітряосушувачі, адсорбційні і термосифонні фільтри, пристрої азотного та плівкового захисту. Крім того, для підвищення стабільності масел використовують спеціальні актиокисні та стабілізуючі присадки.

Адсорбційні масляні фільтри призначаються для безперервної регенерації масла трансформатора в процесі його експлуатації з циркуляційною (Ц) та дуттевою циркуляційною (ДЦ) системами охолодження, які забезпечують примусову циркуляцію масла через фільтр. Аналогічні фільтри на трансформаторах з природною масляною (М) та дуттевою (Д) системами

охолодження, коли циркуляція масла в фільтрі забезпечується тільки за рахунок відмінностей щільності нагрітого і охолодженого масла, називають термосифонними. Кількість сорбенту в термосифонному фільтрі повинна складати біля 1% від маси масла в трансформаторі.

Принцип дії плівкового захисту полягає в найбільш повному видаленні вологи і газу з ізоляції і масла та їх повній герметизації за рахунок встановлення в розширювач еластичній ємності, яка служить для компенсації температурного змінювання об'єму масла при роботі трансформатора. Ця ємність підвішується усередині розширювача і щільно прилягає до внутрішньої поверхні розширювача та масла і забезпечує герметизацію масла від навколишнього середовища. Одночасно внутрішня порожнина еластичної ємності з'єднана патрубком з навколишнім повітрям через повітряосушувач, який запобігає конденсації вологи на її внутрішній поверхні.

В трансформаторах з плівковим захистом замість запобіжної труби встановлюють запобіжні клапани, які дозволяють забезпечити більш надійну герметизацію.

Азотний захист полягає в тому, що мікропустоти в ізоляції і маслі, які створюються в результаті ретельного видалення з них повітря, а також надмасляний простір заповнюють сухим азотом і герметизують від навколишнього середовища за допомогою м'яких резервуарів, які служать для компенсації температурних змін об'єму масла при роботі трансформатора [9].

Одним з головних показників трансформаторів є величина допустимого струму КЗ і його допустима тривалість, яка визначається за формулою:

$$t = \frac{900}{k_p}, \quad (13.1)$$

де k_p - кратність найбільшого розрахункового струму КЗ.

12.5 Охолодження трансформаторів

У трансформаторів малої потужності бак гладкий, у середньої - ребристий для відводу тепла втрат. У потужних трансформаторів є спеціальні пристрої для охолодження - радіатори різної конструкції.

Бак трансформатора повністю герметичний і забезпечує можливість:

- деякого підвищення тиску в трансформаторі, наприклад при внутрішньому пошкодженні;
- створення досить високого вакууму в баку при вакуумній сушці трансформатора, що відповідає надлишковому зовнішньому тискові до 98 кПа (1 кгс/см²).

Слід мати на увазі, що зазвичай тільки бак трансформатора розрахований на повний вакуум, а розширювач на це не розрахований. Були випадки, коли при вакуумуванні забували відключити розширювач і він буквально складався гармошкою.

Для запобігання пошкоджуваності бака трансформатора від надлишкового тиску при виникненні внутрішнього пошкодження, на поверхні бака є вихлопна труба, отвір якої закритий мембраною зі скла або фольги. При різкому підвищенні тиску в баку трансформатора мембрана руйнується, і надлишок тиску газів викидається в повітря.

Охолодження невеликих трансформаторів, наприклад - ТН, відбувається природним шляхом через гладку поверхню бака. Однак більшість силових трансформаторів забезпечено спеціальними пристроями для охолодження.

На рис.13.1 показані основні системи охолодження трансформаторів.

Система «М» - масляне охолодження з природною циркуляцією масла через охолоджувачі (потужність трансформатора до 6,3МВА).

Система «Д» - масляна система з дуттям. Циркуляція масла - природна, але радіатори обдуваються вентиляторами (потужність трансформатора до 63МВА).

Система «ДЦ» - масляна система з примусовою циркуляцією масла і дуттєвим охолодженням радіаторів (потужність трансформатора до 200МВА).

Система «Ц» - масляна система з примусовою циркуляцією масла, охолоджується в маслоохолоджувачі водою (потужність понад 200МВА).

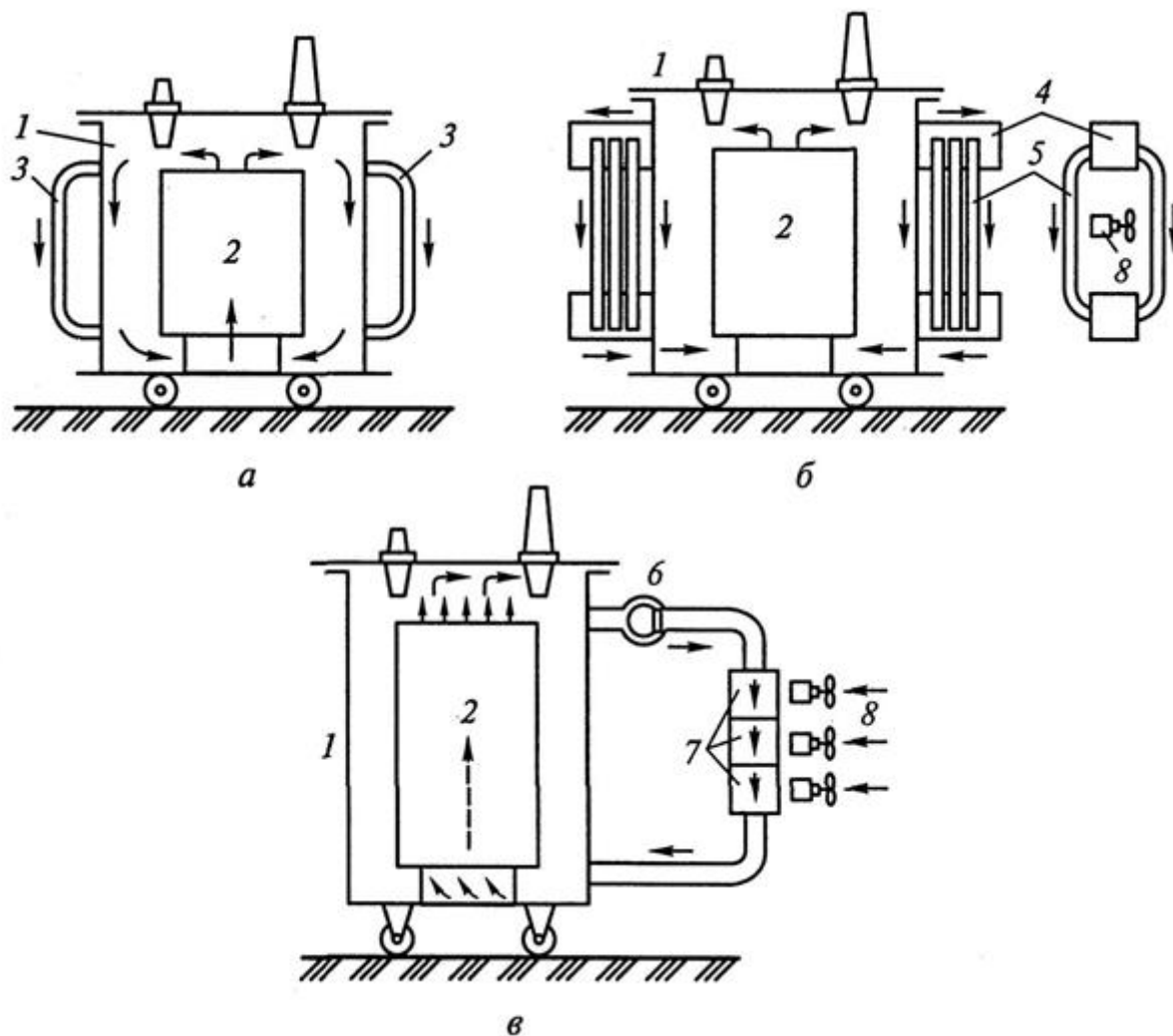


Рисунок 13.1 – Системи охолодження трансформаторів: а – типу М; б – типу Д; в – ДЦ; 1 - бак; 2 - осердя; 3 - охолоджуюча поверхня; 4 - колектор; 5 - труби радіаторів; 6 - електронасос; 7 - радіатори; 8 - електроventильатори

12.6 Захист трансформаторного масла

Одним з найбільш примхливих елементів масляного трансформатора є саме масло. Воно повинно задовольняти ряд жорстких вимог.

Методика випробування масла встановлена відповідними стандартами (ГОСТ 6581-75*, 6370-83*, 1547-84, 6356-75*). Якість масла, що заливається в трансформатори напругою до 220 кВ, оцінюється за наступними показниками.

Норми кількісних показників якості свіжого трансформаторного масла:

| | |
|--|----------|
| Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше..... | 0,02 |
| Температура спалаху, °С, не нижче..... | 150 |
| tgδ, %, при 90°С, не більше..... | 2,6 |
| Натрова проба по ГОСТ 19296-73, бали, не більше..... | 0,40 |
| Стабільність проти окислення: | |
| - утримання летючих низькомолекулярних кислот, мг КОН на 1 г масла, не більше..... | 0,005 |
| - масова частка осаду після окислення, %, не більше..... | відсутня |
| - кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше..... | 0,1 |
| Температура застигання, °С, не вище..... | -45 |
| В'язкість кінематична, (м ² /с). 10 ⁻⁶ , не більше: | |
| - при 20°С..... | 28 |
| - при 50°С..... | 9 |
| - при -30°С..... | 1300 |

Пробивна напруга масла в експлуатації повинна бути не менше 35 кВ/мм для трансформаторів класів напруги 60÷220 кВ, не менше 25 кВ/мм для трансформаторів класів напруги 20÷35 кВ.

Вище наведені лише деякі вимоги до масла згідно ТУ 38-101-281-72. Для різних типів масел, масел різних заводів з нафти різного походження існують різні норми. Поставка свіжого масла з заводу зазвичай супроводжується відповідним сертифікатом на нього. Масло невідомого походження без документів використовувати ні в якому разі не можна: по-перше, його параметри і склад можуть не підходити до даних умов; по-друге, змішання двох різних масел, окремо навіть дуже хороших, може привести до повної втрати якості суміші масел.

Основним ворогом масла є волога, небезпечний маслу і кисень повітря. Тому масло в трансформаторах відокремлюють від повітря різними затворами і

зневоднюють перед заливкою в трансформатор, а також під час роботи трансформатора.

В процесі роботи трансформатор нагрівається, при відключенні охолоджується. Це супроводжується зміною обсягу масла в трансформаторі. При розширенні масло витісняється в маслорозширювач (рис13.2), який з'єднаний з верхньою кришкою бака трансформатора. Обсяг розширювача повинен бути достатнім, щоб прийняти нагріте масло. Необхідний обсяг розширювача обчислюється за такою формулою:

$$V_p = V_\delta \alpha (\vartheta_T - \vartheta_X), \quad (13.2)$$

де V_δ (м³) – об'єм масла в трансформаторі; $\alpha = 0,0007$ – температурний коефіцієнт розширення масла; ϑ_T (°C) = 65-70°C - температура гарячого масла; ϑ_X (°C) = -35 - -40°C – мінімальна температура повітря взимку.

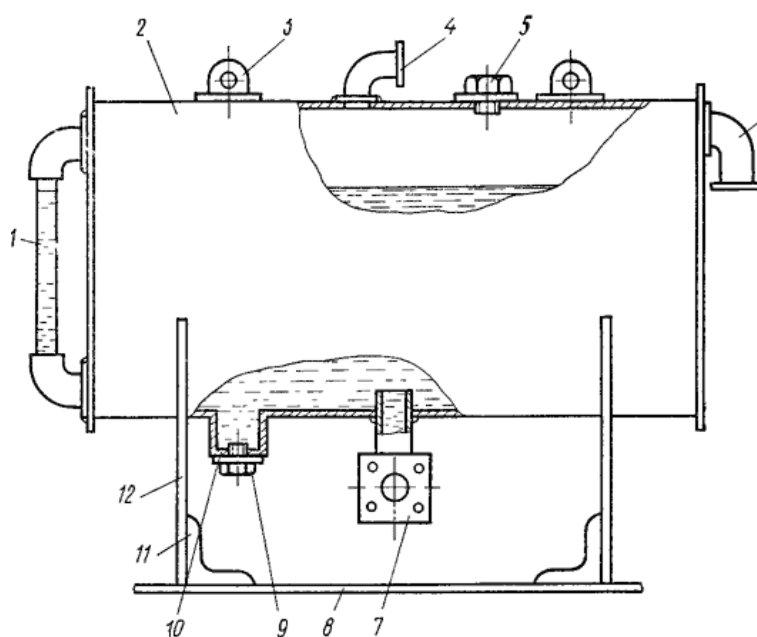


Рисунок 13.2 – Розширювач трансформатора:

1 - трубка покажчика масла; 2 - корпус; 3 – кільця для піднімання розширювача; 4 - патрубок для приєднання до трансформатора; 5 - пробка заливного отвору; 6 - відстійник масла для збору осаду; 7 - вихлопна труба; 8 - запобіжна діафрагма (рветься або ламається при підвищенні тиску); 9 - трубка, що з'єднує вихлопну трубу і розширювач; 10 - зливний кран; 11 - газове реле; 12 - бак трансформатора

Якщо прийняти перепад температур в 100-110 °С, то корисний об'єм розширювача повинен бути 7-8%, а повний об'єм 8-9% об'єму масла в трансформаторі.

На розширювальному бачку є показчик масла у вигляді скляної трубки, на якому нанесені три риси, відповідні рівням масла при температурах -35 °; + 15 °; + 35 °С.

13 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

13.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Тому, відповідно до теми кваліфікаційної роботи Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом особливостей експлуатації електрообладнання електричних станцій, найголовнішим поняттям при експлуатації персоналом ТЕЦ силового обладнання є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи

електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на ТЕЦ:

Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вакуумними вимикачами на ВРП-220 кВ за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт із вимикачами на ВРП-220 кВ. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРП-220 кВ.

13.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням комутаційного електрообладнання

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ТЕЦ згідно теми магістерської роботи «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій» на основі попередньо викладеного матеріалу на персонал що виконує обслуговування комутаційного обладнання за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Оскільки робота на ВРП-220 кВ по обслуговуванню та монтажу вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);

- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

13.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт вимикачами на ВРП-220 кВ

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- Правила улаштування електроустановок.

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі вимикача на ВРП-220 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- Затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;

- повинен здійснюватись нагляд відповідальної особи під час виконання робіт;

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРП-0 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;

- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;

- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);

- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огородженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем вакуумного вимикача на ВРП-220 кВ здійснюються на висоті більше 1,3м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огородженнями, риштуваннями, драбинами, тощо.

- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ 4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.

- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;

- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;

- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

13.4 Метеорологічні умови

Відповідно до пункту 1.26 СНиП III-4-80* граничні величини температури повітря і швидкості вітру, за яких необхідно припинити виконання робіт на відкритому просторі, визначають місцеві органи влади. А підпунктом 4.5.11 Гігієнічної класифікації праці передбачено, що інформацію про погодні умови слід отримувати від територіальної метеослужби. Згідно з пунктом 1.16 Правил № 62 невідкладні роботи на висоті при більш складних погодних умовах (інших температурах) виконуються за рішенням роботодавця, при цьому в проекті виконання робіт необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, що відповідають цим умовам. Експертизи, пов'язані з безпекою праці: які бувають та коли проводять. Своїми знаннями ділиться експерт Відповідальність за своєчасне оповіщення про різке погіршення погодних умов (ураганний вітер, сильні опади тощо) всіх своїх підрозділів та субпідрядних організацій, які виконують роботи на виробничому об'єкті, покладається на керівника генпідрядної будівельної організації (п. 1.17 СНиП III-4-80*).

Несприятливими погодними умовами при мінусових температурах повітря вважаються:

Такі співвідношення середньої щодобової температури повітря (t) і швидкості вітру (v) пункт 3.17 СНиП II-89-80:

$$t \leq -36 \text{ }^\circ\text{C}, \text{ за будь-якого значення } v;$$

$$t = -35 \dots -26 \text{ }^\circ\text{C} \text{ при } v \geq 1,5 \text{ м/с};$$

$$t = -25 \dots -16 \text{ }^\circ\text{C} \text{ при } v \geq 2,5 \text{ м/с};$$

$$t = -15 \dots -10 \text{ }^\circ\text{C} \text{ при } v \geq 3,5 \text{ м/с};$$

За несприятливих погодних умов, а саме при ожеледиці, дощу, снігопаді, грозі або тумані, які ускладнюють видимість у межах фронту робіт, не допускаються роботи на висоті, експлуатація вантажопідіймальних механізмів:

Таблиця 13.1 - Види робіт, виконання яких не допускається у зв'язку з перевищенням допустимого параметру вітрового навантаження

| № з/п | Найменування робіт | Допустимий параметр вітрового навантаження, м/ | Нормативне посилання |
|-------|--|--|---|
| 1 | Монтажні, мулярні, покрівельні роботи на висоті; монтаж, демонтаж або переміщення бурових вишок (копрів) | 15 (сила вітру в 7 балів) | п. 17.2 СНиП III-4-80* |
| 2 | Робота вантажопідіймального крану, будівельного підйомника, бетонасосу. Роботи на антенно-щоглових спорудах | 12 | пп. 4.13.14, 3.3.106 Правил ЖКГ; пп. 6.5.126 СНиП III-4-80* |
| 3 | Верхолазні роботи та роботи з використанням риштувань; зварювальні роботи; електромонтажні роботи; монтаж елементів опалубки або інших подібних конструкцій з великою парусністю на висоті | 10 | пп. 5.1.34, 6.5.17, 6.6.13, 6.7.30, 6.11.3, 6.19.118, п 10.8, 15.5 Правил ЖКГ п. 4.16, 12.13, пп. 7.3.10 СНиП III-4-80* пп. 5.4.13 Правил № 269 |

13.5 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Розглядаючи ВРП-220 кВ як робочий майданчик, можна зробити висновок що найбільш вірогідними забруднювачами робочої зони будуть наступні речовини:

Таблиця 13.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

| Найменування речовини | ГДК, мг/м ³ | |
|-----------------------|------------------------|----------------|
| | Максимально разова | Середньодобова |
| Пил нетоксичний | 0,5 | 0,15 |
| Кіптява(сажа) | 0,15 | 0,05 |
| Чадний газ | 3,0 | 1,0 |

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати контроль наявності даних речовин у повітрі.

13.6 Розрахунок захисного заземлення

Для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_s \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРП. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-220 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які

створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_в = 20 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_в = 5 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_в = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_в = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{720} = 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою :

$$R_{ш} = \frac{A \cdot \rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_в}, \quad (13.1)$$

де A – функція відношення $\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

$L_г, L_в$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = \frac{0,444 - 0,84 \frac{l_в + t}{\sqrt{S}}}{\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (13.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (13.3)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{26,83} = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{5} = 0,3.$$

$$L_e + L_g = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{uu} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{3.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,331 \cdot 1,5 \cdot 1,2}{1,331 \cdot 1,5 + 1,331 \cdot 1,2 + 1,5 \cdot 1,2} = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

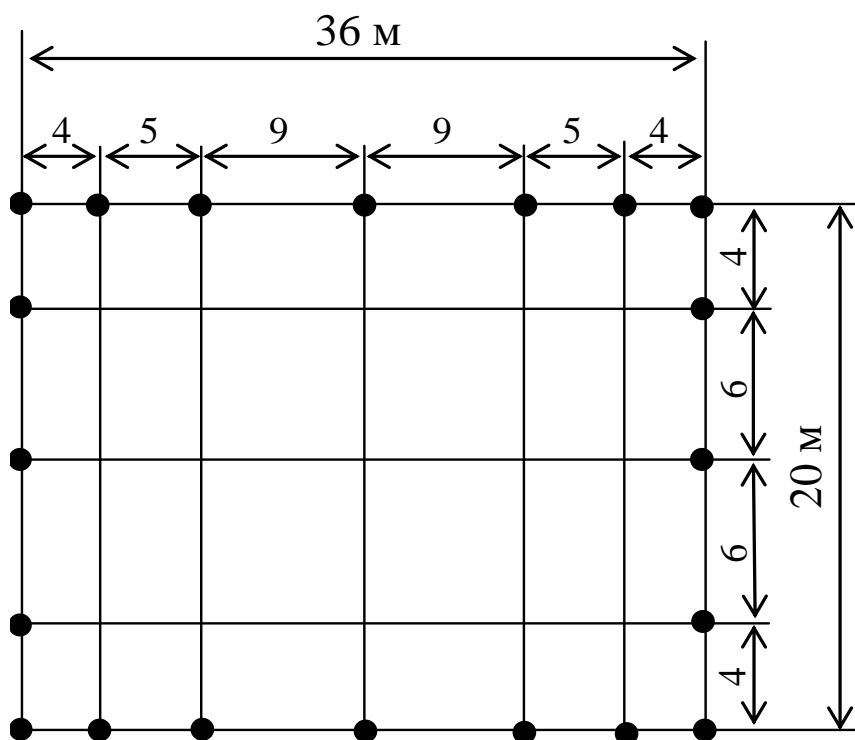


Рисунок 13.1 – План заземлювального пристрою ВРП-220 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_z = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{z \text{ допустиме}} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРП-220 кВ.

13.7 Пожежна безпека

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

Основним етапом із забезпечення пожежної безпеки на ТЕЦ є підготовка персоналу [8]:

Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік проходить спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах.

Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

На ТЕЦ регулярно проводяться протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території ВРП встановлено пожежні щити. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 220 кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії.

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$ і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 5.2. Показуємо розрахунок для однієї частини.

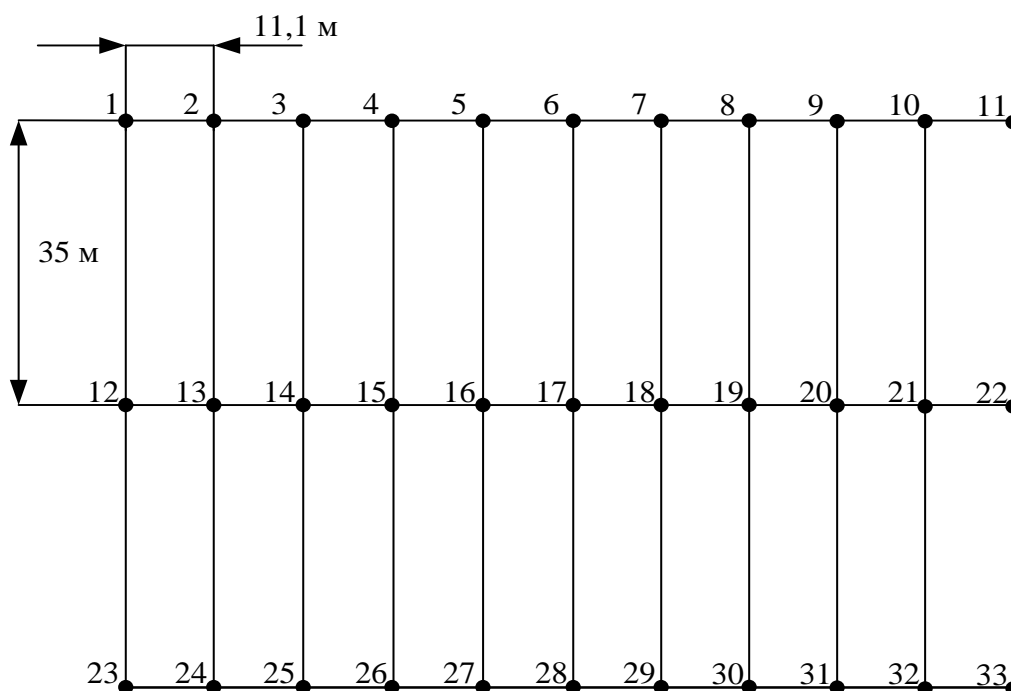


Рисунок 13.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП-220 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60 \text{ м}$;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (13.4)$$

– h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}. \quad (13.5)$$

– b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (13.6)$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 13 \text{ (м)}; \quad h = 21 \text{ (м)}; \quad L_1 = 35 \text{ (м)}; \quad L_2 = 11,1 \text{ (м)}; \quad L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 13.3 – Розрахунки отриманих величин

| | L_1 , м | L_2 , м | L_3 , м |
|-----------|-----------|-----------|-----------|
| r_x , м | 7,125 | 7,125 | 7,125 |
| h_0 , м | 18,614 | 20,76 | 18,379 |
| b_x , м | 7 | 13,35 | 6,387 |

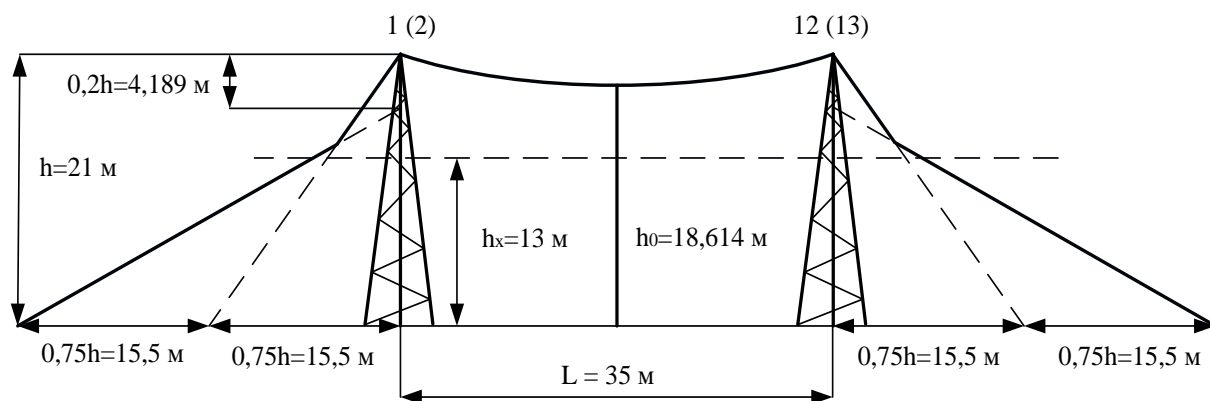


Рисунок 13.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

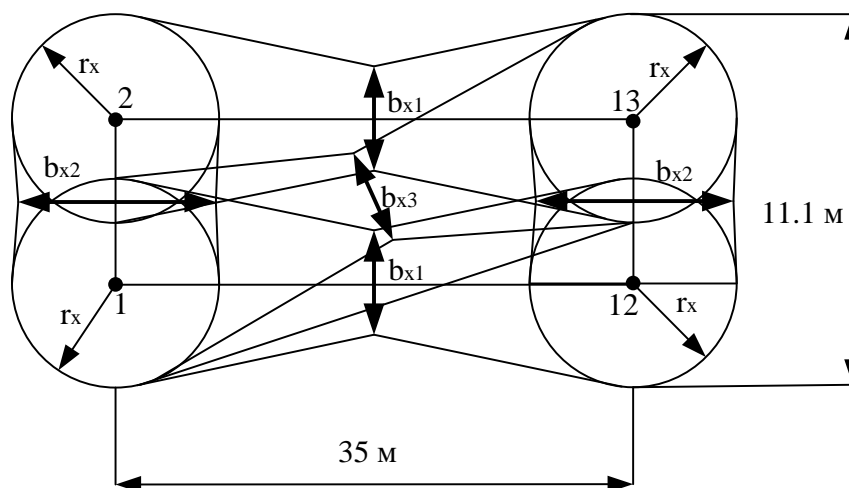


Рисунок 13.4 – Зони захисту ВРП 220 кВ блискавковідводами, вид зверху

13.8 Оцінка стійкості роботи ТЕЦ 1260 МВт в умовах дії загрозливих чинників НС

Оцінка безпеки роботи об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки.

Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ :

- геологічні процеси: землетруси, вулканічні виверження, зсуви, карсти;

- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- природні пожежі: пожежі ландшафтні, степові, лісові.

На ТЕЦ використовуються елементи , до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали , бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. Внаслідок переміщення вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки ТЕЦ можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

Приймачами електромагнітного випромінювання являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

13.8.1 Оцінка стійкості роботи ТЕЦ 1260 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 13.4.

Таблиця 13.4 – Експозиційні дози

| № | Елементи РЕА | Д _{гр, Р} | Д _{гр, Р} | № |
|---|--|--------------------------|--------------------|-----------------|
| 1 | Блок управління автоматизованою дільницею №1 | Резистори (ЯС4) | 10 ⁶ | 10 ³ |
| | | Фотодіоди (ФДК-142-01) | 10 ³ | |
| | | Конденсатор (К32) | 10 ⁵ | |
| | | мікросхеми ТТЛ | 10 ⁴ | |
| 2 | Блок управління робототехнічною дільницею | Мікроперемикач (МП-1) | 10 ⁴ | |
| | | Конденсатор (К32) | 10 ⁵ | |
| | | Транзистор (NPN) | 10 ⁵ | |
| 3 | Блок живлення | транзистор БПЛ | 10 ⁴ | |
| | | трансформатор (ТВК-70Л2) | 10 ³ | |
| | | діод (ДГ-Ц21) | 10 ⁵ | |
| | | резистори (Е6) | 10 ⁶ | |

Самий уразливий елемент РЕА – фотодіоди блоку управління автоматизованою дільницею №1, Д_{гр}=10³ Р.

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot p_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{пос.в.п}}}, (\text{мР});$$

де $K_{\text{посл}}$ - коефіцієнт послаблення, 1

t_E - час початку опромінення, 1 год

t_T - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,08 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3407,36(P),$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{носл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 \text{ [год]} \quad (13.2)$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right)^2 = 12033,14 \text{ (год)},$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3841,64.$$

Висновок. Так як $D_{\text{зр}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 3841,64$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{носл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 12033,14 годин.

Підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ у НС досягається передчасним дослідженням його стійкості та проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, що забезпечують максимальне зниження впливу вражаючих факторів НС, в тому числі зброї масового ураження (ЗМУ) та створення умов для швидкої ліквідації їх наслідків. Дослідження стійкості роботи на станції складається з всебічного вивчення умов, які можуть виникнути у НС, з визначенням їх впливу на виробничу діяльність та життєзабезпеченість робітників та службовців.

Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ТЕЦ. Для безпечної роботи на ТЕЦ 1260 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована ТЕЦ, встановлена потужність якої 1260 МВт. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для спроектованої ТЕЦ було обрано парогенератори типу Пп-950, та турбогенератори типу ТГВ-200-2У3.

Основне електротехнічне обладнання, що було обрано для спроектованої станції:

1. 6 турбогенераторів типу ТГВ-200-2У3 ($P_{\text{ном}} = 200$ МВт);
2. Блочний трансформатор типу ТДЦ-630000/220 ($S_{\text{ном}} = 630$ МВА), та трансформатор зв'язку типу ТРДНС-40000/20 ($S_{\text{ном}} = 40$ МВА).
3. Система власних потреб, яка забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється через трансформатори власних потреб (ТВП) – ТРДНС-25000/35 ($S_{\text{ном}} = 25$ МВА, 15,75/6,3 кВ) , від пускорезервного трансформатора власних потреб ПРТВП 1 - ТРДНС-32000/220 ($S_{\text{ном}} = 32$ МВА, 230/6,3 кВ), який отримує живлення від ВРП-220кВ та ПРТВП 2 – ТРДНС-25000/15,75 ($S_{\text{ном}} = 25$ МВА, 15,75/6,3-6,3 кВ) що живиться безпосередньо від генератора.

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 220 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів відбувається через трансформатори зв'язку на напрузі 10 кВ. Розподільчий пристрій 220 кВ – відкритого типу (ВРП). Для ВРП 220 кВ на основі техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема два зв'язаних п'ятикутника, від ВРП 220 кВ відходять 6 повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) 220 кВ, які зв'язують ТЕЦ і енергосистему.

Розподільчі пристрої власних потреб 6,3 кВ виконані за схемою з двома секціонованими системами збірних шин.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури і розрядників.

В спеціальному розділі розглядались методи експлуатації електрообладнання електростанції. Якісний ремонт та використання сучасних методів експлуатації, заснованих на діагностиці технічного стану електричних машин та трансформаторів, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.

За останні роки були виконані наукові розробки в галузі вдосконалення експлуатації обладнання, а також створені технічні засоби для реалізації багатьох ідей в цій області. Однак, як показує досвід, ускладнення установок і взаємозв'язків між ними призводить до подальшого зростання проблем, у вирішенні яких повинен приймати участь експлуатаційний персонал.

Обслуговування електричного обладнання під час експлуатації містить в собі регулярні огляди електричних машин і трансформаторів та технічні заходи у відповідності з рекомендаціями заводу-виробника, які проводяться за спеціальним графіком та програмою.

Електричне та електромеханічне обладнання за своїм функціональним призначенням поділяється на основне та допоміжне. До основного належить обладнання, без якого не можливо проведення нормального технологічного процесу з випуску продукції. На електричній станції це генератори, синхронні компенсатори та трансформатори. До допоміжного належить обладнання, яке служить для покращення умов праці та підвищення його продуктивності, а також для дотримання екологічних та інших нормативів виробництва. Його відмова не призводить до перерв в основному технологічному процесі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с.
URL:<https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем/ Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E/ Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
4. 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>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
6. Щербацький С. Б., Свіридов В.І., Сікорський О.В., Урсуленко В.В. Застосування вакуумних вимикачів/ Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)»- Вінниця: ВНТУ, 2023. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19651/16268>
7. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.
8. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування

електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

9. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля 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. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

13. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

14. 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.

15. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

16. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

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)

Урсуленко В.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сікорська О.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)
" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ПОТУЖНІСТЮ
1260 МВТ З АНАЛІЗОМ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ
08-21.МКР.015.00.004 ТЗ**

Науковий керівник: к.т.н.,
ст.викладач каф. ЕСС
_____ Сікорська О.В.

Магістрант групи 1ЕС-22 м
_____ Урсуленко В.В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕЦ України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ № 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплової станції у центральному регіоні України. Технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 1260 (6хТ-175/210-130) МВт; вид промисловості: кольорова металургія; $S_{ном}=15200$ МВА, $U_{ном}=220$ кВ; паливо вугілля; максимальне навантаження місцевого району 200 МВт, напруга мережі району 10 кВ, максимальна потужність, що віддається в систему 800 МВт.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕЦ, українського та зарубіжного виробництва;

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– показники технологічності: проєктування ТЕЦ, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції;

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ТЕЦ виконати проєктування резервного живлення

5. Етапи МКР та очікувані результати

| № з/п | Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | | Примітка |
|-------|---|-------------------------------|----------|----------|
| | | початок | кінець | |
| 1. | Розроблення технічного завдання | 18.09.23 | 20.09.23 | |
| 2. | Техніко-економічне обґрунтування | 21.09.23 | 06.10.23 | |
| 3. | Електротехнічна частина | 07.10.23 | 14.10.23 | |
| 4. | Вибір головної схеми електричних з'єднань | 15.10.23 | 24.10.23 | |
| 5. | Вибір схеми ВРП високої напруги | 25.10.23 | 30.10.23 | |
| 6. | Вибір схеми власних потреб | 31.10.23 | 04.11.23 | |
| 7. | Розрахунок струмів короткого замикання | 05.11.23 | 09.11.23 | |
| 8. | Вибір струмоведучих частин та комутаційного обладнання | 10.11.23 | 14.11.23 | |
| 9. | Технічне обслуговування електрообладнання електричних станцій | 15.11.23 | 19.11.23 | |
| 10. | Економічна частина | 20.11.23 | 23.11.23 | |
| 11. | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях | 24.11.23 | 27.11.23 | |
| 12. | Оформлення пояснювальної записки | 28.11.23 | 01.12.23 | |
| 13. | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації | 02.12.23 | 04.12.23 | |
| 14. | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР | 05.12.23 | 07.12.23 | |
| 15. | Рецензування МКР | 08.12.23 | 10.12.23 | |

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

Ілюстративна частина

1

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

магістерська кваліфікаційна робота

«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 1260 МВт з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій»

Виконав студент групи ІЕС-22 м
Урсуленко Валентин

Науковий керівник:
к.т.н., ст.викладач каф. ЕСС
Сікорська О.В.

2

- **Мета і задачі дослідження** Метою роботи є підвищення ефективності функціонування й забезпечення надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи шляхом проєктування електричної частини теплоелектроцентралі з аналізом умов експлуатації електрообладнання електричних станцій.
- Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:
 - техніко-економічне обґрунтування проєктування ТЕЦ;
 - аналіз існуючих методів, що використовуються при проєктуванні електростанцій;
 - проєктування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ та схеми власних потреб електростанції;
 - вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї;
 - дослідження умов експлуатації обладнання електричних станцій;
 - розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці.
- **Об'єктом дослідження** магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина теплоелектроцентралі.
- **Предметом дослідження** є методи і засоби проєктування електростанцій.
- **Методи дослідження** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання.

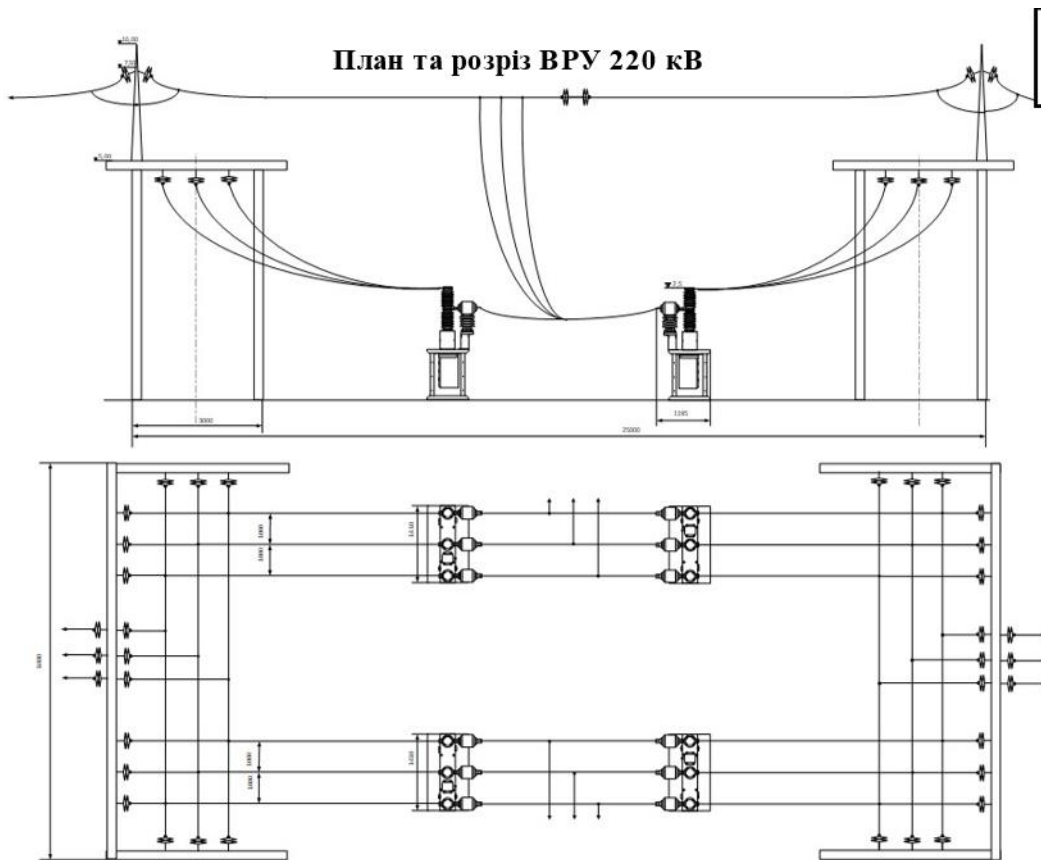
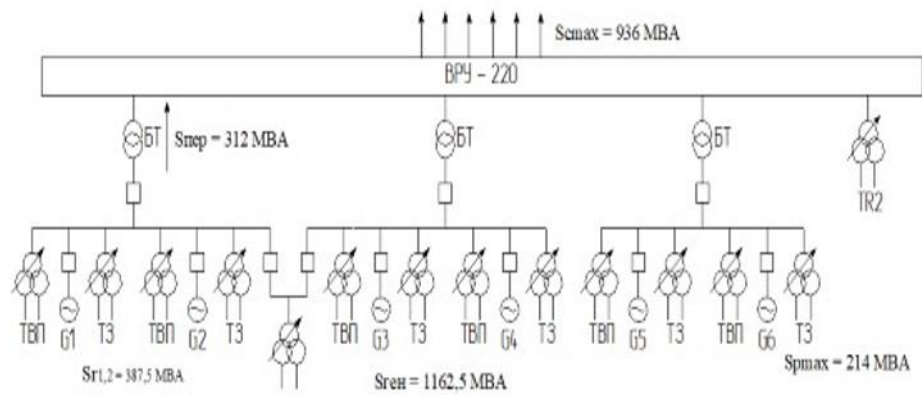
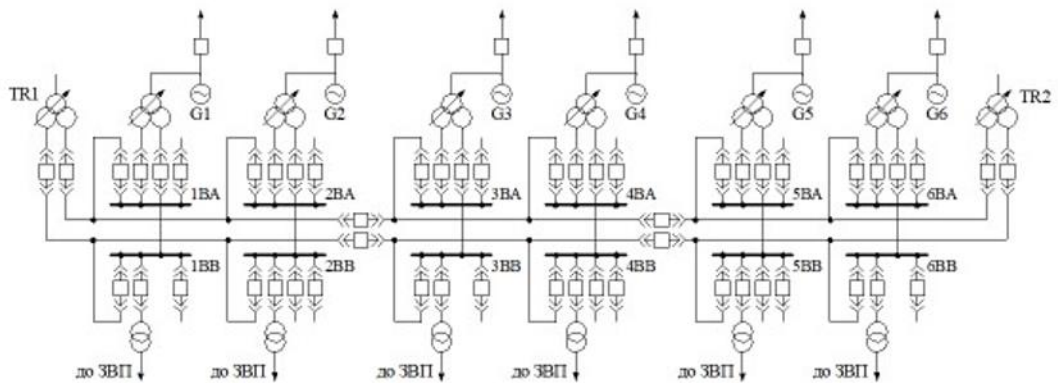


Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

5



На ТЕЦ блочного типу навантаження живиться від ТВП блоків, а загальностанційне, при змозі, рівномірно розподіляється між блоками. ВП 6 кВ блоків отримують живлення від блочних ТВП, які під'єднуються на відгалуженні між генератором і блочним трансформатором. Кожен блок потужністю 160 МВт і більше має дві секції власних потреб 6 кВ.

Трансформатори ВП повинні мати пристрої РПН, не повинні перевантажуватись і при потужності блоків більше 160 МВт повинні мати розщеплену обмотку нижчої напруги.

6

Основні техніко-економічні показники проектованої ТЕЦ

| Показник | Одиниця вимірювання | Значення |
|--|---------------------|-------------|
| Потужність станції | МВт | 1260 |
| Річний виробіток електроенергії | кВт·год | 15693281673 |
| Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби | % | 3 |
| Коефіцієнт обслуговування | МВт/чол | 0,001 |
| Кошторисна вартість промислового будівництва | Грн | 1855464000 |
| Питомі капітальні вкладення | грн/кВт | 713,64 |
| Питомі витрати умовного палива | г/кВт·год | 227,75 |
| Собівартість відпущеної енергії | коп/кВт·год | 106,53 |

ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

- Технічна експлуатація (ТЕ) обладнання електричних станцій – це процес забезпечення і підтримки необхідного стану обладнання під час його використання або зберігання.
- ТЕ здійснюють фахівці електротехнічної служби підприємства.
- Результатом ТЕ є експлуатаційна надійність електрообладнання.

Технічна експлуатація обладнання електричних станцій включає в себе наступні етапи:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію ;
- технічне обслуговування під час експлуатації;
- ремонт та утилізація обладнання.

- Температура обладнання - це перше, на що звертає увагу черговий персонал в процесі обслуговування.
- Нагрівання електрообладнання є одним з основних показників режиму його роботи і технічного стану.
- За нагрівом електрообладнання можна судити про його навантаження, виявити виникнення несправності, наприклад в контактах або системі охолодження.

Основні методи гермоконтролю

10

- 1) Метод терморезистора – використовує залежність опору провідника від його температури.

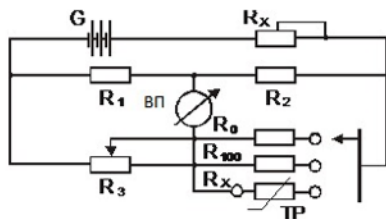


Рисунок 1 – Міст для вимірювання температури за методом терморезистора

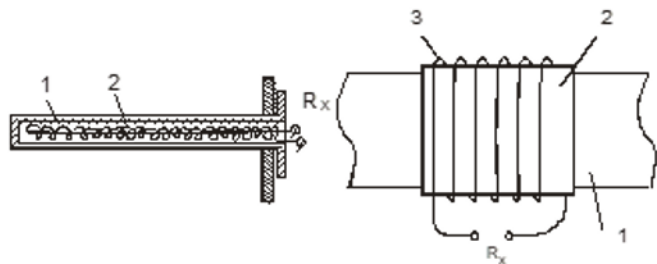


Рисунок 2 – Мідні терморезистори

- 2) Метод термопари - заснований на відомому явищі виникнення термо-ЕРС при нагріванні двох спаяних різновідних металів
- 3) Інфрачервоний метод – використання тепловізорів для безконтактного вимірювання температури об'єкта.
- 4) Використання термофарби - термореактивної речовини, що різко змінює свій колір при досягненні заданої температури.

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Під час експлуатації трансформаторів на електричних станціях черговий персонал звертає увагу на:

- **режим роботи трансформатора**
- **рівень напруги;**
- **температуру масла та колір масла** (потемніння масла може свідчити про термічний розклад внаслідок підвищеного нагрівання);
- **стан зовнішньої ізоляції**– вводів трансформатора, а також встановлених на ньому розрядників та опорних ізоляторів (перевіряється цілість фарфору, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні);
- **цілістність мембрани вихлопної труби, стан доступних ущільнень фарфорових з'єднань та відсутність течі масла**
- **маслопоказники**, які визначають рівень масла в баці трансформатора та в розширювачі;
- **індикаторний силікагель в повітряосушувачах бака трансформатора і вводів** (зміна кольору силікагелю від блакитного до рожевого свідчить про вологу сорбенту та необхідність перезарядження повітряосушувача),
- **характер шуму трансформатора** (потріскування, яке може бути пов'язане з розрядами в баку), а також періодичне змінювання рівня або тону шуму.

ВИСНОВКИ

- В роботі була спроектована ТЕЦ яка призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району.

Було розраховано графіки електричних навантажень електростанції, а також обчислено техніко-економічні показники роботи станції.

Для станції було обрано основне обладнання згідно завдання .

- Якісний ремонт та використання сучасних методів експлуатації, що засновані на діагностиці технічного стану електричних машин та трансформаторів, дозволяють забезпечити безперебійну роботу виробничих механізмів, зменшити витрати на їх експлуатацію та продовжити термін служби.
- Обслуговування електричного обладнання під час експлуатації містить в собі регулярні огляди електричних машин і трансформаторів та технічні заходи у відповідності з рекомендаціями заводу-виробника, які проводяться за спеціальним графіком та програмою .