

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

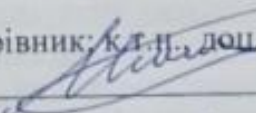
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт з
аналізом систем охолодження силових трансформаторів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Слободянюк В. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

Матвієнко С. В.
(прізвище та ініціали)

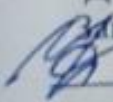
« 06 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц., доцент каф. ЕССЕМ

Коваленко О. В.
(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту


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

« 06 » 12 2024 р.

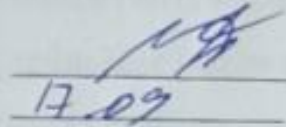
Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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.



17.09 2024 року

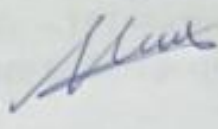
З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Слободянюку Вадиму Вікторовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт з аналізом систем охолодження силових трансформаторів»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 5 км; вид промисловості району – харчова; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 55 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 5 МВт; номінальна потужність системи 1000 МВА; номінальний опір системи 0,32 в.о.; номінальна напруга системи 35 кВ; тип турбін: Т-25-90+ПТ-25-90/10+2×Р-12-90/31.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування ТЕЦ. 2. Електротехнічна частина. 3. Системи охолодження силових трансформаторів. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем ТЕЦ потужністю 74 МВт. 2. Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ. 3. Поперечний розріз комірки ВРУ-35 кВ. 4. Установка постійного струму ТЕЦ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-35 кВ. 6. Системи охолодження трансформаторів. 8. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

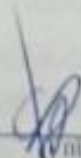
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

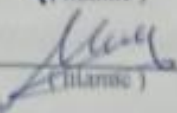
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Прі- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	вкл
2	Обґрунтування проектування ТЕЦ	21.09.24	26.09.24	вкл
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	вкл
4	Системи охолодження силових трансфор- маторів	11.10.24	28.10.24	вкл
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	вкл
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	вкл
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	вкл
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	вкл
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній за- хист МКР	27.11.24	01.12.24	вкл
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	вкл
11	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

В. В. Слободянюк

С. В. Матвієнко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Слободянюк Вадим Вікторович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт з аналізом систем охолодження силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 99 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 31 назв; рис.: 15; табл. 31.

В магістерській кваліфікаційній роботі запроєктовано електричну частину теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схема відкритої розподільної установки 35 кВ, а також схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ. Проаналізовано системи охолодження силових трансформаторів. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок на станції.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, трансформатор, електричний генератор, відкрита розподільна установка, система охолодження, блискавкозахист

ABSTRACT

Vadym Slobodyanyuk “Electrical part of a thermal power plant with a capacity of 74 MW with analysis of power transformer cooling systems”. Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 99 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 31 titles; Fig.: 15; table 31.

The master's qualification work designed the electrical part of a thermal power plant with a capacity of 74 MW. In the electrical part, the station's electrical load schedules were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of an open switchgear of 35 kV, and the diagram of own needs of 6 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. Calculation of lightning protection and grounding device of open switchgear 10 kV was performed. Cooling systems of power transformers were analyzed. Analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and measures were proposed to ensure reliable and safe operation of electrical installations at the station.

Keywords: thermal power plant, transformer, electric generator, open switchgear, cooling system, lightning protection

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ	
74 МВт	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції	11
2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ.....	15
2.3 Вибір структурної схеми станції	17
2.4 Вибір схеми ВРУ-35 кВ.....	22
2.5 Вибір схеми власних потреб	30
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	31
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	41
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	42
2.9 Вибір струмоведучих частин	44
2.10 Вибір кабельних ліній.....	49
2.11 Вибір лінійних реакторів в ГРУ-10 кВ	51
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів	53
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів	56
2.14 Вибір акумуляторної батареї	57
2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ.....	59
3 СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	63
3.1 Види охолодження силових масляних трансформаторів.....	63
3.2 Норми нагрівання силових трансформаторів	66
3.3 Природне масляне охолодження	67
3.4 Масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла.....	69
3.5 Масляне охолодження з дуттям примусовою циркуляцією масла.....	70

3.6 Масляно-водяне охолодження із примусовою циркуляцією масла й води.....	73
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	75
4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів ТЕЦ потужністю 74 МВ.....	75
4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів	76
4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць...	76
4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	78
4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ.....	80
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	84
5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕЦ.....	84
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	85
5.2.1 Амортизація основних фондів	86
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	87
5.2.3 Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ.....	89
5.2.4 Розрахунок інших витрат	92
5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	92
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	93
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96
Додаток А Протокол перевірки навчальних (кваліфікаційної) роботи	100
Додаток Б (обов'язковий) Технічне завдання МКР	101
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	105

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РУ – розподільна установка;
СЕС – сонячні електричні станції;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТЕЦ – теплоелектрична централь;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетична галузь займає ключову позицію в економіці будь-якої країни, забезпечуючи постачання електричної та теплової енергії для різних секторів економіки, населення та комунального господарства. Головним показником її ефективності є здатність стабільно забезпечувати необхідний обсяг енергії в заданий час.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України виконує важливу роль у забезпеченні енергопостачання [1]. Вона об'єднує чотири регіональні диспетчерські центри та забезпечує комплексну роботу для постачання енергії в усі регіони країни. Основні вимоги й характеристики ОЕС України:

- Надійність і стійкість. Система розрахована на функціонування у звичайних і аварійних умовах із забезпеченням стабільного енергопостачання.
- Масштабна інфраструктура. Понад мільйон кілометрів ліній електропередач напругою 330-750 кВ забезпечують ефективне енергопостачання.
- Взаємодія регіональних систем. Можливість обміну електроенергією між регіонами дозволяє збалансувати потужності та компенсувати енергетичний дефіцит або надлишок.
- Розвиток відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). Інтеграція сонячної, вітрової та гідроенергетики сприяє сталому розвитку енергетичного сектору.
- Технологічний розвиток. Сучасні технології підвищують ефективність виробництва й оптимізують його процеси.

Після нападу росії на Україну значна частина об'єктів нашої теплової генерації була знищена або пошкоджена, що призвело до значного дефіциту генераційних потужностей, зокрема в секторі теплової енергетики. Тому перед українськими енергетиками з'явилися нові виклики.

Протягом двадцятого століття основна увага приділялася будівництву потужних енергоблоків, що забезпечувало високу економічність і надійність. Проте великі електростанції викликали труднощі в управлінні, ремонті та експлуатації, зокрема через зношування обладнання. Останніми роками перед

війною зросла увага до будівництва теплоелектроцентралей (ТЕЦ) малої та середньої потужності. Вони розташовуються близько до споживачів і використовують місцеве дешеве паливо, що сприяє економічній ефективності. ТЕЦ мають переваги перед конденсаційними електростанціями завдяки можливості одночасного виробництва електричної та теплової енергії, що знижує витрати підприємств [3].

Таким чином, проектування електричної частини ТЕЦ потужність 74 МВт є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення та вдосконалення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електротехнічної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування ОЕС України за допомогою проектування й впровадження електричної частини теплової електроцентралі потужністю 74 МВт та аналіз систем охолодження силових трансформаторів.

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

- техніко-економічне обґрунтування проєкту електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 74МВт;
- аналіз математичних моделей та методів, що використовуються під час проектування теплових електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ потужністю 74 МВт;
- вибір струмоведучих частин, комутаційної апаратури, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, установки постійного струму, розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою;
- аналіз систем охолодження силових трансформаторів;
- розроблення організаційних і технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини ТЕЦ в умовах надзвичайних ситуацій;
- визначення основних техніко-економічних показників теплоелект-

роцентралі потужністю 74 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина теплових електроцентралей.

Предметом дослідження є методи й засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕЦ використовуються елементи теорії надійності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автор

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 74 МВт

Сучасна енергетика України стикається з численними викликами, пов'язаними із застарілим обладнанням теплових електростанцій (ТЕС) та проблемами у системі теплозабезпечення. Основні проблеми в енергетиці України старіння обладнання ТЕС, зношеність комунальних котелень, технічні виклики, технологічні інновації тощо.

Понад 80% устаткування експлуатується більше 60 років. Крім того, більшість енергоблоків, які виведені з експлуатації, потребують капітальних ремонтів, модернізації або повної заміни. Понад 90% енергоблоків вичерпали свій розрахунковий ресурс у 100 тис. годин, а 63,8% досягли межі фізичного зносу, подвоївши розрахунковий термін служби [1-3].

Якщо проаналізувати стан котелень, то ситуація також непроста. Близько 60% котелень працюють понад нормативний термін. У 38% котелень використовуються малоефективні котли з низьким коефіцієнтом корисної дії (ККД).

Майже 40-50% теплових пунктів перебувають у критичному стані, що спричиняє часті аварії, перебої в гарячому водопостачанні та надмірні витрати енергоресурсів [4, 5]. Зростає розрив між максимальними та мінімальними навантаженнями, що потребує більшої маневреності та гнучкості електростанцій.

Система теплозабезпечення стикається з неефективністю розподілу тепла, складнощами залучення інвестицій, тарифним регулюванням і поганою платіжною дисципліною споживачів.

Зростання тарифів на паливно-енергетичні ресурси та старіння технологічного обладнання збільшують собівартість енергії. У таких умовах необхідно забезпечувати позитивну рентабельність, що змушує енергетичні компанії переглядати тарифи. Використання сучасних ТЕЦ та ВДЕ сприяє досягненню гнучкості та інноваційності в енергетичному секторі [6].

ТЕЦ поділяються на когенераційні установки, де скидне тепло використовується для підігріву води, та класичні ТЕЦ, які працюють автономно або у складі загальної мережі.

Інтеграція сучасних ТЕЦ сприятиме зниженню витрат на енергоресурси

та підвищенню економічної ефективності енергетики України. Отже, в умовах ринкової економіки для України особливе значення має будівництво малих електростанцій.

Когенераційні установки – включають дизельні двигуни або газотурбінні установки, де скидне тепло використовується для підігріву води в мережі.

Класичні теплоелектроцентралі (ТЕЦ) – складаються з котельних агрегатів і теплофікаційних турбін малої потужності. Саме такий тип ТЕЦ буде запроектовано в даній магістерській кваліфікаційній роботі.

Завдяки використанню таких ТЕЦ підприємства мають можливість суттєво знижувати собівартість своєї продукції, оскільки зменшуються витрати на електроенергію.

Для забезпечення можливості розвитку теплофікації необхідно впроваджувати технологічні інновації. Наприклад, впровадження нових матеріалів, таких як жаростійкі сталі, сучасна термоізоляція та теплопровідні матеріали, сприяє переходу до децентралізованих енергосистем. Ви користання розподілених енергосистем набувають популярності завдяки гнучкості, екологічності та ефективності.

У розвинених країнах підтримується розвиток розподіленої енергетики, яка інтегрує виробництво тепла, електроенергії та газу. Сучасні системи дозволяють виробникам і споживачам обмінюватися енергією через загальну мережу, що підвищує енергоефективність [7-10].

Розвиток нових ТЕС і реконструкція існуючих об'єктів сприяють підвищенню енергоефективності та забезпеченню потреб економіки й населення.

Використання інтегрованих систем енергопостачання забезпечує більш надійне та економічне рішення для густонаселених міст.

Україна потребує модернізації та будівництва нових енергетичних об'єктів, а також впровадження інноваційних підходів до виробництва і розподілу енергії. Це дозволить не лише подолати виклики, пов'язані із застарілим обладнанням, але й забезпечить сталий розвиток енергетики в майбутньому.

Перспективи розвитку систем теплопостачання вимагають чіткого визначення, оскільки стратегічне планування в цій сфері не забезпечує комплексного та інтегрованого підходу. Воно здебільшого здійснюється без врахування результатів територіального та енергетичного планування.

Схеми теплопостачання для міст та інших населених пунктів України розроблялися без врахування або за відсутності схем територіального розвитку та генеральних планів забудови. Це перешкоджає оптимальному розвитку систем теплопостачання, що базується на збалансованому поєднанні централізованих та автономних систем [5].

У ХХІ столітті розвиток енергетики зазнав значного впливу нових технологій: використання жаростійких сталей, сучасної термоізоляції, пластикових теплопроводів та інших інновацій. Ці досягнення спричинили тенденцію до децентралізації великих енергетичних систем. Ефективність масштабних централізованих систем досягла своїх меж, і їх інерційний розвиток став гальмом для переходу до низьковуглецевої економіки. У промислово розвинених країнах активно підтримується ідея розвитку розподіленої енергетики.

Ця тенденція повною мірою стосується і централізованого теплопостачання – важливого елементу енергозабезпечення густонаселених міських районів. Сучасні інтегровані енергосистеми нового покоління дозволяють виробникам і споживачам тепла, електроенергії та газу не лише забезпечувати власні потреби, а й передавати надлишки енергії в загальну мережу, з якої вони можуть отримувати енергію за необхідності. Такий підхід формує основу для майбутніх енергетичних систем населених пунктів, заснованих на розподіленій генерації та інтеграції різних джерел енергії.

Сьогодні ключовим ресурсом для задоволення енергетичних потреб економіки, зокрема в сфері теплопостачання, стає підвищення енергоефективності.

У цьому контексті будівництво нових та модернізація існуючих ТЕЦ є важливими кроками для розвитку електроенергетики України. При цьому питання експлуатації кабельних мереж зберігає свою актуальність і потребує подальших досліджень.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

ТЕЦ, що проєктується, буде працювати за добовими графіками електричних та теплових навантажень. Режим роботи станції задається графіками електричних навантажень місцевого району та енергосистеми. Потужність станції має забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням витрат на власні потреби станції, а також витрат в елементах електропередачі [11].

Під час розрахунку графіків навантажень величину постійних та змінних витрат у відносних одиницях приймають:

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

Постійні втрати для району та системи визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{p.\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot \Delta P_{c.\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 55 = 0,55 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 5 = 0,1 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{pt}^2}{\Delta P_{p.\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{ct}^2}{\Delta P_{c.\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot 42,35^2 / 55 = 1,96 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot 2,5^2 / 5 = 0,18 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.вид.t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{с.вид.t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.вид.1} = 42,35 + 0,55 + 1,96 = 44,86 \text{ МВт};$$

$$P_{с.вид.1} = 2,5 + 0,1 + 0,18 = 2,78 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{с.вид.t} \quad (2.4)$$

$$P_{вид.1} = 44,86 + 2,78 = 47,64 \text{ МВт}.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{видt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P_{ВП'}}{100} \cdot P_{вид.max}; \quad (2.5)$$

$$P_{ВП.1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{47,64}{74} \right) \cdot \frac{5 \cdot 64,65}{100} = 2,54 \text{ МВт},$$

де $P_{вст}$ – установлена потужність електростанції, МВт;

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, % [11, 12];

$P_{вид.max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт. Потужність, яка видається генераторами станції:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} \quad (2.6)$$

$$P_{вир.1} = 47,64 + 2,54 = 50,18 \text{ МВт}.$$

Аналогічно розраховуємо та будуємо графіки електричних навантажень для зимового та літнього періоду та річний графік за тривалістю навантаження (табл.. 2.1, 2.2, рис. 2.1). Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (табл.. 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима/літо)

Складові витрат потужності	Час доби, год					
	0÷7	7÷9	9÷11	11÷18	18÷21	21÷24
Навантаження району, %	<u>77</u>	<u>86</u>	<u>100</u>	<u>90</u>	<u>82</u>	<u>70</u>
	72	81	95	85	77	65
Навантаження району, МВт	<u>42,35</u>	<u>47,34</u>	<u>55</u>	<u>49,5</u>	<u>45,1</u>	<u>38,5</u>
	39,6	44,55	52,25	46,75	42,35	35,75
Постійні втрати потужності в мережах району, МВт	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Змінні втрати потужності в мережах району, МВт	<u>1,96</u>	<u>2,44</u>	<u>3,3</u>	<u>2,67</u>	<u>2,22</u>	<u>1,62</u>
	1,71	2,17	2,98	2,38	1,96	1,39
Потужність, яка видається в район, МВт	<u>44,86</u>	<u>50,29</u>	<u>58,85</u>	<u>52,72</u>	<u>47,87</u>	<u>40,67</u>
	41,86	47,27	55,78	49,68	44,86	37,69
Навантаження системи, %	<u>50</u>	<u>70</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>80</u>	<u>60</u>
	45	65	95	95	75	55
Навантаження системи, МВт	<u>2,5</u>	<u>3,5</u>	<u>5,0</u>	<u>5,0</u>	<u>4,0</u>	<u>3,0</u>
	2,25	3,25	4,75	4,75	3,75	2,75
Постійні втрати в мережах системи, МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Змінні втрати в мережах системи, МВт	<u>0,18</u>	<u>0,34</u>	<u>0,7</u>	<u>0,7</u>	<u>0,45</u>	<u>0,25</u>
	0,14	0,3	0,63	0,63	0,39	0,21
Потужність, яка видається в систему, МВт	<u>2,78</u>	<u>3,94</u>	<u>5,8</u>	<u>5,8</u>	<u>4,55</u>	<u>3,35</u>
	2,49	3,65	5,48	5,48	4,24	3,06
Сумарна потужність, яка видається з шин станції, МВт	<u>47,64</u>	<u>54,23</u>	<u>64,65</u>	<u>58,52</u>	<u>52,42</u>	<u>44,02</u>
	44,35	50,92	61,26	55,16	49,1	40,75
Витрати на власні потреби станції, МВт	<u>2,54</u>	<u>2,71</u>	<u>2,99</u>	<u>2,82</u>	<u>2,66</u>	<u>2,44</u>
	2,45	2,63	2,9	2,74	2,58	2,36
Потужність, яка виробляється на станції, МВт	<u>50,18</u>	<u>56,94</u>	<u>67,64</u>	<u>61,34</u>	<u>55,08</u>	<u>46,46</u>
	46,8	53,55	64,16	57,9	51,68	42,71

Примітки: 1. Максимальне навантаження власних потреб: $P'_{ВП} = 5\%$.

2. Коефіцієнт попиту: $K_{п} = 0,8$.

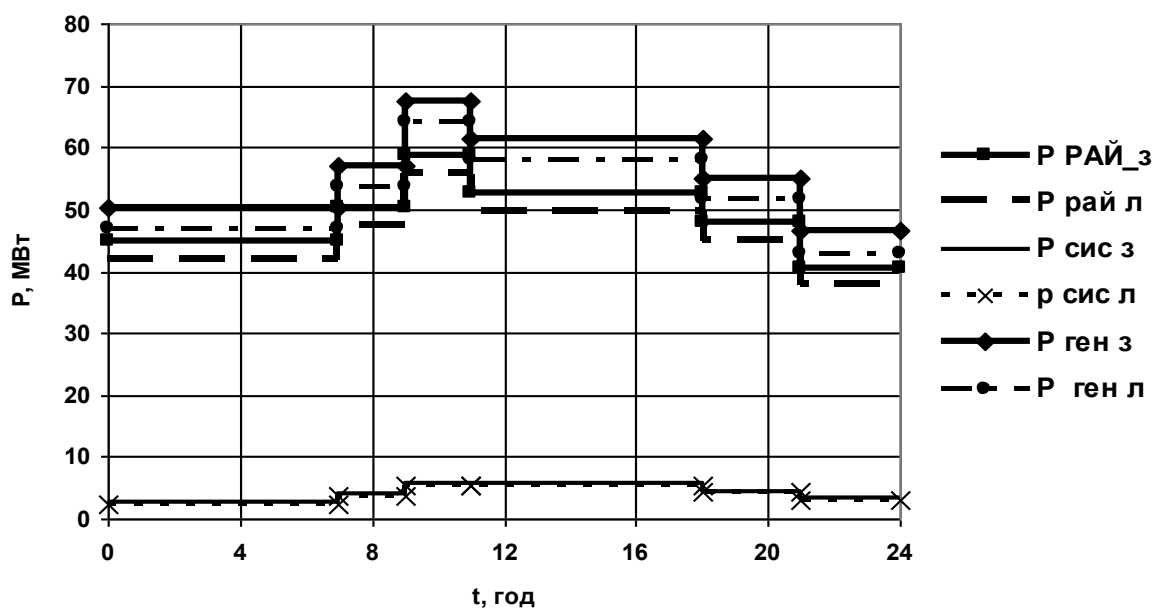
3. Тривалість зими та літа: $t_3 = 183$ доби, $t_{л} = 182$ доби.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

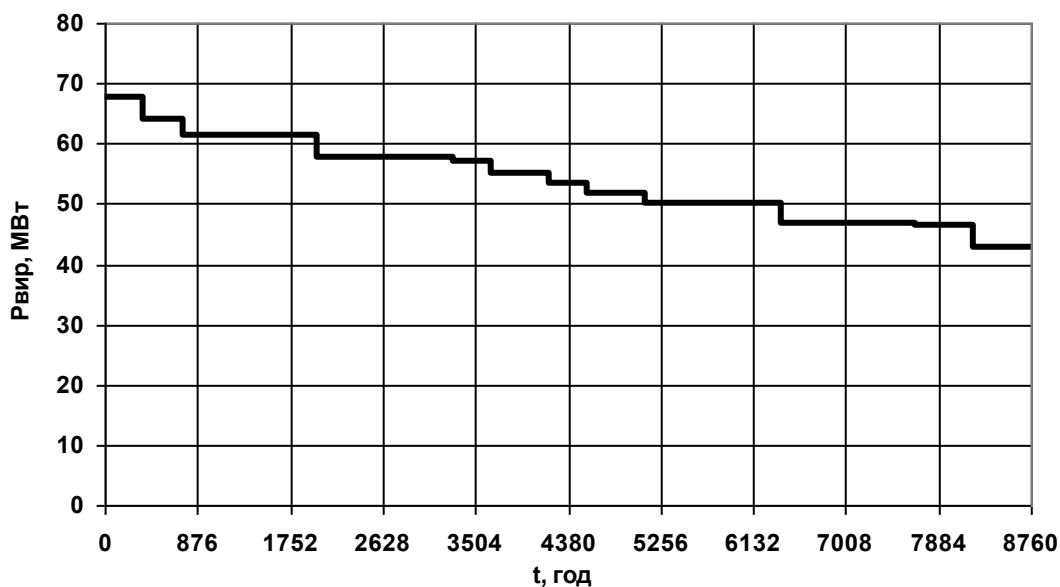
P, МВт	67,64	64,16	61,34	57,9	56,94	55,08	53,55	51,68	50,18	46,8	46,46	42,71
t, год	366	364	1281	1274	366	549	364	546	1281	1274	549	546
t _Σ , год	366	730	2011	3285	3651	4200	4564	5110	6391	7665	8214	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	67,64
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	471970,04
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	74
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	53,88
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,797
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,728
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6977,7
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6378
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,094
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПp}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	23019,58
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПp}}$	448950,46
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5919



а) добові графіки навантаження станції



б) річний графік навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ

Обираємо основне технологічне обладнання на станції: турбіни, котельні агрегати та електричні генератори. Номінальні параметри основного обладнання зводимо в табл. 2.4-2.6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

Параметр	Турбогенератор	
	T2-12-2	TBC-30
$S_{\text{ном}}$, МВА	15	37,5
$P_{\text{ном}}$, МВт	12	30
$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5	10,5
$I_{\text{ном}}$, А	825	2060
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,8	0,8
Збудження:	електромашинна	електромашинна
- $U_{\text{фном}}$, В	226	230
- $I_{\text{фном}}$, А	289	740
- $I_{\text{фх}}$, А	111	156
Схема з'єднань обмоток	У	У
Опори, в. о. : X_d	2,09	2,527
X'_d	0,23	0,257
X''_d	0,116	0,152
X_2	0,142	0,186
X_0	0,065	0,072
$R_{\text{ст}}$, Ом	0,0278	0,00198
$R_{\text{рот}}$, Ом	0,530	0,324

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін [11]

Параметр	Турбіна	
	P-12-90/31	T-25-90
$P_{\text{ном}}$, МВт	12	25
P , ата	90	90
t , °C	535	535
D , т/год	188,4	135

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів [11]

Параметр	Котельний агрегат	
	Е-120-100 (2 шт)	Е-160-100 (2 шт)
D , т/год	120	160
P , ата	100	100
t , °C	540	540
паливо	вугілля	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Для структурної схеми визначаємо кількість ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг [11]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.7)$$

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність в районі або системі з урахуванням втрат, МВт;

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

$$n_{35} = \frac{5,8}{15} + 1 = 1,4 \approx 2.$$

Структурну схему станції обираємо з порівняння двох варіантів за критерієм мінімуму приведених витрат. Намічаємо структурні схеми ТЕЦ, які наведені на рисунку 2.2.

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{г.ном}}; \quad (2.8)$$

$$S_{\text{ТВППрозр.}} = \frac{5}{100} \cdot 0,8 \cdot 30 = 1,2 \text{ МВА};$$

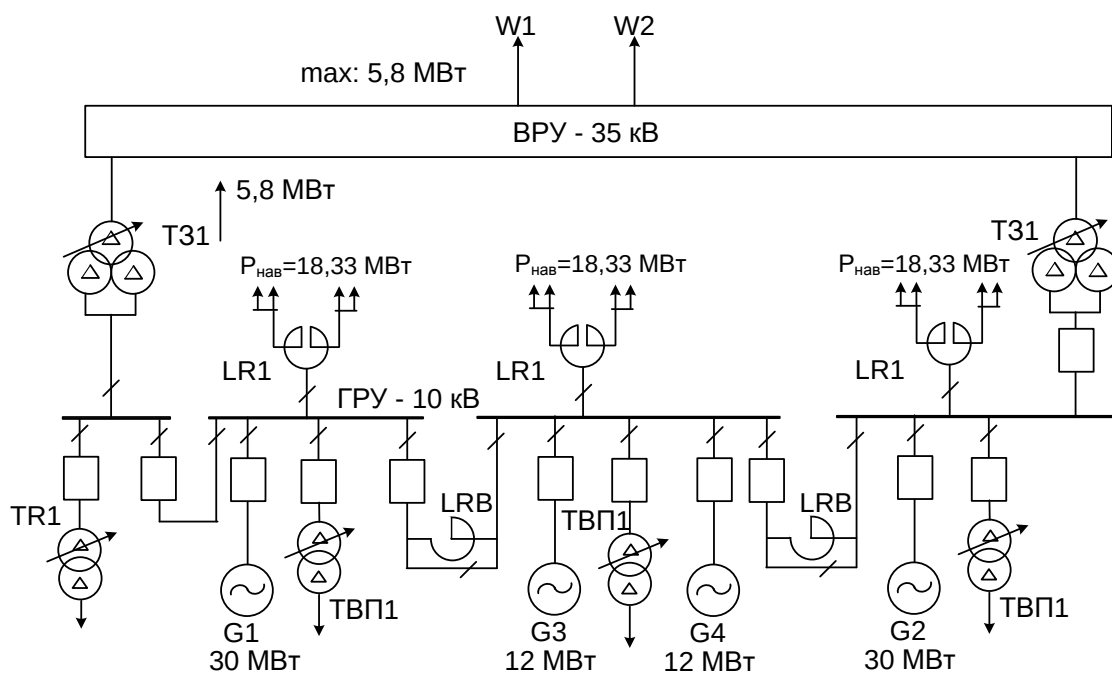
$$S_{\text{ТВП2Прозр.}} = \frac{5}{100} \cdot 0,8 \cdot 48 = 1,68 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора [13]

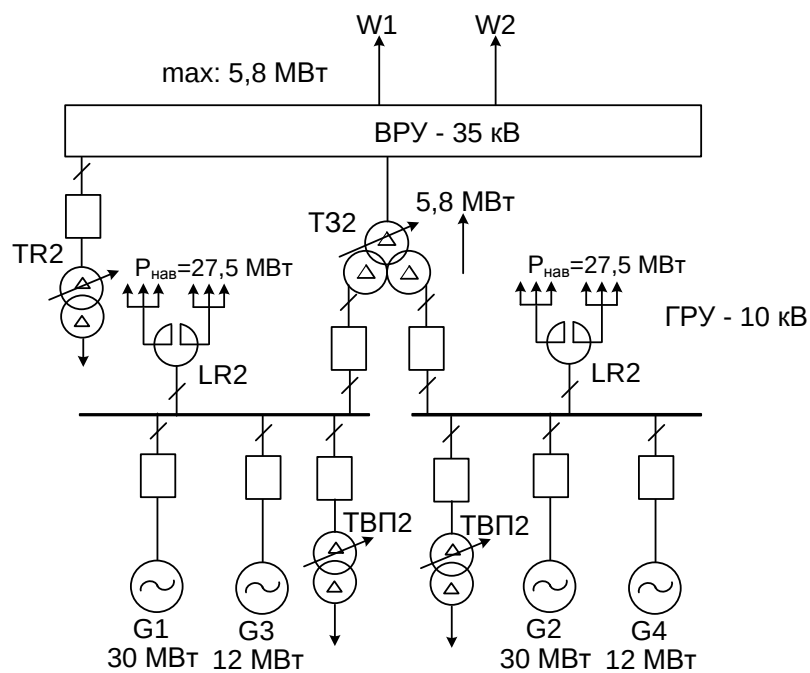
$$S_{\text{ТРПрозр.}} = 1,5 \cdot S_{\text{ТВППрозр.}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{ТР1Прозр.}} = 1,5 \cdot 1,2 = 1,8 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТР2Прозр.}} = 1,5 \cdot 1,68 = 2,5 \text{ МВА}.$$



а) I варіант



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурних схем ТЕЦ

Розрахункова потужність трансформатора зв'язку (ТЗ):

$$S_{T3розр} = (S_{Г.вст} - S_{БП.max} - S_{p.min}); \quad (2.10)$$

$$S_{T3розр} = (2 \cdot 37,5 + 2 \cdot 15) - (3 \cdot 1,2) - 37,69/0,8 = 54,29 \text{ (MBA)}.$$

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність одного з них складає:

$$S_{T31розр} = 54,29/1,4 = 38,78 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T32розр} = 54,29 \text{ (МВА)}.$$

Усі параметри обраних трансформаторів зводимо в таблицю 2.7.

Обираємо секційний реактор (LRB) [11]:

$$I_{ср.розр} = 0,65 \cdot I_{г.ном}; \quad (2.11)$$

$$I_{ср.розр} = 0,65 \cdot 2060 = 1339 \text{ (А)}.$$

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

$$x_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 1339} = 0,34 \div 0,61 \text{ (Ом)}.$$

Приймаємо до установки реактор типу РБ 10-1600-0,35У3 [12]:

$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 1600 \text{ А}$; $X_p = 0,35 \text{ Ом}$; $i_{дин} = 37 \text{ кА}$; $I_T = 14,6 \text{ кА}$; $t_T = 8 \text{ с}$.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позна- чення	Тип трансфор- матора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	U_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %
ТВП1	ТМН-1600/10	1,6	10/6,3	55	3,3	18	2,6
ТВП2, TR1	ТМН-2500/10	2,5	10/6,3	5,5	6,2	25	3,5
TR2	ТМН-2500/10	2,5	35/6,3	6,5	5,1	25	1,1
ТЗ1	ТРДНС- 40000/35	40	$\frac{36,75}{10,5 - 10,5}$	12,7	36	170	0,5
ТЗ2	ТРДНС- 63000/35	63	$\frac{36,75}{10,5 - 10,5}$	12,7	50	250	0,45

Визначаємо кількість кабельних ЛЕП, які відходять в місцевий район від лінійного реактора:

$$n_k = \frac{P_{\max}}{P_{\text{доп}}}; \quad (2.12)$$

$$n_{k1} = \frac{18,33}{5} = 3,6;$$

$$n_{k2} = \frac{27,5}{5} = 5,5.$$

Приймаємо, що від лінійних реакторів LR₁ відходять 4 кабельних лінії, а від LR₂ – 6 кабельних ліній.

Приведені затрати [11]:

$$Z = p_n \cdot K + U; \quad (2.13)$$

де $p_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = \frac{a \cdot}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.14)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 24$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах під час передачі;

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{Т.НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (2.15)$$

де n – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

$S_{\max}$ – максимальна потужність, яка проходить через трансформатори, МВА;

$S_{\text{т.ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ – час максимальних втрат, год.

$$\Delta W_{T1} = 2 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{7,25}{40} \right)^2 \cdot 5919 = 647248 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{T2} = 50 \cdot 8760 + 250 \cdot \left(\frac{7,25}{63} \right)^2 \cdot 5919 = 457570 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис. грн	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
Трансформатори зв'язку ТЗ1 ТЗ2	2/0 0/1	3054 3630	6108 -	- 3630
Вимикачі -35кВ -10кВ	4/4 10/8	270 60	1080 600	1080 480
Секційний реактор (LRB+вимикач)	2/0	630	1260	-
Лійний реактор (LR): LR1 LR2	3/0 0/2	200 300	600 -	- 600
ТВП1 ТВП2	3/0 0/2	120 160	360 -	- 320
TR1 TR2	1/0 0/1	160 360	160 -	- 360
РАЗОМ:			10168	6470

Примітка: на ВРУ-35 кВ та на ГРУ-10кВ встановлюємо вакуумні вимикачі.

Експлуатаційні щорічні втрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 10168 + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 647248 = 1111,13 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 6470 + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 457570 = 718 \text{ (тис.грн).}$$

Розрахуємо приведені витрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 10168 + 1111,13 = 2331,29 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 6470 + 718 = 1494,4 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.9 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Числове значення, тис грн..	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	10168	6470
Щорічні експлуатаційні витрати	1111,13	718
Приведені затрати	2331,29	1494,4

$\Delta Z = 35,9 \% < 5\%$ остаточно приймаємо II варіант структурної схеми ТЕЦ, як більш економічний

2.4 Вибір схеми ВРУ-35 кВ

Для ВРУ-35 кВ намічаємо два варіанти головної схеми електричних з'єднань [14, 15]:

а) схема чотирикутника;

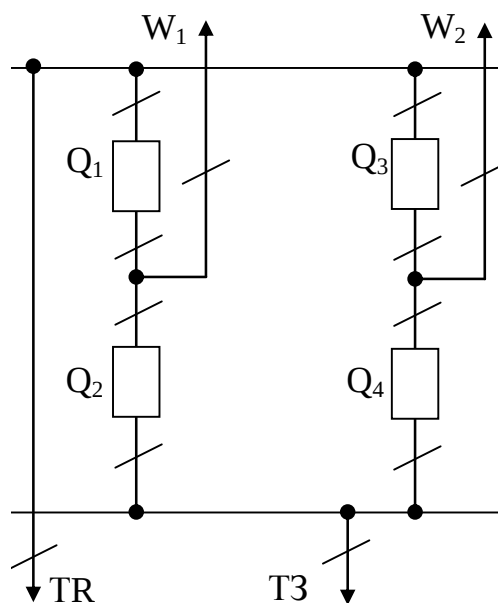
б) схема одна система збірних шин з одним вимикачем на приєднання (рисунок 2.3).

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [11]:

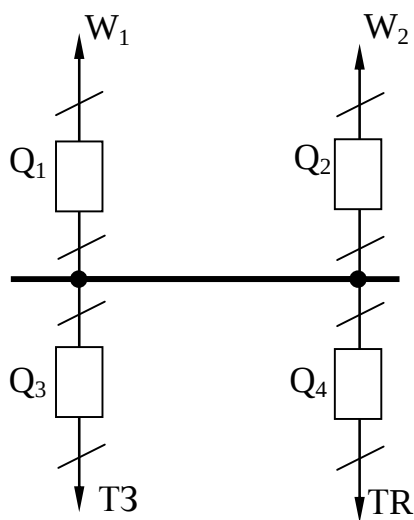
$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.16)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання, тис. грн.



а) схема чотирикутника



б) схема одна система збірних шин з одним вимикачем на приєднання

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.17)$$

$$U = \frac{a \cdot K}{100}; \quad (2.18)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$a=9,4\%$.

Втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [11]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.19)$$

де $y_0 = 18$ грн./кВт·год – питомий збиток від недовідпуску електроенергії;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаємо потужність, МВт;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{ВП}$), год.

Розрахунок $M(3)$ проводиться за таким алгоритмом [11]:

- 1) в варіантах схем визначаються лінійні та трансформаторні вимикачі; вимикачі, які вимикають ЛЕП, відносять до лінійних, а інші – до трансформаторних;
- 2) визначаються параметри раптових відмов лінійних та трансформаторних вимикачів:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{Г.В.} &= 0,6 \cdot \omega_1; \\ \omega_{Л.В.} &= 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100), \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

де l – довжина ЛЕП, км;

ω_1, ω_2 – параметри потоків відмов вимикачів, 1/рік.

- 3) визначаються коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи РУ:

$$\left. \begin{aligned} K_p &= \mu \cdot T_{\text{п}} / 8760; \\ K_o &= 1 - n_k \cdot K_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.21)$$

де μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

$T_{\text{п}}$ – тривалість планового ремонту, год.

4) при відмовах вимикача елементи (АТ, ЛЕП) можуть бути введені в роботу через час T_0 (після виконання перемикачів в РУ) або через час $T_{\text{вп}}$ (після вводу в роботу одного з двох вимикачів у випадку, коли один був у плановому ремонті, а другий – в аварійному простой:

$$\left. \begin{aligned} T_0 &= T_{\text{вим}} + m \cdot T_p; \\ T_{\text{вп}} &= T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\text{п}}); \end{aligned} \right\} \quad (2.22)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, який потрібний персоналу для встановлення місця та характеру пошкодження, год;

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути вимкнені для відділення вимикача, шт.;

T_p – час для вимикання роз'єднувача, год;

$T_{\text{в}}$ – час відновлення, год.

5) виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць 2.12 та 2.13.

6) після заповнення таблиць 2.12 та 2.13 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.14.

Таблиця 2.10 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{\text{в}}$, год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{\text{п}}$, год
	ω_1	ω_2			
35	0,005	0,005	20	0,3	50

Таблиця 2.11 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-35 кВ

Параметр	Числове значення для варіанта	
	I	II
n_k	4	4
C_k	270	270
$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,003	0,003
$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,003151	0,003151
$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,001712	0,001712
$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,993152	0,993152
$T_o = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	1	1
$T_{\text{ВП}} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{\Pi})$	16	16
$K_o \cdot \omega_{ГВ}$	0,002979	0,002979
$K_o \cdot \omega_{ЛВ}$	0,003128	0,003128
$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,000005	0,000005
$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000005	0,000005

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-35 кВ (І варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення				
		$K_0=0,993152$	$K_p = 0,001712$			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
$Q_{1л}$	0,00315	$W, TR - T_0$	–	$W, TR + D(T3, W) - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, TR + D(T3, W) - T_0$ $TR - T_{вп}$	$2W, T3, TR - T_0$ $D(TR, W) + D(T3, W)$ $-T_{вп}$
$Q_{2л}$	0,00315	$W, T3 - T_0$	$W, T3 + D(TR, W) - T_0$ $W - T_{вп}$	–	$2W, T3, TR - T_0$ $D(TR, W) + D(T3, W)$ $-T_{вп}$	$W, T3 + D(TR, W) - T_0$ $T3 - T_{вп}$
$Q_{3л}$	0,00315	$W, TR - T_0$	$W, TR + D(T3, W) - T_0$ $TR - T_{вп}$	$2W, T3, TR - T_0$ $D(TR, W) + D(T3, W)$ $-T_{вп}$	–	$W, TR + D(T3, W) - T_0$ $W - T_{вп}$
$Q_{4л}$	0,00315	$W, T3 - T_0$	$2W, T3, TR - T_0$ $D(TR, W) + D(T3, W)$ $-T_{вп}$	$W, T3 + D(TR, W) - T_0$ $T3 - T_{вп}$	$W, T3 + D(TR, W) - T_0$ $W - T_{вп}$	–

Таблиця 2.13 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-35 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення				
		$K_0=0,993152$	$K_p = 0,001712$			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
Q_1 Л	0,00315	2W, T3, TR - T_0	—	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	2W, T3, TR - T_0 W, TR+D(T3, W) - $T_{\text{вп}}$
Q_2 Л	0,00315	2W, T3, TR - T_0	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	—	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	2W, T3, TR - T_0 W, TR+D(T3, W) - $T_{\text{вп}}$
Q_3 Л	0,00315	2W, T3, TR - T_0	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	—	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$
Q_4 Л	0,00315	2W, T3, TR - T_0	2W, T3, TR - T_0 W, TR+D(T3, W) - $T_{\text{вп}}$	2W, T3, TR - T_0 W, TR+D(T3, W) - $T_{\text{вп}}$	2W, T3, TR - T_0 2W, T3, TR - $T_{\text{вп}}$	—

Таблиця 2.14 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт	Час про- стою, $T_0/T_{\text{вп}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
W, TR W, TR +D(T3, W)	2	1	—	2	—	4
		16	—	—	—	2
W, T3 2W, T3, TR W, T3 +D(TR, W) T3	5,8	1	—	2	—	8
		16	—	—	—	2
ІІ варіант						
W, TR +D(T3, W)	2	1	—	—	—	—
		16	—	—	2	2
2W, T3, TR	5,8	1	2	2	6	6
		16	—	—	4	4

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_1 = 18 \cdot [0,003128 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 2 + 2 \cdot 1 \cdot 5,8) + 0,000005 \cdot (4 \cdot 2 \cdot 1 + 2 \cdot 16 \cdot 2 + 8 \cdot 1 \cdot 5,8 + 2 \cdot 16 \cdot 5,8)] = 0,905 \text{ тис. грн.}$$

$$M(3)_2 = 18 \cdot [0,002979 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 5,8) + 0,003128 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 5,8 + 0,000005 \cdot (2 \cdot 16 \cdot 2 + 6 \cdot 1 \cdot 5,8 + 4 \cdot 16 \cdot 5,8) + 0,000005 \cdot (2 \cdot 16 \cdot 2 + 6 \cdot 1 \cdot 5,8 + 4 \cdot 16 \cdot 5,8)] = 1,36 \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-35 кВ подано в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Приведені витрати схем ВРУ-35 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	1080	1080
Щорічні експлуатаційні витрати	101,52	101,52
Очікуваний збиток	0,905	1,36
Приведені витрати	264,06	264,88

Оскільки варіанти схем є рівно економічними, то приймаємо I варіант схеми ВРУ-35 кВ – схему чотирикутника, який має більшу надійність.

2.5 Вибір схеми власних потреб

На ТЕЦ з поперечними зв'язками по парі кількість робочих ТВП дорівнює кількості секцій ГРУ-10 кВ, тобто споживачі власних потреб станції, що проєктується, отримують живлення від двох трансформаторів.

На стороні 6 кВ ТВП мають дві секції (А та В. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора (ТР) через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ), а аварійне – від дизель-генератора [11, 13] (рис. 2.4).

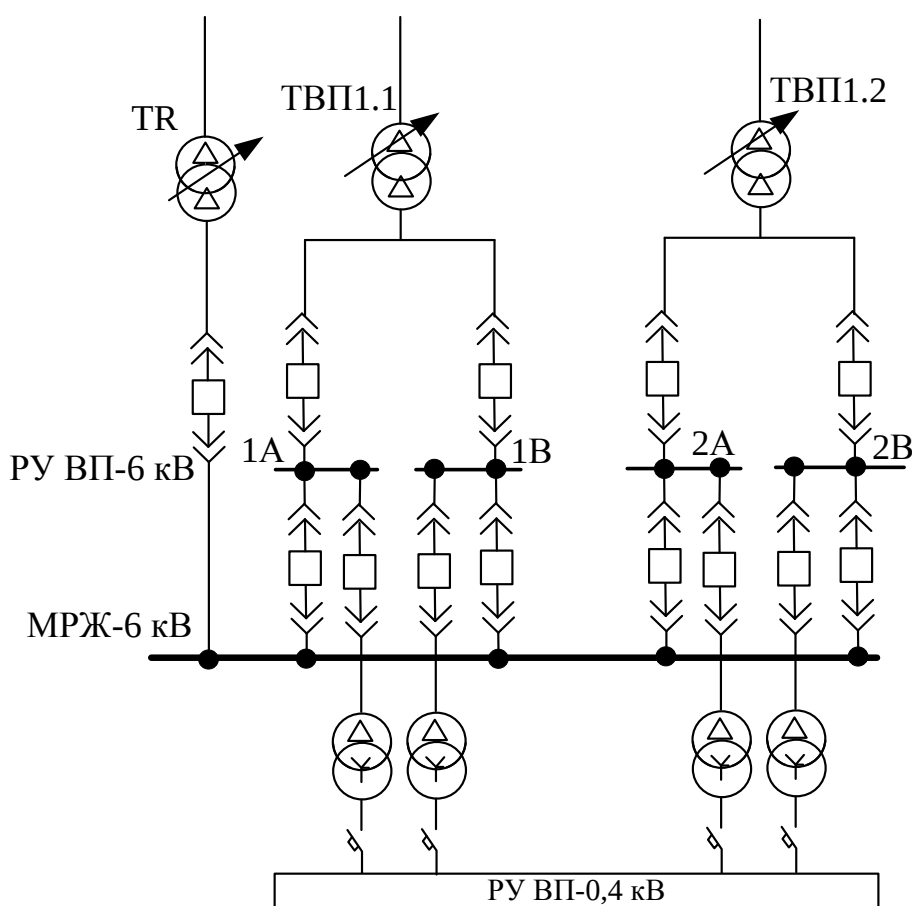


Рисунок 2.4 – Схема власних потреб станції

Всі трансформатори згідно НТП мають пристрій РПН для регулювання напруги на шинах.

Споживачі напругою 0,4 кВ живляться від трансформаторів 6/0,4 кВ: на кожній секції (А та В) встановлюються по одному трансформатору потужністю по 250 кВА типу ТСЗ-250/10: $S_{\text{ном}} = 250$ кВА; $U_{\text{ном}} = 6/0.4$ кВ; $U_{k\%} = 5,5 \%$.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електростанції (рис. 2.5) та визначаємо параметри її елементів [11, 17, 18]. Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Задаємося базовими умовами: $S_6 = 100$ МВА; $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$.

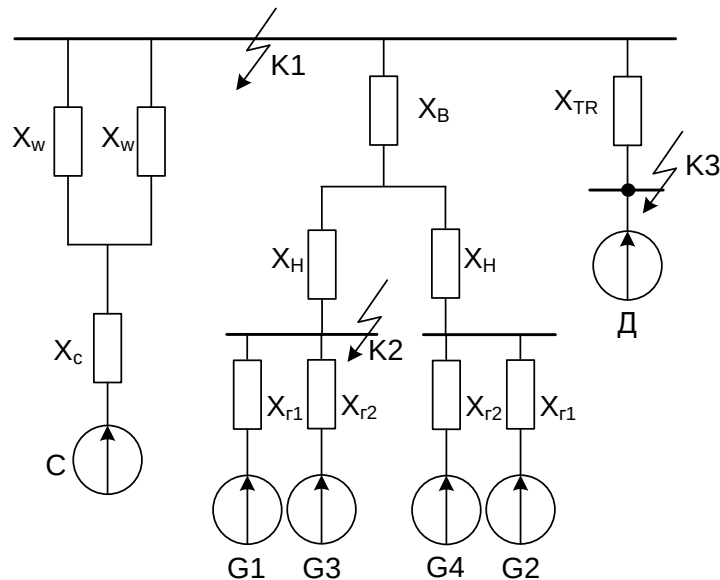


Рисунок 2.5 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$x_{*G} = x_{d* \text{ ном}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.23)$$

$$x_{*G1} = 0,152 \cdot \frac{100}{37,5} = 0,41;$$

$$x_{*G2} = 0,116 \cdot \frac{100}{15} = 0,77;$$

- енергосистема:

$$x_c = x_{*c_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.24)$$

$$x_c = 0,32 \cdot \frac{100}{1000} = 0,032;$$

- ЛЕП 35 кВ:

$$x_{\text{Л}} = x_{\text{ПІТ}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}; \quad (2.25)$$

$$x_{\text{Л}} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,146;$$

- трансформатор резервний TR:

$$x_T = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.26)$$

$$x_{\text{TR}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6;$$

- трансформатор зв'язку:

$$x_B = \frac{0,125 \cdot u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.27)$$

$$x_H = \frac{1,75 \cdot u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.28)$$

$$x_B = \frac{0,125 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,03;$$

$$x_H = \frac{1,75 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,35;$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{по} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_6; \quad (2.29)$$

де E''_* – ЕРС джерела живлення, згідно [11]: $E''_{*G} = 1,08$; $E''_{*c} = 1$.

I_6 – базовий струм;

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

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.30)$$

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

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА}.$$

Спростимо заступну схему для кожної точки КЗ і визначимо струми КЗ.

Визначимо складові струмів коротких замикань [11]:

$$\text{- періодичну:} \quad I_{n,t} = \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \quad (2.31)$$

$$\text{- аперіодичну:} \quad i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.32)$$

$$\text{- ударний струм:} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y, \quad (2.33)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BV} + 0,01, \quad (2.34)$$

де t_{BV} – власний час вимикання вимикача, с.

Розрахунок точки K_1

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.6).

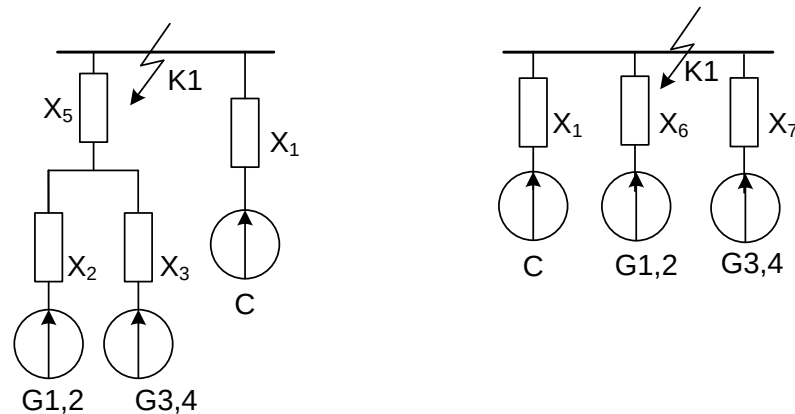


Рисунок 2.6 – Перетворення заступної схеми електроустановки відносно точки К-1

$$x_1 = x_c + \frac{x_w}{2};$$

$$x_1 = 0,032 + \frac{0,146}{2} = 0,11;$$

$$x_2 = x_{\Gamma 1} / 2;$$

$$x_2 = 0,41 / 2 = 0,21;$$

$$x_3 = x_{\Gamma 2} / 2;$$

$$x_3 = 0,77 / 2 = 0,39;$$

$$x_4 = x_H / 2;$$

$$x_4 = 0,35 / 2 = 0,18;$$

$$x_5 = x_4 + x_B;$$

$$x_5 = 0,18 + 0,03 = 0,21.$$

Розподіляємо x_5 між x_2 та x_3 [11]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_5 (x_2 + x_3); \\ x_6 &= x_2 + (\Delta x / x_3); \\ x_7 &= x_3 + (\Delta x / x_2); \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$\Delta x = 0,21 \cdot (0,21 + 0,39) = 0,126;$$

$$x_6 = 0,21 + (0,126 / 0,39) = 0,53;$$

$$x_7 = 0,39 + (0,126 / 0,21) = 0,99.$$

Розрахуємо початкове значення періодичної складової струму КЗ $I_{\text{по}}$:

$$I_{\text{поC}} = \frac{1}{0,11} \cdot 1,56 = 14,18 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поG1,2}} = \frac{1,08}{0,53} \cdot 1,56 = 3,18 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поG3,4}} = \frac{1,08}{0,99} \cdot 1,56 = 1,7 \text{ (кА)}.$$

Для інших точок КЗ розрахунки проводимо аналогічно і результати зводимо в табл. 2.16, 2.17.

Розрахунок точки K_2

Спростуємо схему (рис. 2.7).

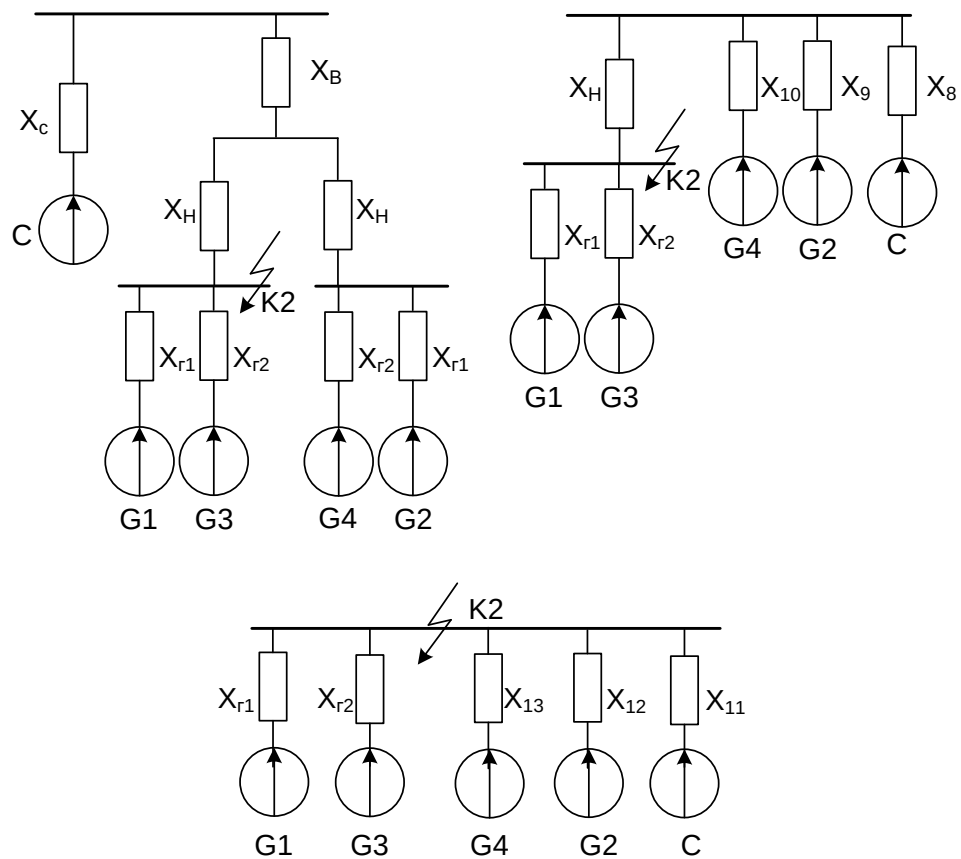


Рисунок 2.7 – Перетворення заступної схеми електроустановки
відносно точки К-2

$$x_8 = x_1 + x_B;$$

$$x_8 = 0,11 + 0,03 = 0,14.$$

Розподіляємо x_4 між x_{r2} та x_{r1} [11]:

$$\Delta x = x_H (x_{r1} + x_{r2});$$

$$x_9 = x_{r1} + (\Delta x / x_{r2});$$

$$x_{10} = x_{r2} + (\Delta x / x_{r1});$$

$$\Delta x = 0,35 \cdot (0,41 + 0,77) = 0,413;$$

$$x_9 = 0,41 + (0,413 / 0,77) = 0,95;$$

$$x_{10} = 0,77 + (0,413 / 0,41) = 1,77.$$

Розподіляємо x_H між x_8 , x_9 та x_{10} [11]:

$$\Delta x = x_H \cdot (x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_{10});$$

$$x_{11} = x_8 + \frac{\Delta x}{x_9 \cdot x_{10}};$$

$$x_{12} = x_9 + \frac{\Delta x}{x_8 \cdot x_{10}};$$

$$x_{13} = x_{10} + \frac{\Delta x}{x_9 \cdot x_8};$$

$$\Delta x = 0,35 \cdot (0,14 \cdot 0,95 + 0,14 \cdot 1,77 + 0,95 \cdot 1,77) = 0,722;$$

$$x_{11} = 0,14 + \frac{0,722}{0,95 \cdot 1,77} = 0,57;$$

$$x_{12} = 0,95 + \frac{0,722}{0,14 \cdot 1,77} = 3,86;$$

$$x_{13} = 1,77 + \frac{0,722}{0,95 \cdot 0,14} = 7,2.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,57} \cdot 5,51 = 9,67 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,08}{0,41} \cdot 5,51 = 14,51 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3}} = \frac{1,08}{0,77} \cdot 5,51 = 7,73 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2}} = \frac{1,08}{3,86} \cdot 5,51 = 1,54 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4}} = \frac{1,08}{7,2} \cdot 5,51 = 0,83 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K_3

Спростуємо схему (рис. 2.8).

$$X_{14} = \frac{X_1 \cdot X_6 \cdot X_7}{X_1 \cdot X_6 + X_1 \cdot X_7 + X_6 \cdot X_7} + X_{TR};$$

$$X_{14} = \frac{0,11 \cdot 0,53 \cdot 0,99}{0,11 \cdot 0,53 + 0,11 \cdot 0,99 + 0,53 \cdot 0,99} + 2,6 = 2,684.$$

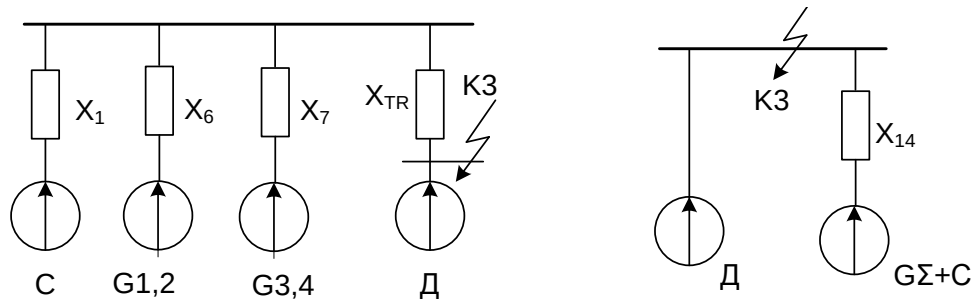


Рисунок 2.8 – Перетворення заступної схеми електроустановки відносно точки К-4

$$I_{\text{по } C+G\Sigma} = \frac{1}{2,684} \cdot 9,18 = 3,42 \text{ (кА)};$$

Згідно [11] при живленні від ПРТВП:

$$I_{\text{по } Д} = 4,0 \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{\text{НОМ } TR}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.36)$$

$$I_{\text{по } Д} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 2,5}{6} = 2,08 \text{ (кА)}.$$

Попередньо приймаємо вимикачі [11]:

а) ВРУ-35 кВ	ВБНК-35	$t_{\text{БВ}} = 0,05 \text{ с}$
б) ГРУ-10 кВ	ВРЗ-10	$t_{\text{БВ}} = 0,05 \text{ с}$
в) РУВП- 6 кВ	ВР0-10	$t_{\text{БВ}} = 0,04 \text{ с}$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [11, 17], використовуючи метод типових кривих:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}}; \quad (2.37)$$

K₁: а) G_{1,2}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 37,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,17 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{3,18}{1,17} = 2,7; \text{ з [11] визначаємо: } \gamma_{n,\tau} = 0,94.$$

б) G_{3,4}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 15}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,47 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{1,7}{0,47} = 3,6; \text{ з [11]: } \gamma_{n,\tau} = 0,89.$$

K₂: а) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = 2,06 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{14,51}{2,06} = 7; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,775.$$

б) G₃:

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

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{7,73}{0,825} = 9,4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,69.$$

в) G₄:

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

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{0,83}{0,25} = 1,01; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,99.$$

г) G₂:

$$I'_{\text{НОМ}} = 2,06 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{1,54}{2,06} = 0,75; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ ВРУ-35 кВ	Система	0,06	0,02	1,608	0,04	1
	G1,2		0,21	1,948	0,75	0,94
	G3,4		0,1	1,902	0,55	0,89
К ₂ ГРУ-10 кВ	Система	0,06	0,09	1,9	0,55	1
	G2		0,21	1,948	0,75	1
	G4		0,1	1,902	0,55	0,99
	G1		0,249	1,961	0,78	0,775
	G3		0,106	1,913	0,76	0,69
К ₃ РУВП-6 кВ	G _Σ + C	0,05	0,042	1,85	0,28	1

Таблиця 2.17 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	I _{по} , кА	I _{пт} , кА	i _{ат} , кА	i _у , кА	Примітка
К ₁ ВРУ-35 кВ	Система	14,18	14,18	0,8	32,15	КА та шини
	G1,2	3,18	2,99	3,36	8,73	
	G3,4	1,7	1,51	1,32	4,46	
	Сума	19,06	18,68	5,48	45,34	
К ₂ ГРУ-10 кВ	С-ма	9,67	9,67	7,5	25,91	КА
	G2	1,54	1,54	1,6	4,23	
	G4	0,83	0,82	0,64	2,23	
	Сума (без G1 та G3)	12,04	12,03	9,77	32,37	
	G1	14,51	11,25	15,96	40,12	Шини
	G3	7,73	5,33	8,28	20,85	
	Повна сума	34,28	28,61	34,01	93,34	
К ₃ РУВП-6 кВ	G + C	3,42	3,42	1,35	8,92	КА
	Двигуни ВП	2,08	1,02	0,84	4,84	
	Сума	5,5	4,44	2,19	13,76	Шини

Примітка – КА – комутаційна апаратура.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [11]:

$$\left. \begin{aligned} I_{п,\tau,Д} &= I_{п,о,Д} \cdot e^{-\tau/0,07} \\ i_{ат,Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,о,Д} \cdot e^{-\tau/0,04} \\ i_{у,Д} &= \sqrt{2} \cdot K_{у,Д} \cdot I_{п,о,Д} \end{aligned} \right\} \quad (2.38)$$

$$I_{п,τ,Д} = 2,08 \cdot e^{-0,05/0,07} = 1,02 \text{ кА};$$

$$i_{ат,Д} = \sqrt{2} \cdot 2,08 \cdot e^{-0,05/0,04} = 0,84 \text{ кА};$$

$$i_{y,Д} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 2,08 = 4,84 \text{ кА}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-35 кВ

Максимальні струми [11, 12]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$I_{\max \text{ТВП, TR}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.41)$$

$$I_{\max W} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 309,7 \text{ (А)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 867,1 \text{ (А)};$$

$$I_{\max \text{TR}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,3 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму [11]:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.42)$$

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

$$B_k = 19,06^2 \cdot (0,20 + 0,21) = 148,95 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ГРУ-10 кВ:

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma. \text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.43)$$

$$I_{\max G1} = \frac{2060}{0,95} = 2168,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\max G3} = \frac{825}{0,95} = 868,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2731,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\max TR} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,5 \text{ (A)};$$

$$B_K = 34,28^2 \cdot (0,3 + 0,249) = 645,14 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{\max TR} = I_{\max ТВП} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6} = 210,8 \text{ (A)};$$

$$B_K = 5,5^2 \cdot (0,25 + 0,042) = 70,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Обираємо комутаційні апарати на ТЕЦ. Вибір проводимо у табличній формі (табл. 2.18).

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів [11]

Розрахункові дані <i>ВРУ-35 кВ</i>	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНДЗ.1-35/1000У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\max} = 867,1 \text{ А}$ $I_{\text{п},\tau} = 18,68 \text{ кА}$ $i_{\text{а},\tau} = 5,48 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{ВИМ.НОМ}} = 25 \text{ кА}$ $i_{\text{а,НОМ}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{ВИМ.НОМ}} =$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$ -

$I_{n,0} = 19,06 \text{ кА}$ $i_y = 45,34 \text{ кА}$ $B_k = 148,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$\sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 8,11 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	- - $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>ГРУ-10 кВ:</i>	Каталожні дані	
<i>а) коло генератора $G_{1(2)}$</i>	ВРЗ-10	Комірка КРУ КУ-10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{max}} = 2168,4 \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 18,36 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 18,05 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= 43,94 \text{ кА}$ $I_{n,0} = 19,77 \text{ кА}$ $i_y = 53,22 \text{ кА}$ $B_k = 645,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,\text{ном}} = 12,97 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} \cdot (1 + B_{\text{ном}}) =$ $= 69,37 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ - - - -
<i>ГРУ-10 кВ:</i>	Каталожні дані	
<i>б) коло генератора $G_{3(4)}$</i>	МГГ-10	РВР-10/4000 УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{max}} = 868,4 \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 23,28 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 25,73 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= 58,55 \text{ кА}$ $I_{n,0} = 26,55 \text{ кА}$ $i_y = 72,49 \text{ кА}$ $B_k = 645,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,\text{ном}} = 12,97 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} \cdot (1 + B_{\text{ном}}) =$ $= 69,37 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ - - - -
<i>ГРУ-10 кВ:</i>	Каталожні дані	
<i>в) трансформатор ВП</i>	МГГ-10	РВР-10/1000 УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{max}} = 144,8 \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 28,61 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 34,01 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= 74,35 \text{ кА}$ $I_{n,0} = 34,28 \text{ кА}$ $i_y = 93,34 \text{ кА}$ $B_k = 645,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{вим.ном}} = 63 \text{ кА}$ $i_{a,\text{ном}} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} \cdot (1 + B_{\text{ном}}) =$ $= 88,83 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ - - - - $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 4 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.18

ГРУ-10 кВ: з) трансформатор зв'язку:	Каталожні дані	
	ВРЗ-10	Комірка КРУ КУ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2731,2 \text{ А}$ $I_{н,т} = 18,94 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 26,51 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + i_{а,т} =$ $= 53,22 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 24,61 \text{ кА}$ $i_y = 67,43 \text{ кА}$ $B_k = 645,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $12,97 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 69,37 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$
Розрахункові дані РУВП – 6 кВ:	Каталожні дані	
	ВР0-10	Комірка КРУ типу КУ-10С
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 240,8 \text{ А}$ $I_{н,т} = 3,42 \text{ кА}$ $i_{а,т} = 1,35 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 3,42 \text{ кА}$ $i_y = 8,92 \text{ кА}$ $B_k = 70,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,3 = 5,29$ кА $I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 32 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-35 кВ:

а) збірні шини;

$I_{max} = 867,1 \text{ А}$; $I_{н,о} = 19,06 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$; $i_y = 45,34 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Встановлюємо провід марки АС 400/93: $d = 29,1 \text{ мм}$; $I_{доп} = 880 \text{ А}$.

б) відгалуження до ТЗ;

Економічний переріз [11]:

$$q_e = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.44)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

$I_{норм}$ – струм нормального режиму, А;

$$I_{норм} = 867,1/1,5 = 578 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = 578/1,0 = 578 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС 600/72: $d = 33,2$ мм; $I_{доп} = 1050$ А.

в) відгалуження до ТР;

$$q_{ек} = 41,3/1,0 = 41,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо провід марки АС 50/8,0: $d = 9,6$ мм; $I_{доп} = 210$ А.

ГРУ 10 кВ

а) збірні шини;

$$I_{max} = 2731,2 \text{ А}; I_{п0} = 34,28 \text{ кА}; i_y = 93,34 \text{ кА}; B_k = 645,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$v_0 = +30$ °С; $K_2 = 0,94$ – поправочний коефіцієнт на температуру.

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$q = 2 \times (100 \times 45 \times 6) = 2 \times 1010 = 2020 \text{ мм}^2, I_{доп.ном} = 3500 \text{ А}, W_{y_0-y_0} = 58 \text{ см}^3,$$

$$J_{y_0-y_0} = 290 \text{ см}^4.$$

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

$$I_{доп.} = K_2 \cdot I_{доп.ном} \geq I_{max}; \quad (2.45)$$

$$I_{доп.} = 0,94 \cdot 3500 = 3290 \text{ А} > I_{max} = 2731,2 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.46)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{645,14 \cdot 10^6}}{91} = 279 \text{ мм}^2 < q = 2020 \text{ мм}^2,$$

де функція $C = 91 \left[\frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2} \right]$.

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.47)$$

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

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

$\sigma_{\text{п}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії полос, Мпа.

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

довжина прогону між ізоляторами: $l = 2 \text{ м}$;

відстань між фазами: $a = 0,8 \text{ м}$.

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз [11]:

$$\sigma_{\text{ф}} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (2.48)$$

$$\sigma_{\text{ф}} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 93,34^2 = 16,52 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} = 16,52 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{3г} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.49)$$

$$F_{3г} = 1,62 \frac{93,34^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-1} = 3528,5 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{i3} + c + \frac{h}{2}}{H_{i3}}. \quad (2.50)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу І16-80УХЛЗ [11]:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_p = 16000 \text{ Н};$$

$$H_{i3} = 130 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{130 + 6 + \frac{200}{2}}{130} = 1,43.$$

$$F_{розр} = K_h \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.51)$$

$$F_{розр} = 1,43 \cdot 3528,5 = 5045,8 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ІП-10/3150-3000УЗ:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 3150 \text{ А}; F_p = 30000 \text{ Н}; l_{i3} = 510 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятори на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.52)$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 3528,5 = 1764,25 \text{ Н} < 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н.}$$

Умова виконується.

РУВІІ – 6 кВ:

$$I_{\max} = 240,8 \text{ А}; I_{\text{п0}} = 5,5 \text{ кА}; i_y = 13,76 \text{ кА}; B_k = 70,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 25 \times 3 = 75 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 265 \text{ А}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{р. max}} = 240,8(\text{А}) < I'_{\text{доп}} = 0,94 \cdot 265 = 249,1 (\text{А}).$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$\text{Встановлюємо шини перерізом } q = 30 \times 4 = 120 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 365 \text{ А}.$$

Перевіряємо шини на механічну міцність. Фази розташовуємо горизонтально, а шини на ізоляторах плазом.

$$I = h \cdot \frac{b^3}{12}; \quad (2.53)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{6}; \quad (2.54)$$

$$I = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3.$$

Визначаємо довжину прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.55)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{1,2}} = 0,75 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,87 \text{ м}.$$

Приймаємо $l = 0,85 \text{ м}$.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W};$$

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot \frac{13,76^2 \cdot 0,85^2}{0,8 \cdot 0,6} \cdot 10^{-2} = 4,93 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа} .$$

Вибір ізоляторів.

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot K_h \cdot 10^{-1};$$

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{13,76^2 \cdot 0,85}{0,8} \cdot 10^{-1} = 33,8 \text{ Н}.$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ІО-6-3,75 УЗ [12]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; F_p = 3750 \text{ Н}.$$

$$F_{\text{розр}} = 33,8(\text{Н}) < 0,6 \cdot 3750 = 2250 (\text{Н}) .$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ІП-6/400-375-ІУ [12]:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 33,8 = 16,9 (\text{Н}) < 0,6 \cdot 3750 = 2250 (\text{Н}) .$$

2.10 Вибір кабельних ліній

Обираємо кабельні лінії в колі лінійного реактора:

$$I_{\max} = 354,3 \text{ А}; B_k = 189,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{\text{п0}} = 11,52 \text{ кА}; i_y = 31,77 \text{ кА}; v_0 = +30 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$T_{\max} = 6980 \text{ год}; K_2 = 0,94.$$

Кабель прокладається в на півповерху ГРУ – 10 кВ.

Обираємо кабель марки ААГ, трижильний, 10 кВ.

Економічний переріз:

$$q_{ек} = 354,3/1,2 = 295,25 \text{ мм}^2.$$

За умовою монтажу приймаємо два кабеля перерізом 150 мм^2 :

$$I_{\text{доп.ном}} = 210 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 210 \cdot 2 = 394,8 \text{ А} > I_{\text{max}} = 354,3 \text{ А.}$$

Перевірка на термічну стійкість [11, 12]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{189,78 \cdot 10^6}}{100} = 137,8 \text{ мм}^2 > q = 300 \text{ мм}^2.$$

Остаточно встановлюємо два кабеля по 150 мм^2 .

Обираємо кабель до електродвигуна власних потреб 6 кВ типу А312-42-8У4: $P_{\text{ном}} = 250 \text{ кВт}$; $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 31,7 \text{ А}$; $v_0 = 30^\circ \text{С}$; $I_{\text{max}} = 3500 \text{ год.}$; $B_k = 70,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$; $K_2 = 0,94$.

Вибираємо трижильний кабель марки ААШв, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$.

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{31,7}{1,4} = 22,4 \text{ мм}^2;$$

Вибір за термічною стійкістю:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{70,33 \cdot 10^6}}{98} = 85,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом 95 мм^2 ; $I_{\text{доп.ном}} = 155 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 0,94 \cdot 155 = 145,7 \text{ А} > I_{\text{max}} = 31,7 \text{ А.}$$

Обрані кабелі 10 кВ та 6 кВ задовольняють усім вимогам.

2.11 Вибір лінійних реакторів в ГРУ-10 кВ

Потужність реактора:

$$P_{\text{лр}} = \frac{58,85}{2} = 29,425 \text{ МВт};$$

Струм реактора:

$$I_{\text{лр}} = \frac{29,425 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 2126 \text{ А};$$

Кількість фідерів на реактор:

$$n_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{р}}}{P_{\text{доп}}} = \frac{29,425}{5} = 5,9 \text{ шт};$$

приймаємо 6 шт;

Струм вітки реактора:

$$I_{\text{в.р}} = \frac{2126}{2} = 1063 \text{ А};$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ :

$$I_{\text{п,о}} = 34,28 \text{ кА};$$

Тип вимикача, який встановлюється на кабельній лінії:

$$\text{ВР1-10}; I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА};$$

Основний релейний захист лінії:

$$\text{МСЗ};$$

Повний час вимикання КЗ:

$$t_{\text{вим}} = 1,2 \text{ с.}$$

Визначимо результуючий опір кола КЗ за відсутності реактора [11]:

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

$$X_{\text{рез}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 34,28) = 0,177 \text{ Ом};$$

Потрібний опір кола КЗ за умови забезпечення номінальної вимикаючої спроможності вимикача типу ВР1-10:

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{вим,ном}}); \quad (2.56)$$

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 12,5) = 0,486 \text{ Ом.}$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_p^{\text{потр}} = 0,486 - 0,177 = 0,309 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо реактор типу: РБСГ 10-2×1600-0,35 У3 [12]:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2 \times 1600 \text{ А}$; $X_{p.\text{ном}} = 0,35 \text{ Ом}$; $K_{3в} = 0,46$; $i_{\text{дин}} = 37 \text{ кА}$;

$I_T = 14,6 \text{ кА}$; $t_T = 8 \text{ с}$.

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,177 + 0,35 = 0,527 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{п,о} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,527) = 11,52 \text{ кА.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot K_y, \quad (2.57)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 11,52 = 31,77 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 37 \text{ кА.}$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_K = I_{п,о}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.58)$$

$$B_K = 11,52^2 \cdot (1,2 + 0,23) = 189,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 14,6^2 \cdot 8 = 1705,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ – 10 кВ при КЗ за реактором:

$$U_{\text{зал, \%}} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'_{по}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \geq 65\%, \quad (2.59)$$

$$U_{\text{зал}} = 0,35 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 11,52}{10} \cdot 100 = 69,75 \% > U_{\text{зал.доп.}} = 65 \%$$

Втрата напруги при протіканні максимального струму в нормальному режимі роботи:

$$\Delta U_p \% = x_p (1 - K_{\text{зв}}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \leq (2 - 2,5) \% ; \quad (2.60)$$

$$\Delta U_p \% = 0,35(1 - 0,46) \frac{\sqrt{3} \cdot 1,063 \cdot 100}{10} 0,6 = 2,09 \% < \Delta U_{\text{р.доп}} \% = 2,5 \%$$

Реактор задовольняє усім вимогам.

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в кола генератора ТВС-30. Встановлюємо трансформатор типу ТШЛ-10, розрахункові та каталожні дані наведено в табл. 2.19. Вторинне навантаження трансформатора струму підраховано в табл. 2.20.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТШЛ-10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2168,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_y = 53,22 \text{ кА}$	Не перевіряється
$B_k = 645,14 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = (35 \cdot 3)^2 \cdot 3 = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,75 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом.}$

Примітки:

- 1) $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) розрахункова довжина контрольного кабеля АКРВГ: $l_{\text{розр}} = 60 \text{ м}$.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-312	0,5	-	0,5
Варметр	Д-312	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	І-674	2,5	-	2,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
Разом:		5,6	0,1	5,6

- Загальний опір приладів [11]:

$$\begin{aligned} r_{\text{прил}} &= S_{\text{прил}} / I_2^2, \\ r_{\text{прил}} &= 5,6 / 5^2 = 0,224 \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (2.61)$$

- допустимий опір проводів:

$$\begin{aligned} r_{\text{пр}} &= r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \\ r_{\text{пр}} &= 0,8 - 0,224 - 0,1 = 0,476 \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (2.62)$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$\begin{aligned} q_{\text{розр}} &= \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \\ q_{\text{розр}} &= 0,0283 \cdot 60 / 0,476 = 3,57 \text{ мм}^2. \end{aligned} \quad (2.63)$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом 4,0 мм².

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 60 / 4,0 + 0,224 + 0,1 = 0,75 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу ЗНОЛ.06-10УЗ:

$$U_{1\text{ном}} = 10\,000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е-377	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	Д-312	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-312	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І-674	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Разом:							32	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{32^2 + 9,7^2} = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами 2,5 мм².

В таблицю 2.22 зводимо всі дані по обраним вимірювальним трансформаторам.

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор на- пруги
ВРУ-35 кВ	ІМВ 36-170	СРВ 35
Турбогенератор Т2-12-2	ТПОЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
Турбогенератор ТВС-30	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
Трансформатор зв'язку - сторона ВН - сторона НН	ТВТ 35-І-3000/5 ТШЛ-10	— —
Пускорезервний транс- форматор ВП - сторона ВН - сторона НН	ТВТ 35-І-3000/5 ТПЛ-10	— —
Робочий ТВП - сторона ВН - сторона НН	ТВТ 10-І-12000/5 ТПЛ-10	— —
ГРУ-10 кВ	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
РУВП-6 кВ	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3
Кабельні лінії ГРУ-10 кВ	ТПЛ-10	—
РУВП-0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг [11, 19]:

а) ЛЕП-35 кВ та сторона ВН трансформаторів

зв'язку

ОПН-35 У1;

б) сторона НН ТЗ

ОПН-10У1;

в) сторона НН трансформаторів власних потреб

ОПН-6У1.

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

2.14 Вибір акумуляторної батареї

На ТЕЦ потужністю менше 200 МВт встановлюємо одну акумуляторну батарею (АБ). Від однієї батареї можуть житися споживачі трьох агрегатів [11]. Однак не слід допускати збігу пускових режимів всіх маслonaсосів.

Вихідні дані для розрахунку (таблиця 2.23).

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї енергоблоків

Електроприймач	п, шт	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	Розрахункові аварійні навантаження, А	
						$I_{\text{ав}}$	$I_{\text{пошт}}$
Постійне навантаження	—	—	—	20	—	20	20
Аварійне освітлення	—	—	—	160	—	160	—
Приводи вимикачів: МГГ-10 + ПЕ-21А	2	—	250	—	—	—	500
Перетворювальний агрегат оперативно-го зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслonaсоса ущільнень генератора	2	4	30	20	65	40	—
	2	2	15	10	30	20	—
Електродвигун аварійного маслonaсоса системи змащування турбіни	2	10	60	52	130	104	260
	2	3	20	15	48	30	96
Разом:						404	906

- номінальна напруга батареї:

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$$

- напруга на шинах:

$$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$$

- кількість основних елементів батареї:

$$n_o = 108$$

- кількість додаткових елементів батареї:

$$n_d = 22$$

- загальна кількість елементів батареї: $n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання: $U_3 = 2,75 \text{ В}$

Типовий номер АБ [11]:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ав} / j; \quad (2.64)$$

$$N \geq 1,05 \cdot 404 / 25 = 17,$$

де $I_{ав}$ – струм аварійного режиму, А;

j – 25 А/Н – коефіцієнт для проведення $I_{ав}$ до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C.

Перевірка за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq I_{пошт} / 46; \quad (2.65)$$

$$N \geq 906 / 46 = 19,7.$$

Приймаємо $N = 20$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах поштовху:

$$j_{п} = I_{пошт} / N; \quad (2.66)$$

$$j_{п} = 906 / 20 = 45,3 \text{ А/Н}.$$

За [11] визначаємо, що напруга на приводах вимикачів з врахуванням втрат в кабелі складає 83%, а допустиме значення складає не менше 85%. Тому приймаємо $N = 24$.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{пзп} &= I_{п} + 0,15 \cdot N; \\ U_{пзп} &= U_{пз} \cdot n_o, \end{aligned} \right\} \quad (2.67)$$

$$I_{\text{пзп}} = 20 + 0,15 \cdot 24 = 23,6 \text{ A};$$

$$U_{\text{пзп}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В.}$$

Встановлюємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп.дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{пзп.дод}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{д}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.68)$$

$$I_{\text{пзп.дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{пзп.дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В.}$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3 (панель автоматичного регулювання типу ПЕХ-9045-00А2).

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою :

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N; \\ U_{\text{зп}} &= U_{\text{з}} \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (2.69)$$

$$I_{\text{зп}} = 20 + 5 \cdot 24 = 140 \text{ A};$$

$$U_{\text{зп}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-35 кВ

Захист ВРУ станції здійснюється, як правило, блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ.

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стержневих блискавководів є схема їх розташування, висота блискавководу (h) та розрахункова висота (h_x), для якої визначається зона захисту [19].

Схема розташування блискавководів на ВРУ 35 кВ наведена на рис. 2.9.

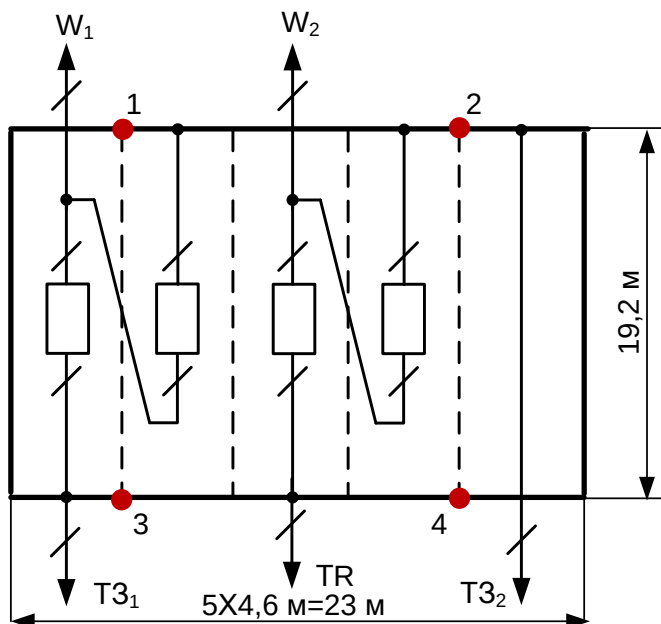


Рисунок 2.9 – Схема розташування блискавководів на ВРУ-35 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавководу (r_x):

$$\begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (2.70)$$

- ширина зони захисту:

$$\begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (2.71)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.72)$$

де h – висота блискавковідвода, м;

h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

h_x – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу: $h = 12$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 6,5$ м;

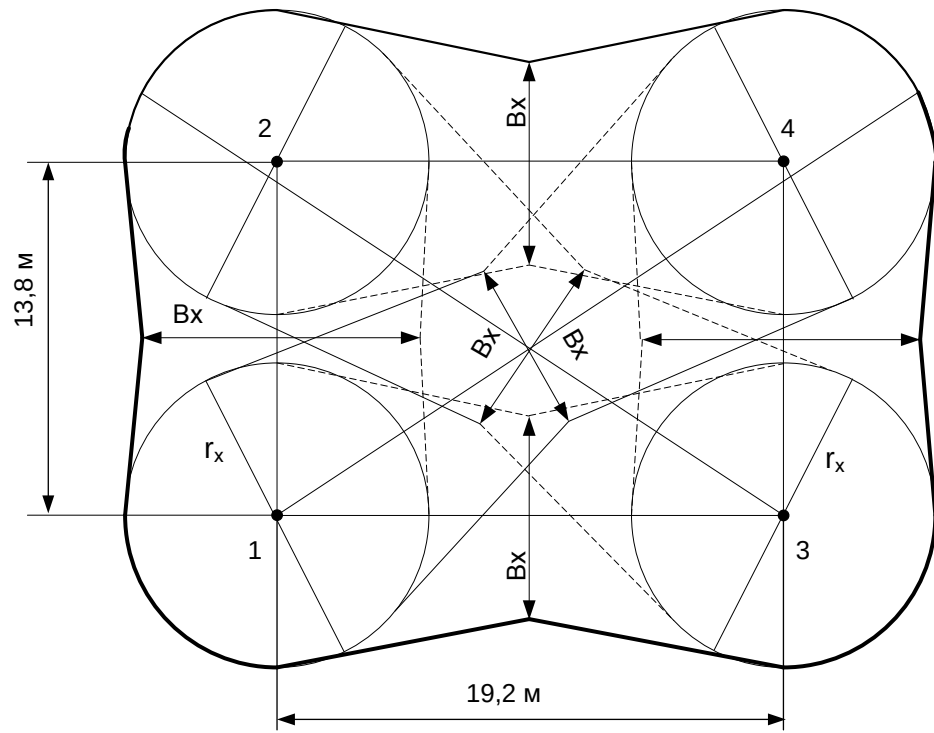
$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 12 = 8 \text{ м} > h_x = 6,5 \text{ м}.$$

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-35 кВ наведено в табл. 2.24, рис. 2.10.

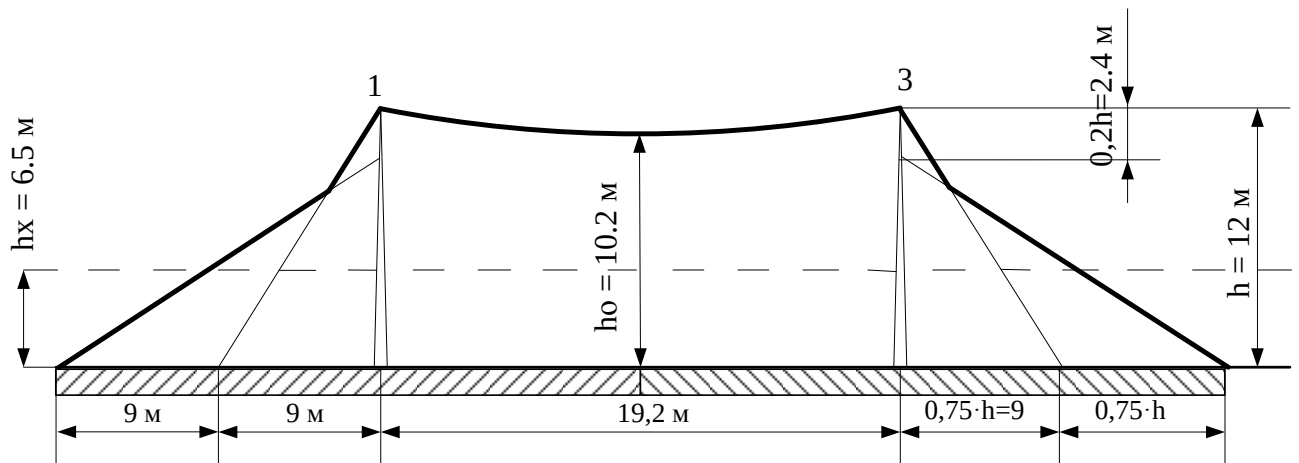
Таблиця 2.24 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-35 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2,3-4	13,8	11,3	9,7	5,8
1-3,2-4	19,2	10,7	7,8	5,8
1-4,2-3	23,6	10,1	5,9	5,8

Отже в другому розділі МКР запроектовано електротехнічну частину малої ТЕЦ потужністю 74 МВт. За результатами розрахунків обрано основне та допоміжне електричне обладнання станції. Спроектовано структурну схему, схему власних потреб ТЕЦ. З двох запропонованих варіантів обрано схеми ВРУ 35 кВ за критерієм мінімуму приведених витрат. Розраховано струми трифазного короткого замикання. За результатами розрахунків було обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини та основне обладнання розподільних установок. Розроблено план розташування блискавковідводів ВРУ-35 кВ.



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 2.9 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-35 кВ

З СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Види охолодження силових масляних трансформаторів

На сьогодні у масляних трансформаторах застосовуються системи охолодження, які наведені в таблиці 3.1 [21, 27].

Таблиця 3.1 – Системи охолодження масляних трансформаторів

Тип системи охолодження трансформатора	Позначення системи	
	по ГОСТ 11677-85	по МЭК і СЕВ
Природна циркуляція повітря і масла	М	ONAN
Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла	Д	ONAF
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з ненаправленим потоком масла	МЦ	OFAN
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з направленим потоком масла	НМЦ	ODAN
Примусова циркуляція повітря і масла з ненаправленим потоком масла	ДЦ	OFAF
Примусова циркуляція повітря і масла з направленим потоком масла	НДЦ	ODAF
Примусова циркуляція води і масла з ненаправленим потоком масла	Ц	OFWF
Примусова циркуляція води і масла з направленим потоком масла	НЦ	ODWF

Система охолодження М. При охолодженні типу М тепло, що виділяється в активній частині й елементах металевих конструкцій трансформатора, передається шляхом природної конвекції масла, а потім, віддає його в навколишнє середовище також шляхом природної конвекції і випромінювання. У трансформаторах відносно невеликої потужності (до декількох десятків кВА) тепловіддаючої поверхні баків буде достатньо для відведення тепла, що виділяється при нормованому перевищенні температури масла. У трансформаторах більшої

потужності доводиться штучно збільшувати її шляхом застосування ребристих і трубчастих баків чи баків з начіпними чи вивідними радіаторами.

Система охолодження Д. У трансформаторах потужністю вище 6,3-10 МВА важко розвинути тепловіддаючу поверхню бака так, щоб забезпечити заданий рівень нагрівання. Тому доводиться вживати додаткових заходів для підсилення охолодження шляхом обдування радіаторів вентиляторами. Тим самим збільшується в 1,5-2 рази коефіцієнт теплопередачі і відповідно тепловіддача радіаторів. При зниженні температури верхніх шарів масла до 50°C, якщо при цьому струм навантаження менше номінального, вентилятори будуть відключатися.

Система охолодження МЦ у вітчизняній промисловості застосовується рідко. За такої системи завдяки примусовій циркуляції масла насосом досягається більше рівномірний розподіл температури масла по висоті бака трансформатора і зниження температури верхніх шарів масла.

Система охолодження ДЦ. У трансформаторах потужністю 100 МВ·А і більше втрати дуже значні, тому для їхнього відводу доводиться застосовувати спеціальні масляно-повітряні охолоджувачі, які обдуваються вентиляторами й оснащені насосами примусової циркуляції масла. Для підвищення ефективності обдування труби в таких охолоджувачах мають сильно розвинену ребристу зовнішню поверхню. Завдяки примусовій циркуляції масла досягається рівномірніший розподіл температури масла по висоті бака. Різниця температури масла вгорі і внизу бака складає в даному випадку менше 10°C, у той час як за природньої циркуляції вона досягає 20-30°C. У випадку відключення системи охолодження трансформатори можуть залишатися включеними дуже малий час, тому що тепловіддаючої поверхні бака недостатньо навіть для відведення втрат холостого ходу. Недолік такої системи охолодження – тепловіддача від обмоток до масла залишається практично такою ж як і при природній конвекції, тому що примусова циркуляція масла відбувається тільки в зоні між зовнішньою обмоткою і стінкою бака трансформатора.

Система охолодження Ц – дуже ефективна і компактна система, яка застосовується для потужних трансформаторів тоді, коли існує достатня кількість води (гідростанції, дуже потужні теплові станції). Вона дозволяє відмовитися від системи охолодження ДЦ, яка за дуже великої потужності трансформаторів стає досить громіздкою. В ній застосовують масляно-водяних охолоджувачів із гладкими чи ребристими трубами і рухом води по трубах. А масло циркулює у міжтрубному просторі. Завдяки конструктивним заходам забезпечується зигзагоподібний рух масла в охолоджувачі з поперечним обтіканням трубок. Завдяки збільшенню коефіцієнта тепловіддачі від стінки труби при охолодженні її водою досягається велика тепловіддача (до 1000 кВт і більше) і малі габаритні розміри масляно-водяних охолоджувачів. Як і при системі ДЦ, у випадку відключення цієї системи охолодження трансформатори можуть залишатися в роботі дуже обмежений час. Недолік такої системи Ц з точки зору інтенсивності охолодження обмоток такий же, що і системи охолодження ДЦ.

Системи охолодження з направленою циркуляцією масла в обмотках НДЦ і НЦ. Покращити охолодження обмоток і забезпечити при цьому більш рівномірний розподіл у них температури можна шляхом створення примусової (направленої) циркуляції масла в охолоджувальних каналах обмоток з необхідною швидкістю, що забезпечує необхідний температурний режим. Існують два варіанти виконання – з одноконтурною і двоконтурною схемами циркуляції масла. У першому варіанті масло, що забирається з верхньої частини бака, проходить через масляно-повітряні чи масляно-водяні охолоджувачі і подається в обмотки. В другому варіанті крім контурів охолодження масла, аналогічних системам ДЦ чи Ц, є незалежні контури охолодження обмоток, при цьому масло, що забирається насосом з верхньої частини бака, подається, минаючи охолоджувачі, у нижню частину бака і далі в контури охолодження обмоток. Другий варіант виконання системи охолодження трохи складніший і дорожчий.

Ця система охолодження дозволяє підвищити електромагнітні навантаження, але вона ускладнює конструкцію ізоляції й обмоток, а також технологію зборки й випробувань трансформаторів (необхідні гідравлічні дослідження ко-

нтурів циркуляції масла в обмотці). Тому такі системи застосовуються для трансформаторів потужністю 400 МВ·А і вище.

Нижче розглянуто детальніше деякі системи охолодження.

3.2 Норми нагрівання силових трансформаторів

Відповідно до стандартів трансформатор має бути розрахований, щоб перевищення температури його магнітопровода, обмоток і масла над навколишнім середовищем за номінального навантаження, безперервної роботи в умовах навколишнього середовища, зазначених нижче, не перевершували значень, встановлених стандартом [21, 28, 29]. Такі умови навколишнього середовища:

- температура охолоджуючого середовища (повітря), яке природно змінюється, не більше плюс 40°C і не менше мінус 45°C за масляно-повітряного охолодження трансформатора;
- температура охолоджуючої води не більше плюс 25°C біля входу в охолоджувач при масляно-водяному охолодженні трансформатора;
- середньорічна температура повітря не більше плюс 20°C;
- середньодобова температура повітря не більше плюс 30°C.

Найбільші перевищення температури окремих частин трансформатора над температурою охолоджуючого середовища не повинні перевершувати:

- для обмотки..... 65°C
- магнітопровід і конструктивні елементи (на поверхні)..... 75°C

Масло у верхніх шарах:

- для герметизованого трансформатора або з пристроєм, що повністю захищає масло від зіткнення з навколишнім повітрям 60°C
- у решті випадків 55°C

Зазначені умови встановлені стандартом з таким розрахунком, щоб гранична середня температура обмотки в найбільш жарку пору року не перевершувала 105°C при її середньорічній температурі біля 75°C. За умови дотри-

мання цих умов ізоляція трансформаторів не піддається прискореному старінню і може надійно працювати протягом двадцяти п'яти років та більше.

3.3 Природне масляне охолодження

Природне масляне охолодження – охолодження з природною циркуляцією повітря і масла – умовне позначення М.

Схема такої системи охолодження наведена на рис. 3.1, а. На рис. 3.1, б наведені діаграми, які демонструють теплофізичний процес в трансформаторі в координатах температура – висота ($\theta - H$). У точці А масло потрапляє в обмотку, його густина зменшується внаслідок нагрівання, і воно піднімається вгору. У точці В масло виходить з обмотки. Під час руху масла від точки В до точки С, тобто до входу в радіатор, температура масла залежно від низки чинників може, як зростати, так і зменшуватись, проте зазвичай змінюється мало [21]. Між точками С і D (у радіаторі) масло охолоджується і переміщується вниз. Ліва крива ($\theta_{\text{л}}$) на рис. 3.1, б ілюструє хід температури повітря, що охолоджує радіатор. Охолоджене масло переміщається з точки D в точку А, і процес повторюється.

Підйомна сила, яка підтримує циркуляцію, пропорційна площині, що утворюється контуром ABCDA.

Поверхня баків масляних трансформаторів відводить теплоту в навколишнє середовище (повітря). Баки – резервуар прямокутної або овальної форми, мають три основні частини: стінку, дно і кришку. Стінка виготовляється із сталевих листів, які з'єднуються між собою зварюванням, і приварюється до дна бака. До верхньої частини стінки приварюється рама. Рама виготовляється зі сталевих полоси та має отвори, розташовані на однаковій відстані один від одного. До рами кріпиться кришка болтами. Бак зі встановленою в нього частиною трансформатора заповнюється трансформаторним маслом.

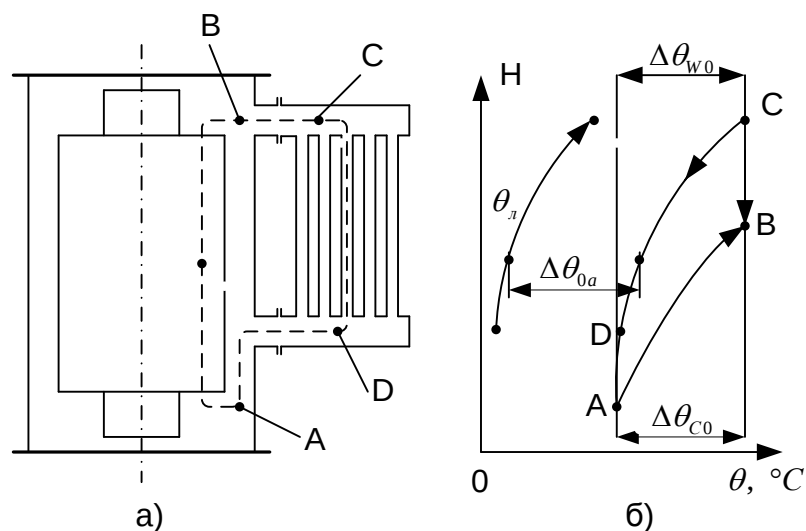


Рисунок 3.1 – Принципова схема природного масляного охолодження трансформатора ($\Delta\theta_{C0}$ — осьовий перепад температури масла в радіаторі; $\Delta\theta_{W0}$ — осьовий перепад температури масла в обмотці)

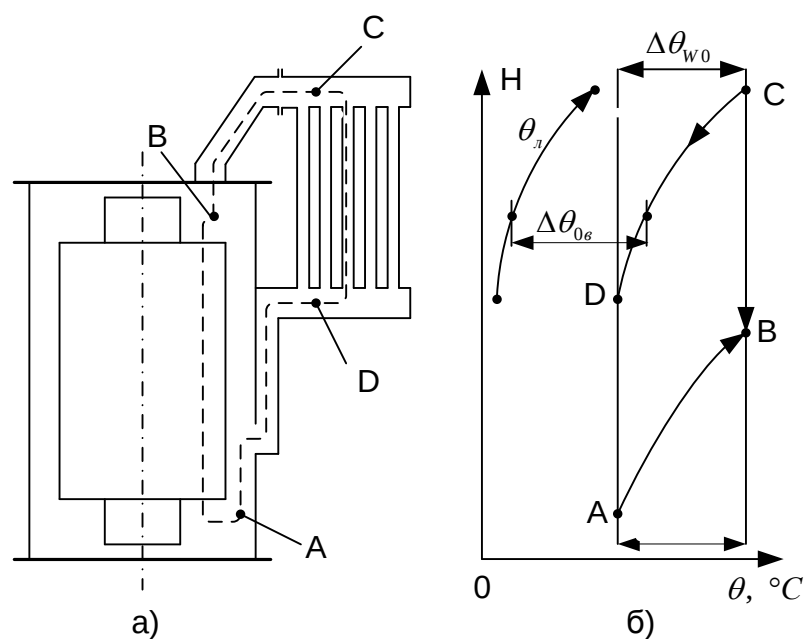


Рисунок 3.2 – Принципова схема природного масляного охолодження трансформатора при вгору піднятих радіаторах

Розміри бака визначаються вимогами як ізоляції, так і тепловіддачі. Мінімальні розміри по довжині і ширині бака залежать від ізоляційних відстаней між струмопровідними деталями і стінкою бака. Висота бака залежить від конструкції виводів і вводів, а також від системи охолодження. Висоту бака

іноді роблять більшою, ніж це необхідно за ізоляційними відстанями, з метою збільшення довжини охолоджуючих труб і їх поверхні охолодження.

3.4 Масляне охолодження з дуттям і природною циркуляцією масла

Радіаторний бак при охолодженні типу М забезпечує нормальне відведення теплоти для трансформаторів потужністю до 10000 кВА. У трансформаторів IV габариту потужністю 10000 кВА і більше периметр гладкого бака виявляється недостатнім для того, щоб розмістити необхідне число радіаторів для отримання потрібної поверхні охолодження. В цьому випадку доводиться вдаватися до примусового дуттьового охолодження з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла (умовне позначення Д). При цьому способі охолодження можна збільшити тепловий потік радіаторів майже вдвічі порівняно з природним охолодженням.

У цій системі використовують радіатори, що обдуваються вентиляторами. Принципова схема і діаграма системи Д приведена на рис. 3.3 [21]. Вентилятори створюють примусовий рух повітря зі швидкістю, яка значно більша, ніж за природньої циркуляції. Збільшення швидкості руху повітря збільшує коефіцієнт тепловіддачі радіатора, тому відведення тих же втрат відбуватиметься при меншій логарифмічній різниці температур.

Система охолодження Д дозволяє роботу радіаторів без дуття, тобто за природньої циркуляції повітря. Але це можливо тільки при неповному навантаженні трансформатора. Трансформатор здатний тривало працювати з відключеним пристроєм примусового повітряного дуття при навантаженні, рівному 0,67–0,5 номінального.

Для системи охолодження Д застосовуються такі самі радіатори, як і для системи М.

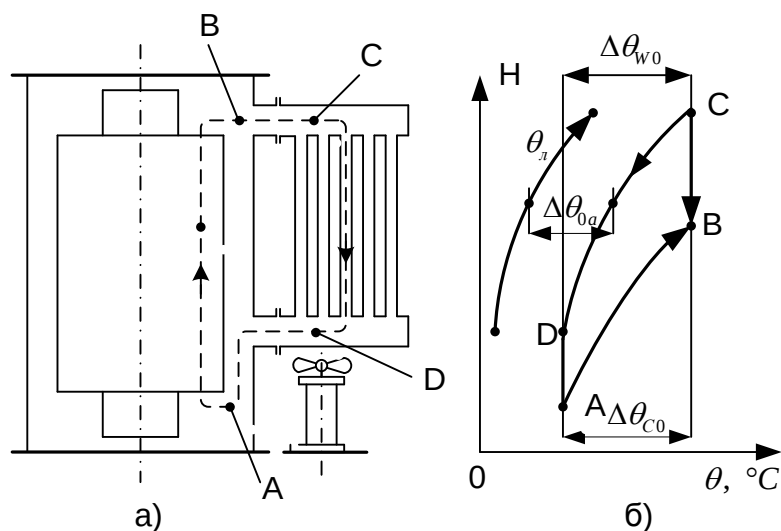


Рисунок 3.3 – Принципова схема природного масляного охолодження трансформатора при примусовій циркуляції повітря

3.5 Масляне охолодження з дуттям примусовою циркуляцією масла

Для трансформаторів потужністю 10000 кВА і більше переважно застосовується охолодження із примусовою циркуляцією масла й повітря (умовне позначення ДЦ) [21, 29].

У цій системі замість радіаторів використовуються значно вигідніші малогабаритні теплообмінники (охолоджувачі). Для забезпечення циркуляції масла в охолоджувачі використовуються масляні насоси.

На рис. 3.4 наведена схема і діаграма такої системи з ненаправленою циркуляцією масла (ДЦ).

Масло, що нагрівається в обмотці й рухається шляхом А', переміщується з маслом, що рухається по шляху В' уздовж стінки бака поза обмоткою. Внаслідок такого перемішування практично неможливе вимірювання температури масла, що виходить з обмотки. Фактична температура масла, що протікає по обмотці, буде вища, ніж температура, яку вимірюють термодатчиками, розташованими у верхній частині бака.

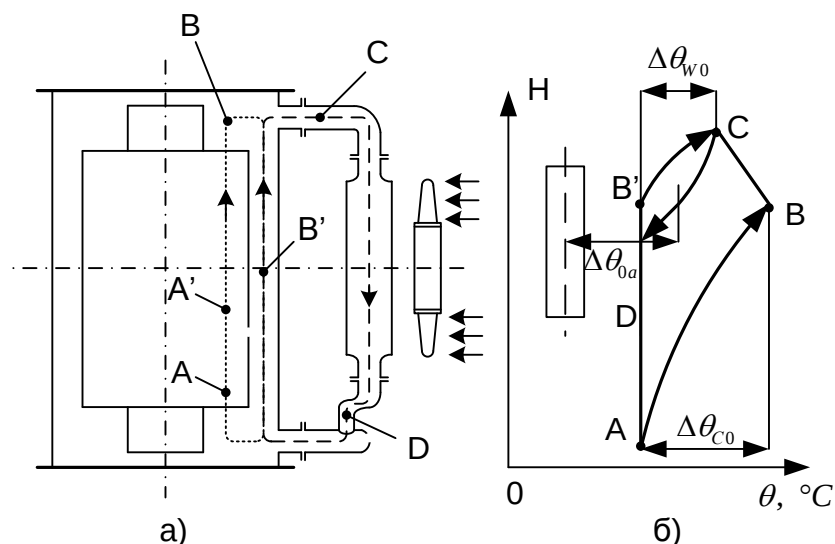


Рисунок 3.4 – Принципова схема охолодження трансформатора при примусовій циркуляції масла і повітря

Система з направленою циркуляцією масла в обмотці (система НДЦ)

У цій системі, схема і діаграма якої показані на рис. 3.5, усунено шлях B', і через активну частину трансформатора проганяється усе масло, яке циркулює в контурі охолодження. В охолоджувач поступає масло з температурою, яка майже рівна найбільшій температурі масла в активній частині.

Тому завдяки збільшенню логарифмічної різниці температур, охолоджувачі, які застосовуються при направленій циркуляції, матимуть менший робочий об'єм, ніж система за схемою рис. 3.4.

Швидкість масла у тепловіддаючих поверхнях активної частини збільшується, тому зростає коефіцієнт тепловіддачі, і зменшується перепад температури між цими поверхнями і маслом. Це дозволяє збільшити поверхневу густину теплового потоку, не перевищуючи допустимого значення перевищення середньої температури обмотки.

Ефективність направленої циркуляції масла виявляється не лише у збільшенні коефіцієнта тепловіддачі обмотки, але і в зниженні осьового перепаду температури масла в обмотці. Завдяки цьому, при однаковому середньому перевищенні знижується температура найбільш нагрітої точки [21].

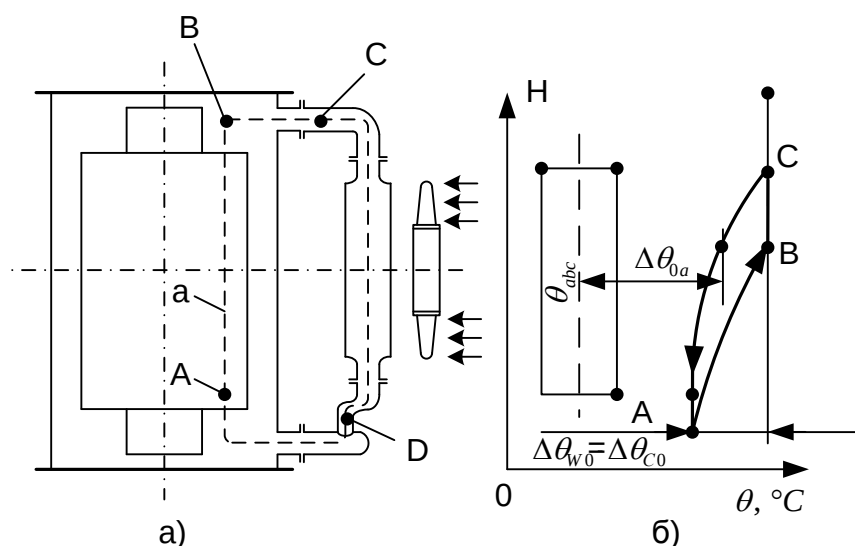


Рисунок 3.5 – Принципова схема охолодження трансформатора при направленій циркуляції масла

Повітряні охолоджувачі широко використовують в різних галузях промисловості завдяки своїй економічності та зручності в експлуатації. Особливо вони незамінні в місцевостях з обмеженою кількістю придатної для експлуатації води, де не може бути використано масляно-водяне охолодження (умовне позначення Ц). Однак охолодження ДЦ доцільне тільки для трансформаторів зовнішньої установки, у той час як охолодження Ц застосовується для трансформаторів як внутрішньої, так і зовнішньої установки. Масляно-повітряні охолоджувальні пристрої досить компактні та мають велику ефективність.

Порівняно з системами охолодження М и Д охолодження ДЦ дозволяє суттєво зменшити габарити, масу й вартість трансформатора. Однак воно має вищі витрати потужності на 1 кВт втрат, що відводяться, порівняно з охолодженням типу Д. Крім того, надійна безаварійна експлуатація трансформаторів із системою охолодження ДЦ може бути забезпечена тільки при безперебійній роботі вентиляторів дуття, насосів циркуляції масла й захисної апаратури керування системою охолодження.

3.6 Масляно-водяне охолодження із примусовою циркуляцією масла й води

Для потужних силових трансформаторів, щовстановлюють на ГЕС і ТЕС, розташованих у місцевостях з достатньою кількістю води, яка забирається із природних водойм (рік, озер) та придатної для експлуатації, а також для трансформаторів внутрішньої установки, наприклад, трансформаторів, які живлять електропечі, доцільно застосування масляно-водяної системи охолодження (умовне позначення Ц). Така система має високу теплову ефективність, надійність, невеликі габарити й масу. Це пояснюється тим, що інтенсивність теплообміну від масла до води набагато вища, ніж від масла до повітря при масляно-повітрянім охолодженні (М, Д і ДЦ), і, отже, вище коефіцієнт теплопередачі й тепловий потік охолоджувача.

У системі охолодження Ц приблизно в п'ять разів менше насосів циркуляції масла, ніж в системі ДЦ, яка має ще й велику кількість вентиляторів, і з цієї точки зору вона має більшу надійність. Цей тип охолодження визнаний найдешевшим після природного охолодження, він є більш економічним і має кращі експлуатаційні якості, ніж охолодження ДЦ [21].

Масляно-водяне охолодження широко застосовується для трансформаторів потужністю 30 МВА й більше, які встановлюються на ГЕС, ТЕС і підстанціях.

Для трансформаторів зовнішньої установки охолоджувачі розміщуються, як правило, у приміщенні з додатною температурою повітря. Охолодження масла при роботі трансформатора проводиться за допомогою охолоджувачів. У якості охолоджуючого середовища застосовується вода з температурою не більшою 25°C у входу в охолоджувач, а для роботи в особливих умовах (КЕС) – до 33°C згідно з ГОСТ 11677-85.

Система охолодження залежно від сумарних втрат трансформатора й теплового потоку охолоджувача комплектується одним, двома або більше робочими й одним резервним охолоджувачами. Циркуляція масла по маслопрово-

дах і через охолоджувачі здійснюється за допомогою герметичних насосів типу Т (ЕЦТ) або ТЕ (ЕЦТЕ).

Насоси типу ТЕ (ЕЦТЕ) застосовуються при направленій циркуляції масла через обмотки трансформатора. Масло з верхньої частини бака трансформатора перекачується насосом через охолоджувач, охолоджується в ньому й надходить у нижню частину бака. Вхідний і вихідний патрубки маслопроводу розташовуються «по діагоналі» уздовж довгої осі трансформатора для того, щоб втягнути в циркуляцію великий об'єм масла, забезпечити більш рівномірну температуру по всьому об'єму бака.

Циркуляція води через охолоджувачі здійснюється за допомогою водяних відцентрових насосів, а також самотливих систем. На гідростанціях при розташуванні охолоджувачів вище рівня нижнього б'єфа, як правило, використовуються самотливі системи циркуляції, тобто вода надходить самотливом під тиском верхнього б'єфа. Необхідне перевищення тиску масла над тиском води може бути досягнуте при установці трансформаторів на відмітці, що забезпечує необхідне перевищення розширювача трансформатора над рівнем верхнього б'єфа. При цьому відмітка розташування охолоджувачів не має істотного значення. При установленні трансформаторів нижче рівня верхнього б'єфа необхідно знижувати, обмежувати водяний тиск на вході в охолоджувач шляхом застосування дроселювання за допомогою дросельних клапанів.

Наявність резервного охолоджувача дозволяє періодично робити очищення робочих охолоджувачів від забруднень і при необхідності ремонтувати їх. Крім того, в аварійних випадках, наприклад при виході з ладу одного із трансформаторів, з'являється необхідність форсувати охолодження на паралельно працюючих трансформаторах. Шляхом включення резервних охолоджувачів, а також збільшення витрати води до припустимих за умовами експлуатації значень збільшують навантаження трансформаторів понад номінальне при збереженні температури масла й обмоток у межах норм.

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці під час робіт, пов'язаних з обслуговуванням синхронних генераторів ТЕЦ потужністю 74 МВт

Рівень безпеки персоналу, що обслуговує електроустановку, залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

В даному розділі розв'яжемо основні задачі:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням генераторів на електростанціях [18, 20, 24].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування генераторів, користуючись [20, 23]. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 35 кВ.

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал машзали, який обслуговує генератори, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

– небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;

– гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;

– рухомі частини виробничого устаткування;

– підвищена і знижена температура повітря робочої зони;

– підвищений рівень шуму на робочому місці;

– підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;

– підвищена вологість повітря;

підвищена чи знижена рухливість повітря;

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування синхронних генераторів

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Організаційними заходами з безпеки робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, є:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації [23].

З аналізу нормативної літератури [20, 23, 24] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту генераторів слід вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується.

Підготовляти робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикачів в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за прави-

льний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу.

В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV.

Наряд виписується у двох, а у тому разі, якщо він передається по телефону, радіо, – у трьох примірниках. В останньому випадку працівник, який видає наряд, виписує один примірник, а працівник, який приймає текст у вигляді телефоно- або радіограми, заповнює два примірники наряду і після зворотної перевірки зазначає на місці підпису працівника, який видав наряд, його прізвище та ініціали, підтверджуючи правильність запису власним підписом.

Підготовку робочих місць та допуск слід проводити тільки після отримання дозволу від чергового.

Допуск бригади дозволяється тільки за одним нарядом (розпорядженням).

Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи щодо підготовки робочих місць. У разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів щодо підготовки робочого місця та у можливості безпечного виконання роботи цю підготовку слід негайно припинити.

Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід проводити безпосередньо на робочому місці.

Допуск до роботи оформлюється в обох примірниках наряду, один з яких залишається у керівника робіт (наглядача), а другий - у допускача.

Допуск до роботи за розпорядженням оформлюється в оперативному журналі або журналі обліку робіт за нарядами та розпорядженнями. У разі виконання роботи оперативними працівниками достатньо оформити розпорядження тільки в оперативному журналі.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі під час обслуговування і ремонту гене-

раторів, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

Під час обслуговування генераторів необхідно дотримуватись таких технічних заходів, що створюють безпечні умови виконання робіт [23].

Незбуджений генератор, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП слід розглядати як такий, що перебуває під напругою (за винятком обертання від валоповоротного пристрою).

У разі випробування генератора встановлення і знімання спеціальних закороток на окремих ділянках його схеми або схеми блока після їхнього заземлення допускається при робочій частоті обертання генератора зі знятим збудженням та вимкненим пристроєм АГП.

У разі виконання робіт у схемі зупиненого блочного генератора заземлювати його виводи не вимагається, якщо підвищувальний трансформатор заземлено з боку вищої, а трансформатори власних потреб на відгалуженні – з боку нижчої напруги.

У колах статора незбудженого генератора, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП допускається вимірювати значення залишкової напруги, визначати порядок чергування фаз тощо.

Ці роботи повинні виконувати працівники спеціальних служб, лабораторій, налагоджувальних організацій із застосуванням електрозахисних засобів за нарядом або під наглядом оперативних працівників.

Вимірювати напругу на валу та опір ізоляції ротора генератора, що перебуває в роботі, дозволяється працівнику зі складу оперативних працівників одноособово або двом працівникам з групами IV та III зі складу працівників спеціалізованих підрозділів за розпорядженням.

Обточування та шліфування контактних кілець ротора, шліфування колектора збудника може виконувати за розпорядженням одноособово працівник зі складу неелектротехнічних працівників. Під час роботи слід користуватись захисними окулярами.

Обслуговувати щітковий апарат на генераторі, що перебуває в роботі,

допускається одноособово працівнику зі складу оперативних працівників або призначеному для цього працівнику з групою III. У цьому разі необхідно дотримуватись таких запобіжних заходів:

- працювати в головному уборі та застібненому спецодязі, остерігаючись, щоб його не захопило обертовими частинами машини;
- користуватись діелектричними калошами або гумовими діелектричними килимками, не застосовуючи діелектричних рукавичок;
- не торкатись руками одночасно струмовідних частин двох полюсів або струмовідних та заземлених частин.

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

Використовуємо заземлювальний пристрій (ЗП) для електроустановок з ізольованою нейтраллю 35 кВ.

Вихідні дані:

- площа ЗП: $S = (25 \times 24) = 600 \text{ м}^2$;
- питомий опір ґрунту: $\rho = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- коефіцієнт сезонності:
 - а) для вертикальних електродів: $K_{\text{СВ}} = 1,25$;
 - б) для горизонтальних електродів: $K_{\text{СГ}} = 3$.

Опір ЗП в будь-який час року повинен бути [12, 14]:

$$R_3 = \frac{250}{I_3} \leq 10 \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

де I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для повітряних мереж розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (4.2)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км.

$$I_3 = 350 \text{ A};$$

$$R_3 = \frac{250}{350} = 0,71 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 10 \text{ Ом}.$$

Приймаємо $R_3 = 10 \text{ Ом}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді контура з полоси $40 \times 4 \text{ мм}^2$, яка прокладається на глибині $t = 0,7 \text{ м}$ навколо обладнання ВРУ. Загальна довжина полоси складає $l_\Gamma = 2(25+24) = 98 \text{ м}$.

Опір заземлювальної полоси:

$$r_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^\Gamma}{l_\Gamma} \cdot \lg \frac{2l_\Gamma^2}{b \cdot t}, \quad (4.3)$$

де $\rho_{\text{розр}}^\Gamma$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, $\text{Ом} \cdot \text{м}$;

l_Γ – сумарна довжина горизонтальних електродів, м ;

b – ширина полоси, м ;

t – глибина закладання полоси, м ;

$$\rho_{\text{розр}}^\Gamma = K_{\text{сГ}} \cdot \rho, \quad (4.4)$$

$$\rho_{\text{розр}}^\Gamma = 3 \cdot 120 = 360 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$r_\Gamma = \frac{0,366 \cdot 360}{98} \cdot \lg \frac{2 \cdot 98^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 7,83 \text{ Ом}.$$

Попередньо приймаємо в контурі 8 вертикальних заземлювачів довжиною $l_B = 4 \text{ м}$. Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{98}{8} = 12,25 \text{ м}.$$

Опір полоси в контурі з урахуванням коефіцієнта використання:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (4.5)$$

де η_{Γ} – коефіцієнт використання полоси [12].

При відношенні $a / l_B = 12,25 / 98 = 0,125$ коефіцієнт використання з'єднувальної полоси в контурі з 4 вертикальних заземлювачів складає $\eta_{\Gamma} = 0,6$ [12].

$$R_{\Gamma} = \frac{7,83}{0,6} = 13,05 \text{ Ом} > R_3 = 10 \text{ Ом}.$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}; \quad (4.6)$$

$$R_B = \frac{13,05 \cdot 10}{13,05 - 10} = 42,8 \text{ Ом}.$$

Опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^B}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_B}{4t' - l_B} \right); \quad (4.7)$$

де $\rho_{\text{розр}}^B$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом м;

d – діаметр стержня, м; приймаємо стержень діаметром 12 мм;

t' – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача.

$$\rho_{\text{розр}}^B = K_{CB} \cdot \rho; \quad (4.8)$$

$$\rho_{\text{розр}}^B = 1,25 \cdot 120 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 150}{4} \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,7 + 4}{4 \cdot 2,7 - 4} \right) = 38 \text{ Ом}.$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}; \quad (4.9)$$

де r_B – опір одного вертикального заземлювача, Ом;

η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів; згідно [12]
 $\eta_B = 0,78$.

$$n_B = \frac{38}{42,8 \cdot 0,78} = 1,14 \text{ шт.}$$

Таким чином приймаємо в контурі 2 вертикальних заземлювачі (рис. 4.1).

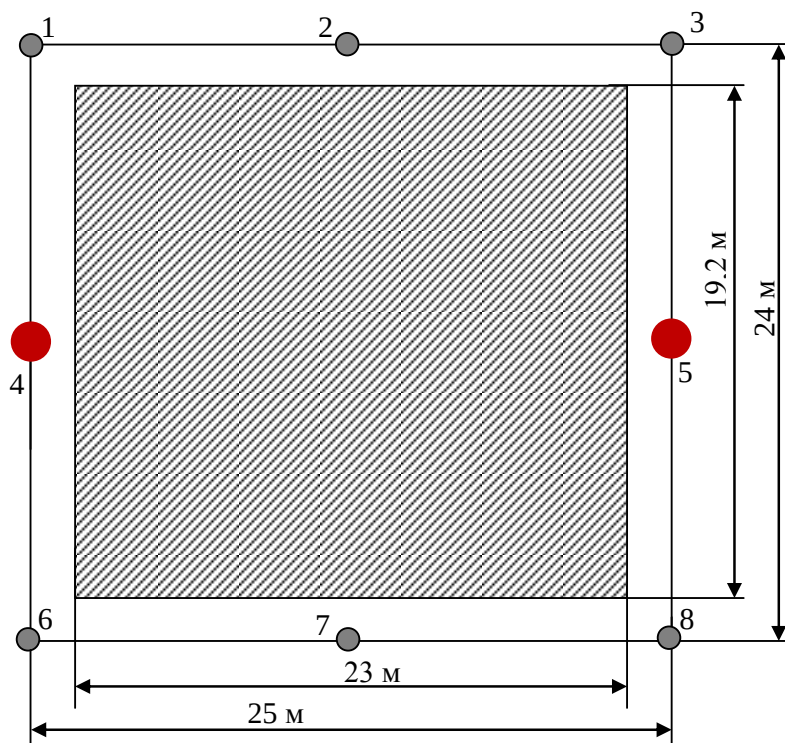


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

Таким чином, обраний заземлювальний пристрій ВРУ-35 кВ задовольняє вимогам для мереж з ізолюваною нейтраллю.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості проєктованої ТЕЦ

Повні витрати на спорудження ТЕЦ визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 глав, кожна з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 5.1. В практиці будівництва ТЕЦ всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проєктуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕЦ починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [25].

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від Роз.2	В тому числі у по видах						Загальна вартість, грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
			%	грн.	%	грн.	%	грн.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Підготовка території для будівництва	3,5	50	12950000	2,0	518000	48	12432000	25900000
2	Об’єкти основного виробничого призначення	10000	70	518000000	29,5	218300000	0,5	3700000	740000000
3	Об’єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2,0	80	11840000	20	2960000	-	-	14800000
4	Об’єкти енергетичного господарства	2,2	85	13838000	15	2442000	-	-	16280000

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	35150000	5,0	1850000	-	-	37000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	5,8	90	38628000	10	4292000	-	-	42920000
7	Упорядкування території	1,0	100	7400000	-	-	-	-	7400000
8	Тимчасові будівлі та споруди	9,0	80	53280000	10	6660000	10	6660000	66600000
9	Інші роботи та затрати	8,0	-	-	-	-	100	59200000,0	59200000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,4	-	-	-	-	100	2960000	2960000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,2	-	-	-	-	100	1110000,0	1110000
12	Проектні і дослідні роботи	8,0	-	-	-	-	100	59200000	59200000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	0,0	-	-	-	-	100	0,0	0
	Всього по розділах 1-13			691086000		237022000		145262000	1073370000
	-5% від К _{БМР}			656531700					1019701500

Визначимо питомі вкладення на один кВт встановленої потужності:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{\text{вст}}}; \quad (5.1)$$

$$K_{\text{пит}} = \frac{1019701500}{74000} = 13800 \text{ (грн/кВт)}.$$

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чо-

тирма економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші.

5.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов’язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об’єкта активом. Метод амортизації об’єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий [25, 26].

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi_1 = 0,6 \cdot (\Pi_{\text{БМР}\Sigma} - \Pi_{\text{БМРтр}}); \quad (5.2)$$

$$\Phi_2 = \Pi_{\text{тр}\Sigma} = 37000000; \quad (5.3)$$

$$\Phi_3 = 0,4 \cdot (\Pi_{\text{БМР}\Sigma} - \Pi_{\text{тр.БМР}}) + (\Pi_{\text{обл}} - \Pi_{\text{обл.тр}}) + \Pi_{\text{інш.}\Sigma}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
Φ_1	393561600	7%	27549312
Φ_2	37000000	28%	10360000
Φ_3	642808400	20%	128561680
Разом	1073370000		166470992

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 393561600 \cdot 0,07 + 37000000 \cdot 0,28 + 642808400 \cdot 0,20 = 166470992 \text{ (грн)}.$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot P_{\text{вст}}, \quad (5.6)$$

де $k_{\text{шт}}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу ЕС на одиницю встановленої потужності [25];

$k_{шт}$ для ТЕЦ дорівнює 1,4.

$$P = 1,4 \cdot 74 = 104 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	81,3 % –	84 чол.
ІТР	15 % –	16 чол.
Службовці	3,0 % –	3 чол.
МОП	0,7 % –	1 чол.

Робочий фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зП} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

$$И_{зП} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер \text{ роб}} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер \text{ МОП}} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер \text{ сл}} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер \text{ ІТР}} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot K_K \cdot K_B, \quad (5.8)$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

K_K – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймаємо рівним 0,7);

K_B – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$S_{зп.роб} = N_{роб} \cdot S_{ср.роб} \cdot 12 = 84 \cdot 10250 \cdot 12 = 10332000 \text{ (грн);}$$

$$S_{\text{зп.ітр}} = N_{\text{ітр}} \cdot S_{\text{ср.ітр}} \cdot 12 = 16 \cdot 15580 \cdot 12 = 2991360 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.сл}} = N_{\text{сл}} \cdot S_{\text{ср.сл}} \cdot 12 = 3 \cdot 12710 \cdot 12 = 457560 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.моп}} = N_{\text{моп}} \cdot P_{\text{ср.моп}} \cdot 12 = 1 \cdot 8200 \cdot 12 = 98400 \text{ (грн)}.$$

$$I_{\text{зп}} = (1,57 \cdot (10332000 + 98400) + 1,8 \cdot (2991360 + 457560)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 21736892,1 \text{ (грн)}.$$

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована зарплата за рік, грн.
Робітники	10250	10332000
ІТР	15580	2991360
Службовці	12710	457560
МОП	8200	98400
Разом за рік		13879320

5.2.3 Розрахунок витрат на виробництво електроенергії на ТЕЦ

Усі особливості ТЕЦ пов'язані з тим, що основною її продукцією являється теплова енергія. Електроенергія виробляється на базі виробітку теплової енергії. Всі витрати ЕС мають бути розподілені між тепловою та електричною енергією. Амортизаційні відрахування, фонд заробітної плати та інші загально-станційні і цехові витрати діляться на теплову та електричну складові у відповідності з коефіцієнтом K_e , який визначається із відношення [25]:

$$K_e = \frac{B_{\text{ТЕЦ}} - B_T}{B_{\text{ТЕЦ}}} = \frac{B_e}{B_{\text{ТЕЦ}}}, \quad (5.9)$$

де $B_{\text{ТЕЦ}}$ – сумарні витрати палива на виробництво теплової та електричної енергії,

B_T – витрати палива на виробництво теплової енергії у випадку окремого виробництва теплової та електричної енергії.

$$B_{\text{ТЕЦ}} = \frac{Q_{\text{уп}}}{Q_p^H \cdot \eta_k \cdot \eta_{\text{ТП}}} \cdot B \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}), \quad (5.10)$$

де $\alpha_{\text{пот}}=0,015\%$ (для вугілля),

B – витрати умовного палива визначаються по енергетичних характеристиках блоків, приведених у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Енергетичні характеристики котлоагрегатів ТЕЦ

Тип турбіни	Енергетична характеристика
T-25-90, вугілля	$B^* = 1,96 + 0,0112 Q_{\text{відб}} + 0,231 W$
P-12-90/31, вугілля	$B^* = 2,2 + 0,0106 Q_{\text{відб}} + 0,323 W$

$$W_{25} = 318898,68 \text{ (МВт/год);}$$

$$W_{12} = 153071,36 \text{ (МВт/год);}$$

$$\eta_k = 0,6 \text{ (к.к.д. котлоагрегата);}$$

$$\eta_{\text{п}} = 0,85 \text{ (к.к.д. теплового потоку);}$$

$$Q_{\text{уп}} = 29330 \text{ (теплотворна здатність умовного палива);}$$

$$Q_p^H \text{ – теплотворна здатність реального палива;}$$

$$Q_p^H = 32500 \text{ (кДж/кг);}$$

$\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$ – час роботи агрегата за рік з врахуванням часу простою в капітальному чи поточному ремонті.

$$\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}, \quad (5.11)$$

$$\tau_{p25} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (31 + 6) - 1 \cdot 24 \cdot 12 = 16344 \text{ (год);}$$

$$\tau_{p12} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (30 + 6) - (2 - 1) \cdot 24 \cdot 11 = 11294,4 \text{ (год).}$$

Кількість тепла, отриманого за рік від i -го відбору визначається за формулою:

$$Q_{\text{від } i} = \tau_p \cdot (M_i \cdot (t_2 - t_1) \cdot q_1 + M_i \cdot \lambda + M_i \cdot q_2 (t_3 - t_2)), \quad (5.12)$$

$$Q_{\text{від } 25} = 16344 \cdot (135 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 + 135 \cdot 2256 + 760 \cdot 4,182 \cdot (535 - 100)) = 9683668000,8 \text{ (ГДж);}$$

$$B_{25} = 1,96 \cdot 16344 + 0,0112 \cdot 9683668000,8 + \\ + 0,231 \cdot 318898,68 = 108562781,44 \text{ (т.у.п/рік)},$$

$$Q_{\text{від}12} = 11294,4 \cdot (188,4 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 + \\ + 188,4 \cdot 2256 + 760 \cdot 4,182 \cdot (535 - 100)) = 9338816293,75 \text{ (ГДж)};$$

$$B_{12} = 2,2 \cdot 9566,4 + 0,0106 \cdot 9338816293,75 + \\ + 0,323 \cdot 153071,36 = 99065742,44 \text{ (т.у.п/рік)},$$

де $q_1 = 4,182 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$ – питома теплоємність води;

$\lambda = 2256 \text{ кДж/кг}$ – питома теплота випарювання;

$q_2 = q_1$ – питома теплоємність водяної пари.

Витрати палива на виробництво теплової енергії:

$$B_T = \Sigma Q_{\text{від} i} / (Q_p^H \cdot \eta_{\text{кот}}), \quad (5.13)$$

$$B_T = \frac{19022484294,55}{32500 \cdot 0,65} = 900472,63 \text{ (т/рік)};$$

$$B_{\text{ТЕЦ}} = \frac{29330}{32500 \cdot 0,6 \cdot 0,85} (207628523,9) \cdot 1,015 = 372916487,16 \text{ (т/рік)}.$$

Річні витрати палива на виробництво електричної енергії:

$$B_e = B_{\text{ТЕЦ}} - B_T. \quad (5.14)$$

$$B_e = 372916487,16 - 900472,63 = 372016014,53 \text{ (т/рік)}.$$

Коефіцієнт розподілу витрат виробництва між тепловою та електричною енергією дорівнює :

$$K_e = B_e / B_{\text{ТЕЦ}}.$$

$$K_e = 372016014,53 / 372916487,16 = 0,998.$$

Враховуючи даний коефіцієнт, визначаємо частину амортизаційних відрахувань, та фонду заробітної плати, які приходяться на електричну енергію.

Витрати на паливо, що припадає на теплову енергію визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = B_e \cdot \Pi_{\Pi}. \quad (5.15)$$

$$S_{\Pi} = 372016014,53 \cdot 900 = 334814413079 \text{ грн.}$$

5.2.4 Розрахунок інших витрат

При визначенні затрат на інші витрати використовуємо метод розрахунку по укрупнених показниках, тому вони визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(S_{\text{ам}} + S_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}}{100}, \quad (5.16)$$

де $I_{\text{н}}$ – процент інших витрат, що визначається по графіку [25].

З графіка вибираємо для ТЕЦ з встановленою потужністю 74 МВт $I_{\text{н}} \approx 45\%$

Розраховуємо інші витрати:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(166470992 + 21736892,1) \cdot 45}{100} = 84489040,34 \text{ (грн).}$$

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. Собівартість є відношенням сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції

$$C = \frac{I}{E_{\text{відп}}}. \quad (5.17)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$И = И'_a + И'_{зп} + И'_{ин} + S_{п} = (S_a + S_{зп} + И_{ин}) \cdot K_e + S_{п}, \quad (5.18)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати:

$$И = (166069018,43 + 21684404,54 + 84489040,34) \cdot 0,998 + 3348144130,79 = 3620386594,1 \text{ (грн)}.$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{3620386594,1 \cdot 10^2}{448950,46 \cdot 10^3} = 806,41 \text{ (коп/кВт} \cdot \text{год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.5 – Результати визначення собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	166069018,43	4,59%	36,99
Заробітна плата	21684404,54	0,60%	4,83
Паливо	3348144130,79	92,48%	745,77
Інші витрати	84489040,34	2,33%	18,82
Разом	3620386594,10	100%	806,41

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники станції

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	74
Річний виробіток електроенергії	кВт год	471970,04
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,71
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн	1073370
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	13779,75
Собівартість відпущеної енергії кВт·год	коп/кВт год	806,41

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}}, \quad (5.19)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{74}{104} = 0,71 \text{ (МВт/чол).}$$

Даний розділ є заключний. В ньому було проведено аналіз можливих затрат на спорудження, експлуатацію та обслуговування об'єкту ТЕЦ потужністю 74 МВт. Виконавши економічні розрахунки можемо зробити висновок, що спорудження спроектованої електростанції є економічно доцільним. Ціна на електроенергію становить 806,41 коп за 1кВт·год, що являється допустимим для даного типу станцій.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі була розв'язано актуальне завдання підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проєктування електричної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проєктування й впровадження електричної частини ТЕЦ потужністю 74 МВт з аналізом систем охолодження силових трансформаторів.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

1. Проаналізовано та засвоєно методи, які використовуються під час проєктування теплових електричних централей.

2. Розроблено електричну частину ТЕЦ потужністю 74 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень електростанції, обрано основне обладнання станції, запроектовано структурну схему станції. Видача електроенергії в систему відбувається двома повітряними лініями 35 кВ, в район – кабельними лініями. Розроблено схему електричних з'єднань ВРУ-35 кВ та ГРУ-10 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб станції. Проведено розрахунок струмів короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

3. Проведено аналіз систем охолодження силових масляних трансформаторів.

4. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням турбогенераторів. Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання на ТЕЦ. Проведено розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ.

6. Розраховано техніко-економічні показники ТЕЦ, що дозволяє зробити висновок про доцільність проєктування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на ТЕЦ становить 806,41 коп/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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. 40-54.
2. Маляренко О. Є., Горський В. В. Удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентралях / The Problems of General Energy, 2019. С. 24-31.
3. Вольчин І. А., Гапонович Л. С. Викиди діоксину вуглецю на українських вугільних теплових електростанціях / Наукові праці НУХТ 2018. Том 24, № 6. С. 132-142.
4. Шульженко С. В. Врахування витрат палива теплової електростанції методом «від'ємної» складової в моделі лінійного програмування пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій енергосистеми / The Problems of General Energy, 2019, issue 3(58). С. 4-10.
5. Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ips.ligazakon.net/document/view/NT3040?an=128>
6. URL: <http://surl.li/juthg>
7. 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>
8. 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>
9. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
10. 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

11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.
13. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
15. 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.
16. СОУ-Н МЕН 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.
17. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
18. 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.
19. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник / В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 145 с.
20. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж,

оперативно-диспетчерське керування / Баженов О. Г., Бойко В. О. Браєрський В. М. та ін., за заг. ред. Удод Є. І. К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. 800 с.

21. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.

22. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

23. 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.

24. 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. 120 с.

25. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

26. 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.

27. URL <https://kek.edu.ua/5-ekspluatacija-silovih-transformatoriv-ta-avtotransformatoriv/>

28. ДСТУ 2105-92 Трансформатори силові масляні загального призначення напругою до 35 кВ включно. Технічні умови (ГОСТ 11920-93). З поправ-

кою (ІПС 8-1997)

29. ДСТУ 2103-92 Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 220, 330, 500 і 750 кВ. Технічні умови (ГОСТ 17544-93). З типографською Поправкою та з Поправкою (ІПС № 8-1997)

30. 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.

31. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт з аналізом систем охолодження силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ кафедра електричних станів та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Матвієнко С. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор _____
(підпис)

Слободянюк В. В.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
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)

" _____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 74 МВТ З АНАЛІЗОМ СИСТЕМ ОХОЛОДЖЕННЯ
СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

08-21.МКР.022.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

_____ Матвієнко С. В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-23м

_____ Слободянюк В. В.

(підпис)

Вінниця 2024 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. Отже, необхідно модернізувати існуючі ТЕЦ України, а також будувати нові, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини ТЕЦ, а також підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України за допомогою проектування й впровадження електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт, аналіз власних потреб електростанцій;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 74 МВт з турбінами типу $2 \times T-25-90 + 2 \times P-12-90/31$. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 5 км, потужність віддається по ЛЕП 35 кВ; в місцевий район – по ЛЕП 10 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕЦ, українського та закордонного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– показники технологічності: проектування 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 проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування ТЕЦ	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Системи охолодження силових трансформаторів	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація

	оформлення презентації			
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується технічне рішення щодо електричної частини ТЕЦ потужністю 74 МВт, а також аналіз систем охолодження силових трансформаторів, що може бути використано з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

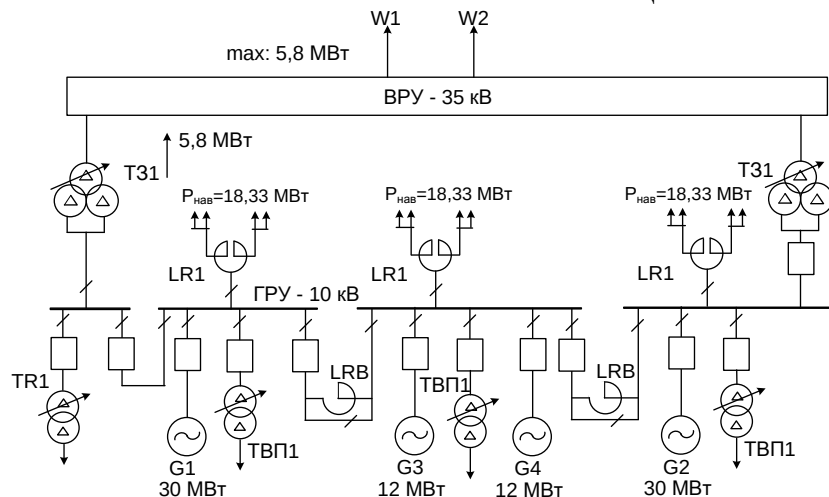
ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

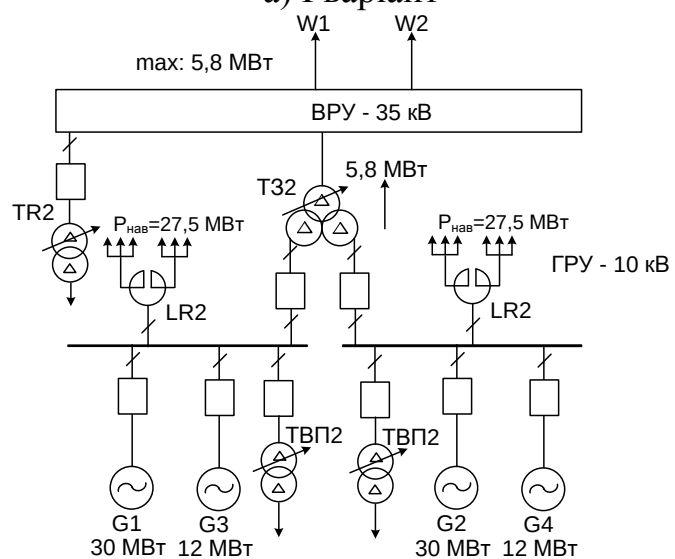
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 74 МВТ З АНАЛІЗОМ СИСТЕМ ОХОЛОДЖЕННЯ
СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

ВАРІАНТИ СХЕМ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 74 МВт

СТРУКТУРНІ СХЕМИ ТЕЦ

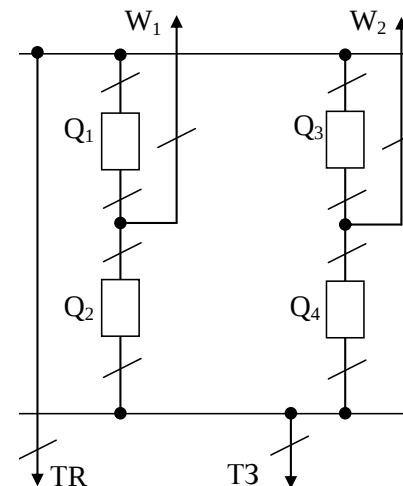


а) I варіант

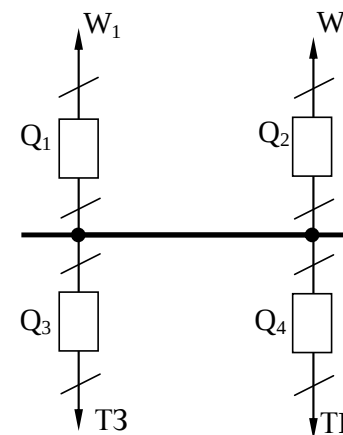


б) II варіант

СХЕМИ ВРУ-35 кВ

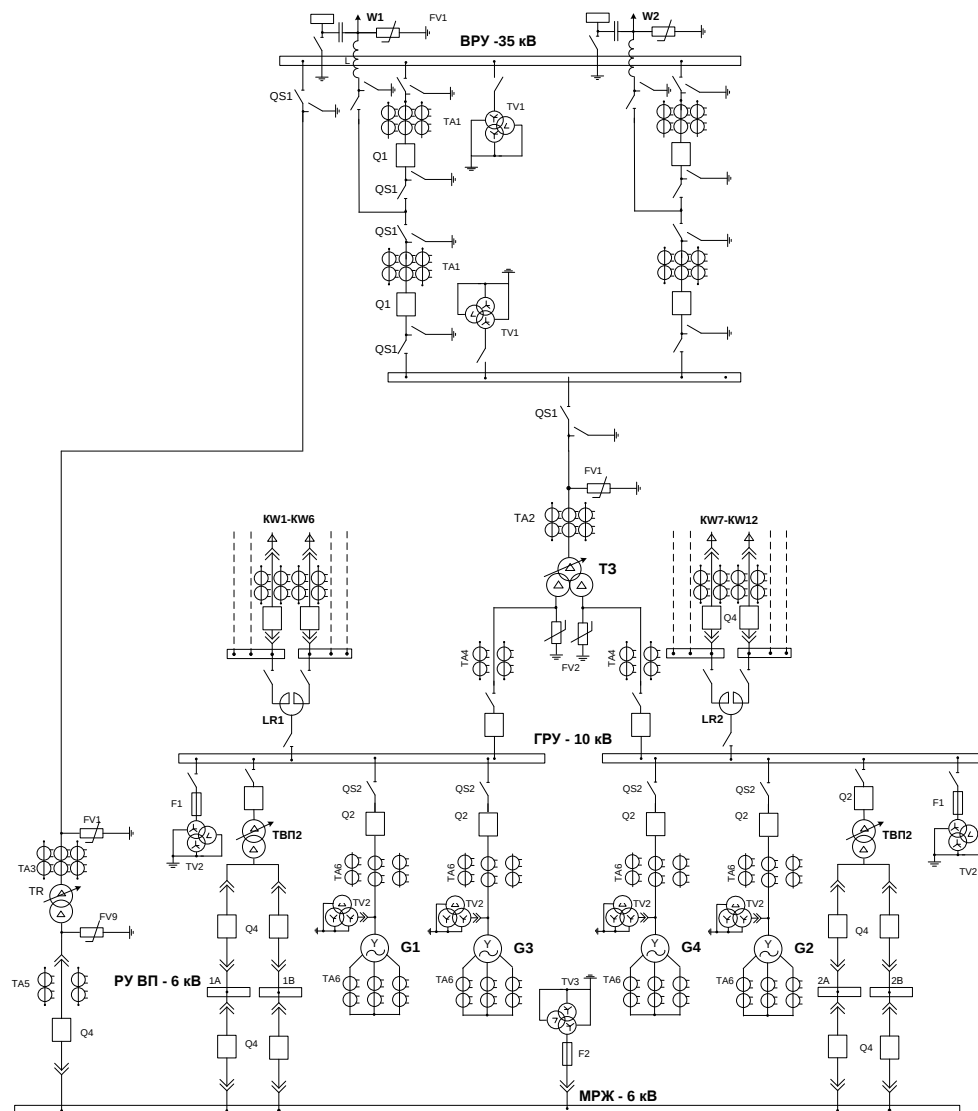


а) схема чотирикутника

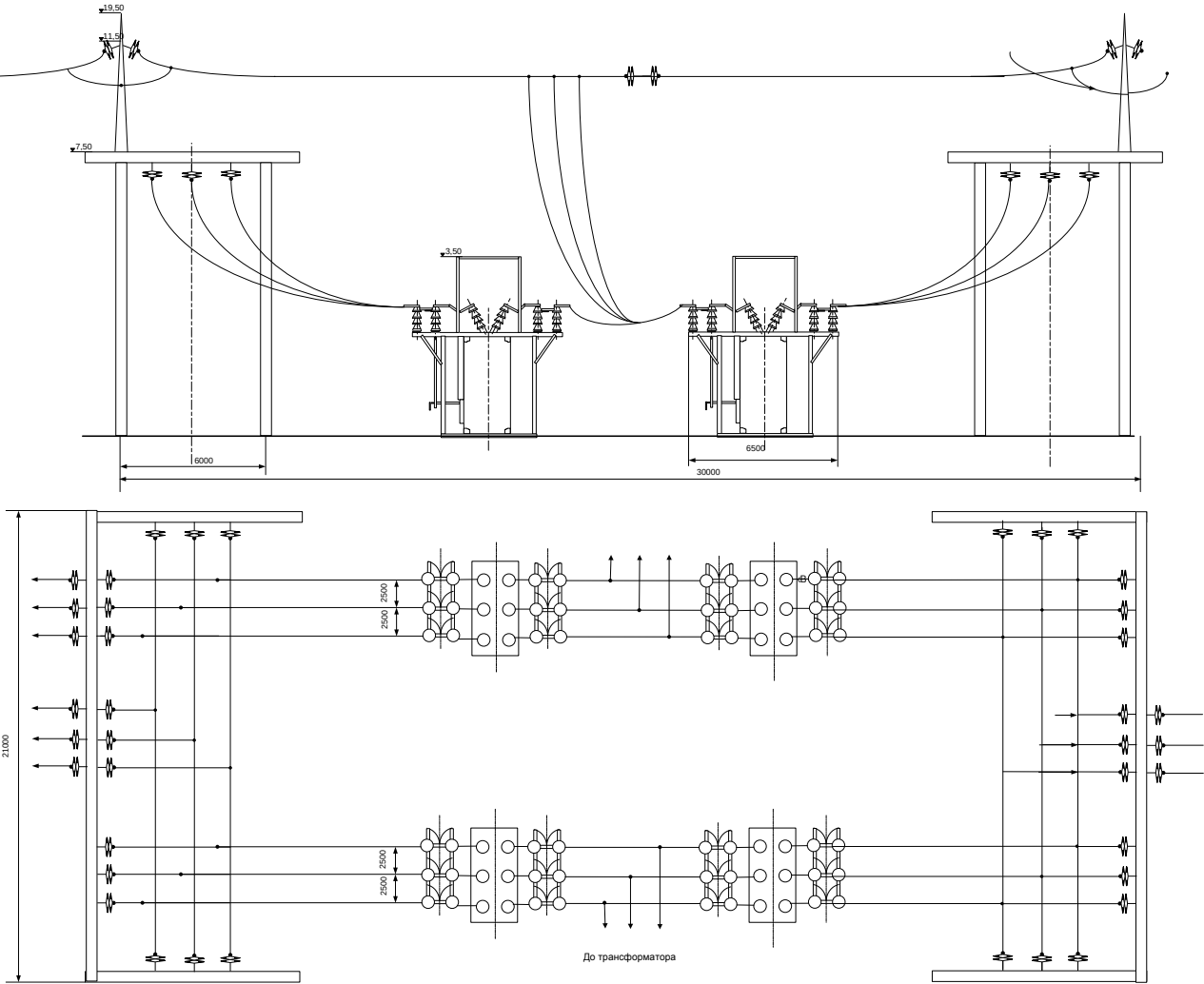


б) схема одна система збірних шин
з одним вимикачем на приєднання

ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТЕЦ



ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-35 КВ



УСТАНОВКА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ТЕЦ

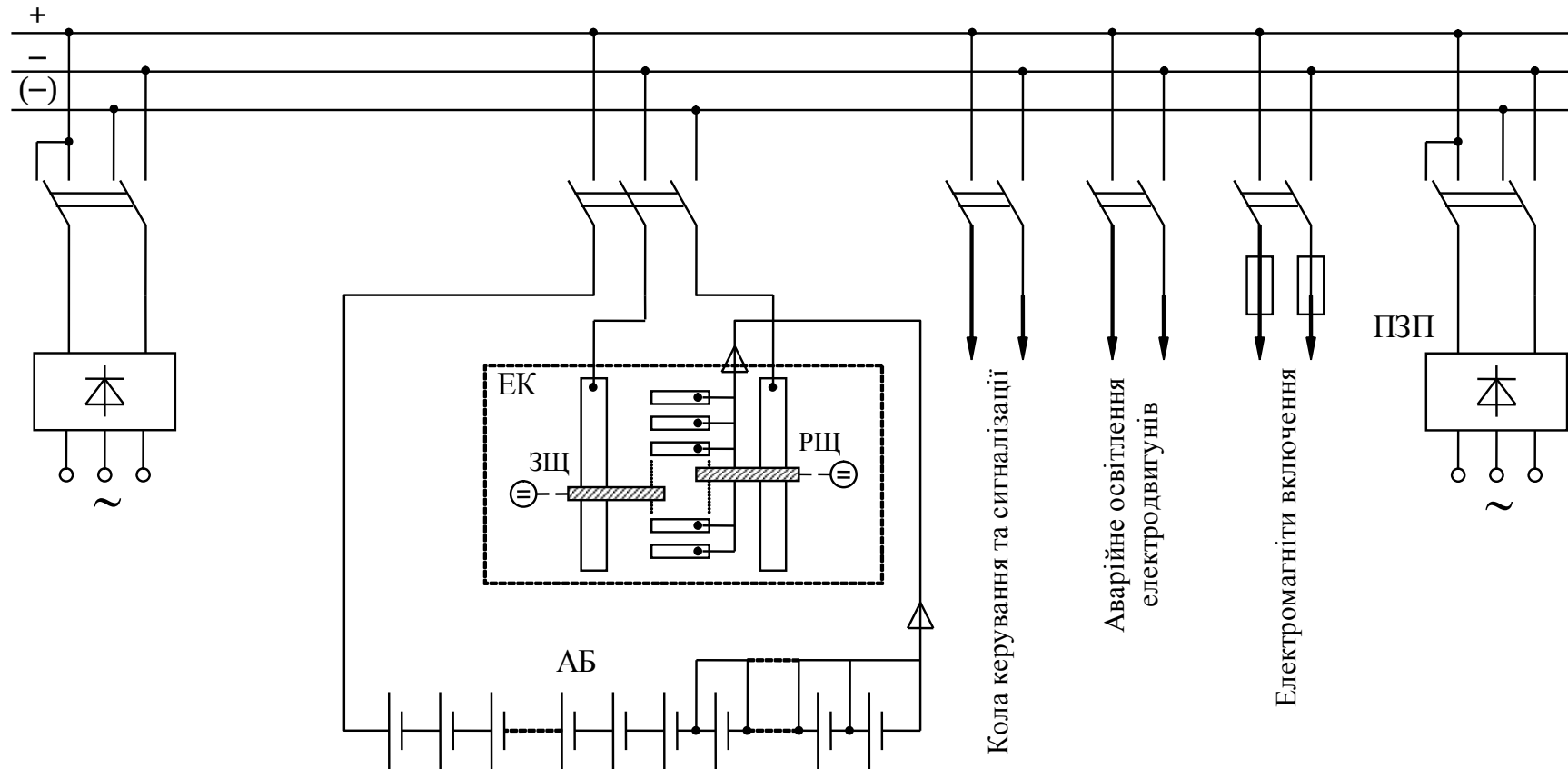


Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного підзаряду
(АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ЗЩ – зарядна щітка; РЩ – розрядна щітка; ПЗП – підзарядний пристрій)

РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-35 кВ

Дані для побудови зони захисту блискавководів ВРУ-35 кВ

Пари блискавководів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2,3-4	13,8	11,3	9,7	5,8
1-3,2-4	19,2	10,7	7,8	5,8
1-4,2-3	23,6	10,1	5,9	5,8

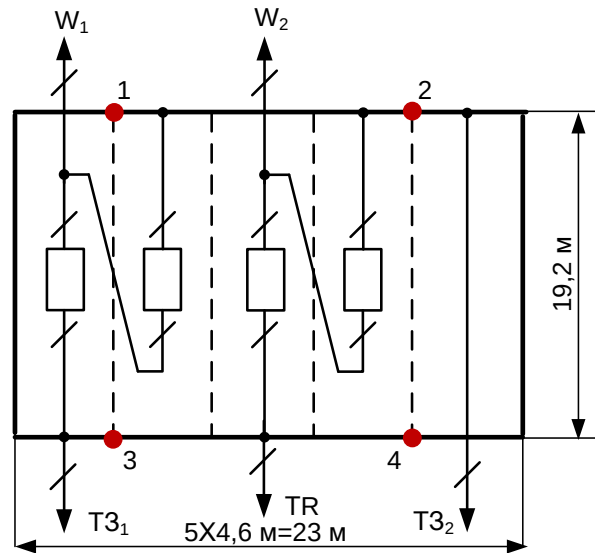
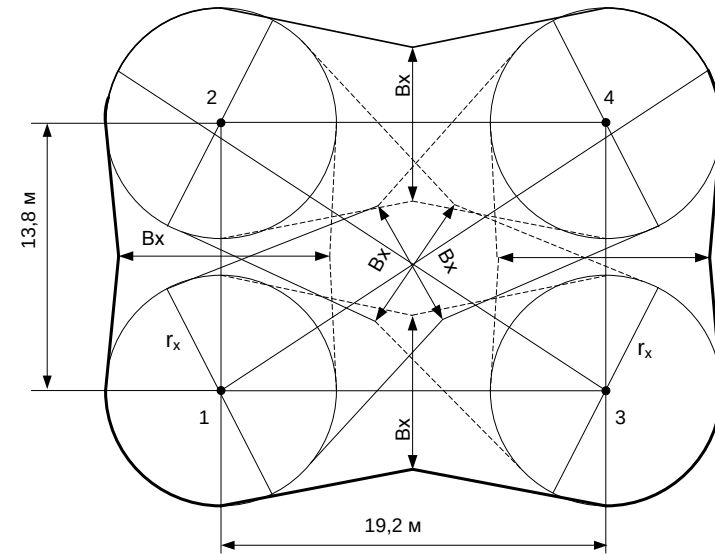
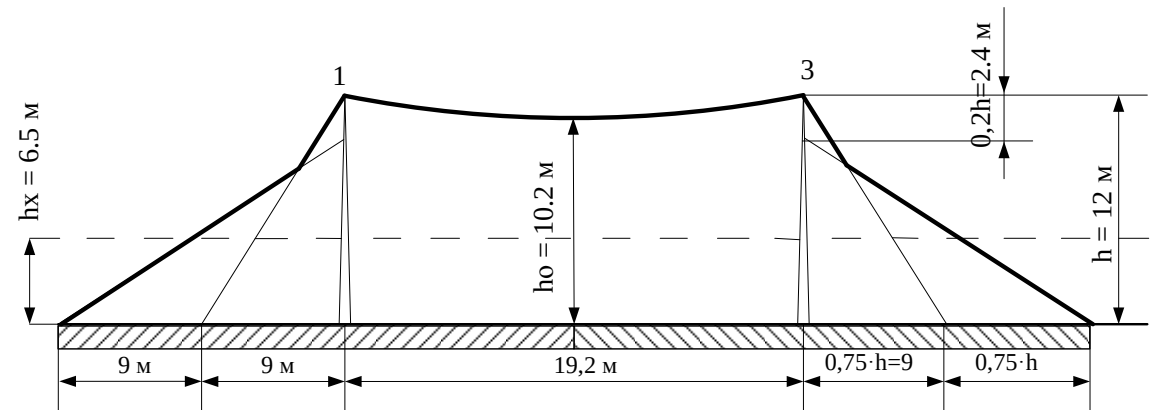


Схема розташування блискавководів на ВРУ-35 кВ



а) вид зверху



б) вид збоку

Вид на зону захисту блискавководів ВРУ-35 кВ

СИСТЕМИ ОХОЛОДЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Тип системи охолодження трансформатора	Позначення системи	
	по ГОСТ 11677-85	по МЭК і СЕВ
Природна циркуляція повітря і масла	М	ONAN
Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла	Д	ONAF
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з ненаправленим потоком масла	МЦ	OFAN
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з направленим потоком масла	НМЦ	ODAN
Примусова циркуляція повітря і масла з ненаправленим потоком масла	ДЦ	OFAF
Примусова циркуляція повітря і масла з направленим потоком масла	НДЦ	ODAF
Примусова циркуляція води і масла з ненаправленим потоком масла	Ц	OFWF
Примусова циркуляція води і масла з направленим потоком масла	НЦ	ODWF

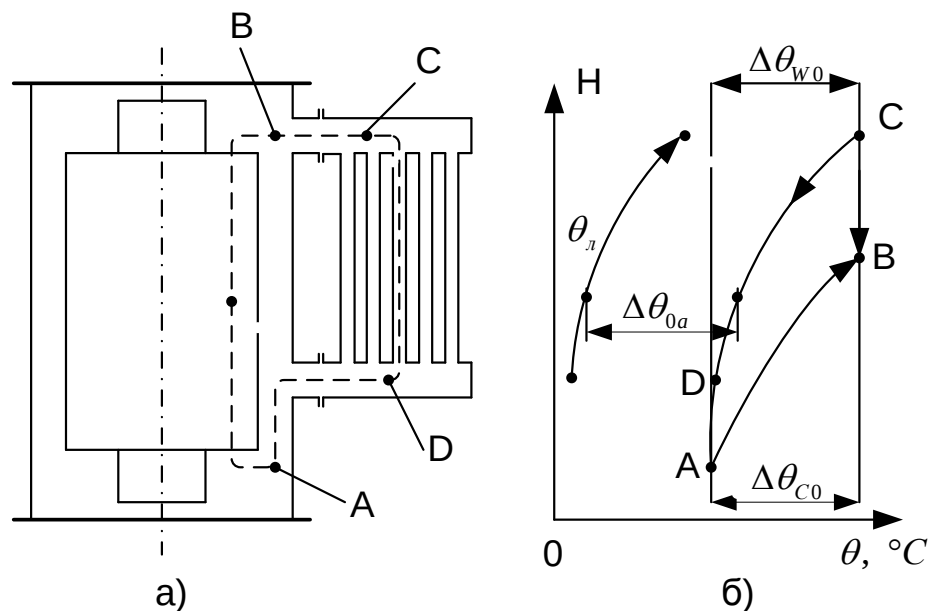


Рисунок 1 – Принципова схема природного масляного охолодження трансформатора ($\Delta\theta_{C0}$ — осьовий перепад температури масла в радіаторі; $\Delta\theta_{W0}$ — осьовий перепад температури масла в обмотці) (система М)

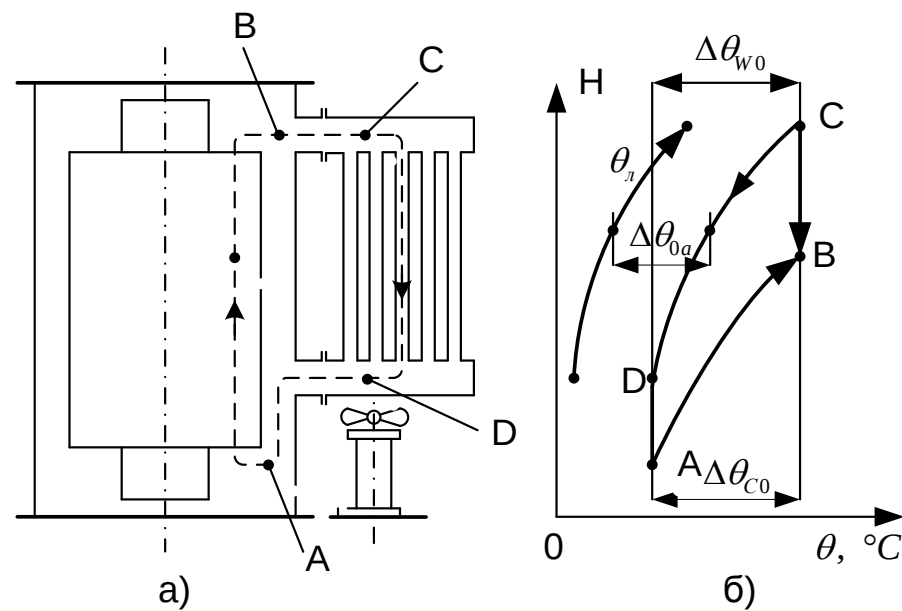


Рисунок 2 – Принципова схема природного масляного охолодження трансформатора при примусовій циркуляції повітря (система Д)

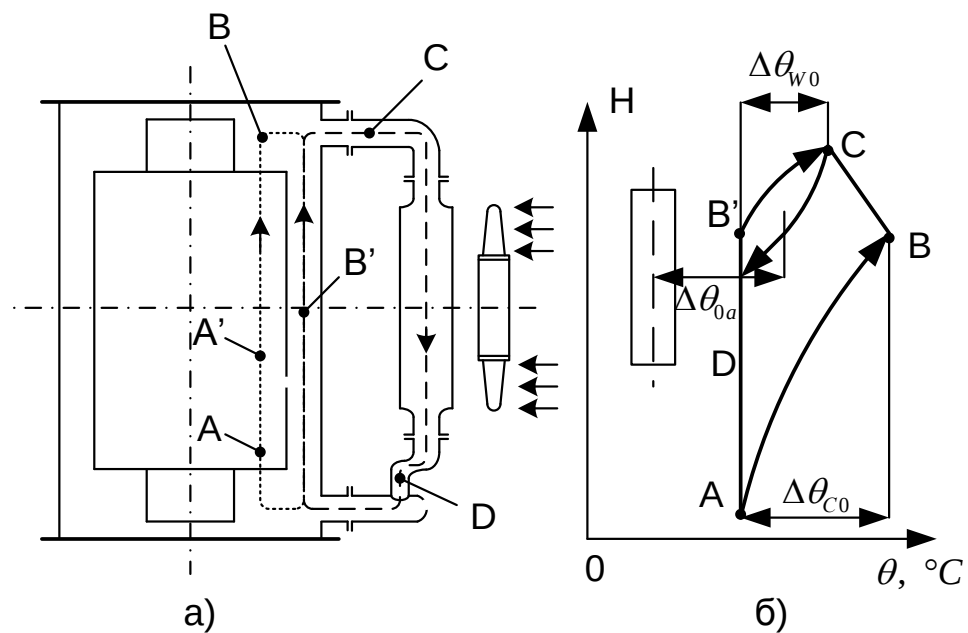


Рисунок 3 – Принципова схема охолодження трансформатора при примусовій циркуляції масла і повітря (система ДЦ)

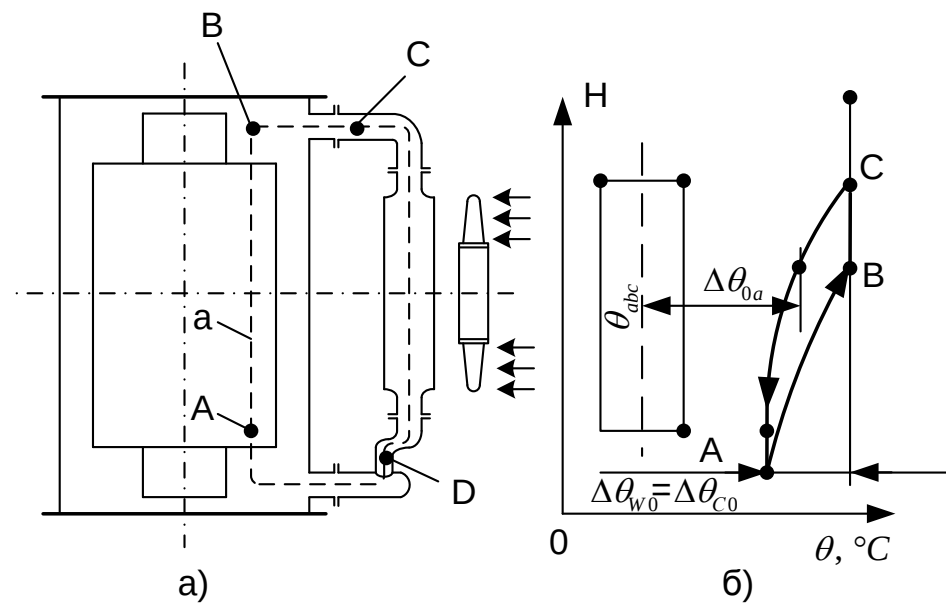
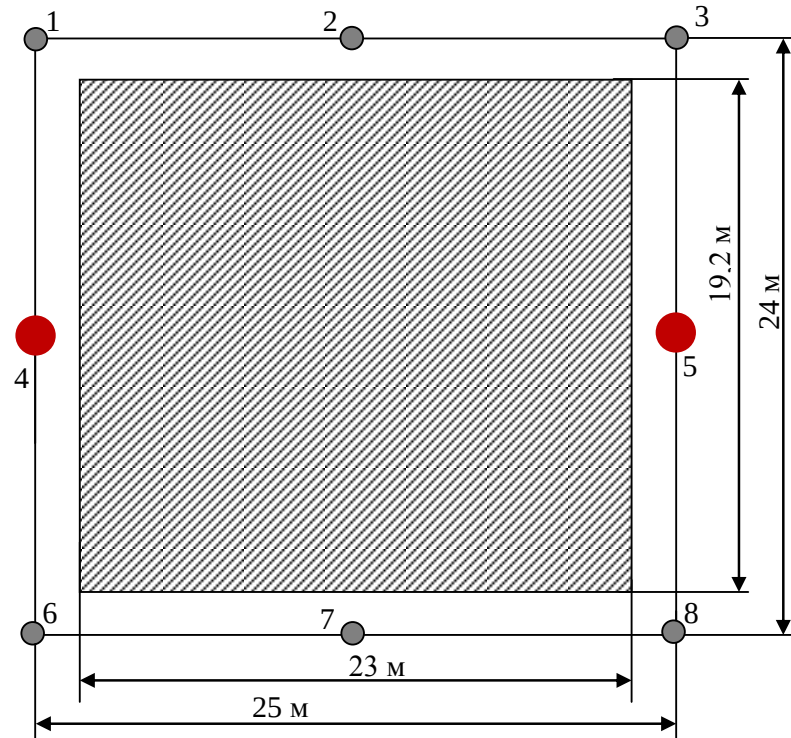


Рисунок 4 – Принципова схема охолодження трансформатора при направлєній циркуляції масла (система НДЦ)

РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-35КВ

Вихідні дані:

- площа ЗП: $S = (25 \times 24) = 600 \text{ м}^2$;
- питомий опір ґрунту: $\rho = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- коефіцієнт сезонності:
 - а) для вертикальних електродів:
 $K_{\text{СВ}} = 1,25$;
 - б) для горизонтальних електродів:
 $K_{\text{СГ}} = 3$.



План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ