

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт
(2хПТ-80/100+1хТ-175/210-130) з аналізом власних потреб електростанцій»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Коваль О. О.

(прізвище та ініціали)

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

Тептя В. В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС ЕН

Кабачко 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.

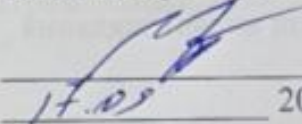
Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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**

Ковалю Олегу Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт (2хІПТ-80/100+1хТ-175/210-130) з аналізом власних потреб електростанцій»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

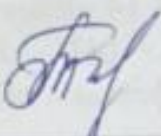
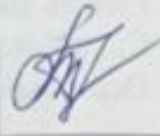
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 30 км; вид промисловості району – вугледобування; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 300 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 40 МВт; номінальна потужність системи 8000 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ; тип турбін 2хІПТ-80/100, 1хТ-175/210-130.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування ТЕЦ. 2. Електротехнічна частина. 3. Власні потреби електричних станцій. 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. 2. Генеральний план ТЕЦ. 3. Головна схема електричних з'єднань ТЕЦ. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-110 кВ. 5. Установка постійного струму. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. 8. Власні потреби ЕС

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. 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

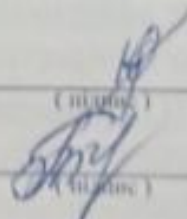
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ 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	вик.
2	Обґрунтування проектування ТЕЦ	21.09.24	26.09.24	вик.
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	вик.
4	Власні потреби електричних станцій	11.10.24	28.10.24	вик.
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	вик.
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	вик.
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	вик.
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	вик.
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	вик.
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	вик.
11	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)



О. О. Коваль

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Коваль Олег Олександрович «Електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт (2хПТ-80/100+1хТ-175/210-130) з аналізом власних потреб електростанцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 98 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 28 назв; рис.: 20; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі запроектована електрична частина теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схема відкритої розподільної установки 110 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Виконано розрахунок струмів коротких замикань та обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ. Проведено аналіз системи власних потреб електростанцій. Проаналізовано небезпечні й шкідливі виробничі фактори та запропоновано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок на станції.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист, власні потреби

ABSTRACT

Oleg Koval "Electrical part of a 410 MW thermal power plant (2xPT-80/100+1xT-175/210-130) with analysis of power plants own needs". Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 98 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 28 titles; Fig.: 20; table 29.

In the master's qualification work, the electrical part of the thermal power plant with a capacity of 410 MW was designed. 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 installation (OSI) of 110 kV and the diagram of own needs of 6 kV were designed. The calculation of short-circuit currents was performed and the switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and the storage battery were selected. The lightning protection and grounding device of the OSI-110 kV were calculated. The system of own needs of power plants was analyzed. Dangerous and harmful production factors were analyzed and measures were proposed to ensure reliable and safe operation of electrical installations at the station.

Keywords: thermal power plant, generator, transformer, open switchgear installation, grounding device, lightning protection, own needs

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ	
410 МВТ.....	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції	10
2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ.....	15
2.3 Вибір структурної схеми станції	15
2.4 Вибір схеми ВРУ-110 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	39
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....	41
2.9 Вибір струмоведучих частин	42
2.10 Вибір лінійних реакторів в ГРУ-10 кВ	46
2.11 Вибір кабелів	48
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів	50
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів	53
2.14 Вибір акумуляторної батареї	54
2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ.....	57
3 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....	60
3.1 Механізми та двигуни власних потреб станцій	60
3.2 Робочі машини системи власних потреб ЕС та їх характеристики	62
3.3 Електричні схеми системи власних потреб електростанцій	65
3.4 Електричні схеми системи власних потреб ТЕЦ.....	67
3.5 Визначення потужності трансформаторів власних потреб ТЕС.....	69

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	72
4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням кабельних ліній ТЕЦ.	72
4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування кабельних мереж ТЕЦ	74
4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць...	74
4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	76
4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	81
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	93
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	94
ВИСНОВКИ	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96
Додаток А Протокол перевірки навчальних (кваліфікаційної) роботи	99
Додаток Б (обов'язковий) Технічне завдання МКР	100
Додаток В (довідковий) Спрощення схем під час розрахунку струмів КЗ .	104
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	107

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
БТ – блочний трансформатор;
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;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТЕЦ – теплоелектрична централь;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетична галузь є одним із ключових секторів економіки будь-якої країни, забезпечуючи електричною та тепловою енергією населення, промисловість і комунальні господарства. Її ефективність оцінюється за здатністю стабільно забезпечувати необхідний обсяг енергії у визначений час.

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України відіграє вирішальну роль у забезпеченні енергопостачання. Вона включає чотири регіональні диспетчерські центри, які спільно утворюють інтегровану систему енергозабезпечення для різних регіонів і секторів економіки. ОЕС України характеризується такими особливостями:

- надійність, стійкість до збурень. Енергосистема розрахована на роботу в нормальних та можливих аварійних ситуаціях і при цьому забезпечує надійне енергопостачання;
- великі масштаби інфраструктури. На сьогодні невідомо, але до війни з РФ в експлуатації енергосистеми перебувало понад один мільйон кілометрів ліній електропередачі напругою 330-750 кВ, що дозволяло досягати ефективного енергопостачання по всій території країни;
- взаємодія регіональних центрів та систем. Регіональні центри об'єднані між собою й мають зв'язки, і це дозволяє виконувати обмін електроенергією між різними регіонами. Це дозволяє забезпечити баланс потужності, компенсувати дефіцит або перевищення енергії в різних регіонах країни;
- розвиток відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). З впровадженням та розвитком низки нових проєктів та програм у сфері відновлюваної енергетики, таких як сонячна енергія, гідроенергетика та вітрова енергія, ОЕС сприяє сталому розвитку галузі;
- технологічний розвиток системи. Використання та подальше впровадження сучасних технологій у сфері енергетики дозволяє підвищувати ефективність виробництва, реалізовувати його оптимізацію [1-5].

Інфраструктура ОЕС гарантує енергетичну безпеку країни та підтримує сталий розвиток економіки. Однак через значні руйнування об'єктів теплової генерації, спричинені війною, в Україні наразі спостерігається гострий дефіцит генерувальних потужностей, в тому числі й теплової енергії.

Упродовж історії теплової енергетики України стратегія галузі зазнавала значних змін. У минулому акцент був на будівництві великих енергоблоків, що підвищувало економічність і надійність системи. Проте їх масштабність ускладнювала управління і ремонтні роботи. Нещодавно спостерігався перехід до створення менш потужних теплоелектроцентралей (ТЕЦ), які можна розміщувати поблизу споживачів і джерел дешевого палива, що підвищує їхню ефективність.

Таким чином, проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 410 МВт залишається актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України, а також підвищення рівня знань з проектування електричної частини теплових електроцентралей під час проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 410 МВт та аналізом власних потреб станції.

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

- обґрунтування проектування електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт;
- засвоєння математичних моделей та методів, що використовуються під час проектування теплових електростанцій;
- проектування головної схеми з'єднань ТЕЦ потужністю 410 МВт;
- вибір комутаційного обладнання, вимірювальних трансформаторів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї; розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ, вибір засобів обмеження перенапруг;
- аналіз системи власних потреб електростанцій;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання на ТЕЦ;

— визначення основних техніко-економічних показників теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт.

Об’єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина теплових електростанцій.

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 автором самостійно у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024).

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 410 МВт

Теплова генерація та когенерація є невід'ємними елементами енергетичної системи України, відіграючи ключову роль у забезпеченні стабільного енергопостачання та підвищенні енергоефективності. Особливо важливим є використання комбінованого виробництва електроенергії та тепла (КВЕТ), яке дозволяє оптимізувати використання ресурсів і підвищувати ефективність теплоелектроцентралей (ТЕЦ) [5, 7-9].

Проектування сучасних ТЕЦ є важливим завданням, враховуючи нестачу пікових і маневрових потужностей, що обмежує можливості енергосистеми України. Застаріла структура генерувальних потужностей потребує оновлення для забезпечення оптимального графіка навантаження, відповідності вимогам частоти, напруги та інтеграції з енергосистемами інших країн

Поточний стан ТЕЦ і котелень в Україні є критичним. По перше, понад 65% енергоблоків ТЕЦ відпрацювали свій ресурс і є морально застарілими. Значна частина зруйнована через воєнні дії. По-друге, збільшуються кількість аварій, витрати палива та експлуатаційні витрати. Більше половини потужностей потребує виведення з експлуатації. По-третє, у комунальній теплоенергетиці понад 60% котелень перевищили свій нормативний термін експлуатації, а 38% використовують застарілі котли з низьким ККД. Близько 40% теплових пунктів перебувають в аварійному стані, що ускладнює постачання гарячої води і збільшує витрати ресурсів [3, 6].

Сучасний етап розвитку енергетики акцентує увагу на новітніх технологіях і матеріалах, таких як жаростійкі сталі, сучасна термоізоляція, теплопровідні пластики, що сприяють децентралізації енергосистем. Це дозволяє поступово переходити до більш ефективних і гнучких рішень у секторі енергетики [8, 9].

Забезпечення суспільства енергоресурсами залишається одним із ключових завдань держави. Модернізація ТЕЦ, впровадження КВЕТ та інноваційних технологій є основою для підвищення ефективності енергетичного сектору України.

Серед основних викликів, які постають перед Україною в енергетичній галузі, – зростання тарифів на енергоресурси, старіння обладнання та висока собівартість виробництва енергії. Водночас ТЕЦ демонструють переваги перед конденсаційними установками завдяки кращій економічній ефективності. Умови ринкової економіки змушують енергетичні компанії коригувати тарифи для підтримання рентабельності [1, 4].

Перехід до інноваційних рішень, таких як розвиток ТЕЦ і відновлюваних джерел енергії, є важливим кроком у забезпеченні сталого енергетичного майбутнього України. Будівництво нових електростанцій, зокрема когенераційних установок та класичних ТЕЦ, сприятиме зниженню витрат на енергозабезпечення та підвищенню ефективності підприємств.

Розвивати паливно-енергетичний комплекс, забезпечувати суспільство енергетичними ресурсами – одне з найважливіших завдань будь-якої держави.

Все вищезазначене підтверджує актуальність і перспективність обраної теми магістерської кваліфікаційної роботи. Мета й завдання МКР відповідають цілям та задачам розвитку електроенергетики в Україні в цілому.

В даній магістерській кваліфікаційній роботі запропоновано проєкт електричної частини ТЕЦ потужністю 410 МВт, використання якої дозволить підвищити ефективність функціонування енергетичної галузі в сучасних умовах.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Режим роботи електричної станції (ЕС) задається графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Потужність ЕС повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [10]:

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

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

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 300 = 3,0 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 40 = 0,8 (\text{МВт}).$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{285^2}{300} = 16,2 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{32^2}{40} = 3,6 (\text{МВт}).$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

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

$$P_{p.вид1} = 285 + 3 + 16,2 = 304,2 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{с.вид1} = 32 + 0,8 + 3,6 = 36,4 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{вид.т} = P_{р.вид} + \Delta P_{с.видт}; \quad (2.4)$$

$$P_{вид.т} = 304,2 + 36,4 = 340,6 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{ВП.т} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.т}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.маx}}{100}; \quad (2.5)$$

$$P_{ВП} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{340,6}{410} \right) \frac{8 \cdot 367,4}{100} = 26,4 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{вир.т} = P_{вид.т} + P_{впт}; \quad (2.6)$$

$$P_{вир.т} = 340,6 + 26,4 = 367 \text{ (МВт)}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в табл. 2.1.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{р.вид.т}$, $P_{с.вид.т}$, $P_{вир.т}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.р}$) (таблиця 2.2).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Години доби, год.		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16
Навантаження місцевого району, %	зима	95	100	95	100	95
	літо	90	95	90	95	90
Навантаження місцевого району, МВт	зима	285	300	285	300	285
	літо	270	285	270	285	270
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	3	3	3	3	3
	літо	3	3	3	3	3
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	16,2	18	16,2	18	16,2
	літо	14,6	16,2	14,6	16,2	14,6
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	304,2	321	304,2	321	304,2
	літо	287,6	304,2	287,6	304,2	287,6
Навантаження системи, %	зима	80	100	90	90	80
	літо	75	95	85	85	75
Навантаження системи, МВт	зима	32	40	36	36	32
	літо	30	38	34	34	30
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	літо	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	3,6	5,6	4,5	4,5	3,6
	літо	3,2	5,1	4,0	4,0	3,2
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	36,4	46,4	41,3	41,3	36,4
	літо	34	43,9	38,8	38,8	34
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	340,6	367,4	345,5	362,3	340,6
	літо	321,6	348,1	326,4	343	321,6
Витрата на власні потреби, МВт	зима	26,4	37,6	26,6	27,3	26,4
	літо	25,6	26,7	25,8	26,5	25,6
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	367	392	372,1	389,6	367
	літо	347,2	374,8	352,2	369,5	347,2

Примітки:

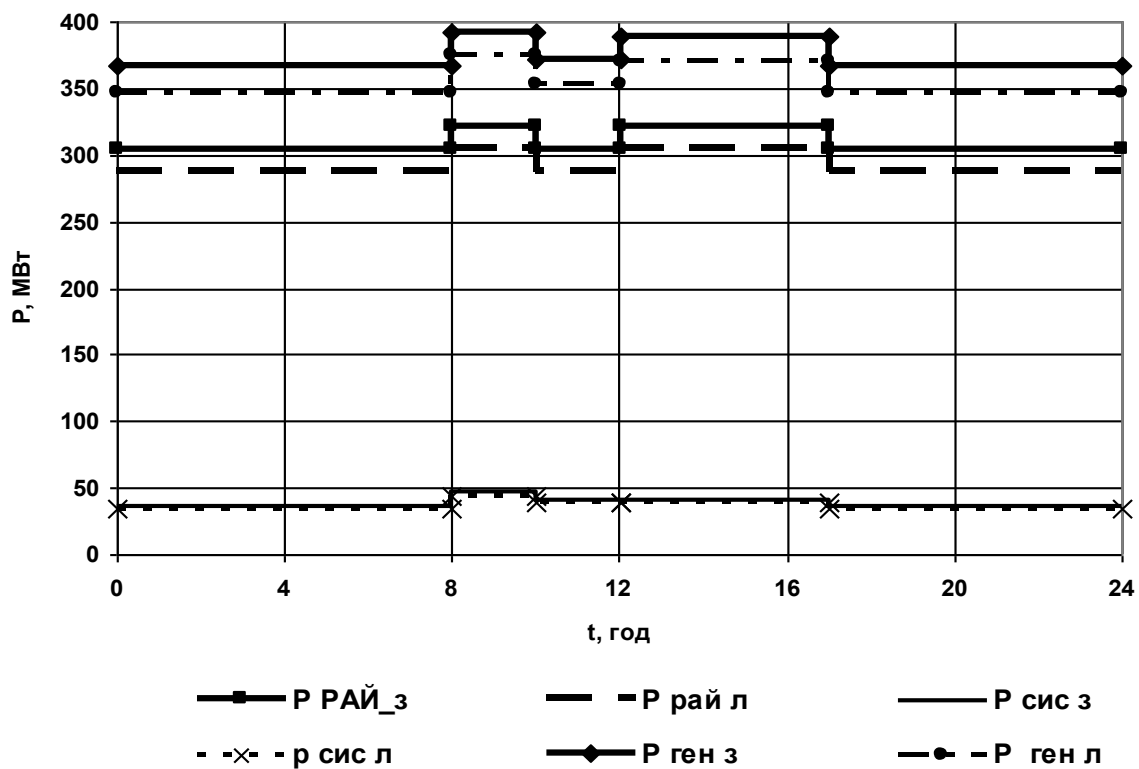
а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{вп} = 8\%$;

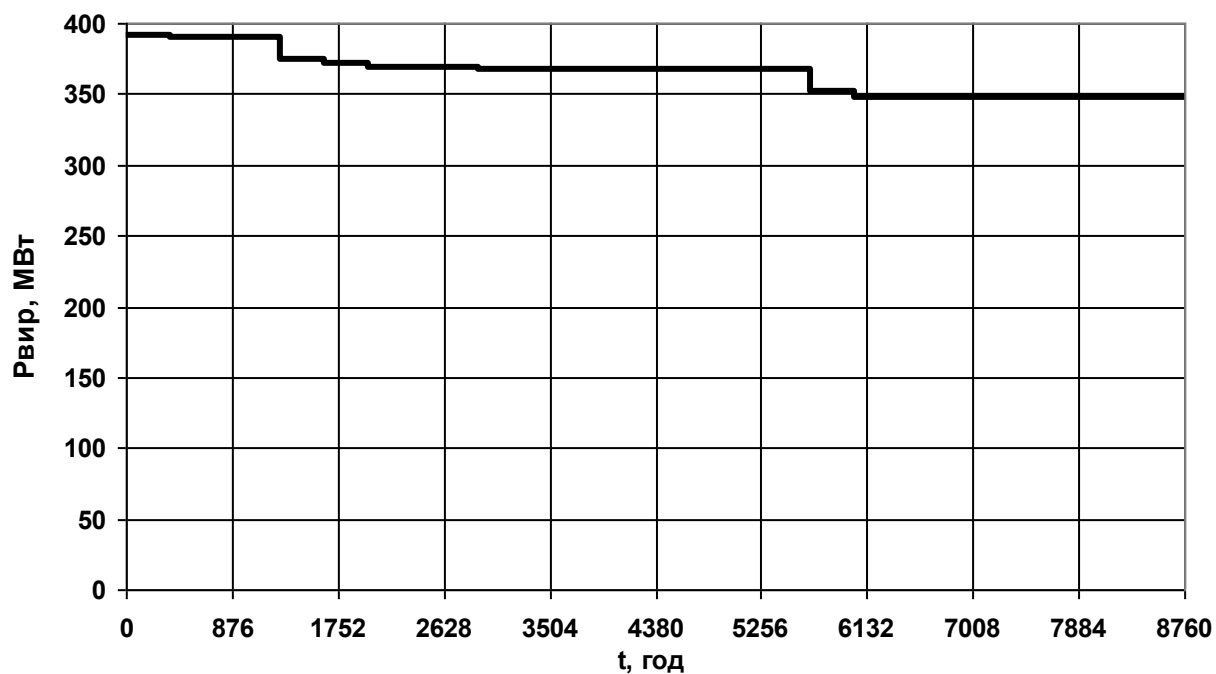
в) коефіцієнт попиту $K_n = 0,8$.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю

P, МВт	392	389,6	374,8	372,1	369,5	367	352,2	347,2
t, год	366	915	364	366	910	2745	364	2730
t_{Σ} , год	366	1281	1645	2011	2921	5666	6030	8760



а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	392
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	3192288,6
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	410
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	364,4
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,93
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,889
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	8143,6
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7786,1
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,046
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	230580,7
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	2961707,9
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	7707,4

2.2 Вибір основного обладнання ТЕЦ

Вибір обладнання здійснюємо згідно ТЗ і дані зводимо в таблиці 2.4-2.6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів [10]:

Параметр	Числове значення	
	ТГВ-200-2У3	ТВФ-100-2У3
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	235,3	117,5
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	200	100
$U_{\text{НОМ}}$, кВ;	15,75	10,5
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, кА	8,625	6,475
Схема з'єднань обмотки статора	УУ	УУ
Опори, в.о. : X''_d	0,19	0,183

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін [10]

Тип турбіни	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	D, т/год	P, ата	t, °C
ПТ-80/100-130	80	470	130	565
T-175/210-130	175	760	130	555

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Марка котельно-го агрегата	D, т/год	P, МВт	Параметри пари		Паливо
			P, ата	t, °C	
Еп-500/140	500	150	140	570	вугілля
2*Е-420/140	2*420	–	140	570	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП-110 кВ [10]:

$$n_c = \frac{P'_{c\max}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.7)$$

$$n_{110} = \frac{46,4}{50} + 1 = 1,93 \approx 2 \text{ (шт.)},$$

де $P'_{c.\max}$ – максимальна потужність, що передається в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{гр}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт.

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб [10, 11]:

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

де $P'_{вп.\max}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

$K_{п} = 0,8$ – коефіцієнт попиту;

$P_{г.\text{ном}}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S^{100}_{твп.розр} = 8/100 \cdot 0,8 \cdot 100 = 6,4 \text{ (МВА)};$$

$$S^{200}_{твп.розр} = 8/100 \cdot 0,8 \cdot 200 = 12,8 \text{ (МВА)}.$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{TR,розр.} = 1,5 \cdot S^{200}_{твп.розр.}, \quad (2.9)$$

$$S_{TR,розр.} = 1,5 \cdot 12,8 = 19,2 \text{ (МВА)}.$$

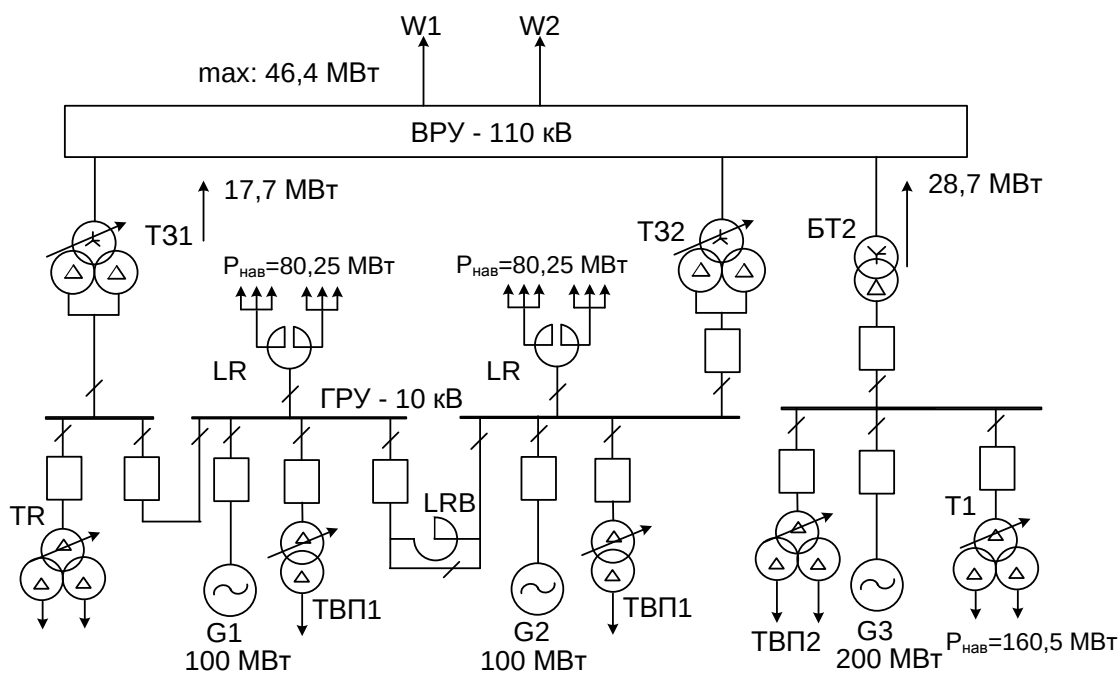
Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БТ.розр} = S_{г.вст} - S_{вп.\max}; \quad (2.10)$$

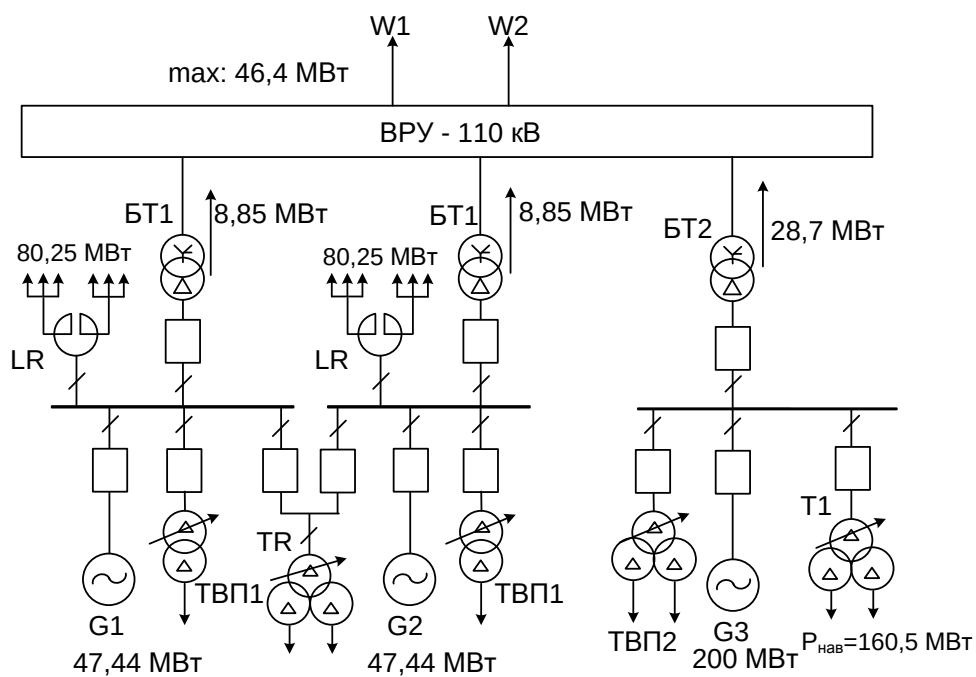
$$S_{БТ1.розр} = 117,5 - 6,4 = 111,1 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ2.розр} = 235,3 - 12,8 = 222,5 \text{ (МВА)}.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми ТЕЦ (рисунок 2.2).



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми станції

Вибираємо секційний реактор [10, 11]:

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,60 \cdot I_{\text{Г.ном}}; \quad (2.11)$$

$$I_{\text{ср.розр}} = 0,60 \cdot 6475 = 3885 \text{ (А)}.$$

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

$$X_p = \frac{(0,08 \div 0,12) \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 3,885} = 0,12 \div 0,18 \text{ (Ом)}.$$

Приймаємо до установки реактор типу РБДГ10-4000-0,18 УЗ:

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$; $X_p = 0,18 \text{ Ом}$; $i_{\text{дин}} = 65 \text{ кА}$; $I_T = 25,6 \text{ кА}$; $t_T = 8 \text{ с}$.

Розрахункові перетоки потужності через трансформатори зв'язку (ТЗ):

а) максимальний режим:

$$S_{\text{max}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р.max}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{max}} = 2 \cdot 117,5 - 2 \cdot 6,4 - 160,5 / 0,85 = 33,4 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{min}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р.min}}; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{min}} = 2 \cdot 117,5 - 2 \cdot 6,4 - 143,8 / 0,85 = 57,8 \text{ (МВА)};$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВПmax}} - S_{\text{р.max}}; \quad (2.14)$$

$$S_{\text{ав}} = 2 \cdot 117,5 - 2 \cdot 6,4 - 160,5 / 0,85 = -64,9 \text{ (МВА)}.$$

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність одного з них:

$$\left. \begin{aligned} S'_{\text{max}} &= S_{\text{max}} / 1,4; \\ S'_{\text{min}} &= S_{\text{min}} / 1,4; \\ S'_{\text{ав}} &= S_{\text{ав}} / 2. \end{aligned} \right\} \quad (2.15)$$

$$S'_{\text{max}} = 33,4 / 1,4 = 23,9 \text{ (МВА)};$$

$$S'_{\text{min}} = 57,8 / 1,4 = 41,3 \text{ (МВА)};$$

$$S'_{\text{ав}} = 64,9 / 2 = 32,45 \text{ (МВА)}.$$

Беремо до установлення два трансформатори зв'язку типу ТРДН-63000/110.

Всі параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	S _н , МВА	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	I _х , %
			ВН	НН				
ТВП ₁	ТДНС-10000/35	10	10,5	6,3	8	12	60	0,75
ТВП ₂	ТРДНС-25000/35	25	15,75	6,3-6,3	10,5	25	115	0,65
TR	ТРДНС-25000/10	25	10,5	6,3-6,3	10,5	25	115	0,65
ТЗ	ТРДН-63000/110	63	115	10,5-10,5	10,5	50	245	0,5
БТ ₁	ТДЦ-125000/110	125	121	10,5	10,5	120	400	0,55
БТ ₂	ТДЦ-250000/110	250	121	15,75	10,5	200	640	0,5
Т ₁	ТРДНС-40000/20	40	15,75	10,5-10,5	12,7	36	170	0,5

Визначаємо кількість кабельних ліній 10 кВ, які відходять до району.

а) ГРУ-10 кВ.

Встановлюємо на кожній секції по два лінійних реактора.

Потужність реактора: $P_p = 80,25/2 = 40,125$ МВт;

Розрахункова кількість кабельних ліній на реактор:

$$n_{к.л} = \frac{P_p}{P_{доп}} = \frac{40,125}{5} = 8,025 \text{ шт.}$$

Встановлюємо на реактор по 8 кабельних ліній;

Струм реактора: $I_p = 40,125 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85) = 2728,7$ А;

Струм вітки реактора: $I_{в.р.} = 2728,7/2 = 1364,35$ А;

Струм кабельної лінії: $I_{к.л} = \frac{1364,35}{4} = 341,1$ А.

Таким чином, на ГРУ-10 кВ встановлюємо 4 лінійних реактора, від яких відходять до споживачів 32 кабельних лінії.

б) ГРУ-15,75 кВ.

Встановлюємо на ГРУ-15,75 кВ 5 трансформаторів Т1.

Навантаження трансформатора: $S_{нав} = 160,5/0,85/5 = 188,8/5 = 37,76$ МВт;

Навантаження обмотки НН: $S_{НН} = 37,76/2 = 18,88$ МВт.

Кількість кабельних ліній 10 кВ: $n_{к.л} = \frac{37,76}{2} = 7,6$ шт;

Встановлюємо на трансформатор по 8 кабельних ліній.

$$\text{Струм кабельної лінії: } I_{\text{к.л}} = \frac{18,88 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4} = 272,8 \text{ А.}$$

Таким чином, на ГРУ-15 кВ встановлюємо 5 трансформаторів T_1 , від яких відходять до споживачів 40 кабельних ліній.

Приведені затрати [10]:

$$З = p_n \cdot K + U, \quad (2.16)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.17)$$

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

$B = 32$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + 1/n \cdot \Delta P_k \cdot (S_{\text{max}}/S_{\text{т.ном}})^2 \cdot \tau, \quad (2.18)$$

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 передається через трансформатори, МВА;

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

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку [15]

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис.грн	К, тис.грн	
			I варіант	II варіант
ТЗ	2/0	3808	7616	0
БТ1	0/2	4788	0	9576
БТ2	1/1	8456	8456	8456
Т1	5/5	2013	10080	10080
СР	2/0	288	576	0
ТВП1	2/2	1204	2408	2408
ТВП2 та TR	2/2	1904	3808	3808
Вимикачі ГРУ 10 кВ	8/8	420	3360	3360
Вимикачі ГРУ 15 кВ	8/8	997	7976	7976
Вимикачі 110 кВ	6/6	2688	16128	16128
Лінійні реактори	4/4	275	1100	1100
Разом:			61508	62892

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{T3} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T1};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I = & (2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 245 \cdot \left(\frac{20,8}{63}\right)^2 \cdot 7707,4) + (1 \cdot 200 \cdot 8760 + \\ & + 1 \cdot 640 \cdot \left(\frac{33,8}{250}\right)^2 \cdot 7707,4) + (5 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 170 \cdot \left(\frac{188,82}{40}\right)^2 \cdot 7707,4) = \\ & = 10235874 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T1};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} = & (2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{10,41}{125}\right)^2 \cdot 7707,4) + (1 \cdot 200 \cdot 8760 + \\ & + 1 \cdot 640 \cdot \left(\frac{33,8}{250}\right)^2 \cdot 7707,4) + (5 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 170 \cdot \left(\frac{188,82}{40}\right)^2 \cdot 7707,4) = \\ & = 11401932 \text{ (кВт·год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні втрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 61508 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 10235874 = 8074,59 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 62892 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 11401932 = 8465,88 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 61508 + 8074,59 = 15455,55 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 62892 + 8465,88 = 16012,92 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta Z = 3,8 \% < 5\%$, отже, варіанти рівно економічні. Приймаємо II варіант структурної схеми станції, який має менший рівень струмів КЗ в ГРУ-10 кВ.

2.4 Вибір схеми ВРУ-110 кВ

Для ВРУ-110 кВ намічаємо два варіанти головної схеми електричних з'єднань:

- а) схема «дві робочі та обхідна системи збірних шин»;
- б) схема п'ятикутника (рисунок 2.3).

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10, 11]:

$$Z = p_n K + U + M(Z), \quad (2.19)$$

$$K = n \cdot C_k; \quad (2.20)$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.21)$$

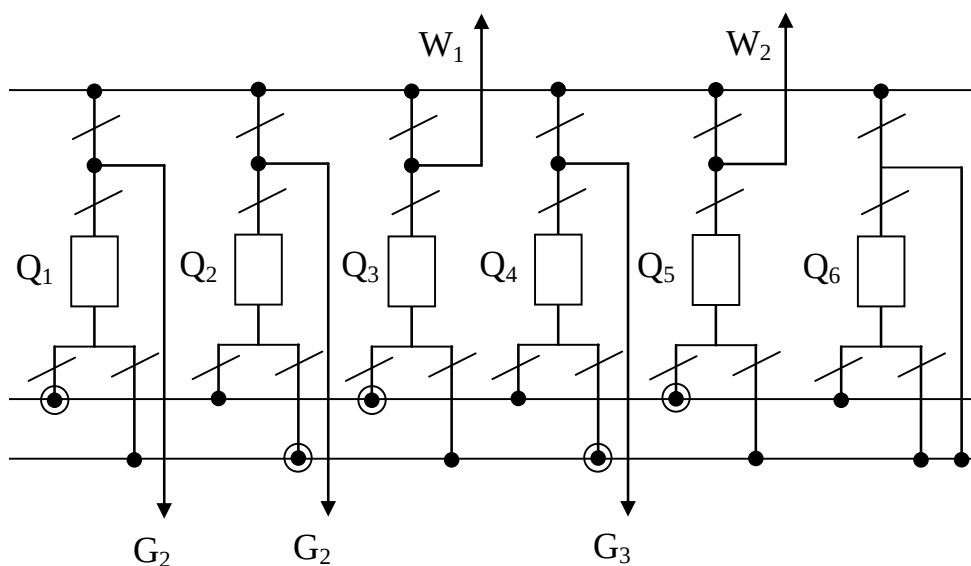
де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

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

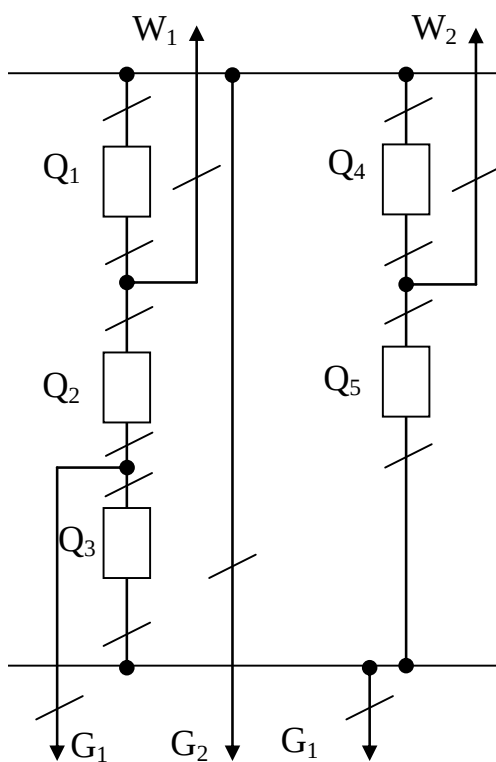
n – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$a=9,4 \%$.



а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”



б) схема п'ятикутника

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

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

Очікуваний збиток внаслідок перерви живлення через відмови вимикачів [10]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.22)$$

де $y_0 = 20$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

w_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яка втрачається, 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:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{Г.В.} &= 0,6 \cdot \omega_1; \\ \omega_{Л.В.} &= 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100), \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

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:

$$\left. \begin{aligned} K_p &= \mu \cdot T_{п}/8760; \\ K_0 &= 1 - n_k \cdot K_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

де μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

T_{π} – 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 простої:

$$\left. \begin{aligned} T_0 &= T_{\text{вим}} + m \cdot T_p; \\ T_{\text{вп}} &= T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\pi}); \end{aligned} \right\} \quad (2.25)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, який необхідний для визначення персоналом місця та характеру пошкодження, год;

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

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

T_p – час вимикання роз'єднувача, год;

5) виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць 2.10 та 2.11.

6) після заповнення таблиць 2.10 та 2.11 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.13.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Параметр потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{\text{в}}$, год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_{π} , год
	ω_1	ω_2			
110	0,010	0,006	50	0,2	100

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 20 \cdot [0,005918 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 3,5 + 2 \cdot 1 \cdot 32,1) + 0,006983 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 3,5 +$$

$$\begin{aligned}
& +1 \cdot 1 \cdot 32,1) + 0,000014 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 3,5 + 10 \cdot 37,5 \cdot 3,5 + 5 \cdot 37,5 \cdot 17,8 + \\
& + 10 \cdot 1 \cdot 32,1) + 0,000016 \cdot (7 \cdot 1 \cdot 3,5 + 2 \cdot 37,5 \cdot 3,5 + 1 \cdot 37,5 \cdot 17,8 + \\
& + 8 \cdot 1 \cdot 32,1] = 14,9 \text{ (тис. грн.)}.
\end{aligned}$$

Для схеми I варіанта знаходимо додатковий збиток через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [10]:

$$M(3)_{\text{Iдод}} = y_0 \cdot [K_{2\text{ш}} \cdot T_{\text{ш}} \cdot P_{\Sigma} \cdot \Sigma \omega_i], \quad (2.26)$$

де $K_{2\text{ш}} = 0,1$;

$T_{\text{ш}} = 2$ год – час погашення ліній;

P_{Σ} – сумарна потужність генеруючих джерел, включених в схему, МВт;

$$M(3)_{\text{Iдод}} = 20 \cdot [0,1 \cdot 2 \cdot 46,4 \cdot (0,006 \cdot 3 + 0,00708 \cdot 3)] = 7,34 \text{ (тис.грн)};$$

$$M(3)_{\text{I}\Sigma} = 14,9 + 7,34 = 22,24 \text{ (тис.грн)};$$

$$\begin{aligned}
M(3)_{\text{II}} = 20 \cdot [& 0,005932 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 32,1) + 0,006999 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 3,5 + \\
& + 1 \cdot 1 \cdot 17,8) + 0,000014 \cdot (1 \cdot 37,5 \cdot 3,5 + 1 \cdot 37,5 \cdot 17,8 + \\
& + 4 \cdot 1 \cdot 32,1) + 0,000016 \cdot (6 \cdot 1 \cdot 3,5 + 3 \cdot 37,5 \cdot 3,5 + 4 \cdot 1 \cdot 17,8 + 4 \cdot 1 \cdot 32,1 + \\
& + 2 \cdot 37,5 \cdot 32,1 + 2 \cdot 1 \cdot 46,4] = 9,07 \text{ (тис грн.)}
\end{aligned}$$

Таблиця 2.10 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (І варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення						
		$K_0 = 0,988585$	$K_p = 0,002283$					
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6
Q_1 Г	0,006	G1,W,G3-T ₀	–	G1,W,G3-T ₀ G1 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G1 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G1 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G1 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G1 -T _{ВП}
Q_2 Г	0,006	G2,W-T ₀	G2,W-T ₀ G2 -T _{ВП}	–	G2,W-T ₀ G2 -T _{ВП}	G2,W-T ₀ G2 -T _{ВП}	G2,W-T ₀ G2 -T _{ВП}	G2,W-T ₀ G2 -T _{ВП}
Q_3 Л	0,00708	G1,W,G3-T ₀	G1,W,G3-T ₀ W -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ W -T _{ВП}	–	G1,W,G3-T ₀ W -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ W -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ W -T _{ВП}
Q_4 Г	0,006	G1,W,G3-T ₀	G1,W,G3-T ₀ G3 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G3 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G3 -T _{ВП}	–	G1,W,G3-T ₀ G3 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G3 -T _{ВП}
Q_5 Л	0,00708	G2,W-T ₀	G2,W-T ₀ W -T _{ВП}	G2,W-T ₀ W -T _{ВП}	G2,W-T ₀ W -T _{ВП}	G2,W-T ₀ W -T _{ВП}	–	G2,W-T ₀ W -T _{ВП}
Q_6 Л	0,00708	–	G1,W,G3-T ₀ G1 -T _{ВП}	G2,W-T ₀ G2 -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ W -T _{ВП}	G1,W,G3-T ₀ G3 -T _{ВП}	G2,W-T ₀ W -T _{ВП}	–

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення					
		$K_0 =$ 0,988585	$K_p = 0,002283$				
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5
Q_1 Л	0,00708	$G_2, W - T_0$	–	$G_2, W + D(W, G_3, G_1) - T_0$ $W + D(W, G_1, G_2, G_3) - T_{\text{вп}}$	$W, G_3, G_2 + D(W, G_1) - T_0$ $D(W, G_3) + D(W, G_1, G_2) - T_{\text{вп}}$	$W, G_2 + D(W, G_1, G_3) - T_0$ $G_2 + D(2W, G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$	$2W, G_2 + D(G_1, G_3) - T_0$ $D(W, G_2) + D(W, G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$
Q_2 Л	0,00708	$W, G_3 - T_0$	$W, G_3 + D(W, G_1, G_2) - T_0$ $W + D(W, G_1, G_2, G_3) - T_{\text{вп}}$	–	$W, G_3 + D(W, G_1, G_2) - T_0$ $G_3 + D(2W, G_1, G_2) - T_{\text{вп}}$	$W, G_3, G_2 + D(W, G_1) - T_0$ $D(W, G_2) + D(W, G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$	$W, G_3, G_2 + D(W, G_1) - T_0$ $D(2W, G_2) + D(G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$
Q_3 Г	0,006	$G_1, G_3 - T_0$	$W, G_3, G_1 + D(W, G_2) - T_0$ $D(W, G_3) + D(W, G_1, G_2) - T_{\text{вп}}$	$G_3, G_1 + D(2W, G_2) - T_0$ $G_3 + D(2W, G_1, G_2) - T_{\text{вп}}$	–	$W, G_3, G_1 + D(W, G_2) - T_0$ $D(W, G_1) + D(W, G_3, G_2) - T_{\text{вп}}$	$G_3, G_1 + D(2W, G_2) - T_0$ $G_1 + D(2W, G_3, G_2) - T_{\text{вп}}$
Q_4 Л	0,00708	$G_2, W - T_0$	$W, G_2 + D(W, G_1, G_3) - T_0$ $G_2 + D(2W, G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$	$2W, G_2 + D(G_1, G_3) - T_0$ $D(W, G_2) + D(W, G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$	$W, G_1, G_2 + D(W, G_3) - T_0$ $D(W, G_1) + D(W, G_3, G_2) - T_{\text{вп}}$	–	$W, G_2 + D(W, G_1, G_3) - T_0$ $W + D(W, G_1, G_2, G_3) - T_{\text{вп}}$
Q_5 Л	0,00708	$G_1, W - T_0$	$W, G_1, G_2 + D(W, G_3) - T_0$ $D(W, G_2) + D(W, G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$	$W, G_1, G_3 + D(W, G_2) - T_0$ $D(2W, G_2) + D(G_1, G_3) - T_{\text{вп}}$	$W, G_1 + D(W, G_2, G_3) - T_0$ $G_1 + D(2W, G_3, G_2) - T_{\text{вп}}$	$W, G_1 + D(W, G_2, G_3) - T_0$ $W + D(W, G_1, G_3, G_2) - T_{\text{вп}}$	–

Таблиця 2.12 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-110 кВ

Параметр	Числові значення для варіанта	
	I	II
n_k	6	5
C_k	2688	2688
$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,00708	0,00708
$K_p = \mu \cdot T_{\Pi}/8760$	0,002283	0,002283
$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,986302	0,988585
$T_o = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	1	1
$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\Pi})$	37,5	37,5
$K_o \cdot \omega_{ГВ}$	0,005918	0,005932
$K_o \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000014	0,000014
$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,006983	0,006999
$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000016	0,000016

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт	Час прос- тою, $T_0/T_{\text{вп}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
I варіант						
G1 G2 W, G1(2)	3,5	1	1	1	5	7
		37,5	–	–	10	2
G3	17,8	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	5	1
G1,W,G3	32,1	1	2	1	10	8
		37,5	–	–	–	–
II варіант						
W, G1(2) W,G1(2)+D(W, G2(1), G3) G1(2)+D(2W,G2(1), G3)	3,5	1	–	3	–	6
		37,5	–	–	1	3
W,G3 W,G3+D(W, G1, G2) G3+D (2W, G1,G2) W,G1,G2+D(W, G3)	17,8	1	–	1	–	4
		37,5	–	–	1	–
G3,G1 W,G1(2),G3+D(W, G2(1)) D(2W,G1(2))+D(G3, G2(1))	32,1	1	1	–	4	4
		37,5	–	–	–	2
2W,G2(1)+D(G1(2),G3)	46,4	1	–	–	–	2
		37,5	–	–	–	–

Примітка: події, в яких потужність не втрачається ($\Delta P=0$), в таблицю 2.13 не внесені.

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схем ВРУ-110 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	16128	13440
Щорічні експлуатаційні витрати	1516,03	1263,36
Очікуваний збиток	18,55	7,56
Приведені витрати	3957,47	3288,43

$\Delta Z = 16,9 \% > 5\%$, отже, приймаємо II варіант схеми ВРУ-110 кВ.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Схема власних потреб станції наведена на рисунку 2.4. Кожний генератор має свій робочий трансформатор власних потреб ТВП з двома секціями 6 кВ (А, В) на стороні 6 кВ, до яких підключаються споживачі. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора ТР через магістраль резервного живлення МРЖ-6 кВ.

Всі трансформатори мають пристрій РПН для регулювання напруги.

Аварійне живлення споживачі отримують від дизель-генератора [13].

До секцій 6 кВ приєднуються також по одному трансформатору 6/0,4 кВ:

- а) секції 1А, 1В, 2А, 2В – типу ТСЗ-630/10;
- а) секції 3А, 3В – типу ТСЗ-1600/10.

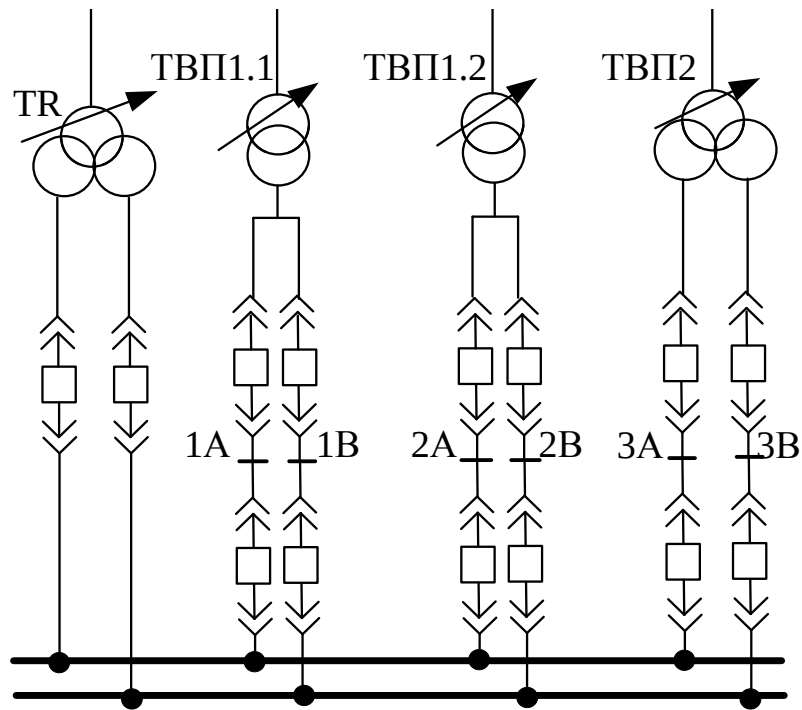


Рисунок 2.4 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунки 2.5) та визначаємо параметри її елементів [10, 16]:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}; U_6 = U_{\text{ср.ном}}.$$

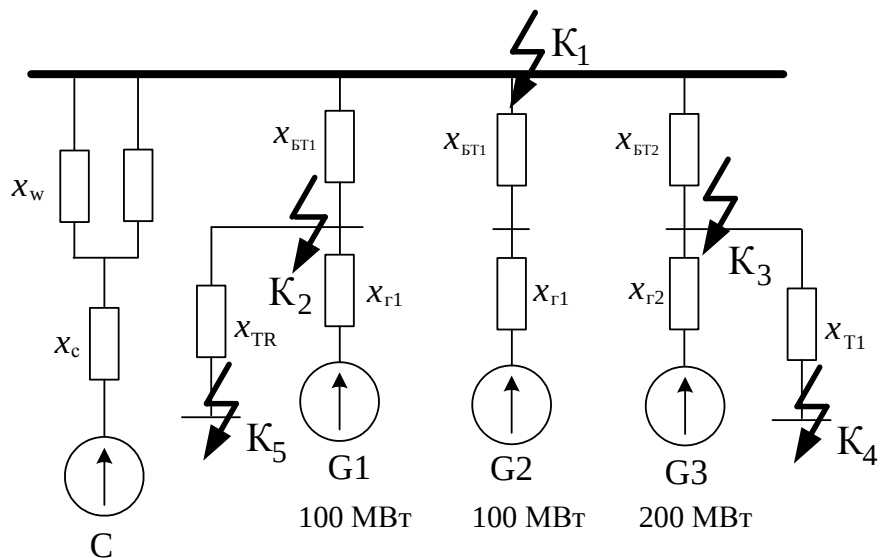


Рисунок 2.5 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_c = X_{c\text{НОМ}}^* \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.27)$$

$$x_c = 0,35 \cdot \frac{1000}{6500} = 0,054;$$

- ЛЕП:

$$X_w = X_{\text{ЛЛП}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}; \quad (2.28)$$

$$x_w = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,91;$$

- блочних трансформаторів:

$$X_{\text{БТ}} = \frac{u_{\text{КВ-Н}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.29)$$

$$X_{\text{БТ1}}^* = X_3^* = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88;$$

$$X_{\text{БТ2}}^* = X_4^* = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,67;$$

- генераторів:

$$X_{\text{Г}}^* = X_{\text{д}^*\text{НОМ}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.30)$$

$$X_{\text{Г1}}^* = 0,183 \cdot \frac{1000}{117,5} = 1,56;$$

$$X_{\text{Г2}}^* = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,81;$$

- трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TP} = \frac{1,875 \cdot u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.31)$$

$$x_{TR} = 1,875 \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88;$$

$$x_{T1} = 1,875 \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,95.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.6).

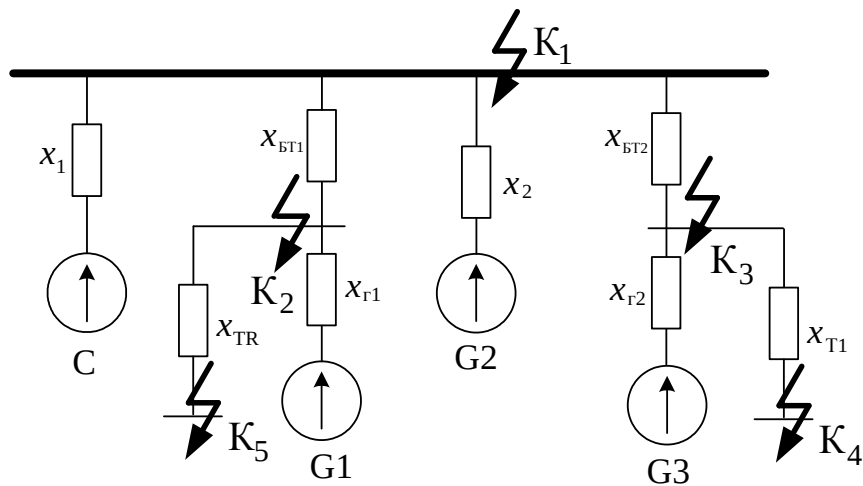


Рисунок 2.6 – Спрощена заступна схема

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

$$x_1 = 0,054 + \frac{0,91}{2} = 0,51;$$

$$x_2 = x_{г1} + x_{БТ1};$$

$$x_2 = 1,56 + 0,84 = 2,4;$$

$$x_3 = x_2 / 3;$$

$$x_3 = 2,4 / 3 = 1,2;$$

$$x_4 = x_{г2} + x_{БТ2};$$

$$x_4 = 0,81 + 0,42 = 1,23.$$

Базовий струм [10]:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}; \quad (2.32)$$

$$I_{\text{б1}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 115) = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б2}} = I_{\text{б3}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 55,05 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б4}} = I_{\text{б5}} = I_{\text{б6}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,75 \text{ кА}.$$

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

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E''}{X_{\text{рез}''}} \cdot I_{\text{б}}; \quad (2.33)$$

де E'' – ЕРС джерела живлення, згідно [10]: $E''_{\text{Г}} = 1,13$; $E''_{\text{с}} = 1$.

Визначимо складові струмів КЗ [10, 16]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{періодичну: } I_{\text{n},\tau} = \gamma_{\text{n},\tau} \cdot I_{\text{n},0}; \\ - \text{аперіодичну: } i_{\text{a},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{n},0} \cdot e^{-\tau/T_{\text{a}}}; \\ - \text{ударний струм: } i_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{n},0} \cdot K_{\text{y}}. \end{array} \right\} \quad (2.34)$$

де K_{y} – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{\text{n},\tau}$ – коефіцієнт;

T_{a} – постійна затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити такі складові струму КЗ:

$$\tau = t_{\text{BV}} + 0,01, \quad (2.35)$$

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 , еквівалентуємо схему до найпростішого вигляду (рисунок 2.7).

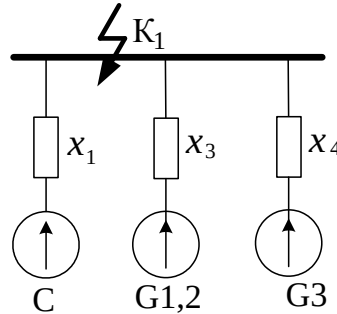


Рисунок 2.7 – Звертання заступної схеми (точка К-1)

Розрахуємо струми $I_{\text{по}}$:

$$I_{\text{по}C} = \frac{1}{0,51} \cdot 5,03 = 9,86 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}G1,2} = \frac{1,13}{1,2} \cdot 5,03 = 4,74 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по}G3} = \frac{1,13}{1,23} \cdot 5,03 = 4,62 \text{ (кА)}.$$

Для інших точок КЗ розрахунки проводимо аналогічно і результати зводимо в табл.. 2.15, 2.16.

Розрахунок точки K_2

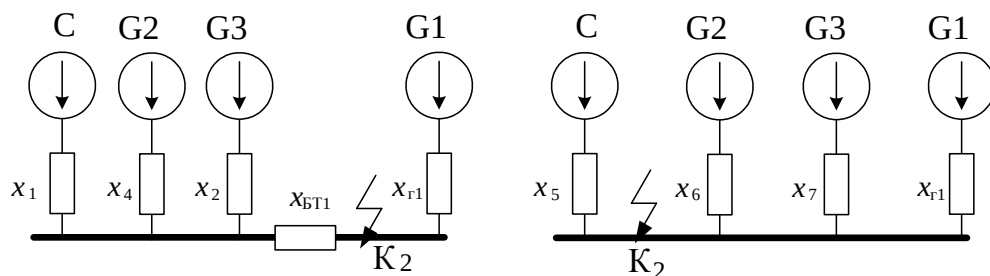


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ K_2

Розподіляємо $x_{\text{БТ1}}$ між x_1 , x_4 та x_2 [10]:

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_4 + x_1 \cdot x_2 + x_4 \cdot x_2);$$

$$x_5 = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_4 \cdot x_2};$$

$$x_6 = x_4 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_2};$$

$$x_7 = x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_4};$$

$$x_{\Delta} = 0,84 \cdot (0,51 \cdot 1,23 + 0,51 \cdot 2,4 + 1,23 \cdot 2,4) = 4,03;$$

$$x_5 = 0,51 + \frac{4,03}{1,23 \cdot 2,4} = 2,58;$$

$$x_6 = 1,23 + \frac{4,03}{0,51 \cdot 2,4} = 4,53;$$

$$x_7 = 2,4 + \frac{4,03}{1,23 \cdot 0,51} = 8,8.$$

$$I_{по C} = \frac{1}{2,58} \cdot 55,05 = 21,34 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G2} = \frac{1,13}{4,53} \cdot 55,05 = 13,73 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G3} = \frac{1,08}{8,8} \cdot 55,05 = 7,07 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G1} = \frac{1,13}{1,56} \cdot 55,05 = 39,88 \text{ (кА)}.$$

Решта розрахунків проводимо аналогічно. Результати розрахунків наведено в табл. 2.16 та в додатку В.

Попередньо встановлюємо вимикачі [10]:

а) ВРУ-110 кВ	ЗАР1ДТ-145/ЕК	$t_{BB} = 0,035 \text{ с}$
б) ГРУ-10 кВ	МГУ-20-90/9500У3	$t_{BB} = 0,15 \text{ с}$
в) ГРУ-15,75 кВ	МГУ-20-90/9500У3	$t_{BB} = 0,15 \text{ с}$
г) РУВП- 6 кВ	ВР1-10У3 (КРУ типу КУ10)	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$
д) РУ-10 кВ	ВР1-10У3 (КРУ типу КУ10)	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$

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

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.НОМ}}} . \quad (2.36)$$

K₁ а) G_{1,2}

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 117,5 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,18 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,74 / 1,18 = 4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,93 \text{ (рисунок 4.2 [2])}.$$

б) G₃

$$I'_{\text{НОМ}} = 235,3 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,18 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,62 / 1,18 = 3,9; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,94.$$

Таблиця 2.15 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	k_y	T_a , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
K ₁ ВРУ-110 кВ	Система	0,045	1,608	0,02	0,1	1
	G _{1,2}		1,955	0,26	0,85	0,93
	G ₃		1,955	0,26	0,85	0,94
K ₂ ГРУ-10 кВ	G ₁	0,16	1,976	0,417	0,64	0,69
	Система		1,900	0,13	0,3	1
	G ₂		1,955	0,26	0,55	0,92
	G ₃		1,955	0,26	0,55	1
K ₃ ГРУ-15,75 кВ	G ₃	0,16	1,982	0,362	0,68	0,7
	Система		1,900	0,13	0,32	1
	G _{1,2}		1,955	0,26	0,6	0,94
K ₃ РУ-10 кВ	Система	0,05	1,865	0,07	0,44	1
	G _{1,2}		1,955	0,26	0,83	1
	G ₃		1,955	0,26	0,83	1
K ₄ РУВП-6 кВ	G + C	0,05	1,838	0,056	0,47	1

K₂ а) G₁

$$I'_{\text{НОМ}} = 117,5 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 6,475 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 39,88 / 6,475 = 6,2; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,69.$$

б) G₂

$$I'_{\text{НОМ}} = 6,475 \text{ кА}; \quad I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 13,73 / 6,475 = 2,1; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

в) G_3

$$I'_{\text{НОМ}} = 235,3/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 12,95 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}}/I'_{\text{НОМ}} = 7,07/12,95 = 0,55 < 1; \gamma_{\text{п,т}} = 1.$$

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}},$ кА	$i_y,$ кА	$i_{\text{ат}},$ кА	$I_{\text{пт}},$ кА	Примітка
K_1 ВРУ-110 кВ	система	9,86	22,36	1,39	9,86	комутаційна апаратура та шини
	G1	4,74	13,07	5,68	4,41	
	G2,3	4,62	12,74	5,54	4,34	
	Сума	19,22	48,17	12,61	18,61	
K_2 ГРУ-10 кВ	система	21,34	57,17	9,03	21,34	комутаційна апаратура та шини в основ- ному колі
	G2	13,73	37,85	10,65	12,63	
	G3	7,07	19,49	5,48	7,07	
	Сума (без G1)	42,14	114,51	25,16	41,04	
	G1	39,88	111,11	35,99	27,52	Шини до ТВП
	Повна сума	82,02	225,62	61,15	68,56	
K_3 ГРУ-15,75 кВ	система	33,06	88,57	14,92	33,06	комутаційна апаратура та шини в основ- ному колі
	G1,2	15,89	43,80	13,44	14,94	
	Сума (без G3)	48,95	132,37	28,36	48,0	
	G3	51,2	143,08	49,09	35,84	Шини до ТВП
	Повна сума	100,15	275,45	77,45	83,84	
K_4 ГРУ-10 кВ	система	3,11	8,18	1,93	3,11	
	G1	1,5	4,13	1,76	1,5	
	G2,3	4,83	13,31	5,65	4,83	
	Сума	9,44	25,62	9,34	9,44	
K_5 РУВП-6 кВ	G + C	9,62	24,93	6,38	9,62	КА
	Двигуни ВП	8,00	18,61	3,23	4,12	
	Сума	17,62	43,54	9,61	13,74	Шини

K_3 а) $G_{1,2}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 117,5/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 8,62 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}}/I'_{\text{НОМ}} = 15,89/8,62 = 1,84; \gamma_{\text{п,т}} = 0,94.$$

б) G_3

$$I'_{\text{НОМ}} = 8,625 \text{ кА}; I_{\text{п,о}}/I'_{\text{НОМ}} = 51,2/8,625 = 5,9; \gamma_{\text{п,т}} = 0,7.$$

K_4 а) $G_{1,2}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 6,475 = 12,95 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0}/I'_{\text{НОМ}} = 1,5/12,95 = 0,11; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

б) G_3

$$I'_{\text{НОМ}} = 12,95; \quad I_{\Pi,0}/I'_{\text{НОМ}} = 4,83/12,95 = 0,37; \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

Визначаємо складові струму КЗ від двигунів ВП [11]:

$$\left. \begin{aligned} I_{n,\tau,D} &= I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,07} \\ i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,04} \\ i_{y,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot K_{y,D} \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

$$I_{n,\tau,D} = 8 \cdot e^{-0,05/0,07} = 4,12 \text{ (кА)};$$

$$i_{a,\tau,D} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{-0,05/0,04} = 3,23 \text{ (кА)};$$

$$i_{y,D} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8 = 18,61 \text{ (кА)}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів присіднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max W} = 50 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85) = 309,1 \text{ (А)};$$

$$I_{\max \text{БТ1}} = 117,5 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95) = 649,9 \text{ (А)};$$

$$I_{\max \text{БТ2}} = 235,3 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95) = 1301,5 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a); \quad (2.40)$$

$$B_K = 19,22^2 \cdot (0,20 + 0,26) = 169,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

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

ГРУ-10 кВ:

$$I_{\text{max.G}} = \frac{I_{\text{G.НОМ}}}{0,95}; \quad (2.41)$$

$$I_{\text{maxG1}} = 6475/0,95 = 6815,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{maxТВП1}} = 10000/(\sqrt{3} \cdot 10) = 578 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{maxTR}} = 25000/(\sqrt{3} \cdot 10) = 1445,1 \text{ (A)}.$$

$$B_K = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}} = (I_C^2 + B_{*ПГ} \cdot I_{\text{ПОГ}}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{ПОГ}}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ + (I_C^2 \cdot T_{\text{ac}} + I_{\text{ПОГ}}^2 \cdot T_{\text{aГ}} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{\text{ПОГ}}}{\frac{1}{T_{\text{ac}}} + \frac{1}{T_{\text{aГ}}}}), \quad (2.42)$$

де $t_{\text{вим}} = 4$ с; $B_{*ПГ} = 0,30$; $T_* = 0,54$; $T_{\text{a,Г}} = 0,417$ с; $I_{\text{п,о,Г}} = 39,88$ кА;

$I_C = 42,14$ кА; $T_{\text{a,c}} = 0,26$ с.

$$B_K = (42,14^2 + 0,3 \cdot 39,88^2 + 2 \cdot 42,14 \cdot 39,88 \cdot 0,54) \cdot 4 + (42,14^2 \cdot 0,32 + \\ + 39,88^2 \cdot 0,417 + (4 \cdot 42,14 \cdot 39,88) / (1/0,417 + 1/0,26)) = 18472 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ГРУ-15,75 кВ:

$$I_{\text{maxG3}} = 8625/0,95 = 9078,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{maxТВП2}} = 25000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 917,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{maxГ1}} = 40000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 1468 \text{ (A)}.$$

$t_{\text{вим}} = 4$ с; $B_{*ПГ} = 0,30$; $T_* = 0,54$; $T_{\text{a,Г}} = 0,362$ с; $I_{\text{п,о,Г}} = 51,2$ кА;

$I_C = 48,95$ кА; $T_{\text{a,c}} = 0,26$ с.

$$B_K = (48,95^2 + 0,3 \cdot 51,2^2 + 2 \cdot 48,95 \cdot 51,2 \cdot 0,54) \cdot 4 + \\ + (48,95^2 \cdot 0,26 + 51,2^2 \cdot 0,362 + (4 \cdot 48,95 \cdot 51,2) / (1/0,26 + 1/0,362)) = \\ = 26645,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-6 кВ

$$I_{\text{maxТВП1}} = 10000/(\sqrt{3} \cdot 6) = 963,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ТВП2}} = I_{\max \text{TR}} = 25000/(\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2) = 1204,2 \text{ (A)};$$

Імпульс квадратичного стуму в системі власних потреб станції:

$$B_K = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 (0,5T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{ноД}} (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}); \quad (2.43)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{аД}} I_{\text{ноД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{ноД}}}; \quad (2.44)$$

$$T_{\text{асх.}} = (0,056 \cdot 9,62 + 0,04 \cdot 8,0) / (9,62 + 8,0) = 0,049 \text{ (с)};$$

$$B_K = 9,62^2 \cdot (0,3 + 0,049) + 8,0^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,049) + 2 \cdot 9,62 \cdot 8,0 \cdot (0,07 + 0,049) = 56 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційних апаратів

Вибір комутаційних апаратів виконуємо у таблиці 2. 17.

Таблиця 2.17 – Комутаційні апарати

Розрахункові дані <i>ВРУ-110 кВ</i>	Каталожні дані	
	ЗАР1ДТ-145/ЕК	РНД3.1-110/2000У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 1301,5 \text{ А}$ $I_{\text{н,т}} = 18,61 \text{ кА}$ $i_{\text{а,т}} = 12,61 \text{ кА}$ $I_{\text{н,о}} = 19,22 \text{ кА}$ $i_{\text{у}} = 48,17 \text{ кА}$ $B_K = 169,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{ном}} \cdot I_{\text{вим.ном}} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>ГРУ-10 кВ</i>	Каталожні дані	
	МГУ-20-90/9500У3	РВР-20/8000 У3
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 6815,8 \text{ А}$ $I_{\text{н,т}} = 41,04 \text{ кА}$ $i_{\text{а,т}} = 25,16 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{н,т}} + i_{\text{а,т}} =$ $= 83,03 \text{ кА}$ $I_{\text{н,о}} = 42,14 \text{ кА}$ $i_{\text{у}} = 114,51 \text{ кА}$ $B_K = 18472 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 9500 \text{ А}$ $I_{\text{вим.ном}} = 90 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 0 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} \cdot (1 + B_{\text{ном}}) =$ $= 152,28 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 90^2 \cdot 4 =$ $= 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$ $i_{\text{дин}} = 320 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 125^2 \cdot 4 = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.17

<i>ГРУ-15,75 кВ</i>	Каталожні дані	
	МГУ-20-90/9500УЗ	РВП-20/12500 УЗ
$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{max} = 9078,9 \text{ А}$ $I_{н,τ} = 35,84 \text{ кА}$ $i_{a,τ} = 49,09 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{a,τ} =$ $= 99,62 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 51,2 \text{ кА}$ $i_y = 143,08 \text{ кА}$ $B_K = 26645,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 9500 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 90 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 0 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 152,28 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ $i_{дин} = 300 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 12500 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 490 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>РУ-10 кВ</i>	Каталожні дані	
	ВР1-10УЗ	КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1156 \text{ А}$ $I_{н,τ} = 9,44 \text{ кА}$ $i_{a,τ} = 9,34 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{a,τ} =$ $= 22,65 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 9,44 \text{ кА}$ $i_y = 25,62 \text{ кА}$ $B_K = 49,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,3 = 8,46 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 36,66 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$
<i>РУ ВП-6 кВ</i>	Каталожні дані	
	ВР1-10УЗ	КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1204,2 \text{ А}$ $I_{н,τ} = 9,62 \text{ кА}$ $i_{a,τ} = 6,38 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 9,62 \text{ кА}$ $i_y = 24,93 \text{ кА}$ $B_K = 56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,3 = 8,46 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини.

$$I_{\max} = 1301,5 \text{ A};$$

$$I_{n,o} = 19,22 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 48,17 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 1000/56: $d = 42,4 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 1400 \text{ А}$; $D = 300 \text{ см}$.

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.45)$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1301,5 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1400 \text{ А}.$$

Умова перевірки проводу на коронування [10, 11]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.46)$$

де E – початкова критична напруженість електричного поля;

E_0 – напруженість електричного поля поблизу поверхні проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.47)$$

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.48)$$

де r_0 – радіус проводу, см;

$m = 0,82$ – коефіцієнт жорсткуватості проводів;

$U_{\max}$ – максимальна допустима напруга установки, кВ;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{2,12}) = 29,9 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 0,354 \cdot 121 / (2,12 \cdot \lg(378/2,12)) = 9 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 9 = 9,63 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 29,9 = 26,9 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ1;

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.49)$$

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

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

$$q_{ек} = 649,9 \cdot 0,95 / 1,0 = 617,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,66}) = 30,6 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 0,354 \cdot 121 / (1,66 \cdot \lg(378/1,66)) = 10,93 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 10,93 = 11,7 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,6 = 27,5 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

в) відгалуження до БТ2;

$$q_{ек} = 1301,5 \cdot 0,95 / 1,0 = 1236,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо два проводи марки АС 600/72.

В закритих РУ встановлюють жорсткі шини (прості або комплектні).

Комплектні шини вибирають за умовами:

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

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}.$$

ГРУ-10 кВ

Встановлюємо комплектний струмопровід:

- в основному колі типу ТЕКНЕ-20/9000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 6815,8 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 9000 \text{ А};$$

$$i_y = 114,5 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

- на відгалуженні до ТВП₁ типу ТЕКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 578 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 225,62 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 375 \text{ кА}.$$

ГРУ-15,75 кВ

Встановлюємо комплектний струмопровід:

- в основному колі типу ТЕКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 9078,9 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 143,08 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

- на відгалуженні до ТВП₂ типу ТЕКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мах}} = 917,5 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 275,45 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 375 \text{ кА}.$$

РУ-10 кВ:

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51:

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

$$I_{\max} = 1156 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A};$$

$$i_y = 25,62 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП – 6 кВ:

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

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\max} = 1204,2 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A};$$

$$i_y = 43,54 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір лінійних реакторів в ГРУ-10 кВ

Визначимо результуючий опір кола КЗ за відсутності реактора [10]:

$$X_{\text{рез}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{п,о}}); \quad (2.50)$$

$$X_{\text{рез}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 82,02) = 0,074 \text{ Ом}.$$

Потрібний опір кола КЗ за умови забезпечення вимикальної спроможності вимикача ВР2-10 з номінальним струмом відключення $I_{\text{вим,ном}} = 31,5 \text{ кА}$:

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = U_{\text{сер.ном.}} / (\sqrt{3} \cdot I_{\text{вим,ном}}); \quad (2.51)$$

$$X_{\text{рез}}^{\text{потр}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 31,5) = 0,193 \text{ Ом}.$$

Потрібний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$X_{\text{р}}^{\text{потр}} = X_{\text{рез}}^{\text{потр}} - X_{\text{рез}}; \quad (2.52)$$

$$X_{\text{р}}^{\text{потр}} = 0,193 - 0,074 = 0,119 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо реактор типу: РБСГ 10-2×1600 -0,14 УЗ [11]:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 2 \times 1600 \text{ A}; X_{\text{р.ном}} = 0,14 \text{ Ом}; K_{\text{зв}} = 0,56; i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА};$$

$$I_T = 31,1 \text{ кА}; t_T = 8 \text{ с.}$$

Результуючий опір кола КЗ з врахуванням реактора:

$$X'_{\text{рез}} = 0,074 + 0,14 = 0,214 \text{ Ом.}$$

Фактичне значення періодичної складової струму КЗ за реактором:

$$I_{\text{п,о}} = 10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,214) = 28,36 \text{ кА.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} \cdot K_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.53)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 28,36 \cdot 1,956 = 78,22 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 79 \text{ Ка.}$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.54)$$

$$B_k = 28,36^2 \cdot (1 + 0,23) = 989,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 31,1^2 \cdot 8 = 7737,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Залишкова напруга на шинах ГРУ при КЗ за реактором:

$$U_{\text{зал, \%}} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I'_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \geq 65\%; \quad (2.55)$$

$$U_{\text{зал \%}} = 0,14 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 28,36}{10} \cdot 100 = 68,7\% > U_{\text{зал. доп.}} = 65\%.$$

Умова виконується.

Втрата напруги при протіканні максимального струму в нормальному режимі роботи:

$$\Delta U_p \% = x_p (1 - K_{3B}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\max} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \phi, \quad (2.56)$$

$$\Delta U_p \% \leq 1,5 \div 2.$$

$$\Delta U_p \% = 0,14(1 - 0,56) \frac{\sqrt{3} \cdot 1,364 \cdot 100}{10} 0,53 = 0,77 \% < \Delta U_{p,\text{доп}} \% = 2,0 \%$$

Реактор задовольняє усім вимогам.

2.11 Вибір кабелів

РУ ВП-6 кВ

Вибираємо кабель до електродвигуна власних потреб конденсатного насоса типу АОЗ-400М-6 [12]:

$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; $P_{\text{ном}} = 200 \text{ кВт}$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,85$; $I_{\text{ном}} = 24,4 \text{ А}$.

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 30^\circ\text{C}; T_{\max} = 3600 \text{ год};$$

Приймаємо кабель марки ААГ, 6 кВ, трижильний, кабель прокладається в кабельному на півповерху РУВП-6 кВ.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 24,4/1,4 = 17,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (2.57)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56 \cdot 10^6}}{100} = 74,8 \text{ мм}^2,$$

де $C = 100$ для кабелів з паперовою ізоляцією та алюмінієвими жилами.

Приймаємо кабель $3 \times 95 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А}$, поправний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,93$ [5], тоді $I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 165 = 153,4 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 24,4 \text{ А}$.

ГРУ 10 кВ

Вибираємо кабель в ГРУ-10 кВ, який відходить від лінійного реактора. Вихідні дані для розрахунку: $I_{\text{мах}} = 341,1 \text{ А}$; $T_{\text{мах}} > 5000 \text{ год}$; $v_0 = 35^\circ\text{C}$; $K_2 = 0,87$; $B_k = 989,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 341,1/1,2 = 284,25 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо два кабелі марки ААГ, 10 кВ перерізом 150 мм^2 . $I_{\text{доп.ном}} = 210 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 2 \cdot 210 = 365,4 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 341,1 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабелі на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{989,3 \cdot 10^6}}{100} = 314,5 \text{ мм}^2 < q = 2 \cdot 210 = 420 \text{ мм}^2.$$

РУ 10 кВ

Вибираємо кабель, який відходить від шин РУ-10 кВ. Вихідні дані для розрахунку: $I_{\text{мах}} = 272,8 \text{ А}$; $T_{\text{мах}} > 5000 \text{ год}$; $v_0 = 35^\circ\text{C}$; $K_2 = 0,87$; $B_k = 49,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 272,8/1,2 = 227,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{49,9 \cdot 10^6}}{100} = 70,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два кабелі марки ААГ, 10 кВ перерізом 120 мм^2 . $I_{\text{доп.ном}} = 185 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 2 \cdot 185 = 321,9 \text{ А} > I_{\text{max}} = 272,8 \text{ А}.$$

$$q = 2 \times 120 = 240 \text{ мм}^2 > q_{\text{ек}} = 227,3 \text{ мм}^2.$$

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в кола ЛЕП-110 кВ.

Встановлюємо трансформатор типу ТВ-110, розрахункові та каталожні дані наведено в таблиці 2.18. Вторинне навантаження трансформатора струму підраховано в таблиці 2.19.

Таблиця 2.18 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-110

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 309,1 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 48,17 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 169,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,23 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$;
- 2) схема з'єднання ТС – повна зірка;
- 3) 0,5/10Р;
- 4) $l_{\text{розр}} = 100 \text{ м}$; $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

- Загальний опір приладів [10]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2, \quad (2.58)$$

$$r_{\text{прил}} = 6 / 1^2 = 6,0 \text{ Ом};$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.59)$$

$$r_{\text{пр}} = 30 - 6,0 - 0,1 = 23,9 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.60)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 100 / 23,9 = 0,12 \text{ мм}^2.$$

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-375	-	0,1	-
Ватметр	Д-312	0,5	-	0,5
Варметр	Д-312	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И-676	2,5	-	2,5
Разом:		6,0	0,1	6,0

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 100 / 2,5 + 6,0 + 0,1 = 7,23 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-110-83У1[11]:

$$U_{1\text{ном}} = 110\,000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

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

Вторинне навантаження трансформатора напруги приведено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-312	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-312	1,5	2	1	0	1	3	-
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Лічильник реактивної енергії	И-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							19	24,2

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19^2 + 24,2^2} = 30,8 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

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

В таблицю 2.21 зводимо всі дані по обраним вимірювальним трансформаторам.

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори

Місце установлення	Трансформатор	
	струму	напруги
1	2	3
Генератор ТВФ-100-2	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-10
Генератор ТГВ-200-2У3	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-10
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-220-58У1
ГРУ-10 кВ	ТШ-20	ЗНОЛ.06-10У3
ГРУ-15,75 кВ	ТШ-20	ЗНОЛ.06-15У3
РУ-10 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

Продовження таблиці 2.21

Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110		
- сторона ВН	ТВТ-110-III-2000/5	-
- сторона НН	ТШ-20-10000/5	-
Блочний трансформатор ТДЦ-250000/110		
- сторона ВН	ТВТ-110-III-2000/5	-
- сторона НН	ТШ-20-10000/5	-
Трансформатор ТРДНС-40000/20		
- сторона ВН	ТШ-20	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
Трансформатор ТДНС-10000/35		
- сторона ВН	ТШ-20	
- сторона НН	ТШЛ-10	
Трансформатор ТРДНС-25000/35		
- сторона ВН	ТШ-20	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
Трансформатор ТРДНС-25000/10		
- сторона ВН	ТШ-20	-
- сторона НН	ТШЛ-10	-
Кабельні лінії 10 кВ	ТШЛ-10	-

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних за- городжувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг [12]:

а) ЛЕП – 110 кВ та сторона ВН блочних трансформаторів БТ1 та БТ2

ОПН-110У1;

б) сторона НН БТ₁, Т₁

ОПН-10У1;

в) сторона НН БТ ₂	ОПН-15У1;
г) нейтраль блочних трансформаторів БТ1 та БТ2	ОПН-35У1;
д) сторона НН трансформаторів власних потреб	ОПН-6У1.

Для забезпечення нормальної роботи пристроїв РЗА та зв'язку встановлюємо на ЛЕП-110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5 У1.

2.14 Вибір акумуляторної батареї

На ТЕЦ при потужності більше 200 МВт встановлюються дві акумуляторні батареї (АБ) однакової ємності. На станціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного БЩУ, передбачається одна акумуляторна батарея. Ці батареї встановлюються в головному корпусі, вони повинні мати елементний комутатор та працювати в режимі постійного підзаряду. Кожна АБ має свій підзарядний пристрій, а для заряду передбачається один загальностанційний зарядний агрегат.

Вихідні дані для розрахунку (табл.. 2.22):

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- 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:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$
- 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 [10, 11]

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.61)$$

$$N_1 = 1,05 \cdot 486 / 25 = 20,4;$$

$$N_2 = 1,05 \cdot 430 / 25 = 18,1.$$

Перевіряємо АБ за струмом поштовху:

$$N = I_{\pi} / 46; \quad (2.62)$$

$$N_1 = 893/46 = 19,4;$$

$$N_2 = 670/46 = 14,6.$$

Приймаємо $N_1 = 24$; $N_2 = 20$.

Таблиця 2.22 – Навантаження акумуляторної батареї (2х100; 1х200 МВт)

Електроприймачі						Розр.навант.	
Найменування	п, шт	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{п}}$, А
Постійне навантаження	-	-	-	30	-	30	30
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	200	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Приводи вимикачів: МГУ-20+ПС-31	$\frac{3}{2}$	—	155	—	—	—	$\frac{465}{310}$
Електродвигун аварійного маслососа ущільнень генератора	$\frac{2}{1}$	$\frac{8}{11}$	$\frac{=}{-}$	$\frac{40}{50}$	$\frac{130}{150}$	$\frac{80}{50}$	—
Електродвигун аварійного змащування турбіни	$\frac{2}{1}$	$\frac{14}{25}$	$\frac{=}{-}$	$\frac{73}{120}$	$\frac{184}{300}$	$\frac{146}{120}$	$\frac{368}{300}$
Разом:						$\frac{486}{430}$	$\frac{893}{670}$

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\pi} = I_{\pi} / N; \quad (2.63)$$

$$j_{\pi 1} = 893/24 = 37,2 \text{ А/Н};$$

$$j_{\pi 2} = 670/20 = 33,5 \text{ А/Н}.$$

За допомогою рисунку 7.2 [10] визначаємо напругу споживачів, яка повинна бути не менше 85% $U_{\text{ном}}$ з врахуваннями спаду напруги в кабелі (5% $U_{\text{ном}}$): $U_1 = 87\%$; $U_2 = 88\%$.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.64)$$

$$I_{\text{ПЗП1}} = 30 + 0,15 \cdot 24 = 33,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{ПЗП2}} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33 \text{ A};$$

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

Приймаємо ПЗП типу ВАЗП380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А. Розрахунковий струм та напруга автоматичного підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗПд}} &= 0,05 \cdot N \\ U_{\text{ПЗПд}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{д}} \end{aligned} \right\}; \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЗПд1}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

$$I_{\text{ПЗПд2}} = 0,05 \cdot 20 = 1,0 \text{ A};$$

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

Вибираємо ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N \\ U_{\text{ЗП}} &= U_{\text{З}} \cdot n \end{aligned} \right\}; \quad (2.66)$$

$$I_{\text{ЗП1}} = 30 + 5 \cdot 24 = 150 \text{ A};$$

$$I_{3\Pi} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ A};$$

$$U_{3\Pi} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Обираємо зарядний пристрій типу ТППС-800. Таким чином, встановлюємо на ЕС дві акумуляторні батареї типу «Varta».

2.15 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ

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

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стержневих блискавковідводів є схема їх розташування, висота блискавковідводу (h) та розрахункова висота (h_x), для якої визначається зона захисту [11].

Радіус захисту блискавковідводу (r_x):

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.67)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.68)$$

де h_0 – висота зони захисту у середині прогону між блискавковідводами, м;

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.69)$$

де L – відстань між парою блискавковідводів, м.

Вихідні дані (рисунок 2.12):

а) висота блискавковідводу: $h = 21$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 13$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 21 = 14 \text{ м} > h_x = 13 \text{ м}.$$

Зона захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ наведені на рис. 2.13.

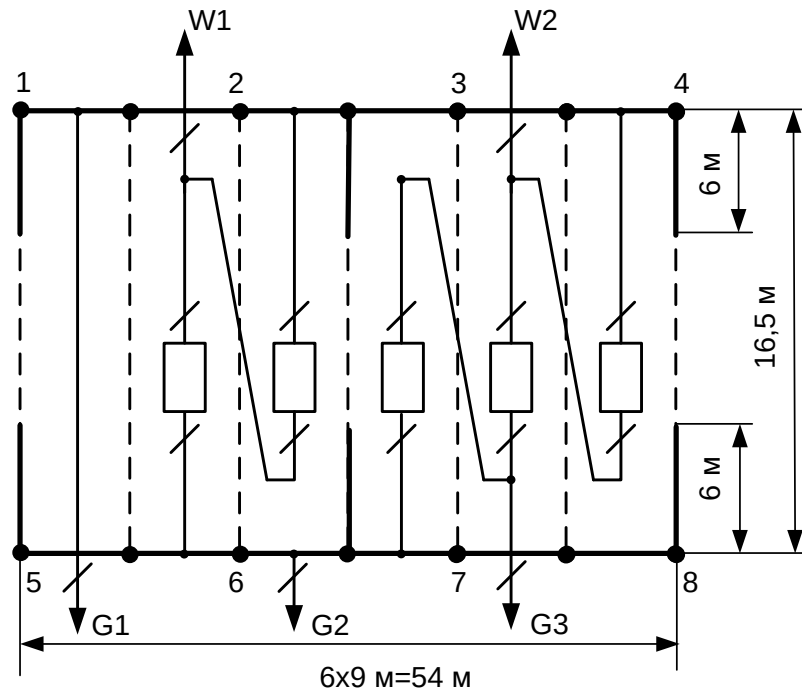


Рисунок 2.12 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ

Таблиця 2.23 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів на ВРУ-110 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 5-6, 6-7, 7-8	18	18,8	11,4	6,75
1-5, 2-6, 3-7, 4-8	16,5	18,9	11,7	6,75
1-6, 2-7, 3-6, 3-8, 4-7	24,4	18,2	9,6	6,75

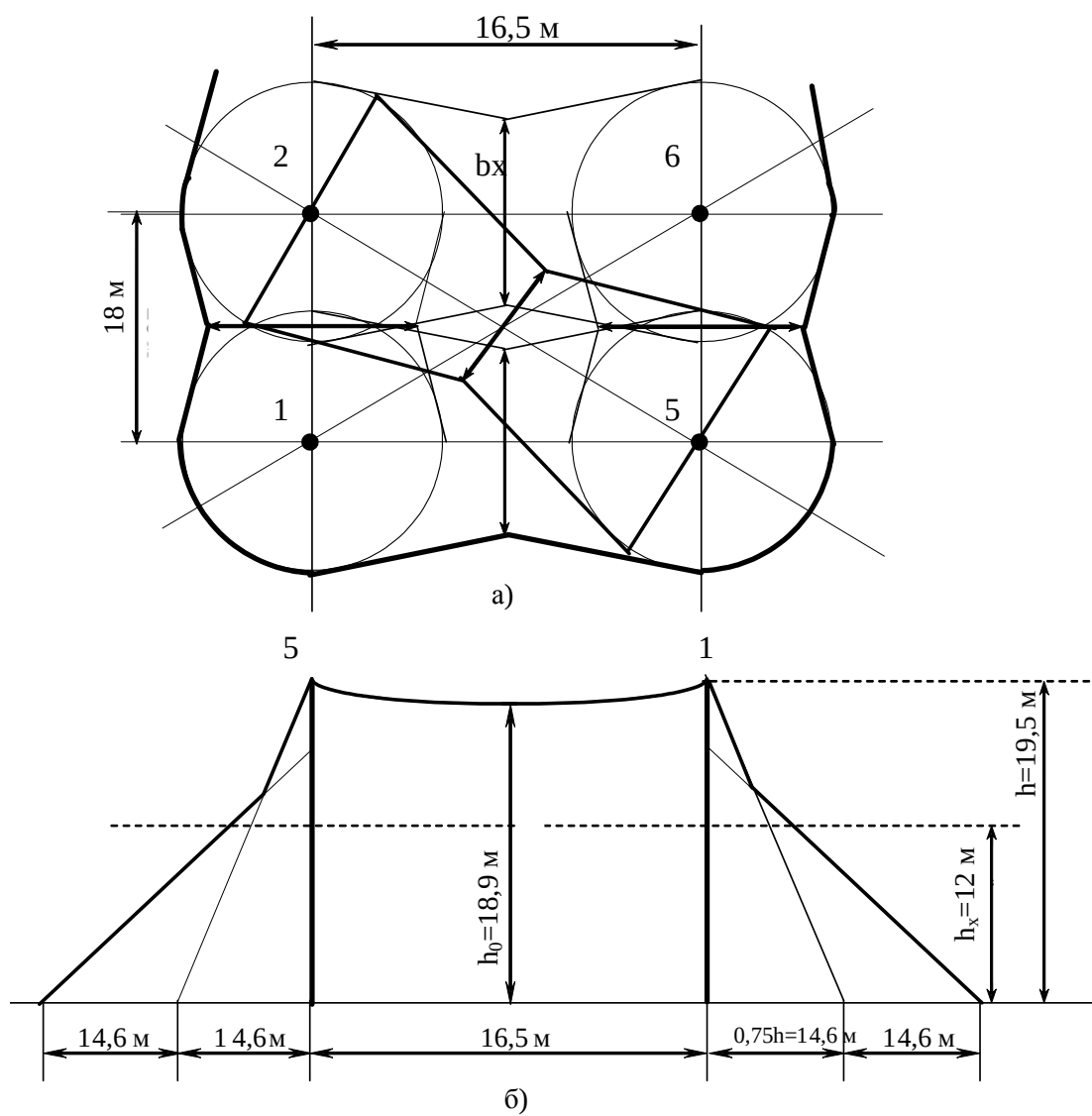


Рисунок 2.13 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

а) – вид зверху; б) – вид збоку

3 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

3.1 Механізми та двигуни власних потреб станцій

Процес виробництва електроенергії на сучасних електростанціях повністю автоматизований. Ефективна робота потужних котлоагрегатів і паротурбінних установок на теплових електростанціях можлива лише за участю численних допоміжних механізмів, таких як млини, дробарки, крани, транспортери, насоси, вентилятори тощо. Вони забезпечують підготовку та транспортування палива, подачу повітря в камери горіння, видалення продуктів згорання й попелу, подачу води в котли, підтримання вакууму в конденсаторах турбін, водопостачання станції, перекачку води для теплопостачання та вентиляцію приміщень [10, 13].

На атомних електростанціях допоміжні механізми виконують ще більш відповідальні завдання. Наприклад, головні циркуляційні насоси та газодувки забезпечують циркуляцію теплоносія через активну зону реактора, а системи технічного водопостачання, технологічного контролю, управління і захисту реактора є ключовими для безпеки та стабільної роботи станції. ГЕС мають значно простішу структуру виробничого процесу, тому кількість допоміжних механізмів тут менша. Проте навіть на ГЕС необхідні насоси для технічного водопостачання, масляні насоси для систем регулювання й змащування гідроагрегатів, а також компресори маслонапірних установок.

Отже, основними елементами електроустановок електростанцій є машинні агрегати, що складаються з робочих механізмів і приводів. У більшості випадків у ролі приводу використовуються електродвигуни трифазного змінного струму, які забезпечують близько 90% навантаження електростанцій.

Агрегати ВП розміщені по всій території станції, включно з приміщеннями, де спостерігаються несприятливі мікрокліматичні умови, такі як висока температура, підвищена вологість, запиленість і значні вібрації. До того

ж, у цих умовах часто здійснюються запуски і зупинки обладнання. Електродвигуни, які працюють у таких умовах, мають бути максимально надійними. Найкраще цим вимогам відповідають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором. Вони мають просту конструкцію, що забезпечує надійність роботи і легкість обслуговування. Їхній запуск виконується за допомогою подачі на вимикач повної напруги мережі. До переваг таких двигунів також належать низька вартість і велика різноманітність параметрів і модифікацій, які пропонуються вітчизняними виробниками.

Синхронні двигуни, навпаки, складніші у конструкції і значно дорожчі в діапазоні малих та середніх потужностей (до 6–8 МВт). Через це їхнє використання доцільне лише для приводів потужних машин. Такі двигуни часто застосовують для приводів великих шарових млинів із малою частотою обертання, оскільки потужні асинхронні двигуни з низькою частотою обертання є конструктивно нераціональними, а встановлення редукторів збільшує вартість і знижує надійність агрегатів. Крім того, синхронні двигуни використовують для потужних насосів, які працюють багато годин (наприклад, циркуляційні та мережеві насоси). Їхнє застосування сприяє підвищенню коефіцієнта потужності електроустановок, адже вони зазвичай працюють у режимі перезбудження. Такі двигуни менш чутливі до зниження напруги живлення, а швидке форсування збудження забезпечує їх стійкість навіть за значних перепадів напруги. Однак при втраті синхронізму потрібна ресинхронізація двигуна.

Електродвигуни постійного струму дорожчі, менш надійні та складніші в експлуатації. Також вони потребують джерело електроенергії постійного струму. Тому їх використовують лише в особливих випадках для приводу робочих машин малої потужності. Наприклад, для приводу живильників пилу, які потребують широкого і плавного регулювання продуктивності; для приводу резервних двошвидкісних турбін, які мають працювати навіть при зникненні (повному) напруги змінного струму на електростанції.

Для приводу живильних насосів котлів великої продуктивності, а та-

кож дуттьових вентиляторів, що працюють при надлишковому тиску, використовують парові турбіни.

3.2 Робочі машини системи власних потреб ЕС та їх характеристики

Робочі машини системи ВП досить різноманітні за своїми призначенням, конструкцією, потужністю. Для вибору типу привода робочих машин необхідно ознайомитись з їхніми механічними характеристиками і способами регулювання продуктивності.

Робочі машини з нелінійно зростаючою механічною характеристикою.

Лопатеві насоси та вентилятори є основними компонентами системи власних потреб електростанцій (ЕС). На теплових і атомних електростанціях вони виконують важливі функції в технологічних процесах, де використовуються такі насоси: живильні, конденсатні, циркуляційні та мережеві. Лопатеві вентилятори, у свою чергу, виконують роль димососів, дуттьових вентиляторів, вентиляторів первинного повітря тощо.

Окрім лопатевих насосів, застосовуються також об'ємні (насоси витіснення) і ротаційні насоси, які поступово стають популярними завдяки високій енергоефективності. Проте, через широке використання лопатевих машин у системах власних потреб, вони заслуговують на детальніший розгляд.

Лопатеві машини передають енергію від електродвигуна до газу або ж рідини за допомогою робочого колеса, що обладнане лопатками. Ці механізми поділяються машини відцентрового та осьового типів [13].

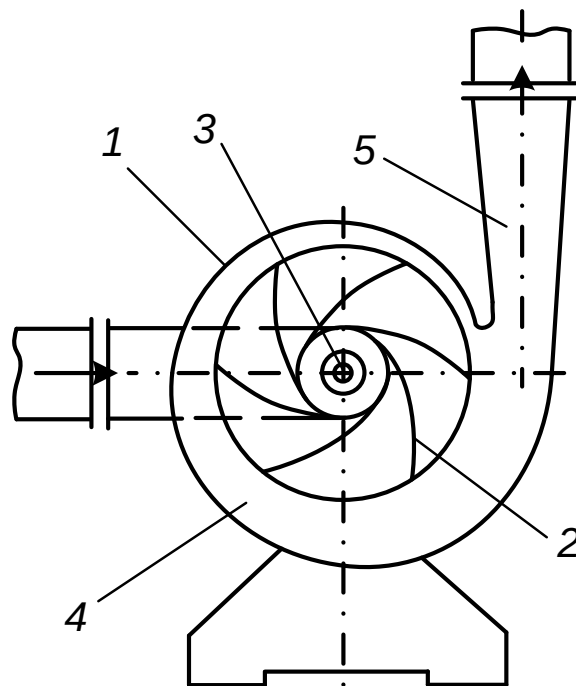
У відцентрових машинах (насосах чи вентиляторах) рідина або газ потрапляє до центральної частини робочого колеса, після чого під дією обертання переміщується до периферії. Енергія обертання передається лопатками, а потік збирається в кільцевому колекторі й спрямовується до напірного патрубку. У патрубку, що має розширювану форму, частина кінетичної енер-

гії потоку перетворюється на потенційну енергію тиску. Збільшення тиску на виході з насоса можна досягти шляхом підвищення частоти обертання або збільшення діаметра робочого колеса.

В осьових машинах потік рідини чи газу рухається здебільшого в осьовому напрямку. Робоче колесо має форму корабельного гвинта, а лопаті закріплені під певним кутом до площини обертання. Це створює різницю тисків з обох боків кожної лопатки, що забезпечує переміщення потоку.

На відміну від відцентрових машин, осьові мають низку переваг. Вони здатні забезпечувати високу продуктивність при помірних напорах, ефективніше працюють із запиленими газами та демонструють більший коефіцієнт корисної дії (ККД) у межах розрахункових параметрів.

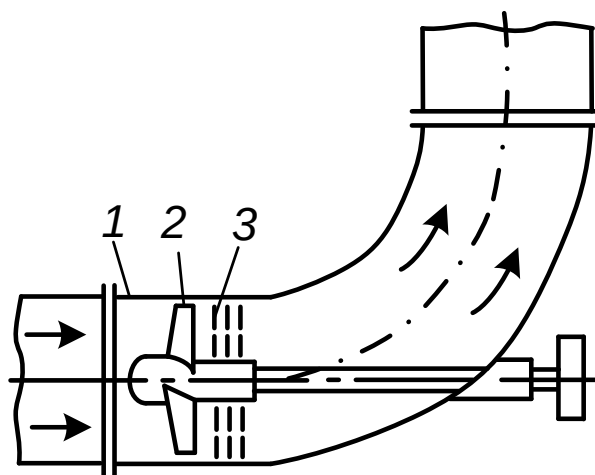
На рисунках 3.1, 3.2 ілюструються конструктивні особливості машин обох типів, відцентрованого та осьового типів відповідно.



1 – корпус; 2 – лопаті; 3 – вхідний отвір;

4 – спіральний відвід; 5 – напірний патрубок

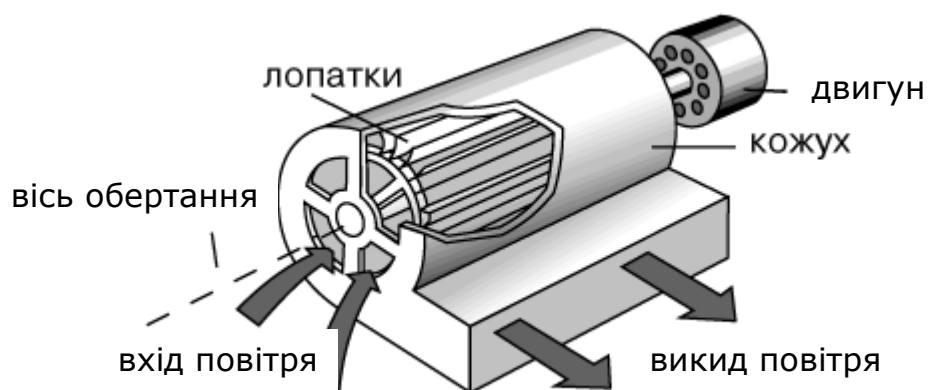
Рисунок 3.1 – Схема лопатевої машини відцентрового типу



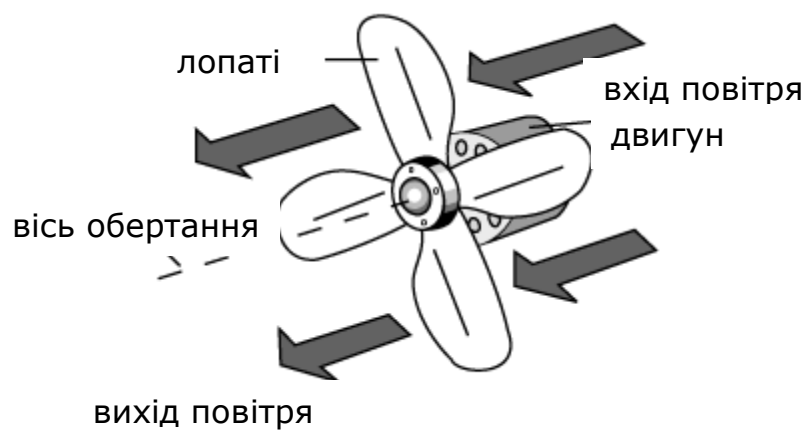
1 – корпус; 2 – лопаті;

3 – лопатевий відвід (направляючий апарат)

Рисунок 3.2 – Схема лопатевої машини осьового типу



а)



б)

Рисунок 3.3 – Відцентровий (а) і осьовий (б) вентилятори



а)



б)

Рисунок 3.4 – Зовнішній вигляд вентиляторів: а) – відцентровий; б – осьовий

3.3 Електричні схеми системи власних потреб електростанцій

Основними принципами побудови схеми живлення власних потреб КЕС і ТЕЦ є:

- надійність;
- економічність;
- технічна вдосконаленість;
- зручність експлуатації.

Надійність є основною вимогою, яку повинна задовольняти система ВП, особливо атомних і теплових електростанцій. Згідно з ПУЕ [12] споживачі системи ВП віднесені до 1-ї категорії і їх електроспоживання повинно бути забезпечено від двох незалежних джерел живлення. Перерва живлення допускається лише на час дії пристроїв автоматичного введення резерву (АВР). Особливо виділяється група електроприймачів, перерва живлення яких пов'язана з небезпекою для життя персоналу або з пошкодженням силового обладнання. Для електропостачання цієї групи особливо відповідаль-

них споживачів потрібно не менше трьох незалежних джерел живлення – робочого і двох резервних.

Система ВП повинна бути також економічною. Це означає, що потрібна надійність повинна забезпечуватись при мінімально можливих капіталовкладеннях і витраті електроенергії. Витрата електроенергії в системі ВП входить до складу основних техніко-економічних показників електростанції.

При проектуванні схем електроспоживання ВП електростанцій дотримуються загальних принципів [10, 13]:

1. Робоче живлення всіх видів електроприймачів (ЕП) ВП, включаючи і особливо відповідальні, здійснюють шляхом відбору потужності на генераторній напрузі головної електричної схеми за допомогою понижувальних трансформаторів (реакторів). Останні працюють окремо, чим досягається обмеження струмів КЗ в мережі ВП і зменшення впливу КЗ на мережі, під'єднані до інших секцій.

2. Для живлення ЕП ВП в більшості випадків використовують два рівня напруги: 6 кВ – для живлення потужних ЕД і 0,4 кВ – для живлення дрібних ЕД, електроосвітлювачів та іншого навантаження. При цьому використовується принцип послідовної двоступеневої трансформації. Лише для ВП малопотужних ГЕС і підстанцій виявляється можливим використовувати одну напругу.

3. Розподільні установки ВП виконують з однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання, з використанням комірок КРУ.

4. Резервне живлення відповідальних і невідповідальних ЕП ВП забезпечують також відбором потужності від головної електричної схеми при дотриманні умови, що місця приєднання кіл резервного живлення повинні бути незалежні від місць приєднання кіл робочого живлення. Для особливо відповідальних споживачів ВП передбачають додаткове незалежне джерело живлення.

3.4 Електричні схеми системи власних потреб ТЕЦ

Електрична схема власних потреб ТЕЦ повинна бути узгоджена з тепловою схемою станції. Для ТЕЦ, що мають поперечні зв'язки в технологічній частині, блочний принцип побудови схеми ВП не може бути застосований. Трансформатори (реактори) ВП під'єднують до різних секцій РУ генераторної напруги 6-10 кВ (ГРУ). Для живлення ЕП ВП ТЕЦ вибирають, як правило, напругу 6 і 0,4 кВ.

Для прикладу розглянемо електричну схему ТЕЦ з трьома генераторами 60 МВт і чотирма котлоагрегатами. Оскільки на шинах ГРУ, від яких живиться місцеве навантаження, підтримується стабільний рівень напруги, то на трансформаторах ВП пристрої РПН можна не передбачати. Секціонування збірних шин 6 кВ ВП виконують за кількістю котлів (на рис. 16 показані чотири секції для чотирьох котлів), так що ЕД механізмів ВП котла живляться всі від однієї секції або – для крупних котлів продуктивністю 420 т/а і більше – від двох півсекцій. Для ЕД механізмів турбіни застосовують принцип перехресного живлення від двох різних секцій. ЕП ВП загальностанційного призначення можуть житися разом з агрегатами, як це передбачає рис. 3.5, і окремо. В останньому випадку для живлення загальностанційних ВП виділяють дві окремі секції (це рішення потребує додаткового обґрунтування).

Робочі ТВП забезпечують живлення ВП в усіх експлуатаційних режимах ТЕЦ. Резервне живлення потрібно лише у випадку планового ремонту і пошкодження одного з робочих ТВП. Тому у більшості випадків достатньо передбачити один резервний трансформатор тієї ж потужності, що і робочий ТВП. І тільки при кількості робочих ТВП більше шести НТП рекомендують встановлення двох резервних трансформаторів.

Місце приєднання резервного трансформатора повинно бути незалежним від місць приєднання робочих ТВП. Він може бути приєднаний до однієї із секцій ГРУ, що вільна від робочого трансформатора. Якщо до всіх секцій ГРУ вже приєднані робочі ТВП, то резервний трансформатор можна

вимикати на відгалуження від трансформатора зв'язку з системою (див. пунктирне зображення на рис. 3.5) або через відгалуження вимикачів до двох секцій ГРУ. Спеціальне блокування виключає можливість одночасного вмикання обох вимикачів відгалуження, що призвело б до шунтування секційного реактора. Якщо ГРУ виконано з двома системами збірних шин, то резервний трансформатор (реактор) може бути приєднаний до резервної системи збірних шин, куди в такому випадку під'єднують один з трансформаторів зв'язку.

На ТЕЦ з агрегатами блочного типу систему ВП виконують аналогічно схемам ВП конденсаційних ЕС.

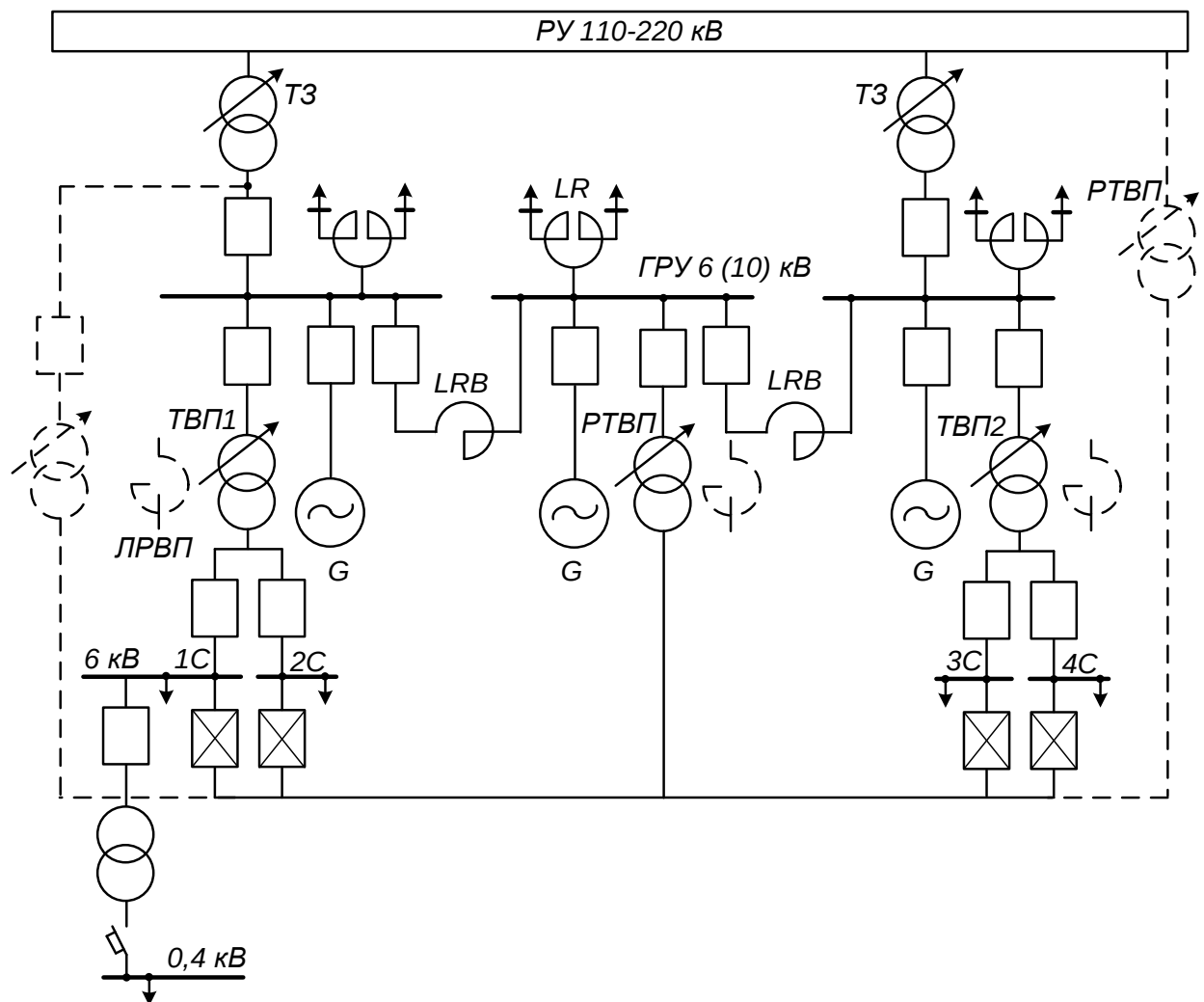


Рисунок 3.5 – Приклад схеми електропостачання ВП ТЕЦ з поперечними зв'язками в тепловій частині (*LRB* – секційний реактор)

3.5 Визначення потужності трансформаторів власних потреб ТЕС

Номінальну потужність робочих трансформаторів власних потреб вибирають згідно з їх розрахунковим навантаженням. З урахуванням підвищених вимог, що висуваються до систем ВП електростанцій, перевантаження робочих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається сумою потужностей всіх ЕП, які приєднані до даного трансформатора.

Розрахункова потужність трансформатора першого ступеню трансформації (Т1 на рис. 3.6) дорівнює [13]:

$$S_{ТВП} = 0,9 \cdot (\sum P_D + \sum S_{T0,4}), \quad (3.1)$$

де 0,9 – розрахунковий переводний коефіцієнт;

$\sum P_D$ – сума розрахункових потужностей на валу всіх встановлених механізмів з ЕД 6 кВ, включаючи резервні і нормально працюючі;

$\sum S_{T0,4}$ – сума всіх приєднань потужностей трансформаторів 6/0,4 кВ, включаючи резервні і нормально працюючі.

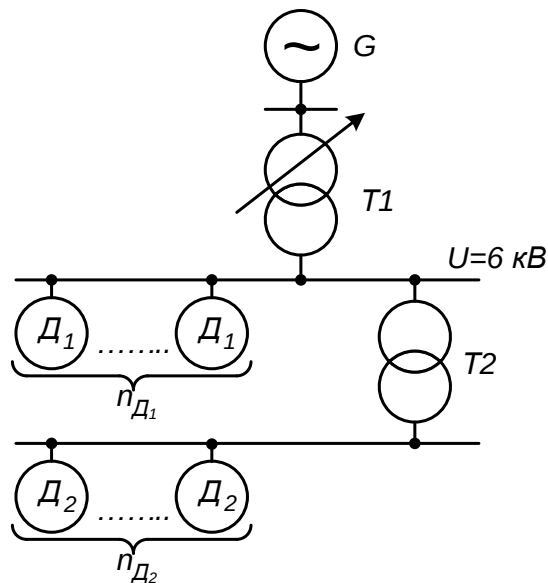


Рисунок 3.6 – До визначення розрахункової потужності ТВП

Розрахункове навантаження трансформаторів другого ступеню напруги (Т2) складається з потужностей багаточисельних, але дрібних ЕП. Розрахункову потужність цих трансформаторів обчислюють через розрахункові переводні коефіцієнти. Оскільки склад ЕП як за параметрами, так і за режимом роботи досить неоднорідний, то їх розбивають на чотири групи, беручи для кожної своє значення узагальненого перевідного коефіцієнта [13]:

$$\sum S_{T0,4} = 0,7P_1 + 0,35P_2 + 0,15P_3 + 0,85P_4, \quad (3.2)$$

де P_1 – сумарна потужність постійно працюючих ЕД Д2 з одиничною потужністю від 70 до 160 кВт включно;

P_2 – сумарна потужність періодично працюючих ЕД Д2 з одиничною потужністю не більше 100 кВт;

P_3 – сумарна потужність дрібних ЕД засувки, дистанційного керування тощо;

P_4 – сумарне навантаження освітлення і електрообігріву.

Якщо склад навантаження невідомий, то розрахункову потужність трансформаторів першого ступеню трансформації можна визначити за формулою (2.8).

$$S_{ТВП} = \frac{P'_{ВП\%}}{100} \cdot K_{п} \cdot P_{г.ном}.$$

Одинична потужність ТВП на напругу 6(10)/0,4 кВ береться не більшою 1000 (1600) кВА при $U_k = 8\%$; при меншій потужності $U_k = (4,5 \div 5,5)\%$, що визначається характеристиками комутаційної апаратури на напругу 0,4 кВ і термічною стійкістю кабельної мережі.

Потужність пускорезервного трансформатора, який повинен забезпечувати заміну робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійне зупинення другого блока, вибирається з співвідношення:

- для КЕС:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП}}; \quad (3.3)$$

- для ТЕЦ:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,5 \cdot S_{\text{ТВП}}. \quad (3.4)$$

При наявності генераторних вимикачів в блоці потужність пускорезервного трансформатора береться рівною потужності робочого ТВП:

$$S_{\text{ПРТВП}} = S_{\text{ТВП}}. \quad (3.5)$$

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням кабельних ліній ТЕЦ

На кожному робочому місці повинні бути забезпечені належні безпечні і здорові умови праці для співробітників. Це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та обслуговуванням кабельних ліній ТЕЦ. Забезпечення електробезпеки під час експлуатації електроустановок є однією з найважливіших задач електроенергетики.

Головним завданням розділу є визначення питання електробезпеки під час монтажу та експлуатації кабельних ліній електростанції. Виходячи з цього, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою магістерської кваліфікаційної роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем та експлуатацією кабельних ліній.
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час монтажу та експлуатації кабельних ліній.
3. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 110 кВ.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує кабельні лінії, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори [18-20]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

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

- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- рухомі частини виробничого устаткування;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- 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 небезпека: 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) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування кабельних мереж ТЕЦ

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Згідно [18] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту кабельних мереж 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.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
- працівник, який готує робоче місце*;
- працівник, який допускає до роботи (допускач)* (* - підготовлювати робоче місце і допускати до роботи може один і той самий працівник);
- керівник робіт;
- працівник, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (наглядач);
- член бригади.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V [21].

За нарядом виконуються роботи в електроустановках електростанцій, підстанцій і на КЛ напругою понад 1000 В:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них;
- без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою, коли потрібне встановлення тимчасових огорожень;
- із застосуванням в РУ механізмів і вантажопідіймальних машин.

За розпорядженням виконується решта робіт в електроустановках понад 1000 В тривалістю не більше однієї зміни, у тому числі:

- роботи в КРУ і КРУЗ, на візках з обладнанням, які викочені з комірок за умови, що дверцята або шторки комірок зачинені;
- роботи в приводах і агрегатних шафах, комутаційних апаратах, в пристроях вторинної комутації, релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку.

За нарядом виконуються роботи на кінцевих муфтах і заробленнях КЛ, розміщених в РУ і на КЛ, що проходять по території і в кабельних каналах РУ. Наряд видається працівником, який обслуговує КЛ.

Допуск до робіт на кінцевих муфтах і заробленнях здійснює працівник, який обслуговує РУ. Допуск до робіт на КЛ, що проходять по території і в кабельних каналах РУ здійснює працівник, який обслуговує КЛ.

На кінцевих заробленнях в РУ допускається робота працівників, які обслуговують дану КЛ на правах відряджених працівників за нарядами, що видаються працівником, який обслуговує РУ.

За розпорядженням можуть виконуватися:

- роботи без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою, тривалістю не більше однієї зміни;
- аварійно-відбудівельні роботи тривалістю до 1 години;

- роботи зі зняттям напруги з електроустановок напругою до 1000 В тривалістю не більше однієї зміни.

Вмикання електроустановок після повного закінчення робіт

Електроустановка може бути ввімкнена тільки після закінчення робіт [22]. Вмикати електроустановку можна тільки після одержання на це дозволу оперативного працівника або працівника, який має право віддавати розпорядження на оперативне обслуговування даної електроустановки.

Дозвіл на вмикання електроустановки в роботу може бути виданий тільки після одержання повідомлень від всіх допускатів і керівників робіт про повне закінчення робіт на даній електроустановці.

Оперативні або оперативно-ремонтні працівники, які працюють в зміні і допущені до оперативного керування і оперативних перемикачів, одержавши дозвіл на вмикання електроустановки після повного закінчення робіт, повинні перед вмиканням упевнитися у відновленні постійних огорожень.

Право на ввімкнення електроустановки після повного закінчення робіт може бути надано допускатеві зі складу оперативно-ремонтних працівників. Надання права на таке ввімкнення має бути записано в рядку наряду "Окремі вказівки". Право на таке ввімкнення може бути надане тільки в тому випадку, коли до робіт на даній електроустановці, ПЛ, КЛ чи її ділянці не допущені інші бригади.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Під час роботи в електроустановках з кабельними лініями згідно [22], слід виконати такі технічні заходи:

Земляні роботи на кабельних лініях електропередачі

Всі земляні роботи, які виконуються під час розробки ґрунтів в траншеях, котлованах і приямках, провадяться відповідно до вимог СНиП-III-4-80* (розділ 9) і Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів [18].

Перед риттям траншей чи котлованів для кабелів необхідно заздалегідь

отримати письмовий дозвіл на виконання робіт від підприємства, організації, цеху, на території яких передбачається провадити земляні роботи, і вказівки про точне місце перебування наявних споруд: газових, водопровідних, зв'язку та інших комунікацій.

Не допускається проведення розкопувань землерийними машинами на відстані меншій ніж 1 м і використання клина - молота та аналогічних ударних механізмів на відстані меншій ніж 5 м від кабелів.

Під час виконання земляних робіт над кабелями застосування відбійних молотів для розпушування ґрунту і землерийних машин для його виймання, а також ломів і кирок допускається тільки на глибину, на якій до кабелів залишається шар ґрунту, не менший 0,3 м.

Подальше виймання ґрунту має проводитись лопатами.

Перед початком роботи під наглядом представника організації, що експлуатує кабелі, керівником робіт, що виконує земляні роботи, має бути проведене контрольне розкриття ґрунту для уточнення розташування і глибини прокладання кабелів і встановлена тимчасова огорожа для визначення межі роботи землерийних механізмів.

В ґрунтах природної вологості за відсутності ґрунтових вод і розташованих поблизу підземних споруд копання котлованів і траншей з вертикальними стінками без укріплення дозволяється на глибину не більшу ніж:

- 1 м - в насипних, піщаних і гравійних ґрунтах;
- 1,25 м - в супісках;
- 1,5 м - в суглинках і глинах;
- 2 м - в особливо щільних і нескельних ґрунтах.

В щільних зв'язних ґрунтах траншеї з вертикальними стінками копати роторними і траншейними екскаваторами без встановлення укріплення допускається на глибину не більшу ніж 3 м.

В цих випадках спускання людей в траншеї забороняється. В місцях траншеї, де необхідне перебування людей, мають бути влаштовані укріплення або виконані укоси.

Взимку розробка ґрунту (крім сухого) на глибину промерзання допускається без укріплення.

Під час копання ям, траншей та котлованів будівельні матеріали і земля, що викидається з траншей та котлованів, по можливості розміщуються в межах огороженого місця або осторонь від нього, але так, щоб не заважати рухові транспорту і пішоходів.

Місце проведення робіт в разі копання котлованів, траншей або ям огорожується зі встановленням попереджувальних написів і знаків, а у нічний час на огороженні встановлюється сигнальне освітлення.

Для пішоходів і проїзду транспорту через траншеї перекидаються містки відповідної вантажопідйомності.

Підвішування кабелів і муфт

Розкриті муфти слід закріплювати на міцній дошці, підвішеній за допомогою дроту або троса до перекинутих через траншею брусів, і закриватися коробами. Одна зі стінок короба повинна зніматися і закріплюватися без цвяхів.

Забороняється використовувати для підвішування кабелів сусідні кабелі, трубопроводи тощо.

Кабелі необхідно підвішувати, не допускаючи їх зміщення.

На коробки, що закривають відкопані кабелі, слід вивішувати плакат "Стій! Напруга".

Розкриття муфт, розрізання кабелю

Перед розкриттям муфт або розрізанням кабелю необхідно впевнитися в тому, що ці операції будуть провадитися на тому кабелі, на якому потрібно, що цей кабель відключено і вжито технічних заходів, необхідних для допуску до робіт на ньому [21].

Кабель, що підлягає ремонту, слід визначати:

- в разі прокладання кабелю у тунелі, колекторі, каналі, по стінах будівлі - простеженням, звіркою розкладки з кресленнями та схемами, перевіркою за бирками;

- в разі прокладання кабелю у землі - звіркою його розташування з кресленнями прокладання.

З цією метою слід заздалегідь викопати контрольну траншею упоперек пучка кабелів, яка б дозволяла бачити всі кабелі.

В тих випадках, коли немає впевненості у правильності визначення кабелю, що підлягає ремонту, застосовується кабелепошуковий апарат.

На КЛ перед розрізанням кабеля або розкриттям з'єднувальної муфти необхідно перевірити відсутність напруги за допомогою спеціального пристосування, яке складається з ізолювальної штанги і сталльної голки або різального наконечника. Пристосування має забезпечити прокол або розрізування броні і оболонки до жил із замиканням їх між собою і на землю. Кабель у місці проколу заздалегідь прикривається екраном. В тунелях, колекторах і колодязях таке пристосування допускається застосовувати тільки за наявності дистанційного керування.

Прокладання, перекладання кабелів і перенесення муфт

Під час перекочування барабану з кабелем необхідно вжити заходів проти захоплення його частинами одягу працівників, що виступають. Перед початком перекочування закріплюють кінці кабелю і видаляють цвяхи, які стирчать з барабана. Барабан з кабелем допускається перекочувати тільки по горизонтальній поверхні по твердому ґрунту або міцному настилу.

Забороняється розміщувати кабелі, порожні барабани, механізми, пристосування та інструмент ближче ніж за 1 м від краю траншей.

Розкочувати кабель з барабанів дозволяється за наявності гальмівного пристосування.

Під час ручного прокладання кабелю кількість працівників має бути такою, щоб на кожного припадала ділянка кабелю масою, що не перевищує встановлену норму. Працювати слід у брезентових рукавицях.

Під час прокладання кабелю забороняється стояти всередині кутів повороту, а також підтримувати кабель вручну на поворотах траси. З цією метою встановлюються кутові ролики.

Для прогрівання кабелів електричним струмом не допускається застосування напруги понад 380 В.

Перекладати кабелі і переносити муфти можна тільки після відключення кабеля та його заземлення.

Перекладання кабелів, що перебувають під напругою, допускається за необхідності із виконанням таких вимог:

- кабель, що перекладається, повинен мати температуру не нижчу за 5 град. С;
- муфти на ділянці кабелю, що перекладається, мають бути жорстко закріплені хомутами на дошках;
- працювати слід в діелектричних рукавичках; зверху рукавичок для їх захисту від механічних пошкоджень одягаються брезентові рукавиці;
- роботу повинні виконувати працівники, які мають досвід прокладання кабелів, під керівництвом особи зі складу технічної адміністрації з групою V, під час перекладання кабелів напругою до 1000 В - з групою IV [21].

Роботи з паяльною лампою

Під час робіт з паяльною лампою слід керуватися такими вказівками:

- наливати в резервуар паяльної лампи гас або бензин не більше ніж на 3/4 його місткості;
- закручувати наливну пробку не менше ніж на чотири оберти;
- не наливати і не виливати пальне, не розбирати лампу, не відкручувати головку тощо поблизу вогню;
- не розпалювати паяльну лампу подачею бензину або гасу на пальник;
- не накачувати занадто паяльну лампу для запобігання її вибухам;
- не знімати пальник до спускання тиску;
- спускати тиск повітря з резервуару лампи через наливну пробку тільки після того, як лампа погашена і її пальник повністю охолонув;
- у разі виявлення несправностей (підтікання резервуара, витікання гасу через різьбу пальника тощо) негайно здати лампу в ремонт;
- заповнювати лампу тільки тією пальною рідиною, для роботи на якій вона призначена.

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

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

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання (для мереж з глухо заземленою нейтраллю) [11].

Опір ЗП залежить від опору природного $R_{\text{п}}$ та штучного $R_{\text{ш}}$ заземлювачів і визначається за формулою [11]:

$$R_3 = \frac{R_{\text{п}} \cdot R_{\text{ш}}}{R_{\text{п}} - R_{\text{ш}}}; \quad (4.1)$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{г}} + L_{\text{в}}}, \quad (4.2)$$

де $\rho_{\text{екв}}$ – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м;

A – функція відношення $\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}$;

$L_{\text{г}}$, $L_{\text{в}}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

S – площа ЗП, м²;

h – товщина верхнього шару ґрунту, м;

t – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

$l_{\text{в}}$ – довжина вертикальних заземлювачів, м.

$$\left. \begin{aligned} A &= 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \\ A &= 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5. \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

За допомогою таблиці 7.6 [11] визначається $\rho_{\text{екв}}$, для чого потрібно знати параметри $\rho_1, \rho_2, (h - t)/l_b, \rho_1/\rho_2$, та a/l_b .

де ρ_1, ρ_2 – питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту, Ом·м;

a – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = P/n_b, \quad (4.4)$$

де P – периметр контуру заземлення, м;

n_b – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Вихідні дані: $\rho_1 = 600$ Ом·м; $\rho_2 = 60$ Ом·м; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III

$$S = (60 \times 30) = 1800 \text{ м}^2;$$

$$t = 0,5 \text{ м}; h = 2 \text{ м};$$

$$l_b = 2,25 \text{ м}; n_b = 20 \text{ шт.}$$

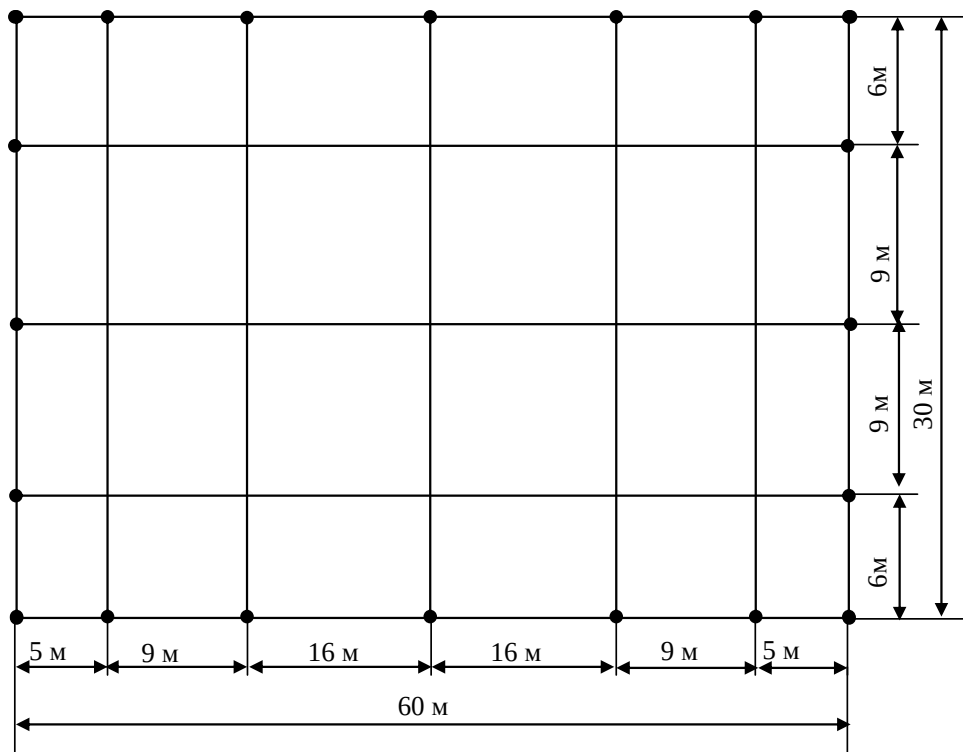


Рисунок 4.1 – Схема заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Визначимо величини:

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

$$a = 2 \cdot (60 + 30) / 20 = 9 \text{ (м)};$$

$$a / l_B = 9 / 2,25 = 4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{1800} = 42,4 \text{ (м)};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{2,25 + 0,5}{42,4} = 0,065 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,065 = 0,389;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,5}{2,25} = 0,67.$$

З таблиці 7.6 [10] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 3,22$.

Звідки $\rho_{\text{екв}} = 1,18 \cdot 250 = 295 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$;

$$L_T + L_B = (60 \cdot 5 + 30 \cdot 7) + 2,25 \cdot 20 = 555 \text{ (м)}.$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,389 \cdot 193,2 / 42,4 + 193,2 / 555 = 2,12 > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території є природні заземлювачі. Приєднуємо до штучного заземлювача:

а) системи «трос-опора» $R_{\text{п1}} = 1,9 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,0 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{2,123 \cdot 1,9 \cdot 1}{2,12 \cdot 1,9 + 2,12 \cdot 1 + 1,9 \cdot 1} = 0,495 \text{ (Ом)} < R_{\text{доп}} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Отже, обраний заземлювальний пристрій у поєднанні з природніми заземлювачами відповідає вимогам.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої 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 проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕЦ починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [23-25].

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

№	Розділи звітного 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	14350000	2,0	574000	48	13776000	28700000
2	Об’єкти основного виробничого призначення	2000	70	574000000	29,5	241900000	0,5	4100000	820000000
3	Об’єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	2,0	80	13120000	20	3280000	-	-	16400000
4	Об’єкти енергетичного господарства	2,2	85	15334000	15	2706000	-	-	18040000

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	38950000	5,0	2050000	-	-	41000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	5,8	90	42804000	10	4756000	-	-	47560000
7	Упорядкування території	1,0	100	8200000	-	-	-	-	8200000
8	Тимчасові будівлі та споруди	9,0	80	59040000	10	7380000	10	8640000	73800000
9	Інші роботи та затрати	8,0	-	-	-	-	100	76800000	65600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,4	-	-	-	-	100	3840000	3280000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,2	-	-	-	-	100	1440000	1230000
12	Проектні і дослідні роботи	8,0	-	-	-	-	100	76800000	65600000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	0,0	-	-	-	-	100	0,0	0
	Всього по розділах 1-13			765798000		262646000		188448000	1189410000
	-5% від К _{БМР}			727508100					1129939500

Визначимо питомі вкладення на один кВт встановленої потужності:

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

$$K_{\text{пит}} = \frac{1129939500}{410000} = 2755,95 \text{ (грн/кВт)}.$$

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 склада-

ється за чотирма 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 [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:

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

$$\Phi_2 = \Pi_{\text{тр}\Sigma} = 675000; \quad (5.3)$$

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

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	436108800	7%	30527616,0
Φ_2	41000000	28%	11480000,0
Φ_3	712301200	20%	142460240,0
Разом	1189410000		184467856,0

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

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 436108800 \cdot 0,07 + 41000000 \cdot 0,28 + 712301200 \cdot 0,20 = 184467856 \text{ (грн)}.$$

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 $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу ЕС на одиницю встановленої потужності [25];
 $k_{шт}$ для ТЕЦ дорівнює 1,14.

$$P = 1,14 \cdot 410 = 467 \text{ чоловік.}$$

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 % –	380 чол.
ІТР	15 % –	70 чол.
Службовці	3,0 % –	14 чол.
МОП	0,7 % –	3 чол.

Робочий фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зП} = \sum 12 \cdot 3_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

$$I_{зП} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ ІТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot K_k \cdot K_v, \quad (5.8)$$

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);

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

$$S_{\text{зп.роб}} = N_{\text{роб}} \cdot S_{\text{ср.роб}} \cdot 12 = 380 \cdot 10000 \cdot 12 = 45600000 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.ітр}} = N_{\text{ітр}} \cdot S_{\text{ср.ітр}} \cdot 12 = 70 \cdot 15200 \cdot 12 = 12768000 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.сл}} = N_{\text{сл}} \cdot S_{\text{ср.сл}} \cdot 12 = 14 \cdot 12400 \cdot 12 = 2083200 \text{ (грн)};$$

$$S_{\text{зп.моп}} = N_{\text{моп}} \cdot P_{\text{ср.моп}} \cdot 12 = 3 \cdot 8000 \cdot 12 = 288000 \text{ (грн)}.$$

$$I_{\text{зп}} = (1,57 \cdot (45600000 + 288000) + 1,8 \cdot (12768000 + 2083200)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 95072208 \text{ (грн)}.$$

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована зарплата за рік, грн.
Робітники	380	45600000
ІТР	70	12768000
Службовці	14	2083200
МОП	3	288000
Разом за рік	467	60739200

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 загальностанційні і цехові витрати діляться на теплову та електричну складові у відповідності з коефіцієнтом κ_e , який визначається із відношення [25]:

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

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.

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

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
ПТ-80/100-130, вугілля	$B^* = 2,36 \tau_{\text{p}} + 0,0192 Q_{\text{відб}} + 0,201 W$
Т-175/210-130, вугілля	$B^* = 10,5 \tau_{\text{p}} + 0,0102 Q_{\text{відб}} + 0,305 W$

$$W_{165} = 3169665,88 \text{ (МВт/год)};$$

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

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

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

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

$$Q_{\text{p}}^{\text{H}}=32500 \text{ (кДж/кг)};$$

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

$$\tau_{\text{p}}=\tau_{\text{k}}-\tau_{\text{простою}}, \quad (5.11)$$

$$\tau_{\text{p100}} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (33 + 7) - 1 \cdot 24 \cdot 14 = 16224 \text{ (год)};$$

$$\tau_{\text{p210}} = 1 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (37 + 8) - (1 - 1) \cdot 24 \cdot 16 = 8852,6 \text{ (год)}.$$

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

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

$$Q_{\text{від } 100} = 16224 \cdot (470 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 + 470 \cdot 2256 + 470 \cdot 4,182 \cdot (565 - 100)) = 34422648998,4 \text{ (ГДж)};$$

$$B_{165} = 2,36 \cdot 16224 + 0,0192 \cdot 34422648998,4 + 0,201 \cdot 1557213,95 = 661265175,97 \text{ (т.у.п/рік)};$$

$$Q_{\text{від } 210} = 8852,6 \cdot (760 \cdot (100 - 25) \cdot 4,182 + 760 \cdot 2256 + 760 \cdot 4,182 \cdot (565 - 100)) = 30372104731,39 \text{ (ГДж)};$$

$$B_{210} = 10,5 \cdot 24432 + 0,0102 \cdot 30372104731,39 + 0,305 \cdot 1635074,65 = 310387118,75 \text{ (т.у.п/рік)},$$

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:

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

$$B_T = \frac{64794753729,79}{32500 \cdot 0,65} = 3067207,28 \text{ (т/рік)};$$

$$B_{\text{ТЕЦ}} = \frac{29330}{32500 \cdot 0,6 \cdot 0,85} (971652294,72) \cdot 1,015 = 1745160798,265 \text{ (т/рік)}.$$

Річні витрати палива на виробництво електричної енергії:

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

$$B_e = 1745160798,265 - 3067207,28 = 1742093590,99 \text{ (т/рік)}.$$

Коефіцієнт розподілу витрат виробництва між тепловою та електричною енергією дорівнює :

$$K_e = B_e / B_{\text{ТЕЦ}}.$$

$$K_e = 1742093590,99 / 1745160798,265 = 0,998.$$

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:

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

$$S_{\Pi} = 1742093590,99 \cdot 2800 = 48778620547,67 \text{ грн.}$$

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 410 МВт $I_{\text{н}} \approx 32\%$

Розраховуємо інші витрати:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(184143644,53 + 94905112,85) \cdot 32}{100} = 89295602,68 \text{ (грн).}$$

5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. Собівартість є відношенням сумарних виробни-

чих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

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

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати:

$$\begin{aligned} И &= (184143644,53 + 94905113,85 + 89295602,68) \cdot 0,998 + \\ &+ 48778620547,67 = 49146964908,72 \text{ (грн)}. \end{aligned}$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{49146964908,72 \cdot 10^2}{3192288,6 \cdot 10^3} = 1659,41 \text{ (коп/кВт} \cdot \text{год)}.$$

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.

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

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

$$K_{\text{обс}} = \frac{410}{467} = 0,88 \text{ (МВт/чол.)}$$

Таблиця 5.5 – Результати визначення собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	184143644,53	0,37%	6,22
Заробітна плата	94905113,85	0,19%	3,20
Паливо	48778620547,67	99,25%	1646,98
Інші витрати	89295602,68	0,18%	3,02
Разом	49146964908,72	100%	1659,41

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники станції

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	410
Річний виробіток електроенергії	кВт год	3192288,6
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,06
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,88
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн	1189410
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	2755,95
Собівартість відпущеної енергії кВт·год	коп/кВт год	1659,41

Даний розділ є заключний. В ньому було проведено аналіз можливих затрат на спорудження, експлуатацію та обслуговування об'єкту ТЕЦ потужністю 410 МВт. Виконавши економічні розрахунки можемо зробити висновок, що спорудження спроектованої електростанції є економічно доцільним. Ціна на електроенергію становить 16,594 грн за 1кВт·год, що являється допустимим для даного типу станцій.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальне завдання підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України, а також підвищення рівня знань з проектування електричної частини теплових електроцентралей під час проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 410 МВт та аналізу системи власних потреб електричних станцій.

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

1. Проаналізовано та вивчено методи, що використовують під час проектування теплоелектроцентралей.

2. Розроблено електричну частину ТЕЦ потужністю 410 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень електростанції, обрано основне обладнання, спроектовано структурну схему станції. Видача електроенергії в систему відбувається двома повітряними лініями 110 кВ, в район – кабельними лініями електропередачі. Обрано схему електричних з'єднань ВРУ-110 кВ. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

3. Проведено аналіз системи власних потреб на електростанціях, а також розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб проєктованої ТЕЦ потужністю 410 МВт.

4. Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання на ТЕЦ. Проведено розрахунок захисту ВРУ-110 кВ, що дозволило обрати параметри заземлювального пристрою розподільної установки, спроектувати план розташування блискавковідводів, а також обрати засоби обмеження перенапруг на ВРУ-110 кВ.

5. Розраховано техніко-економічні показники ТЕЦ, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на ТЕЦ становить 16,59 грн/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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
2. Вольчин І. А., Гапонович Л. С. Викиди діоксину вуглецю на українських вугільних теплових електростанціях / Наукові праці НУХТ 2018. Том 24, № 6. С. 132-142.
3. 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.
4. 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>
5. 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>
6. Маляренко О. Є., Горський В. В. Удосконалений підхід до оцінки ефективності енергозберігаючих заходів та технологій на теплоелектроцентрялях / The Problems of General Energy, 2019. С. 24-31.
7. 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.
8. Конеченков А. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. URL: <http://surl.li/juthg>
9. Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання

URL: <https://ips.ligazakon.net/document/view/NT3040?an=128>

10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

11. 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.

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

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

14. 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.

15. 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.

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

17. ДСТУ EN 62305:2012 «Блискавкозахист» (європейський стандарт ІЕС 62305:2010). [Чинний від 2012-08-01]. Вид. офіц. Київ. 2011. URL: <https://tdsb.com.ua/ru/dstu-en-62305/>.

18. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

19. 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 елект-

ромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

20. ГОСТ12.0.003-74

21. НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок

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

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

24. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Ринок енергії» для студентів за напрямом підготовки 6.05.07.01 «Електротехніка та електротехнології» всіх форм навчання / Н. І. Кулик. Рівне: НУВГП, 2017. 33 с.

25. 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.

26. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. Суми: Університетська книга, 2015. 378 с.

27. 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.

28. 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 410 МВт (2хПТ-80/100+1хТ-175/210-130) з аналізом власних потреб електростанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Тептя В. 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)

Коваль О. О.
(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 комплексної магістерської кваліфікаційної роботи
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 410 МВт (2хПТ-80/100+1хТ-175/210-130) З АНАЛІЗОМ
ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ
08-21.МКР.009.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

(підпис) Тептя В. В.

Магістр групи 1ЕС-23м

(підпис) Коваль О. О.

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. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕЦ України, а також будівництві нових, 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 410 МВт, аналіз власних потреб електростанцій;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. 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.
3. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплоелектроцентралі у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування теплоелектроцентралі потужністю 410 МВт з двома турбінами ПТ-80/100 та турбіною Т-175/210-130. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 30 км, потужність віддається по ЛЕП 110 кВ; в місцевий район – по ЛЕП 10 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕЦ, українського та зарубіжного 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	Власні потреби електричних станцій	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 410 МВт, а також аналіз системи власних потреб, 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.

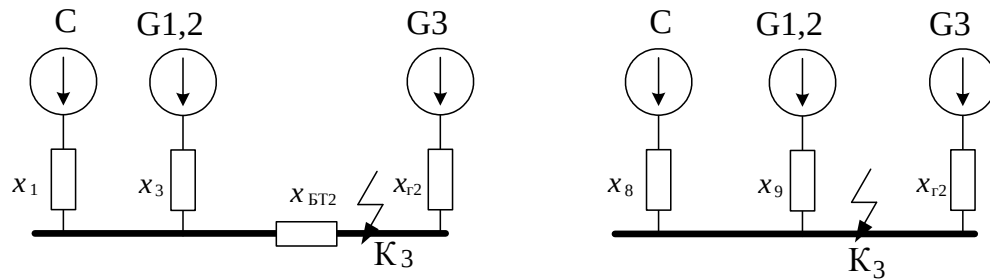
11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

(довідковий)

Спрощення схем під час розрахунку струмів КЗ

Розрахунок точки K_3 Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ K_3 Розподіляємо $x_{БТ2}$ між x_1 та x_3 .

$$x_{\Delta} = x_{БТ2} \cdot (x_1 + x_3);$$

$$x_8 = x_1 + x_{\Delta} / x_3;$$

$$x_9 = x_3 + x_{\Delta} / x_1.$$

$$x_{\Delta} = 0,42 \cdot (0,51 + 1,2) = 0,72;$$

$$x_8 = 0,51 + 0,72 / 1,2 = 1,11;$$

$$x_9 = 1,2 + 0,72 / 0,51 = 2,61.$$

$$I_{по C} = \frac{1}{1,11} \cdot 36,7 = 33,06 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G1,2} = \frac{1,13}{2,61} \cdot 36,7 = 15,89 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G3} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 36,7 = 51,2 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K_4

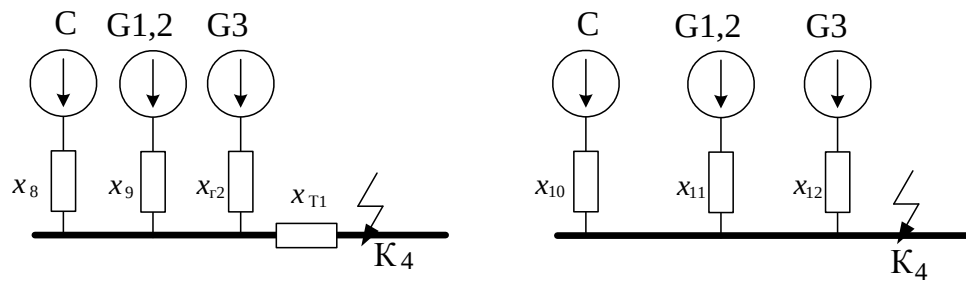


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки КЗ К₄

Розподіляємо x_{T1} між x_8 , x_9 та $x_{Г2}$ [10]:

$$x_{\Delta} = x_{T1} \cdot (x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{Г2} + x_9 \cdot x_{Г2});$$

$$x_{10} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_{Г2}};$$

$$x_{11} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_{Г2}};$$

$$x_{12} = x_{Г2} + \frac{x_{\Delta}}{x_8 \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 5,95 \cdot (1,11 \cdot 2,61 + 1,11 \cdot 0,81 + 2,61 \cdot 0,81) = 35;$$

$$x_{10} = 1,11 + \frac{35}{2,61 \cdot 0,81} = 17,7;$$

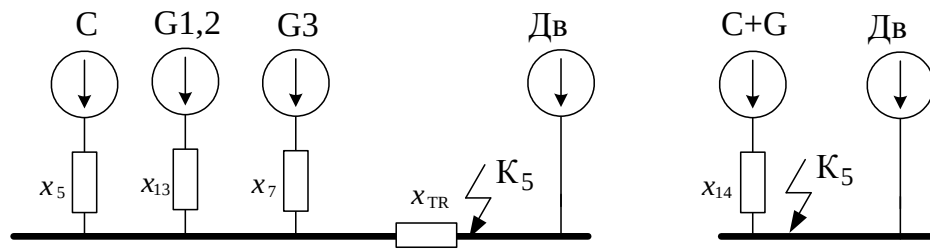
$$x_{11} = 2,61 + \frac{35}{1,11 \cdot 0,81} = 41,5;$$

$$x_{12} = 0,81 + \frac{35}{2,61 \cdot 1,11} = 12,88.$$

$$I_{по C} = \frac{1}{17,7} \cdot 55,05 = 3,11 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G1,2} = \frac{1,13}{41,5} \cdot 55,05 = 1,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G3} = \frac{1,13}{12,88} \cdot 55,05 = 4,83 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K_5 Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки $K_3 K_5$

$$x_{13} = \frac{x_{Г1} \cdot x_5}{x_{Г1} + x_5};$$

$$x_{13} = \frac{1,56 \cdot 2,58}{1,56 + 2,58} = 0,97;$$

$$x_{14} = \frac{1}{\frac{1}{x_5} + \frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_7}} + x_{TR};$$

$$x_{14} = \frac{1}{\frac{1}{2,58} + \frac{1}{0,97} + \frac{1}{8,8}} + 7,88 = 9,54;$$

$$I_{по C+Г} = \frac{1}{9,54} \cdot 91,75 = 9,62 (\text{кА}).$$

Згідно [10, 11] при живленні від ПРТВП:

$$I_{по Д} = 4,0 \frac{\sum P_{ном}}{U_{ном}} = 4,0 \frac{1,25 \cdot S_{ном TR}}{U_{ном}};$$

$$I_{по Д} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 19,2}{6 \cdot 2} = 8 (\text{кА}).$$

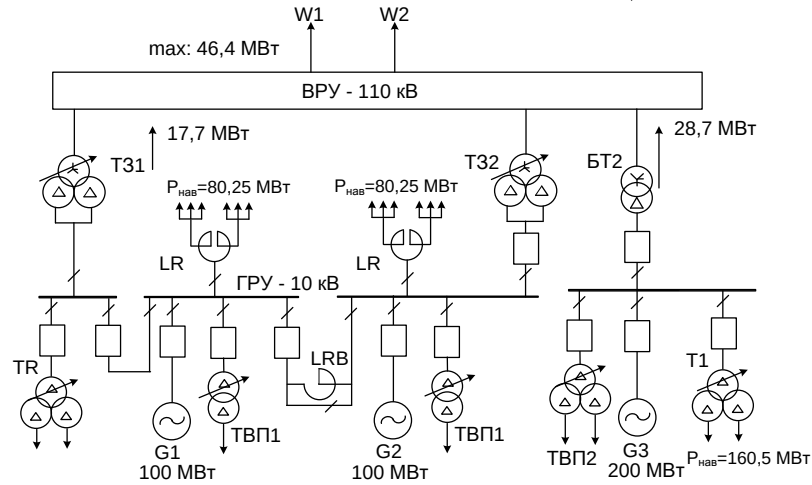
ДОДАТОК Г
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

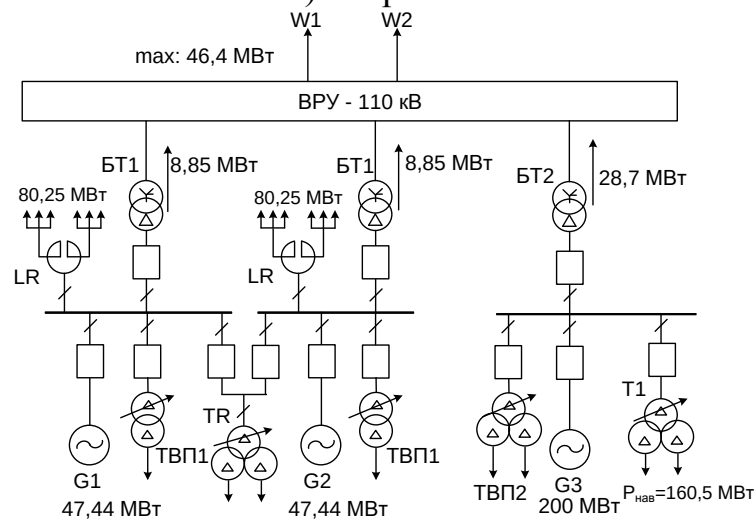
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ
ПОТУЖНІСТЮ 410 МВт (2хПТ-80/100+1хТ-175/210-130) З АНАЛІЗОМ
ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

ВАРІАНТИ СХЕМ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 410 МВт

СТРУКТУРНІ СХЕМИ ТЕЦ

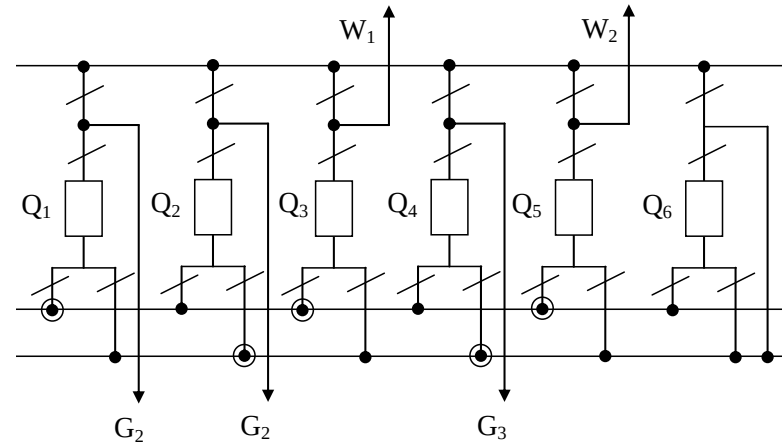


а) I варіант

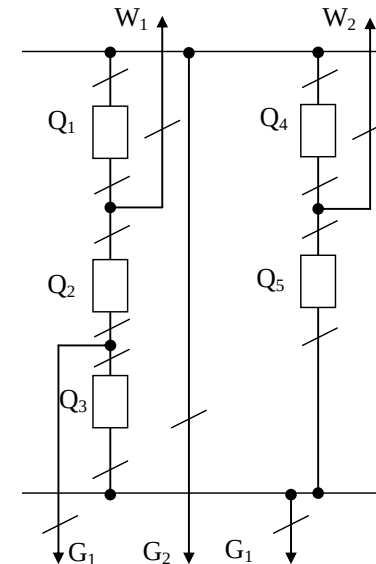


б) II варіант

СХЕМИ ВРУ-110 кВ

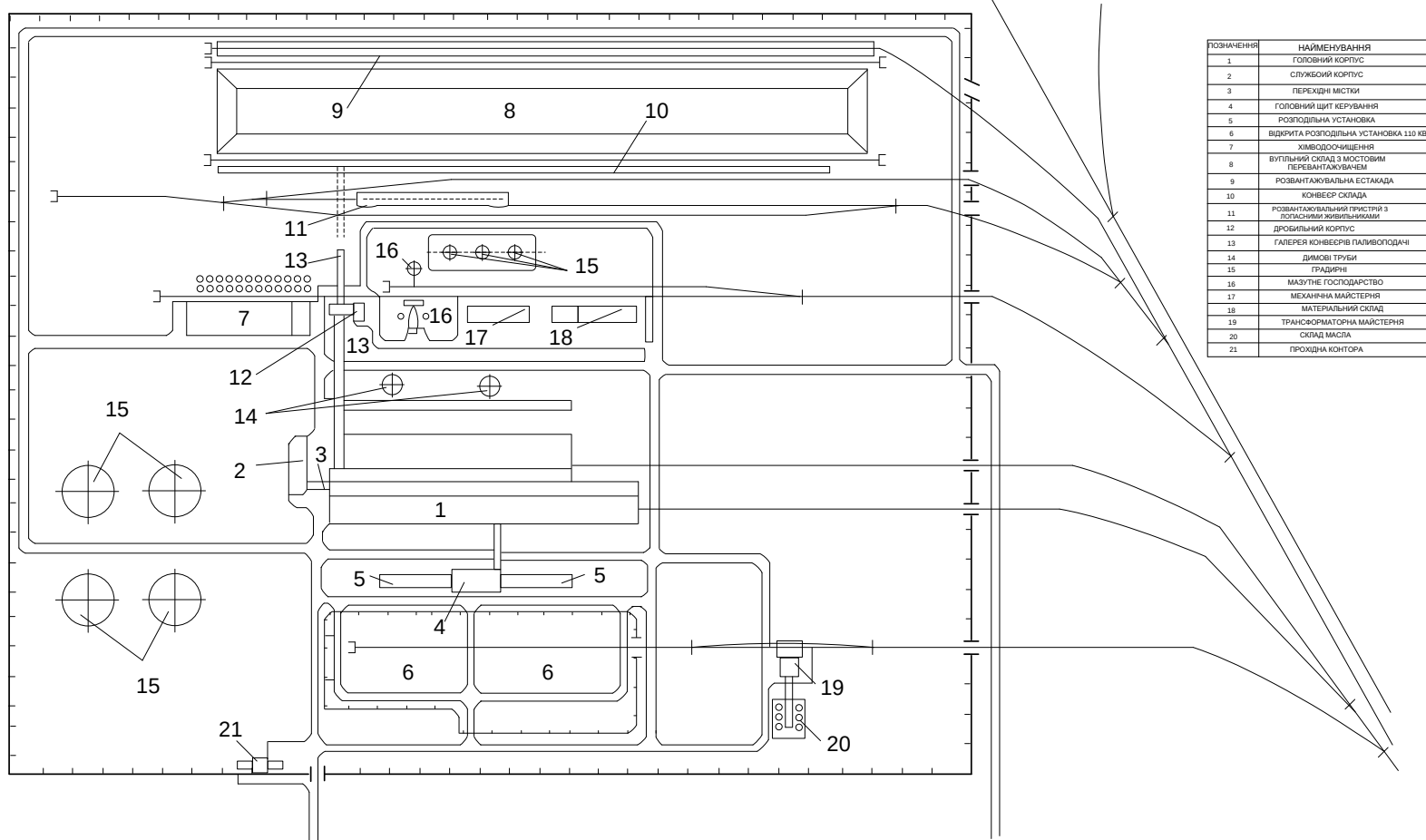


а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”

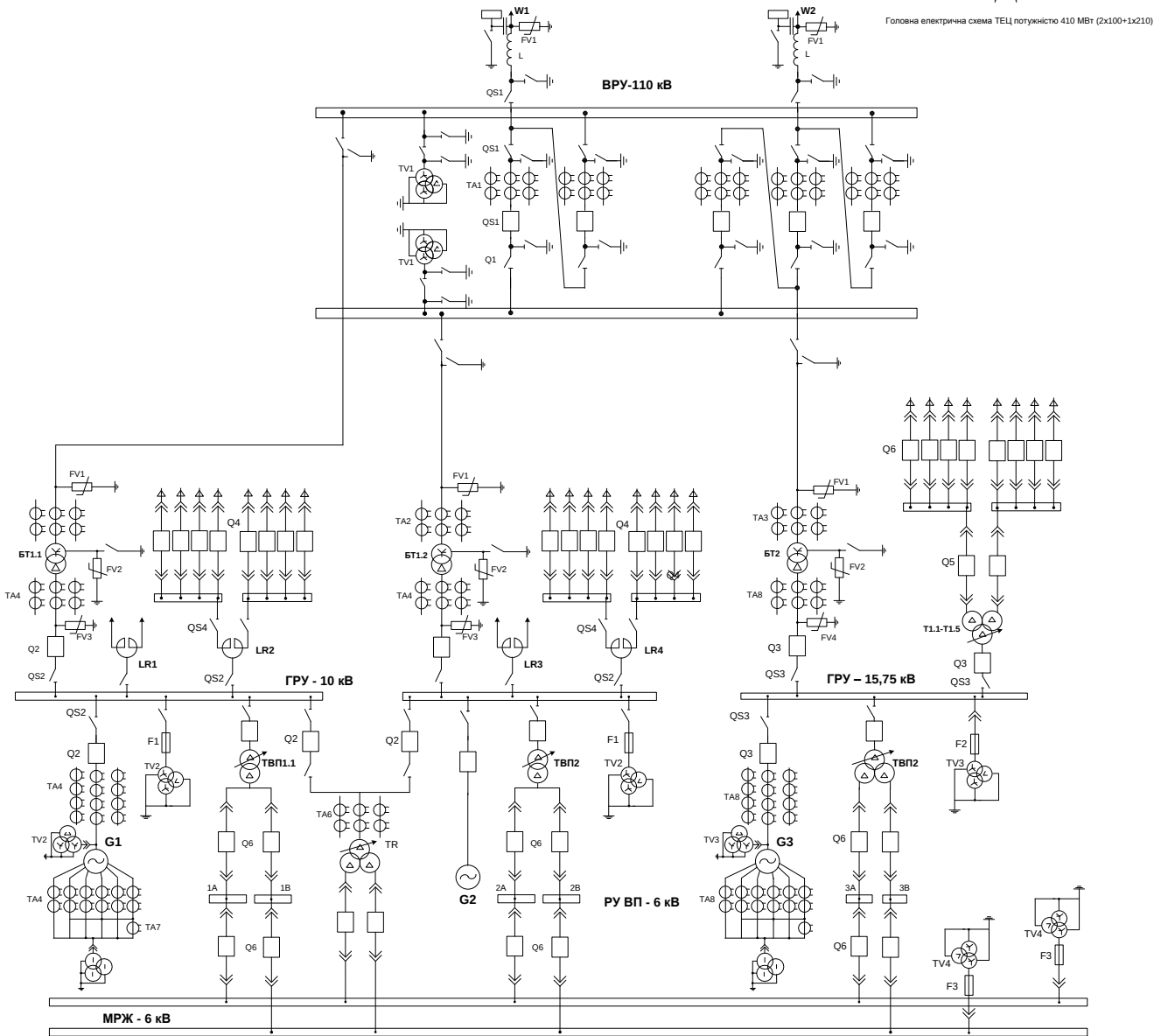


б) схема п'ятикутника

ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН ТЕЦ

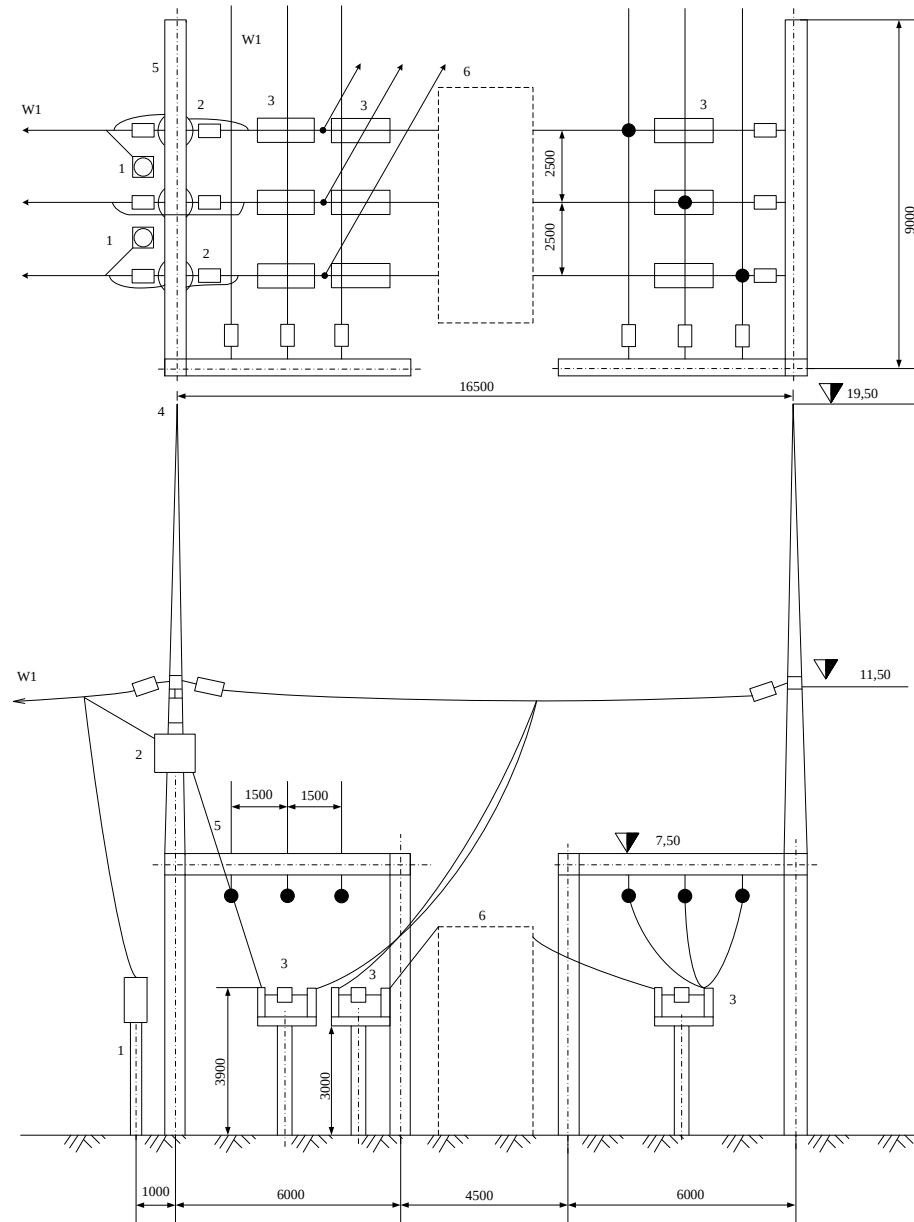


ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТЕЦ



ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
G1,G2	ТУРБОГЕНЕРАТОР	ТВФ-100-2У3
G3	ТУРБОГЕНЕРАТОР	ТВБ-200-2У32
BT1	ТРАНСФОРМАТОР	ТДЦ-125000/110
BT2	ТРАНСФОРМАТОР	ТДЦ-250000/110
T1	ТРАНСФОРМАТОР	ТРДНС-40000/20
ТВП1	РОБОЧИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТРДНС-10000/35
ТВП2	РОБОЧИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТРДНС-25000/35
TR	ПУСКОРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТРДНС-25000/10
LR1-4	ЛІНІЙНИЙ РЕАКТОР	РБСГ 10-2х1600-0,14У3
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-110У1
FV2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-35У1
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-10У1
FV4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-15У1
FV5	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-6У1
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НKF-110-83У1
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОП.06-10У3
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОП.06-15У3
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОП.06-6У3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВ-110
TA2,3	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТВТ-110-42000/5
TA4,8	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШ-20
TA5,6,9	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШ-20
TA7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШ-20
TA10	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШП-10
Q1	ВИМИКАЧ	ЗАРІДТ-345/ЕХ
Q2, Q3	ВИМИКАЧ	МГУ-20/9500У3
Q4	ВИМИКАЧ	ВР2-10У3
Q5	ВИМИКАЧ	ВР3-10У3
Q6	ВИМИКАЧ	ВР1-10У3
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ 1-110/2000У1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РВР-20/8000У3
QS3	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РВП-2012500У3
QS4	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РВР-III-10/2000У3
L	ВИСОКОЧАСТОТНИЙ ЗАГОРОДЖУВАЧ	ВЗ-630-0,5У1
F1	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-10
F2	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-15
F3	ПЛАВКИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-6

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-110 КВ



УСТАНОВКА ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

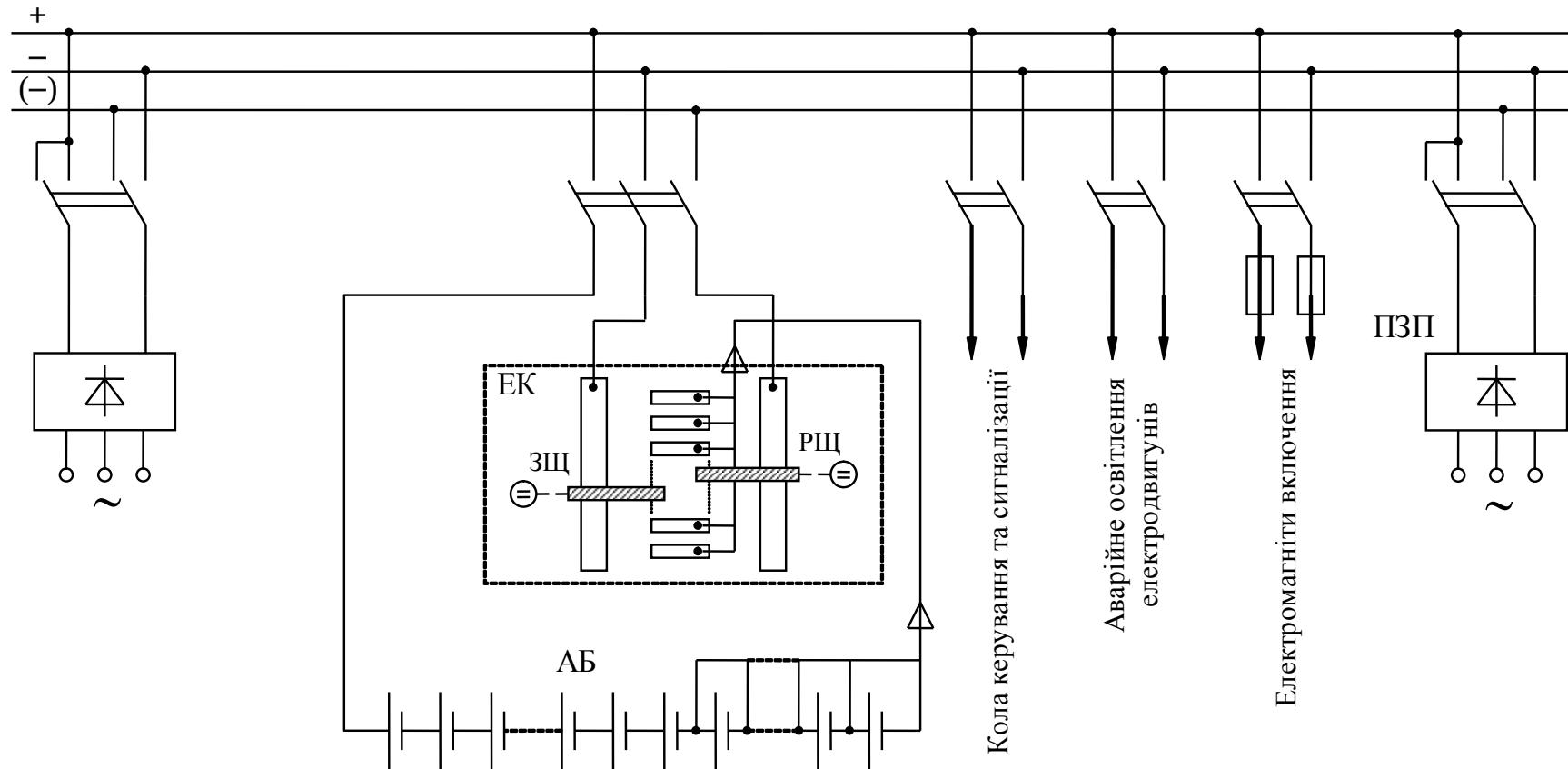


Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного підзаряду
(АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ЗЩ – зарядна щітка; РЩ – розрядна щітка; ПЗП – підзарядний пристрій)

РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-110 КВ

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

Пари блискавко-відводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 5-6, 6-7, 7-8	18	18,8	11,4	6,75
1-5, 2-6, 3-7, 4-8	16,5	18,9	11,7	6,75
1-6, 2-7, 3-8, 4-7	24,4	18,2	9,6	6,75

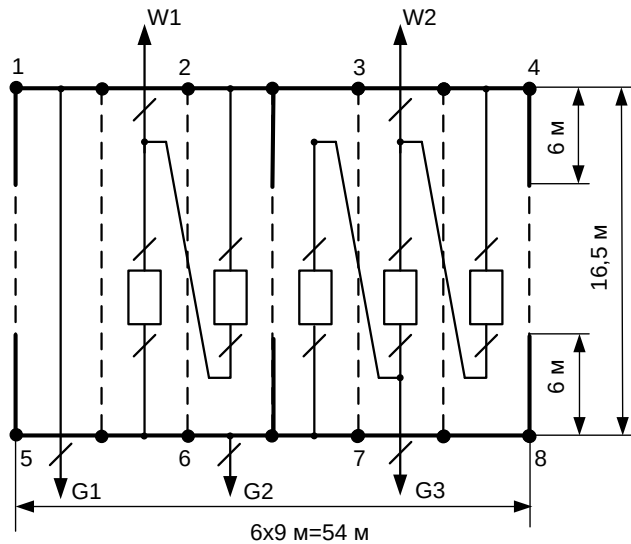
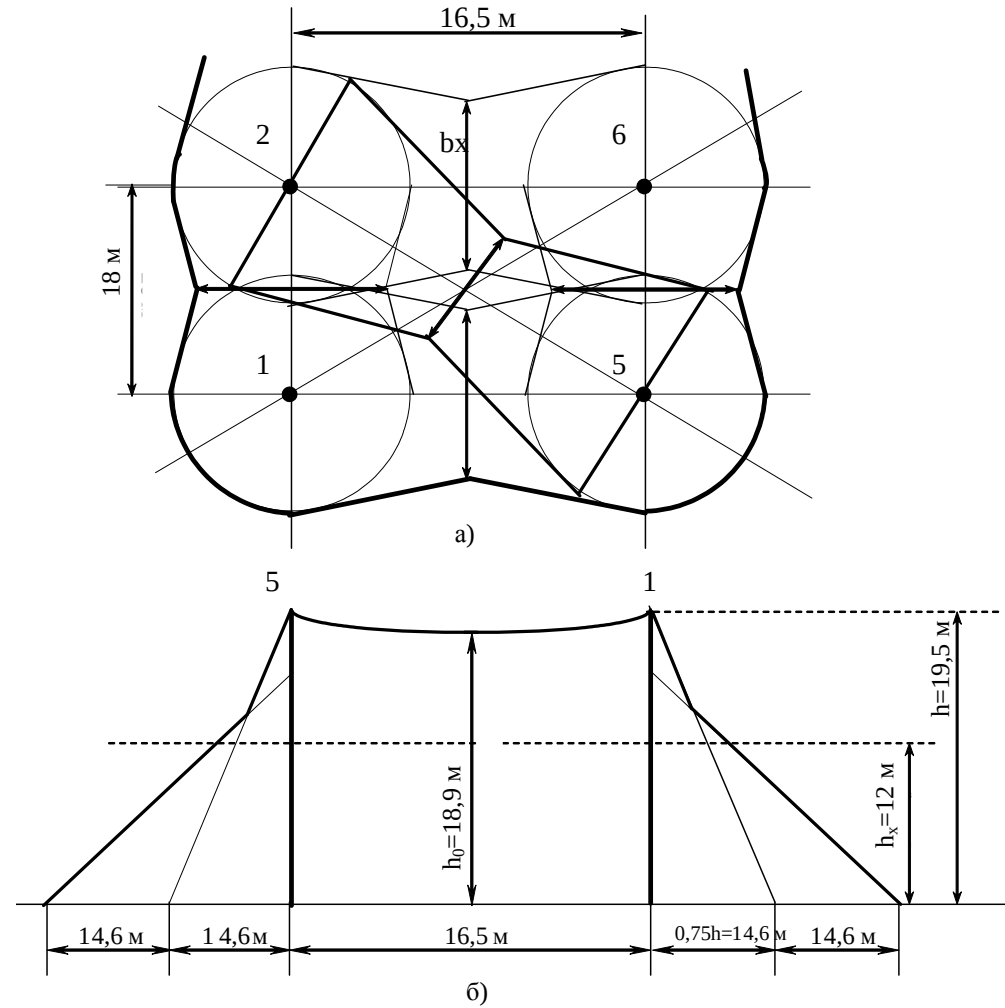


Схема розташування блискавковідводів на ВРУ – 110 кВ

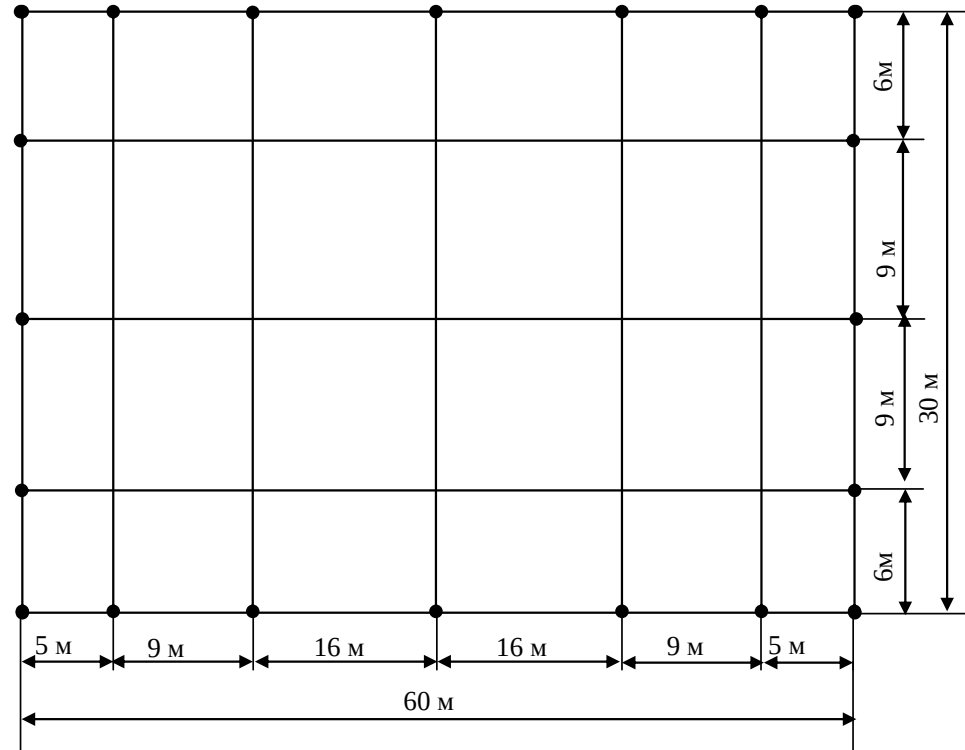


Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 110 кВ зверху (а) та збоку (б)

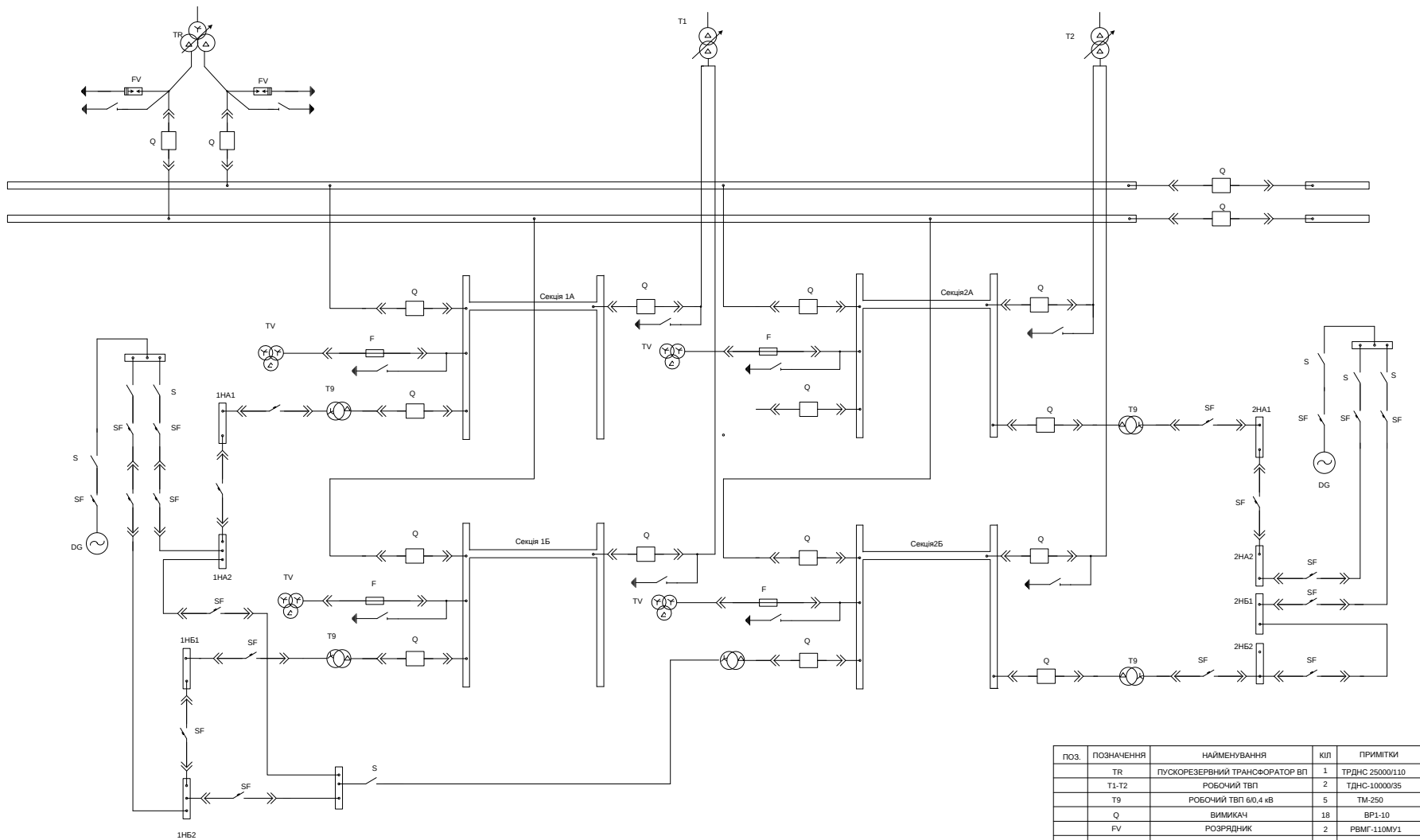
РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110КВ

Вихідні дані :

- площа ЗП: $= (60 \times 30) = 1800 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- ґрунт – пісок; склад однорідний;
 вологість нормальна;
- кліматична зона – III
- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 2,25 \text{ м}$.



ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕС



ПОЗ.	ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	КІП	ПРИМІТКИ
	TR	ПУСКОРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРТОР ВП	1	ТРДНС 25000/110
	T1-T2	РОБОЧИЙ ТВП	2	ТДНС-10000/35
	T9	РОБОЧИЙ ТВП 6/0.4 кВ	5	ТМ-250
	Q	ВИМИКАЧ	18	ВР1-10
	FV	РОЗРЯДНИК	2	РВМГ-110МУ1
	F	ЗАПОБІЖНИК	4	ПКТ-6
	TV	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	4	ТШЛ-10
	DG	ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР	2	
	SF	АВТОМАТ	20	АВМ
	S	РУБІЛЬНИК	7	