

**НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

Кафедра: комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Освітній ступінь: «Бакалавр»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач випускової кафедри

_____ В.П. Квасніков

« _____ » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

Бужацького Олега Олеговича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1.Тема роботи: «Електрична частина теплової електростанції ТЕС-600 МВт»

затверджена наказом ректора від

2.Термін виконання роботи: з 20.12.2022 р. по 28.02.2023 р.

3.Вихідні данні до роботи: ТЕС-600 МВт працює в складі енергосистеми; потужність – 600 МВт; три турбогенератори потужністю по 200 МВт; розподільчі установки РУСН–110 кВ, РУВН–330 кВ; дві повітряні лінії напругою 110 кВ та три повітряні лінії напругою 330 кВ.

4.Зміст пояснювальної записки: Вступ. Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань ТЕС-600 МВт. Розділ 2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання. Розділ 3. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин. Розділ 4. Система власних потреб теплоелектростанції ТЕС-600 МВт. Висновки. Список використаних джерел.

5. Перелік обов'язкового графічного матеріалу: структурні електричні схеми ТЕС-600 МВт; схеми електричні принципові ТЕС-600 МВт; розрахункова схема КЗ та схеми заміщення; схема електропостачання власних потреб.

6. Календарний план–графік

№ п/п	Етапи виконання дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Відмітка про виконання
1	Ознайомлення з проектною документацією	20.12.22-25.12.22	Виконано
2	Постановка задачі	26.12.22-31.12.22	Виконано
3	Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань ТЕС-600 МВт.	02.01.23-12.01.23	Виконано
4	Розділ 2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.	13.01.23-23.01.23	Виконано
5	Розділ 3. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин.	24.01.23-02.02.23	Виконано
6	Розділ 4. Система власних потреб теплоелектростанції ТЕС-600 МВт.	03.02.23-07.02.23	Виконано
7	Оформлення вступу, реферату, висновків, переліку посилань	08.02.23-11.02.23	Виконано
8	Виконання ілюстративного матеріалу та написання доповіді	12.02.23-15.02.23	Виконано
9	Усунення недоліків та закінчення оформлення пояснювальної записки	16.02.23-19.02.23	Виконано

7. Дата видачі завдання: 20.12.2022 р.

Керівник дипломної роботи _____ Сірий Дмитро Терентійович

Завдання прийняв до виконання _____ Бужацький Олег Олегович

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка дипломної роботи «Електрична частина теплової електростанції ТЕС-600 МВт» включає: 47 сторінок, 10 рисунків, 13 таблиць, 10 використаних джерел.

ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА, ТУРБОГЕНЕРАТОР, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ, ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ГЕНЕРАТОР, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ.

Об'єкт дослідження: теплові електричні станції потужністю 600 МВт.

Предмет дослідження: електрична частина ТЕС потужністю 600 МВт.

Мета дипломної роботи: розробка надійної та економічної електричної частини теплоелектростанції ТЕС-600 МВт з використанням новітньої комутаційної апаратури.

Методи дослідження: теоретичні основи електротехніки, теорія проектування електричних станцій і підстанцій, фізика, спостереження.

Використані засоби підвищення надійності та ефективності ТЕС потужністю 600 МВт:

- вибір головної електричної схеми, що задовольняє потребам надійності, зручності експлуатації та економічності;
- використання новітніх електричних апаратів і струмопровідних частин, що задовольняють техніко-економічному обґрунтуванню.

Найбільш економічний варіант електричної частини теплоелектростанції ТЕС-600 МВт вибраний на підставі техніко-економічного порівняння двох можливих варіантів. Виконаний розрахунок струмів КЗ, згідно з яким вибрані силові комутаційні апарати. Відповідно вибране сучасне елегазове обладнання: трансформатор напруги НОГ, вимикач ВГТ, трансформатор струму типу ТОГ, роз'єднувач РДЗ. З боку генераторної напруги: вимикач НЕС, трансформатори струму типу ТШ, трансформатори напруги ЗНОЛ. З'єднання між генератором і трансформатором виконано трифазним пофазноекранованим струмопроводом ГРТЕ, в якому фактично виключена можливість міжфазного КЗ і фізичних пошкоджень, чим ще більше підвищено надійність електростанції.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань ТЕС-600 Вт.....	9
1.1. Основні вимоги до головних схем електроустановок.....	9
1.2. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми	11
1.3. Вибір турбогенераторів.....	12
1.4. Вибір варіанта структурної електричної схеми.....	12
1.5. Вибір блочних трансформаторів та автотрансформатора зв'язку.....	14
1.6. Вибір схеми електричних з'єднань розподільчих установок високих напруг.....	18
1.7. Техніко-економічне обґрунтування вибору головної електричної схеми.....	21
Розділ 2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.....	25
2.1. Складання схеми заміщення і визначення її параметрів.....	25
2.2. Розрахунок струму трифазного короткого замикання на збірних шинах РУСН–110 кВ.....	28
Розділ 3. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин.....	33
3.1. Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....	33
3.2. Вибір трансформаторів струму.....	35
3.3. Вибір трансформаторів напруги.....	37
3.4. Вибір струмопровідних частин.....	39
3.5. Вибір електричних апаратів за номінальними параметрами.....	40
Розділ 4. Система власних потреб теплоелектростанції ТЕС-600 МВт.....	43
4.1. Вибір трансформаторів власних потреб	43
4.2. Схема електропостачання власних потреб ТЕС-600 МВт.....	44
Висновки.....	46
Список використаної літератури.....	47

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція;
АТ – автотрансформатор;
ВЕС – вітроелектростанція;
ВН – висока напруга;
ВП – власні потреби;
ВРУ – відкрита розподільча установка;
ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;
ГЕС – гідроелектростанція;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗРУ – закрита розподільча установка;
КЕС – конденсаційна електростанція;
КРУ – комплектна розподільча установка;
КРУЗ – комплектна розподільча установка зовнішнього установлення;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – нижча напруга;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільчий пристрій;
РУ ВН – розподільча установка високої напруги;
РУ СН – розподільча установка середньої напруги;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
СН – середня напруга;
Т – трансформатор;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТЕЦ – теплоелектроцентрально.

ВСТУП

У господарському комплексі України електроенергетика відіграє дуже важливу роль. Електроенергетика – одна з основних галузей народного господарства України. Вона забезпечує всебічний науково-технічний прогрес у всіх без винятку виробництвах, поліпшує умови праці і побуту.

Розвиток електроенергетики, будівництво потужних електростанцій сприяють створенню нових промислових вузлів. Окремі галузі промисловості територіально наближені до джерел дешевої електроенергії.

Основну частину електричної енергії в Україні виробляють:

1) теплові електричні станції (ТЕС), які поділяються на конденсаційні (КЕС) і теплофікаційні (ТЕЦ) – теплоелектроцентралі;

2) атомні електричні станції (АЕС);

3) гідравлічні електричні станції (ГЕС) та гідроакумуючі станції (ГАЕС).

Незначну частину енергії виробляють дизельні електростанції (ДЕС), а також ТЕС з газотурбінними (ГТУ) і парогазовими установками (ПГУ).

Особливе місце займають електростанції, що працюють на відновлювальних джерелах енергії: сонячні (СЕС), вітрові (ВЕС), геотермальні (ГеоТЕС) і приливні електростанції (ПЕС). Однак сумарна потужність цих станцій незначна.

Встановлена потужність електростанцій України складає близько 54 млн кВт.

У вітчизняних енергосистемах на частку теплових електростанцій припадало майже три чверті всієї виробленої енергії. Потужність окремих електростанцій цього типу досягає 3600 МВт (Запорізька та Вуглегірська ТЕС) і має тенденцію до подальшого збільшення.

В зв'язку з військовими діями на сході України і втратою вугільної бази на Донбасі частка виробництва електроенергії тепловими електростанціями зменшилась до третини всієї виробленої енергії.

Структура виробництва електроенергії в Україні по видах генерації в 2021

р. в відсотках складала:

Види генерації	НАЕК «Енергоатом»	ТЕС	ГЕС	ТЕЦ	«Зелена» енергія
Частка у загальному обсязі виробництва, %	53,9	30,8	5,1	6,9	3,3

Теплова електростанція, що проектується, є конденсаційною і працює в складі енергосистеми та служить для централізованого електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується двома повітряними лініями 110 кВ та трьома повітряними лініями 330 кВ. На цій ТЕС використовують три турбогенератори потужністю 200 МВт кожен типу ТГВ-200-2. Основне паливо – вугілля, мазут.

Найбільш економічний варіант електричної частини теплоелектростанції ТЕС-600 МВт вибраний на підставі техніко-економічного порівняння двох можливих варіантів. Зроблений розрахунок струмів КЗ, згідно з яким вибрані силові комутаційні апарати. Відповідно вибране сучасне елегазове обладнання: трансформатор напруги НОГ, вимикач ВГТ, трансформатор струму типу ТОГ, роз'єднувач РДЗ. З боку генераторної напруги: вимикач НЕС, трансформатори струму типу ТШ, трансформатори напруги ЗНОЛ. З'єднання між генератором і трансформатором виконано трифазним пофазноекранованим струмопроводом ГРТЕ, в якому фактично виключена можливість міжфазного КЗ і фізичних пошкоджень, чим ще більше підвищено надійність електростанції.

Коефіцієнт корисної дії КЕС з урахуванням витрат енергії на власні потреби не перевищує 0,32-0,40. Конденсаційні електростанції недостатньо маневрені. Це означає, що підготовка до пуску, синхронізація і набір навантаження блоку вимагають значного часу – від 3 до 6 г. Тому для турбоагрегатів КЕС кращим є режим роботи з досить рівномірним навантаженням і складає 5000 год/рік.

РОЗДІЛ 1

ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ТЕС-600 МВт

1.1. Основні вимоги до головних схем електроустановок

Головна схема електричних з'єднань є основою електричної частини електростанцій та підстанцій. Головна схема електричних з'єднань – це сукупність основного електроустаткування (генератори, трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними в натурі з'єднаннями.

Вибір головної схеми є визначальним при проектуванні електричної частини електростанції (підстанції), так як він визначає повний склад елементів і зв'язки між ними. Обрана головна схема є вихідною при складанні принципівих схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем тощо.

При проектуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії (потужності), на якій показуються основні функціональні частини електроустановки (розподільчі установки, трансформатори, генератори) та зв'язки між ними. Структурні схеми служать для подальшої розробки більш докладних і повних принципівих схем, а також для загального ознайомлення з роботою електроустановки. На кресленнях цих схем функціональні частини зображуються у вигляді прямокутників або умовних графічних зображень. Ніякої апаратури (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму тощо) на структурній схемі не показують.

До схем електричних з'єднань електроустановок пред'являються наступні загальні вимоги [2, 7]:

- 1) надійність роботи;
- 2) економічність;
- 3) гнучкість та практичність експлуатації (найбільша оперативна гнучкість схеми буде при виконанні операцій над комутаційними апаратами дистанційно або засобами автоматики);

- 4) безпека обслуговування;
- 5) можливість розширення.

На вибір схем електричних з'єднань електростанцій впливає ряд факторів:

- 1) кількість та потужність генераторів станції;
- 2) роль станції в енергосистемі;
- 3) шини електростанцій;
- 4) наявність та величина місцевого навантаження;
- 5) категорійність споживачів;
- 6) схема та напруга в енергосистемі;
- 7) рівень струмів КЗ;
- 8) величини збитку при недопостачанні електроенергії споживачам, а також величина системного збитку при аварійному відключенні генераторів, блоків, міжсистемних зв'язків;
- 9) наявність місць для спорудження розподільчих установок (РУ);
- 10) досвід та ерудиція проєктанта.

При проєктуванні схеми відшукується оптимальний варіант, який в повній мірі задовольняє переліченим вимогам.

На рис. 1.1 показані можливі структурні схеми електростанцій з переважним розподілом електроенергії на підвищеній напрузі (КЕС, ГЕС, АЕС) [7]. Відсутність споживачів поблизу таких електростанцій дозволяє відмовитися від ГРУ. Якщо всі генератори електростанції працюють на енергосистему, то вони з'єднуються в блоки з силовими трансформаторами (енергоблоки).

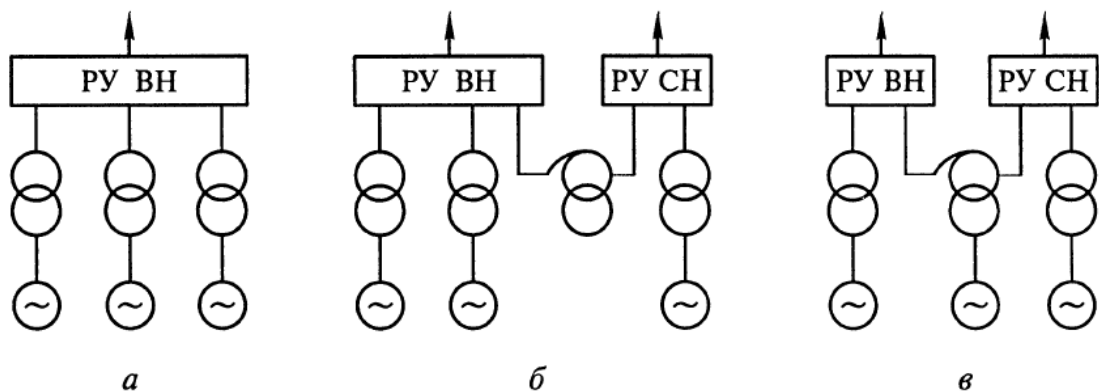


Рис. 1.1. Структурні схеми КЕС, ГЕС, АЕС

Паралельна робота блоків здійснюється на високій напрузі. Якщо електроенергія видається на вищій і середній напрузі, то зв'язок між РУ здійснюється автотрансформатором зв'язку (рис.1.1,б) або автотрансформатором, що встановлений в блоці з генератором (рис. 1.1, в).

1.2. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми

Для вибору схеми приєднання станції до системи необхідно визначити напруги, на яких буде видаватися електроенергія, кількість та пропускна здатність лінії на кожній напрузі. Згідно з вихідними умовами видача електроенергії від електростанції здійснюється на двох підвищених напругах – 110 та 330 кВ, тобто в відповідності зі структурною схемою рис. 1.1, б, де треба тільки визначитись з числом ліній різних напруг.

При виборі числа та пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ та вище висуваються такі вимоги:

1) При відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватись видача всієї потужності, яку має електростанція;

2) При одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження видачі електричної потужності електростанцією, але без зупинення блоків.

Теплова електростанція 600 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується двома повітряними лініями 110 кВ та трьома повітряними лініями 330 кВ.

Лінії 110 кВ слугують для живлення розподільчих мереж промислового району, а також для видачі вільної потужності ТЕС в енергосистему.

Лінії 330 кВ входять до складу основних системоутворюючих мереж енергосистеми.

Кількість і пропускна здатність ліній електропередачі вибрані з урахуванням вимог надійної роботи енергосистеми і систем електрозабезпечення

споживачів згідно з нормами технологічного проектування теплових електростанцій і теплових мереж.

1.3. Вибір турбогенераторів

На проєктованій ТЕС-600 МВт встановлюємо три турбогенератори потужністю по 200 МВт, технічні дані яких наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Технічні дані турбогенераторів

Тип	Частота обертання,	Номінальне значення					Надперехідний індуктивний опір, відн.од.	Система збудження	Охолодження		
		Потужності, МВА	cosφ	Струму статора, А	Напруги статора, кВ	ККД, %			обмотки статора	обмотки ротора	сталь статора
ТГВ-200-2	3000	235	0,85	8,625	15,75	98,6	0,19	ТН	НВ	НВР	НВР

Турбогенератори трифазного струму призначені для вироблення електричної енергії при безпосередньому з'єднанні з паровими і газовими турбінами. Обмотки статора – двошарові, стрижневі, ізоляція термореактивна. Ротори виконані з цільнокованої легованої сталі.

Турбогенератор ТГВ–200–2 має безпосереднє водневе охолодження обмотки статора, обмотки ротора, сталі ротора (НВР). Система збудження незалежна тиристорна (ТН).

1.4. Вибір варіанта структурної електричної схеми

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

Розподіл генераторів між РУ різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РУ однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним. Зв'язок РУ здійснюється через трансформатори на вузлових підстанціях. При наявності на станції генераторів невеликої потужності (номінальна потужність генераторів не перевищує номінальної потужності обмотки нижчої напруги автотрансформатора зв'язку) можна використати схему з підвищувальними блочними трансформаторами, які служать і для зв'язку РУ.

Намічаємо два можливі варіанти структурної електричної схеми проєктованої ТЕС-600 МВт з урахуванням розподілення блоків генератор-трансформатор між РУСН-110 кВ і РУВН-330 кВ.

Визначаємо максимальну та мінімальну потужності видачі електроенергії з шин РУСН-110 кВ:

$$S_{\max, BH} = n \cdot \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} \cdot K_0 = 9 \cdot \frac{31}{0,86} \cdot 0,96 = 311,442 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\min, BH} = n \cdot \frac{P_{\min}}{\cos \varphi} \cdot K_0 = 9 \cdot \frac{28}{0,86} \cdot 0,96 = 281,302 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

де n – кількість ліній;

P_{\max} , P_{\min} – максимальне та мінімальне навантаження ліній;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

K_0 – коефіцієнт одночасності.

Структурні електричні схеми варіантів 1 і 2 наведені на рис. 1.2 та рис. 1.3.

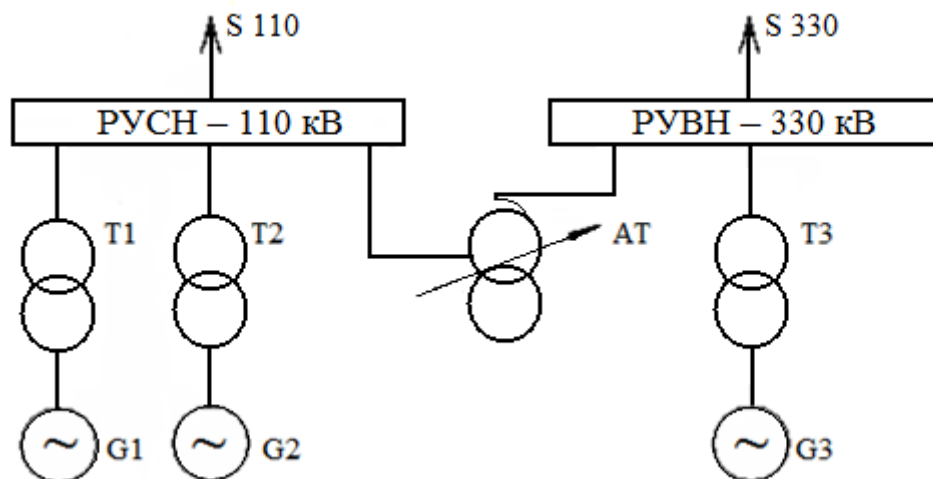


Рис. 1.2. Перший варіант структурної електричної схеми ТЕС-600 МВт

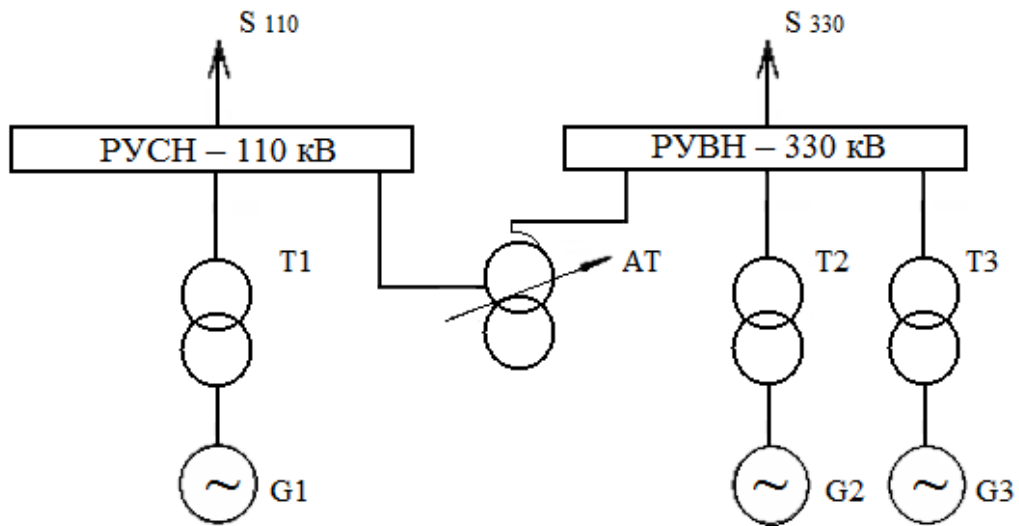


Рис. 1.3. Другий варіант структурної електричної схеми ТЕС-600 МВт

У варіанті 1 до шин РУСН-110 кВ приєднані блоки G1–Т1 та G2–Т2, а до шин РУВН-330 кВ приєднаний блок G3–Т3.

У варіанті 2 до шин РУСН-110 кВ приєднано блок G1–Т1, а до шин РУВН-330 кВ приєднані блоки G2–Т2 та G3–Т3.

1.5. Вибір блочних трансформаторів та автотрансформатора зв'язку

1.5.1. Вибір блочних трансформаторів

Вибір силових трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу та номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори.

Потужність блочного трансформатора вибираємо за умовою $S_T \geq S_{розр}$

$$S_{розр} = \sqrt{\left(P_{НОМ,G} - P_{в.п.}\right)^2 + \left(Q_{НОМ,G} - Q_{в.п.}\right)^2} \quad [\text{МВА}].$$

Для генератора ТГВ-200-2 $\cos \varphi = 0,85$; $\text{tg} \varphi = 0,62$:

$$Q_{НОМ,G} = P_{НОМ,G} \cdot \text{tg} \varphi = 200 \cdot 0,62 = 124 \text{ Мвар};$$

$$S_{В.П.} = \frac{P_{В.П.МАХ}}{100} P_{НОМ,G} \cdot K_C = \frac{8}{100} \cdot 200 \cdot 0,9 = 14,4 \text{ МВА};$$

$$\frac{P_{В.П.МАХ}}{P_{вст}} = 8\%;$$

$$K_C = 0,9 \text{ згідно з [3];}$$

$$P_{В.П.} = S_{В.П.} \cdot \cos \varphi = 14,4 \cdot 0,8 = 11,52 \text{ МВт.}$$

Для навантаження власних потреб $\cos \varphi = 0,8$:

$$Q_{В.П.} = P_{В.П.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 11,52 \cdot 0,75 = 8,64 \text{ Мвар;}$$

$$S_{розр} = \sqrt{(200 - 11,52)^2 + (124 - 8,64)^2} = 220,981 \text{ МВА.}$$

Технічні дані блочних трансформаторів згідно з [3] наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Технічні дані блочних трансформаторів

Тип	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання $u_{К,ВН-НН}^{\%}$	Струм холостого ходу $I_X, \%$
	ВН	НН	ΔP_X	ΔP_K		
ТДЦ 250000/110	121	15,75	200	640	10,5	0,5
ТДЦ 250000/330	347	15,75	214	605	11	0,5

1.5.2. Вибір автотрансформатора зв'язку

При виборі трифазних автотрансформаторів зв'язку встановлюються, зазвичай, два автотрансформатори. Вони підключаються через окремі вимикачі. Всі трансформатори і автотрансформатори, крім двообмоткових блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням.

Для вибору автотрансформатора зв'язку складаємо баланс потужності для трьох режимів роботи електростанції:

– максимальний режим

$$S_{розр,1} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{ном,Г} - \sum_1^n P_{в.п.} - P_{max,CH}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{ном,Г} - \sum_1^n Q_{в.п.} - Q_{max,CH}\right)^2} \text{ [МВА];}$$

– мінімальний режим

$$S_{розр,2} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{ном,G} - \sum_1^n P_{в.л.} - P_{мин,CH}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{ном,G} - \sum_1^n Q_{в.л.} - Q_{мин,CH}\right)^2} \text{ [MBA];}$$

– аварійний режим

$$S_{розр,3} = \sqrt{\left[\left(\sum_1^n P_{ном,G} - P_{ном,G}\right) - \left(\sum_1^n P_{в.л.} - P_{в.л.}\right) - P_{max,CH}\right]^2 + \left[\left(\sum_1^n Q_{ном,G} - Q_{ном,G}\right) - \left(\sum_1^n Q_{в.л.} - Q_{в.л.}\right) - Q_{max,CH}\right]^2} \text{ [MBA]}$$

Для навантаження РУСН–110 кВ $\cos \varphi = 0,86$; $tg \varphi = 0,59$:

$$P_{max,CH} = n \cdot P_{max} = 9 \cdot 31 = 279 \text{ МВт};$$

$$Q_{max,CH} = P_{max,CH} \cdot tg \varphi = 279 \cdot 0,59 = 164,61 \text{ Мвар};$$

$$P_{min,CH} = n \cdot P_{min} = 9 \cdot 28 = 252 \text{ МВт};$$

$$Q_{min,CH} = P_{min,CH} \cdot tg \varphi = 252 \cdot 0,59 = 148,68 \text{ Мвар},$$

де n – задана кількість ліній;

P_{max} – задана потужність однієї лінії.

Варіант 1:

$$S_{розр,1} = \sqrt{(2 \cdot 200 - 279 - 2 \cdot 11,52)^2 + (2 \cdot 124 - 164,61 - 2 \cdot 8,64)^2} = 118,181 \text{ МВА};$$

$$S_{розр,2} = \sqrt{(2 \cdot 200 - 252 - 2 \cdot 11,52)^2 + (2 \cdot 124 - 148,68 - 2 \cdot 8,64)^2} = 149,484 \text{ МВА};$$

$$S_{розр,3} = \sqrt{[(2 \cdot 200 - 200) - 279 - (2 \cdot 11,52 - 11,52)]^2 + [(2 \cdot 124 - 124) - 164,61 - (2 \cdot 8,64 - 8,64)]^2} = 103,05 \text{ МВА}.$$

Варіант 2:

$$S_{розр,1} = \sqrt{(200 - 279 - 11,52)^2 + (124 - 164,61 - 8,64)^2} = 103,1 \text{ МВА};$$

$$S_{розр,2} = \sqrt{(200 - 252 - 11,52)^2 + (124 - 148,68 - 8,64)^2} = 71,729 \text{ МВА};$$

$$S_{розр,3} = \sqrt{(200 - 200 - 279 - 11,52 - 11,52)^2 + (124 - 124 - 164,68 - 8,64 - 8,64)^2} = 352,579 \text{ МВА}.$$

Для варіанта 1 за значенням $S_{розр, \max} = 149,484$ МВ·А вибираємо автотрансформатор типу АТДЦТН–200000/330/110.

Для варіанта 2 за значенням $S_{розр, \max} = 352,579$ МВ·А вибираємо два автотрансформатори типу АТДЦТН–200000/330/110.

Технічні дані вибраного автотрансформатора зв'язку згідно з [3] наведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Технічні дані автотрансформатора зв'язку

Тип	Номінальна потужність, МВ·А		Номінальна напруга, кВ			Втрати, кВт				Напруга короткого замикання, %			Струм холостого ходу, %
	автотрансформатора	обмотки НН	ВН	СН	НН	ΔP_x	ΔP_k			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН–200000/330/110	200	80	330	115	6,3	155	560	300	210	10,5	38	25	0,45

Перевіримо можливість перевантаження одного з двох вибраних автотрансформаторів зв'язку в довготривалому аварійному режимі.

Допустиме перевантаження автотрансформатора зв'язку у варіанті 1 та 2:

$$S_{\text{ном, ат}} \cdot K_{\text{п}} = 280 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{розр, max}} = 149,489 \text{ МВ} \cdot \text{А} < 280 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\text{розр, max}} = 352,579 \text{ МВ} \cdot \text{А} > 280 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Одночасний вихід з ладу турбогенератора блоку й автотрансформатора зв'язку по–перше малоімовірний, а по–друге поблизу проектованої ТЕС є районна вузлова підстанція, зв'язана з проектованою станцією. Через шини 110 кВ і 330 кВ цієї підстанції і буде забезпечено необхідний перетік потужності.

1.6. Вибір схеми електричних з'єднань розподільчих установок високих напруг

Схеми РУ високих напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем ТЕС. Згідно з вимогами надійності і економічності роботи станції схеми 35 кВ і вище повинні розроблятися з врахуванням таких вимог:

- 1) Ремонт вимикачів 110 кВ і вище здійснюється без вимкнення приєднання;
- 2) ЛЕП відключається від РУ не більше ніж двома вимикачами;
- 3) Трансформатори блоків відключаються від РУ не більше ніж трьома вимикачами;
- 4) Автотрансформатори зв'язку двох РУ відключаються не більше ніж шістьма вимикачами на обох РУ і не більше ніж чотирма на одному РУ;
- 5) Відмови вимикачів РУ в нормальному і ремонтному режимах не повинні призводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, ввімкнених на шини однієї підстанції, а також до одночасного вимкнення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість системи;
- 6) При відмовах вимикачів в нормальному режимі РУ не повинно виключатися більше одного блока, а в ремонтному режимі РУ – не більше двох блоків.

Схеми електричних з'єднань РУСН–110 кВ і РУВН–330 кВ проектованої ТЕС–600 МВт вибираємо в залежності від напруги, призначення та кількості приєднань трансформаторів і ліній згідно з [1].

Електрична схема проектованої ТЕС–600 МВт – блочна. Для РУСН–110кВ використовується схема з двома робочими і обхідною системами шин. Для РУВН–330 кВ використовуються схема з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання.

Схеми електричні принципові варіанту 1 та варіанту 2 наведені на рис. 2.3 та на рис. 2.4.

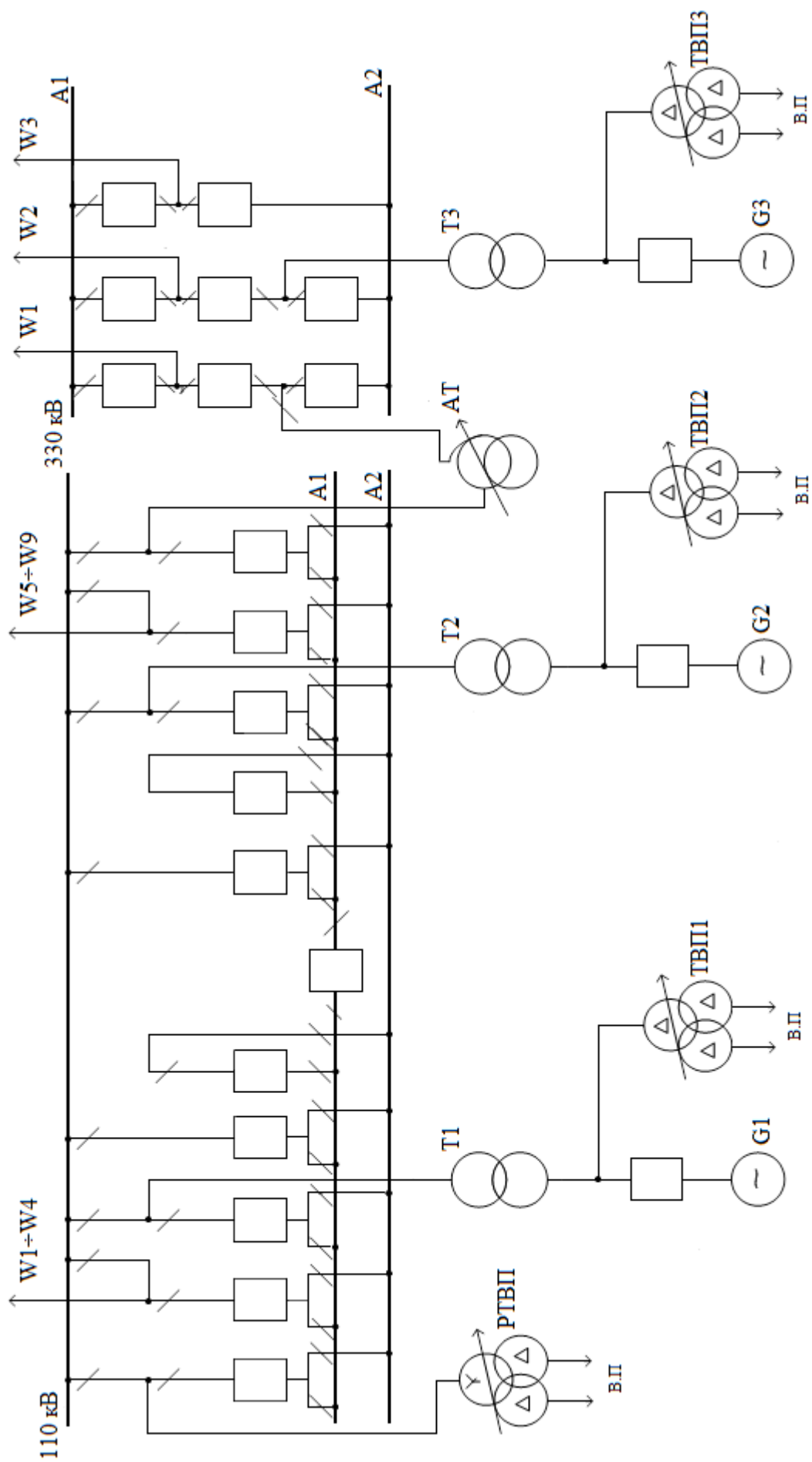


Рис. 2.3. Схема електрична принципова варіанту 1

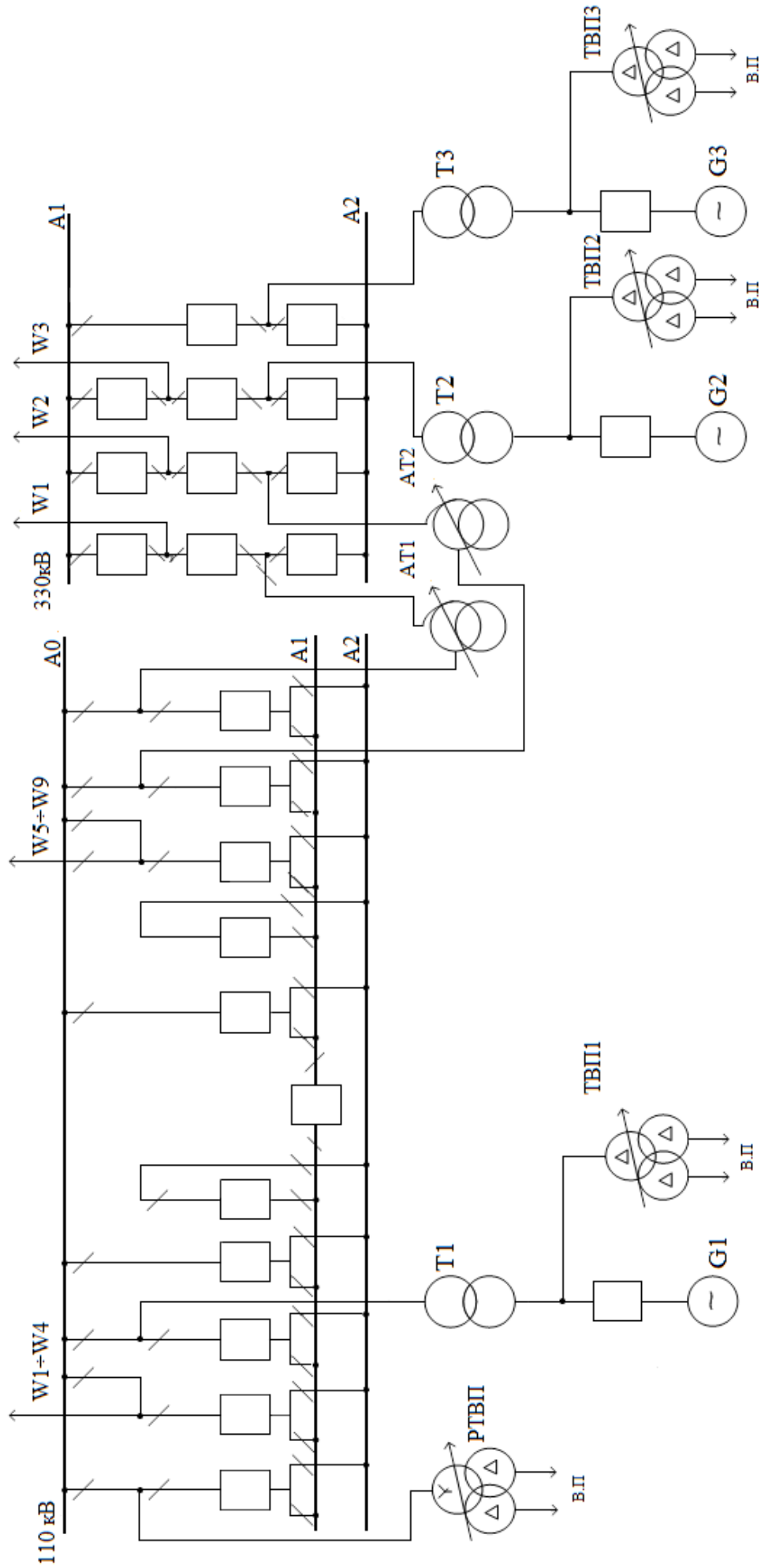


Рис. 2.4. Схема електрична принципова варіанту 2

1.7. Техніко-економічне обґрунтування вибору головної електричної схеми

Для техніко-економічного обґрунтування вибору оптимального варіанта головної електричної схеми необхідно проаналізувати технічні та економічні показники порівнюваних варіантів і співставити їх технічні та економічні критерії.

Технічні критерії наступні:

- 1) Надійність в роботі і безперебійність в електропостачанні споживачів;
- 2) Безпека й зручність в експлуатації;
- 3) Забезпечення можливості розширення або реконструкції;
- 4) Логічність технічних рішень.

Економічна доцільність головної схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = (E_H \cdot K + B + Y) \text{ [тис.грн./рік]}, \quad (1.1)$$

де K – капіталовкладення у спорудження електростанції, тис.грн.;

$E_H = 0,15$ – нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

B – річні експлуатаційні витрати, тис.грн./рік;

Y – збиток від недовідпуску електроенергії, тис.грн./рік.

Капіталовкладення K визначаються за укрупненими показниками вартості елементів схеми згідно з [3]. При цьому враховуємо тільки ті елементи схеми, якими намічені варіанти різняться.

Визначаємо річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{(H_a + H_0)\%}{100} \cdot K + \beta \cdot \sum \Delta W \cdot 10^{-5} \text{ [тис.грн./рік]}, \quad (1.2)$$

де $H_a = 3\%$ – відрахування на амортизацію;

$H_0 = 2\%$ – відрахування на обслуговування і поточний ремонт;

$\beta = 0,83$ коп/кВт·год – вартість втрат 1 кВт·год електроенергії в трансформаторах схеми;

$\sum \Delta W$ – сумарні втрати електроенергії в трансформаторах схеми, кВт·год.

Визначаємо втрати електроенергії в двообмоткових блочних трансформаторах:

$$\Delta W_T = \Delta P_X \cdot T + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном},T}} \right)^2 \cdot \tau \text{ [кВт}\cdot\text{год]}, \quad (1.3)$$

де $T = 8760$ год – тривалість роботи трансформатора протягом року;

τ – визначаємо в залежності від T_{\max} згідно з [3].

$$S_{\max} = S_{\text{ном},G} - S_{\text{в.п.}} = 235 - 14,4 = 220,6 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

При $T_{\max} = 6000$ год, $\tau = 4500$ год:

$$\Delta W_{T,1} = 200 \cdot 8760 + 640 \cdot \left(\frac{220,6}{250} \right)^2 \cdot 4500 = 3,98 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta W_{T,2} = 214 \cdot 8760 + 605 \cdot \left(\frac{220,6}{250} \right)^2 \cdot 4500 = 3,99 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} = & \Delta P_X \cdot T + \Delta P_{K,BH} \cdot \left(\frac{S_{\max,BH}}{S_{\text{ном},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{BH} + \Delta P_{K,CH} \cdot \left(\frac{S_{\max,CH}}{S_{\text{ном},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{CH} + \\ & + \Delta P_{K,HH} \cdot \left(\frac{S_{\max,HH}}{S_{\text{ном},AT}} \right)^2 \cdot \tau_{HH} \text{ [кВт}\cdot\text{год]}. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Обмотка НН автотрансформатора зв'язку ненавантажена, тому втрати електроенергії в ній не враховуємо:

$$\tau_{BH} = \tau_{CH} = 4500;$$

$$\Delta P_{K,BH} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{K,BH-CH} + \frac{\Delta P_{K,BH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} - \frac{\Delta P_{K,CH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} \right); \quad (1.5)$$

$$\Delta P_{K,CH} = 0,5 \cdot \left(\Delta P_{K,BH-CH} + \frac{\Delta P_{K,CH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} - \frac{\Delta P_{K,BH-HH}}{K_{\text{виг}}^2} \right). \quad (1.6)$$

Витрати електроенергії в автотрансформаторі за формулами (1.5) та (1.6) визначають, якщо $S_{\text{ном},HH} = K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{ном},AT}$:

$$K_{\text{виг}} = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} = \frac{330 - 100}{330} = 0,67;$$

$$S_{ном,HH} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$K_{виз} \cdot S_{ном,AT} = 0,67 \cdot 200 = 134 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Отже, у формули (1.5) та (1.6) замість значення $K_{виз}^2$ підставляємо значення:

$$\left(\frac{S_{ном,HH}}{S_{ном,AT}}\right)^2 = \left(\frac{80}{200}\right)^2 = 0,16;$$

$$\Delta P_{K,BH} = 0,5 \cdot \left(560 + \frac{300}{0,16} - \frac{210}{0,16}\right) = 561,250 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K,CH} = 0,5 \cdot \left(560 + \frac{210}{0,16} - \frac{300}{0,16}\right) = -1,250 \text{ кВт}.$$

$S_{max,BH} = S_{max,CH}$ і дорівнює більшому з двох значень $S_{розр,1}$ та $S_{розр,2}$ для

кожного варіанта схеми:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT,1} &= 155 \cdot 8760 + 561,25 \cdot \left(\frac{149,484}{200}\right)^2 \cdot 4500 + (-1,25) \cdot \left(\frac{149,484}{200}\right)^2 \cdot 4500 = \\ &= 2,766 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT,2} &= 155 \cdot 8760 + 561,25 \cdot \left(\frac{103,1}{2 \cdot 200}\right)^2 \cdot 4500 + (-1,25) \cdot \left(\frac{103,1}{2 \cdot 200}\right)^2 \cdot 4500 = \\ &= 4,037 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах схеми:

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_1 &= 2 \cdot \Delta W_{T,1} + \Delta W_{T,2} + 2 \cdot \Delta W_{AT,1} = 2 \cdot 3,98 \cdot 10^6 + 3,99 \cdot 10^6 + 2,766 \cdot 10^6 = \\ &= 14,716 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta W_2 &= \Delta W_{T,1} + 2 \cdot \Delta W_{T,2} + 2 \cdot \Delta W_{AT,2} = 3,98 \cdot 10^6 + 2 \cdot 3,99 \cdot 10^6 + 2 \cdot 4,037 \cdot 10^6 = \\ &= 20,034 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B_1 &= \frac{(H_a + H_o)\%}{100} \cdot K_1 + \beta \cdot \sum \Delta W_1 \cdot 10^{-5} = \frac{6,3 + 2}{100} \cdot 624,510 + 0,83 \cdot 14,716 \cdot 10 = \\ &= 200,832 \text{ тис.грн./рік}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B_2 &= \frac{(H_a + H_o)\%}{100} \cdot K_2 + \beta \cdot \sum \Delta W_2 \cdot 10^{-5} = \frac{6,3 + 2}{100} \cdot 2818,800 + 0,83 \cdot 20,034 \cdot 10 = \\ &= 400,242 \text{ тис.грн./рік}; \end{aligned}$$

$$Z_1 = E_H \cdot K_1 + B_1 = 0,15 \cdot 624,510 + 200,832 = 294,51 \text{ тис.грн./рік};$$

$$Z_2 = E_H \cdot K_2 + B_2 = 0,15 \cdot 2818,800 + 400,242 = 832,062 \text{ тис.грн./рік};$$

$$Z_1 = 294,51 \text{ тис.грн./рік} < Z_2 = 832,062 \text{ тис.грн./рік}.$$

Підрахунок капіталовкладень наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Капіталовкладення першого та другого варіанту

Устаткування	Вартість одиниць, тис.грн.	Варіанти			
		Перший		Другий	
		Кількість одиниць, шт.	Загальна вартість, тис.грн	Кількість одиниць, шт.	Загальна вартість, тис.грн
Блочні трансформатори ТДЦ–200000/110	257·2,43	1	624,510	–	–
ТДЦ–200000/330	330·2,43	–	–	1	801,900
Ячейка РУ 330	170·2,43	–	–	3	1239,300
Автотрансформатор АТДЦТН– 200000/330/110	320 2,43	–	–	1	777,600
Разом		K ₁ = 624,510		K ₂ = 2818,800	

Отже, для подальших розрахунків приймаємо головну **електричну схему варіанта 1** з мінімальними приведеними затратами.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

2.1. Складання схеми заміщення і визначення її параметрів

Розрахунки струмів короткого замикання здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

При розв'язанні більшості задач, що зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок [2, 8].

До таких припущень відносяться:

- вважається, що фази електрорушійної сили (ЕРС) всіх генераторів не змінюються протягом всього процесу КЗ;
- не враховується насиченість магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і не залежними від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкнутого кола;
- нехтують намагнічувальними струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трифазна система є симетричною;
- вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено;
- при обчисленні струму КЗ звичайно нехтують активним опором кола.

Під розрахунковою схемою розуміють спрощену однолінійну схему електроустановки з вказанням всіх елементів та їх параметрів, які впливають на струм КЗ і тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків (рис. 2.1).

Для визначення опору елементів мережі на розрахунковій схемі звичайно вказуються їх параметри в іменованих або, в більшості випадків, у відносних одиницях.

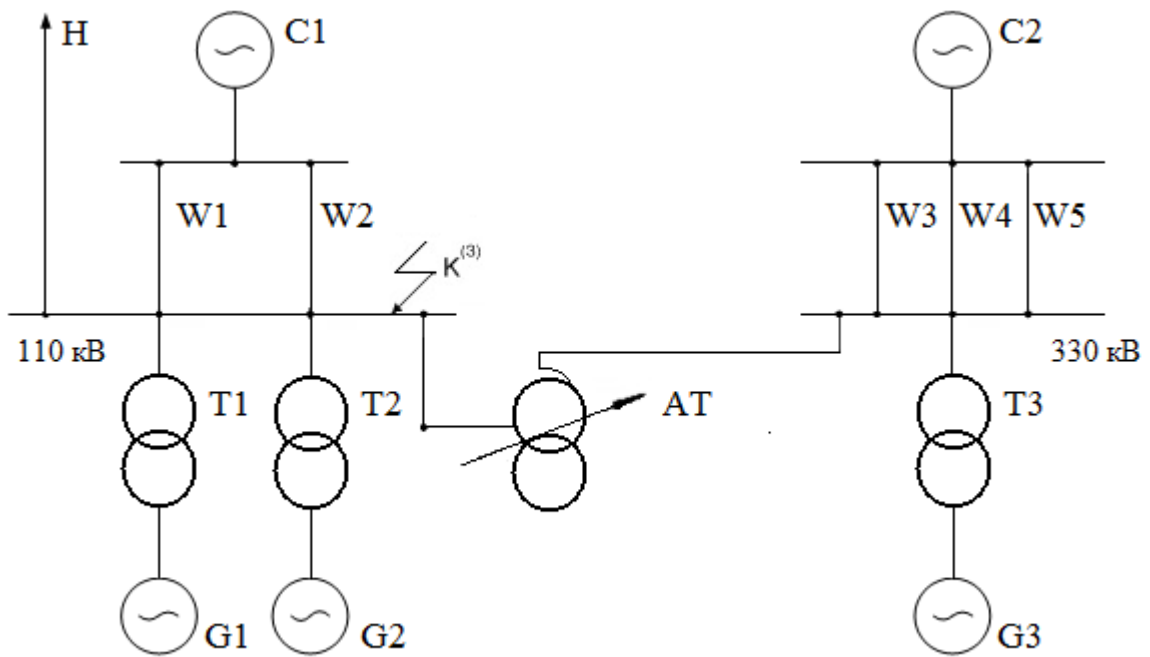


Рис. 2.1. Розрахункова схема КЗ

На розрахунковій схемі електроустановки назначають точки, в яких передбачається КЗ. Потім для вибраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, яка за вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінені електричними (рис. 2.2).

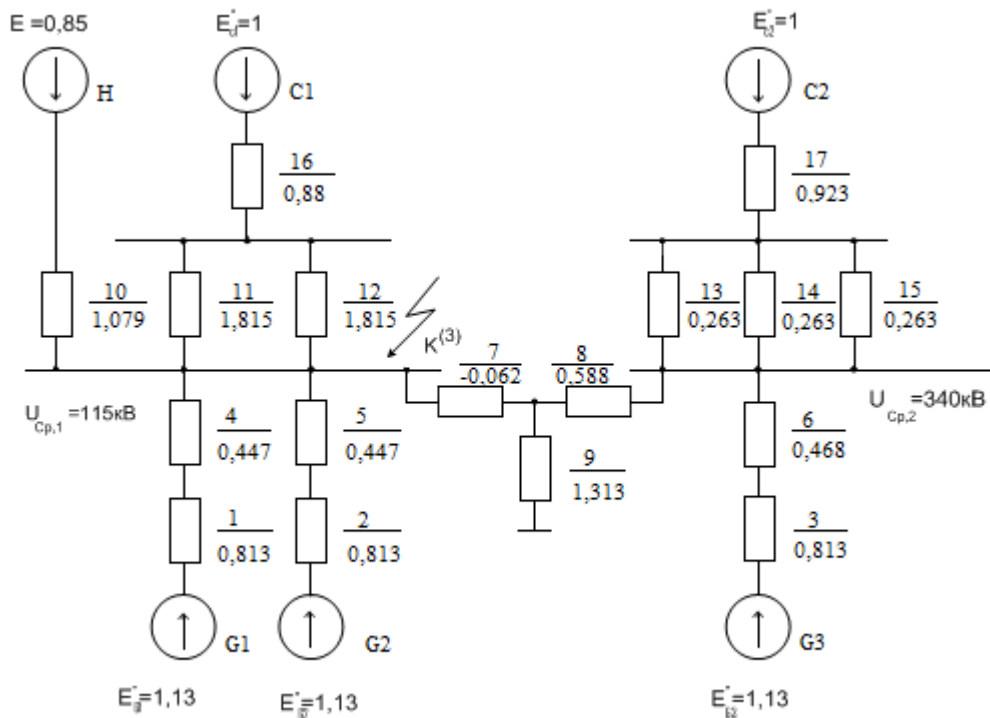


Рис. 2.2. Схема заміщення

Як вже вказувалось, параметри розрахункової схеми можуть бути задані в іменованих або відносних одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях всі опори схеми повинні бути виражені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є один або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується у відносних одиницях, то необхідно попередньо привести всі опори елементів заступної схеми до одних і тих самих базисних умов.

Визначаємо опори схеми заміщення при базових умовах:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{\sigma} = U_{\text{сеп},1} = 115 \text{ кВ};$$

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

– опір генераторів G1; G2; G3

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},G}} = 0,191 \cdot \frac{1000}{235} = 0,813;$$

– опір блочних трансформаторів Т1; Т2 та Т3

$$x_4 = x_5 = \frac{u_{K,1}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{235} = 0,447;$$

$$x_6 = \frac{u_{K,2}^{\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},2}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{235} = 0,468;$$

– опір автотрансформаторів зв'язку АТ1; АТ2

$$x_8 = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-HH}^{\%} + u_{K,BH-CH}^{\%} - u_{K,CH-HH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},AT}} = \frac{1}{200} (38 + 10,5 - 25) \cdot \frac{1000}{200} = 0,588;$$

$$x_7 = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,B,-CH}^{\%} + u_{K,CH-HH}^{\%} - u_{K,BH-HH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{ном},AT}} = \frac{1}{200} \cdot (10,5 + 25 - 38) \cdot \frac{1000}{200} = -0,0625;$$

$$x_9 = \frac{1}{200} \cdot (u_{K,BH-HH}^{\%} + u_{K,CH-HH}^{\%} - u_{K,BH-CH}^{\%}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,AT}} = \frac{1}{200} (38 + 25 - 10,5) \cdot \frac{1000}{200} = 1,313;$$

$$x_{10} = x''_H \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{1000}{3254,419} = 1,079;$$

$$S_H = \frac{n \cdot P_{max}}{\cos \varphi} = 9 \cdot \frac{31}{0,86} = 324,419 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

– опір ліній електропередач W1;W2

$$x_{12} = x_{11} = \frac{x_{0,1} \cdot l_1 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{сер,1}^2} = \frac{0,4 \cdot 60 \cdot 1000}{115^2} = 1,815;$$

– опір ліній електропередач W2;W4;W5

$$x_{13} = x_{14} = x_{15} = \frac{x_{num} \cdot l_2 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{сер,2}^2} = \frac{0,32 \cdot 95 \cdot 1000}{340^2} = 0,263;$$

– система С1

$$x_{16} = x_{c1(ном)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,c1}} = 2,2 \cdot \frac{1000}{2500} = 0,88;$$

– система С2

$$x_{17} = x_{c2(ном)} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном,c2}} = 2,4 \cdot \frac{1000}{2600} = 0,923.$$

2.2. Розрахунок струму трифазного короткого замикання на збірних шинах РУСН–110 кВ

За методом спорудження та монтажу всі сучасні конструкції РУ можна поділити на збірні і комплектні, а за видом установаження обладнання – на закриті з обладнанням для внутрішнього установаження і на відкриті з обладнанням для зовнішнього установаження. Таким чином, за конструктивним виконанням будемо розрізняти такі чотири типи РУ: збірні закриті (ЗРУ), збірні відкриті (ВРУ), комплектні для внутрішнього установаження (КРУ), комплектні для зовнішнього установаження (КРУЗ).

Розрахуємо струми трифазного КЗ на збірних шинах РУСН-110 кВ.

Визначаємо приведені опори:

$$x_{18} = x_1 + x_4 = 0,813 + 0,447 = 1,26;$$

$$x_{19} = \frac{x_{18}}{n_{G1}} = \frac{1,26}{2} = 0,63;$$

$$x_{20} = x_3 + x_6 = 0,813 + 0,468 = 1,281;$$

$$x_{21} = \frac{x_{20}}{n_{G2}} = \frac{1,281}{1} = 1,281;$$

$$x_{22} = x_7 + x_8 = (-0,0625 + 0,588 = 0,526);$$

$$x_{23} = \frac{x_{11}}{n_{W1}} = \frac{1,815}{2} = 0,908;$$

$$x_{25} = x_{23} + x_{16} = 0,88 + 0,908 = 1,788;$$

$$x_{24} = \frac{x_{13}}{n_{W2}} = \frac{0,263}{3} = 0,088;$$

$$x_{26} = x_{17} + x_{24} = 0,923 + 0,088 = 1,011;$$

$$x_{27} = \frac{x_{25} \cdot x_{10}}{x_{25} + x_{10}} = \frac{1,079 \cdot 1,079}{1,788 + 1,079} = 0,673;$$

$$x_{28} = \frac{x_{26} \cdot x_{21}}{x_{26} + x_{21}} = \frac{1,011 \cdot 1,281}{1,011 + 1,281} = 0,565;$$

$$x_{29} = x_{28} + x_{22} = 0,565 + 0,526 = 1,091.$$

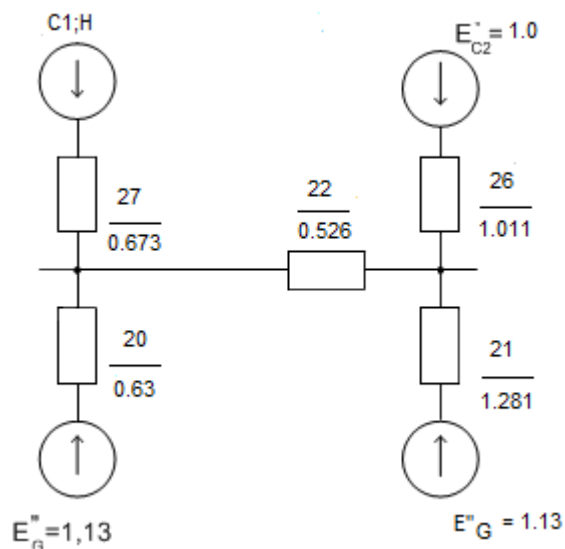


Рис. 2.3. Еквівалентна схема приведених опорів

$$E''_{pez1} = \frac{\frac{0,85}{1,788} + \frac{1,0}{1,079}}{\frac{1}{1,788} + \frac{1}{1,079}} = 0,941.$$

$$E''_{pez2} = \frac{\frac{E''_G}{x_{21}} + \frac{E''_G}{x_{26}}}{\frac{1}{x_{21}} + \frac{1}{x_{26}}} = 0,0872.$$

Визначаємо складові струмів трифазного короткого замикання в точці $K^{(3)}$ які наведені на рис. 2.4.

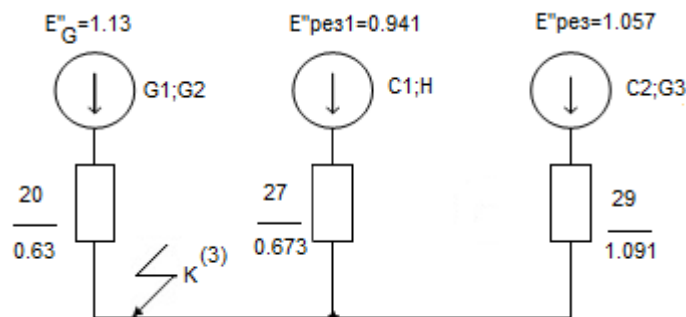


Рис. 2.4. Спрощена схема розрахунку трифазного короткого замикання

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання $I_{n,0}^{(3)}$:

$$I_{n,0,1} = \frac{E''_G}{x_{20}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,13}{0,63} \cdot 5,02 = 9,006 \text{ кА};$$

$$I_{n,0,2} = \frac{E''_{pez1}}{x_{25}} \cdot I_{\sigma} = \frac{0,941}{0,673} \cdot 5,02 = 7,018 \text{ кА};$$

$$I_{n,0,3} = \frac{E''_{pez2}}{x_{29}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,057}{1,091} \cdot 5,02 = 4,864 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}^{(3)} = I_{n,0,1} + I_{n,0,2} + I_{n,0,3} = 9,006 + 7,018 + 4,886 = 20,9 \text{ кА}.$$

Визначаємо ударний струм трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y.$$

Ударний коефіцієнт визначаємо згідно з [3]:

$$K_{y,1} = 1,97; K_{y,2} = 1,608; K_{y,3} = 1,78;$$

$$i_{y,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot K_{y,1} = \sqrt{2} \cdot 9,006 \cdot 1,97 = 25,091 \text{ кА};$$

$$i_{y,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot K_{y,2} = \sqrt{2} \cdot 7,018 \cdot 1,608 = 15,959 \text{ кА};$$

$$i_{y,3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot K_{y,3} = \sqrt{2} \cdot 4,864 \cdot 1,78 = 12,244 \text{ кА};$$

$$i_y^{(3)} = i_{y,1} + i_{y,2} + i_{y,3} = 25,091 + 15,959 + 12,244 = 53,294 \text{ кА}.$$

Визначаємо аперіодичну складову струму трифазного короткого замикання

$$i_{a,\tau}^{(3)}:$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad \text{де } \tau = t_{c,\delta} + 0,01;$$

$t_{c,\delta} = 0,035$ с для вимикача ВГТ–110П*–40/2500 У1 згідно з [4];

$$\tau = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с}.$$

Значення T_a визначаємо згідно з [3]: $T_{a,1} = 0,32$ с; $T_{a,2} = 0,02$ с; $T_{a,3} = 0,4$ с;

$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$ визначаємо згідно з [3];

$$i_{a,\tau,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,1} \cdot e^{-\frac{0,045}{0,32}} = \sqrt{2} \cdot 9,006 \cdot 0,869 = 11,068 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,2} \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = \sqrt{2} \cdot 7,018 \cdot 0,105 = 1,042 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau,3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,3} \cdot e^{-\frac{0,045}{0,4}} = \sqrt{2} \cdot 4,864 \cdot 0,325 = 2,235 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau}^{(3)} = i_{a,\tau,1} + i_{a,\tau,2} + i_{a,\tau,3} = 11,068 + 1,042 + 2,235 = 14,345 \text{ кА}.$$

Визначаємо періодичну складову струму короткого замикання $I_{n,\tau}^{(3)}$ для променя 1(генератор G3):

$$I_{*n,0,1} = \frac{I_{n,0,1}}{I'_{ном,G}} = \frac{9,006}{2,359} = 3,817 \text{ кА};$$

$$I'_{ном,G} = \frac{\sum S_{ном,G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{2 \cdot 235}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,359 \text{ кА.}$$

За типовими кривими [3] при $I_{*n,0,1} = 2,017$; $\tau = 0,045$ визначаємо $\gamma_{\tau,1}$:

$$\gamma_{\tau,1} = 0,92;$$

$$I_{n,\tau,1} = \gamma_{\tau,1} \cdot I_{n,0,1} = 0,92 \cdot 9,006 = 8,286 \text{ кА};$$

$$I_{n,\tau,2} = I_{n,0,2} = 7,018 \text{ кА};$$

$$I_{n,\tau,3} = I_{n,0,3} = 4,864 \text{ кА};$$

$$I_{n,\tau}^{(3)} = I_{n,\tau,1} + I_{n,\tau,2} + I_{n,\tau,3} = 8,286 + 7,018 + 4,864 = 20,168 \text{ кА.}$$

Визначаємо тепловий імпульс $B_K^{(3)}$:

$$B_K = I_{n,0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) \text{ [кА}^2 \cdot \text{с]},$$

де $t_{відкл} = 0,2$ с згідно з [3];

$$B_{K,1} = I_{n,0,1}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{a,1}) = 8,286^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 35,702 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K,2} = I_{n,0,2}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{a,2}) = 7,018^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 10,836 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K,3} = I_{n,0,3}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{a,3}) = 4,864^2 \cdot (0,2 + 0,4) = 14,195 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K^{(3)} = B_{K,1} + B_{K,2} + B_{K,3} = 35,702 + 10,836 + 14,195 = 60,733 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків струмів трифазного короткого замикання і визначення теплового імпульсу наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Результати розрахунків струмів трифазного КЗ і теплового імпульсу

Точка КЗ	Джерело	$I_{n,0}^{(3)}$ кА	$i_y^{(3)}$ кА	$i_{a,\tau}^{(3)}$ кА	$I_{n,\tau}^{(3)}$ кА	$B_K^{(3)}$ кА ² с
К1 ⁽³⁾ Збірні шини 110 кВ	Генератори G1;G2	9,006	25,091	11,068	8,286	35,702
	Система С1	7,018	15,959	1,042	7,016	10,836
	Об'єднане джерело С2;G3	4,864	12,244	2,235	4,864	14,195
Разом		20,91	53,294	14,345	20,168	60,733

Таким чином було проведено розрахунок струмів трифазного короткого замикання та визначено тепловий імпульс. Ці дані будуть використані при виборі комутаційних електричних апаратів.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

3.1. Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Всі елементи РУ електричної станції або підстанції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість під час найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати під час експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальні струм та напруга.

Після цього здійснюється перевірка апаратів за параметрами режиму короткого замикання. За розрахунковий вид КЗ приймається трифазне КЗ.

Електродинамічна стійкість характеризується максимальним допустимим струмом апарата $i_{дин}$, який повинен дорівнювати або бути більшим розрахункового ударного струму.

Перевірка апаратів на термічну стійкість полягає в порівнянні обчисленого теплового імпульсу з добутком квадрата номінального струму термічної стійкості апарата і номінального часу термічної стійкості, який вказується в каталозі. Правила улаштування електроустановок [4] дозволяє не перевіряти на термічну стійкість провідники і апарати, що захищені плавкими запобіжниками.

Схема для розрахунку струмів КЗ вибирається таким чином, щоб апарат, який перевіряється на термічну та динамічну стійкість, потрапив в найбільш складні умови.

Через малу ймовірність аварій між збірними шинами і реактором в лініях з струмообмежуючим реактором, ПУЕ приписує вибирати шинні роз'єднувачі,

вимикачі, трансформатори струму, прохідні ізолятори та ошиновку, які встановлюються до реактора, за струмами КЗ за реактором.

Апарати всіх ланок РУ 35 кВ і вище повинні перевірятися за повним струмом КЗ на збірних шинах.

Під час вибору струмопровідних частин за умовами робочого режиму враховуються два чинники: нагрівання провідника тривалим робочим струмом і вимога економічності установки. При виборі перерізів провідників за умовами тривалості нагріву користуються таблицями допустимих тривалих струмів для провідників стандартних перерізів, складеними на підставі відповідних розрахунків і дослідів. Під час складання цих таблиць приймалися:

- 1) допустима температура нагріву шин $+70^{\circ}\text{C}$;
- 2) розрахункова температура навколишнього середовища $+25^{\circ}\text{C}$;
- 3) розрахункове перевищення температури шин над температурою навколишнього середовища 45°C .

Вибір роз'єднувачів значно простіший, ніж вибір вимикачів, тому що роз'єднувачі не пристосовані для відключення ні нормальних, ні, тим паче, аварійних струмів. В зв'язку з цим для їх вибору обмежуються визначенням таких необхідних робочих параметрів: номінальної напруги $U_{ном}$ і тривалого номінального струму $I_{ном}$, а також перевіркою на термічну та динамічну стійкість при наскрізних струмах КЗ.

Особливу увагу під час вибору роз'єднувачів слід звертати на їх конструкцію. Для електроустановок всіх напруг, в тому числі і невеликих, слід вибирати виключно триполюсні роз'єднувачі.

Вимикачі і роз'єднувачі зручно вибирати одночасно. Розрахункові значення потрібних для вибору величин, а також каталожні дані вимикачів і роз'єднувачів записуються в таблицю.

Вибираємо вимикач і роз'єднувач для електричного ланцюга приєднання лінії РУСН–110 кВ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{max}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{31 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,87 \cdot 110} = 189,195 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} I_{\text{норм}} = \frac{9}{9-1} \cdot 189,195 = 212,844 \text{ А}.$$

Вибираємо вимикач ВГТ–110П*–40/2500 У1 і роз'єднувач РД(З)–110/2000 У1, технічні дані яких наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Технічні дані вимикача і роз'єднувача

Розрахункові дані	Довідкові дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 212,844 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 20,168 \text{ кА}$	$I_{\text{вим,ном}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a,r} = 14,345 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ном,відкл}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 35 \cdot 40}{100} = 19,799 \text{ кА}$	–
$I_{n,0} = 20,91 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	–
$i_y = 53,294 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 60,733 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 + t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}$

3.2. Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають за такими параметрами:

- 1) за напругою установки;
- 2) за струмом установки;
- 3) за конструкцією та класом точності;
- 4) за електродинамічною стійкістю;
- 5) за термічною стійкістю;
- 6) за вторинним навантаженням.

Номінальний струм повинен бути якнайближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

Вибираємо трансформатори струму для електричного ланцюга приєднання лінії РУСН–110 кВ:

$$I_{\text{норм}} = 189,195 \text{ А}; \quad I_{\text{max}} = 212,844 \text{ А}.$$

Намічаємо до установки трансформатор струму типу ТОГ–110П–ІІ У1, технічні дані якого наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Технічні дані трансформатора струму

Розрахункові дані	Довідкові дані
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = 212,844 \text{ А}$	$I_{1,\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_Y^{(3)} = 53,294 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 240 \text{ кА}$
$B_K = 60,733 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 70^2 \cdot 3 = 14,700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 7,159 \text{ Ом}$	$Z_{2,\text{ном}} = \frac{S_{2,\text{ном}}}{I_{2,\text{ном}}^2} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}$

Перевіряємо вибраний трансформатор струму за вторинним навантаженням, дані про яке наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Дані перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Навантаження фази, А		
		А	В	С
Амперметр	Э–335	–	0,5	–
Ватметр	Д–335	0,5	–	0,5
Варметр	Д–335	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СА3–И680	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СРУ–Т689	2,5	–	2,5
Разом		6	0,5	6
$S \text{ приладів} = 6 \text{ А}$				

Для того, щоб вибраний трансформатор струму працював у наміченому класі точності 0,5, необхідно дотримуватись умови $Z_2 = R_2 = Z_{2,\text{ном}}$.

Для визначення Z_2 вважаємо, що $R_2 = Z_2$; $R_2 = R_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_K$;

$$R_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2,\text{ном}}^2} = \frac{6}{1^2} = 6 \text{ Ом}; \quad R_K = 0,05 \text{ Ом згідно з [3].}$$

Для того, щоб вибраний трансформатор струму працював у наміченому класі точності 0,5, необхідно дотримуватись умови $R_2 = Z_{2,\text{ном}}$:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2,\text{ном}} - R_{\text{прил}} - R_K = 30 - 6 - 0,05 = 23,95 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q'} = \frac{0,0175 \cdot 150}{23,95} = 0,109 \text{ мм}^2;$$

$$l_{\text{розр}} = 150 \text{ м згідно з [3];}$$

$$\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}}{\text{мм}^2} \text{ згідно з [3];}$$

За умови механічної міцності, згідно з [2], приймаємо переріз жил контрольного кабелю $q' = 2,5 \text{ мм}^2$;

$$R'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом};$$

$$R'_2 = Z_2 = R_{\text{прил}} + R'_{\text{пр}} + R_K = 6 + 1,05 + 0,109 = 7,159 \text{ Ом};$$

$$Z_{2,\text{ном}} = 7,159 \text{ Ом} < Z_2 = 30 \text{ Ом}.$$

Отже, вибраний трансформатор струму працюватиме у класі точності 0,5.

3.3. Вибір трансформаторів напруги

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах РУСН–110 кВ.

Намічаємо до установки трансформатор напруги типу НОГ–110П–І У1, технічні дані якого наведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Технічні дані трансформатора напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність в класі точності				$S_{2,\text{ном}}$, В·А
	Первинної, кВ	основної вторинної, В	додавкової вторинної, В	0,2	0,5	1	3	
НОГ–110П–І У1	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	2500

Перевіряємо вибраний трансформатор напруги за вторинним навантаженням, дані про яке згідно з [3] наведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

Дані перевірки трансформатора напруги за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Потужність однієї обмотки, В·А	Кількість обмоток	cosφ	sinφ	Кількість приладів	Загальна споживана потужність	
							P, Вт	Q, вар
Збірні шини РУСН–110 кВ								
Вольтметр з перемиканням	Э–335	2	2	1	0	1	2	–
Частотомір	Н–394	7	1	1	0	1	7	–
Вольтметр реєструючий	Н–394	10	1	1	0	1	10	–
Ватметр реєструючий підсумовуючий	Н–395	10	1	1	0	1	10	–
Частотомір синхронізації	Э–362	1	1	1	0	2	2	–
Вольтметр синхронізації	Э–335	2	1	1	0	4	4	–
Реєструючий пристрій	Н–348	10	2	1	0	1	20	–
Синхроноскоп	Э–327	10	1	1	1	1	10	–
Осцилограф	–	–	–	–	–	–	–	–
Т–Р зв'язку								
Ватмер	Д–335	1,5	2	1	0	1	3	–
Ватмер 32–х ст. шкл.	Д–335	1,5	2	1	0	1	3	–
Споживачі тупикової лінії 110 кВ								
Ватметр	Д–335	1,5	2	1	0	4	12	–
Ватметр	Д–335	1,5	2	1	0	4	12	–
Фіксуючий прилад	ФІП	3	1	–	–	4	12	–
Лічильник активної енергії	СА3–И674	3 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,427
Лічильник реактивної енергії	СА3–И673	3 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,427
Разом							193	116,84

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} = \sqrt{114^2 + 80^2} = 139,26 \text{ В·А};$$

$$S_2 = 139,269 \text{ В·А} < S_{2,\text{ном}} = 1200 \text{ В·А}.$$

За умови механічної міцності переріз мідних жил контрольного кабелю приймаємо 1,5 мм².

3.4. Вибір струмопровідних частин

Вибираємо струмопровідні частини для електричного ланцюга приєднання лінії РУСН–110 кВ. Вибір перерізу проводів ведемо за економічною густиною струму:

$$I_{\text{норм}} = 189,195 \text{ А}; \quad I_{\text{max}} = 212,844 \text{ А}.$$

Вибір перерізу гнучких шин ведемо за допустимим струмом:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{189,195}{1} = 189,195 \text{ мм}^2,$$

де $J_e = 1 \cdot \text{А/мм}^2$ згідно з [3].

Вибираємо два проводи маркою АС–120/19, зовнішній діаметр якого 15,2 мм²; $I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$ згідно з [4].

Перевіряємо вибраний переріз проводу на нагрів за умови $I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}$.

Перевіряємо вибрані проводи за умовою коронування, з урахуванням того, що проводи фаз розташовані горизонтально $1,07E \leq 0,9E_0$:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,367 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,855U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cep}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 100}{0,761 \lg \frac{378}{0,76}} = \frac{38,94}{9,969} = 3,906 \text{ кВ/см},$$

де $D_{\text{cep}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см};$

$D = 3 \text{ м};$

$E = 4,179 \text{ кВ/см} < E_0 = 30,029 \text{ кВ/см}.$

Вибираємо підвісні ізолятори згідно з [5].

Намічаємо підвісні ізолятори типу ПС6–А, технічні дані яких наведені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Технічні дані підвісних ізоляторів

Тип ізолятора	Н, мм	Е _{мр} , кВ/см
ПС 6–А	130	2,6

Кількість ізоляторів в гірлянді:

$$n = \frac{K_p \cdot U_\phi}{E_{mp} \cdot H} = \frac{3 \cdot 110}{2,6 \cdot 1,3 \sqrt{3}} = \frac{330}{58,543} = 5,637 \approx 6 \text{ шт,}$$

де $K_p = 3$ згідно з [5].

Приймаємо 9 ізоляторів ПС 6–А в гірлянді згідно з [5].

3.5. Вибір електричних апаратів за номінальними параметрами

Технічні характеристики електричних апаратів вибраних згідно з [2], [5] наведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7

Технічні характеристики електричних апаратів

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз' єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Блочного трансформатора до РУСН – 110 кВ	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном,G}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,110}}} = \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1825,775 \text{ А}$	ВГТ–110 П*–40/2500У1	РДЗ – 110/2000 У1	ТОГ – 110П–ПУ1	–
Автотрансформатора зв' язку до РУСН–110 кВ	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном,AT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,сн}}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1050,972 \text{ А}$	ВГТ–110 П*–40/2500У1	РДЗ–110/2000 У1	ТОГ–110П–П У1	

Продовження табл.3.7

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз' єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Лінії до РУВН-330 кВ	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max, BB}} \cdot 10^3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, ВН}}} = \frac{405,517 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} =$ $= 2128,475 \text{ А}$ $I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}} = \frac{9}{9-1} \cdot 271,482 = 310,265 \text{ А}$	ВГТ-330П*-40/2500У1	РДЗ-330/1000 У1	ТОГ-330П-І У1	-
Блочного трансформатора	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot G \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, ВН}}} = \frac{353 \cdot 10^3}{571,5} =$ $= 617,673 \text{ А}$	ВГГ330П 3150У1	РДЗ/330П/3150 У1	-	-
Автотрансформатора зв' язку до РУВН-330 кВ	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном, АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном, 330}}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 330} =$ $= 350,324 \text{ А}$ $I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}} = 380,075 \text{ А}$	ВГТ-330 П*-40/3150У1	РДЗ-330/1000 У1	ТОГ-330П-І У1	-

Продовження табл.3.7

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз' єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Генератора	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном,Г}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,Г}}} = \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10190,237 \text{ А}$ $I_{\text{max}} = \frac{I_{\text{норм}}}{0,95} = \frac{10,2}{0,95} = 10,737 \text{ А}$	HECS-100R-10500УЗ	РЗД-20/12500 УЗ	ТШ-20-10000/5УЗ	3×ЗНОЛ 0,6-20УЗ
Вводу 6,3 кВ робочого ТВП	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ТВП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1146,894 \text{ А}$	Ячейка КРУ з вимикачем ВРС-6			

Закінчення табл.3.7

РОЗДІЛ 4

СИСТЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ТЕПЛОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ТЕС-600 МВт

4.1. Вибір трансформаторів власних потреб

Живлення власних потреб проекрованої виконується від генераторів станції через спеціальні знижуючі робочі трансформатори власних потреб (ТВП) та від енергосистеми через резервні трансформатори власних потреб (РТВП).

Номінальну потужність ТВП вибираємо у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. Перевантаження цих трансформаторів не допускається, згідно з [1] потужність РТВП проекрованої ТЕС-600 МВт приймаємо рівною потужності ТВП.

Потужність власних потреб блоку $S_{в.п.} = 15,84$ МВ·А.

З урахуванням матеріалів реального проектування ТЕС з генераторами 200 МВт вибираємо робочий ТВП типу ТРДНС-25000/35 і РТВП типу ТРДН-25000/110, технічні дані яких згідно з [3] наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Технічні дані трансформаторів власних потреб

Тип	Номінальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга короткого замикання $u_{к,ВН-НН}^{\%}$	Струм холостого ходу $I_x, \%$
	<i>ВН</i>	<i>НН</i>	ΔP_x	ΔP_k		
ТРДН-25000/110	115	38,5	25	120	10,5	0,65
ТРДНС-25000/35	18	6,3	25	115	10,5	0,65

Трансформатори власних потреб ТВП1, ТВП2, ТВП3 живлять секції 6,3 кВ відповідно першого енергоблоку 1ВА, 1ВВ, другого 2ВА, 2ВВ та третього 3ВА, 3ВВ. До цих секцій приєднуються електродвигуни 6 кВ котельного та турбінного відділень, загальностанційне навантаження (з в.п.) і трансформатори 6,3/0,4 кВ.

Резервне живлення секцій власних потреб виконується від резервних магістралей ВЛ, ВМ, зв'язаних з резервним трансформатором власних потреб

РТВП1. Для збільшення гнучкості та надійності резервні магістралі секціонуються вимикачами через кожні два енергоблоки.

Згідно з [1] кількість резервних трансформаторів наступна: один приєднаний і один готовий до заміни будь-якого робочого ТВП.

Трансформатори другого ступеня трансформації 6,3/0,4кВ встановлюються в центрах навантаження: в котельному та турбінному відділеннях, на паливному складі, в об'єднаному допоміжному корпусі, на відкритих РУ, в компресорній установці тощо. Потужність цих трансформаторів не перевищує 1000 кВ·А. Для підвищення надійності збірні шини 0,4 кВ секціонуються. Кожна секція забезпечується робочим і резервним живленням, котре вмикається автоматично.

4.2. Схема електропостачання власних потреб ТЕС-600 МВт

Схема електропостачання власних потреб проектованої ТЕС-600 МВт наведена на рис. 4.1.

На рис. 4.1 показане живлення секції власних потреб 0,4 кВ одного енергоблоку, розташованого в головному корпусі. Споживачі 0,4 кВ першого енергоблоку і частина загальностанційного навантаження отримують живлення від секцій 1СА, 1СВ, 1СС, 1СД. Найбільш відповідальні споживачі приєднані до напівсекцій 1СА та 1СВ, які автоматичними вимикачами відділяються від іншої частини цих же секцій. Резервний трансформатор 6,3/0,4 кВ приєднаний до секцій 3ВА третього енергоблоку.

Споживачі 0,4 кВ другого енергоблоку приєднуються до секцій 2СА, 2СВ, 2СС, 2СД, а третього до секцій 3СА, 3СВ, 3СС, 3СД (на рис. 4.1 ці секції не показані). Резервний трансформатор для останніх секцій приєднується до секції 6,3 кВ 2ВВ другого енергоблоку.

Для підтримання необхідного рівня напруги на шинах власних потреб трансформатори мають РПН. Схема з'єднання обмоток НН робочих і резервних трансформаторів вибирається таким чином, щоб було можливе їх короткочасне

ВИСНОВКИ

Теплова електростанція ТЕС-600 МВт працює в складі енергосистеми і служить для централізованого тепло- та електрозабезпечення великого промислового району. Зв'язок з системою виконується двома повітряними лініями 110 кВ та трьома повітряними лініями 330 кВ.

Вибрані три турбогенератори ТГВ-220-2. Електрична схема проектованої ТЕС-600 МВт блочна. Зв'язок між РУСН-110 кВ і РУВН-330 кВ автотрансформаторний. На стороні 110 кВ схема з'єднання РУ: дві робочі системи шин з обхідною. На стороні 330 кВ схема з'єднання РУ з трьома вимикачами на два приєднання. Для станції вибрані блочні трансформатори: ТДЦ-250000/110 і ТДЦ-250000/330. Для зв'язку між РУ використаний один автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110.

Було виконане техніко-економічне порівняння двох варіантів, на підставі якого більш економічний варіант представлений на головній схемі. Був також зроблений розрахунок струмів КЗ, згідно з яким вибрані апарати в заданому колі, інші апарати вибиралися за номінальними параметрами. Відповідно вибране сучасне елегазове обладнання: трансформатор напруги НОГ, вимикач ВГТ, трансформатор струму типу ТОГ, роз'єднувач РДЗ. З боку генераторної напруги: вимикач НЕС, трансформатори струму типу ТШ, трансформатори напруги ЗНОЛ. З'єднання між генератором і трансформатором виконано трифазним пофазноекранованим струмопроводом ГРТЕ, в якому фактично виключена можливість міжфазного КЗ і фізичних пошкоджень, чим підвищено надійність.

Для схеми власних потреб електростанції вибрані трансформатори власних потреб ТРДН-25000/110 і ТРДНС-25000/35.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП–81 Минэнерго СССР.–М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981.–122 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.– 648 с.
3. Коваль І.О. Електричні апарати напругою понад 1 кВ сучасних виробників. Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування. Навчальний посібник. – К.: Київський енергетичний коледж, 2008.
4. Правила улаштування електроустановок / Мінпаливенерго України – 3-тє перероб. і доп. Київ, 2011.–736 с.
5. Ларионов В.П. и др. Техника высоких напряжений : Учебник для техникумов/ В. П. Ларионов, В. В. Базуткин, Ю. Г. Сергеев; Под ред. В.П. Ларионова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 296 с.
6. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 608 с.
7. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшова Е.Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов. Под ред. А.А.Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990.– 575 с.
8. Голубев М.Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4-35 кВ.- М.: Энергия, 1980.– 88 с.
9. Правила безпечної експлуатації електроустановок ДНАОП 1.1.10-2.01.-97
10. Козлов В.Д., Захарченко В.П., Тачиніна О.М. Електрична частина станцій та підстанцій.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.