

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ  
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ  
ТА ТЕХНОЛОГІЙ

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ  
Завідувач випускової кафедри

В.П. Квасніков  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2023 р.

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

ВИПУСКНИКА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

**Тема:** «ЕЛЕКТРИЧНА СИСТЕМА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ  
750 МВт»

Виконавець \_\_\_\_\_ студент групи ЕЕ-415Б Серіков Ігор Сергійович  
(підпис) (студент, група, прізвище, ім'я, по батькові)

Керівник \_\_\_\_\_ д.т.н., проф. Квасніков Володимир Павлович  
(підпис) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ Паращанов В. Г.  
(підпис) (П.І.Б)

Київ 2023

# НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Аерокосмічний факультет

Кафедра: комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій

Освітній ступень: «Бакалавр»

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.П. Квасніков

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 р.

## ЗАВДАННЯ

на виконання дипломного проекту

Серіков Ігор Сергійович

(П.ІБ. випускника)

1. Тема проекту «ЕЛЕКТРИЧНА СИСТЕМА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 750 МВт» затверджена наказом ректора від «08» травня 2023 р. № 654/ст.
2. Термін виконання проекту: з 22.05.2023 по 25.06.2023.
3. Вихідні дані до проекту: Кількість генераторів та їх потужність - 3x320 МВт; Вид палива – Газ, мазут; Місце спорудження – Черкаська область; Зв'язок між РУ - автотрансформаторний. Розподільчі установки - РУСН-110 кВ, РУВН-330 кВ; Кількість повітряних ліній – 2x110кВ, 3x330кВ
4. Зміст пояснювальної записки: Вступ. Вибір головної схеми ТЕС, аналіз початкових даних для розрахунків, розрахунок струмів короткого замикання, вибір електричних апаратів і струмопровідних частин, вибір релейних захистів, особливості монтажу та експлуатації трансформатора. Висновки. Список бібліографічних посилань використаних джерел.
5. Перелік обов'язкового ілюстративного матеріалу: 2 варіанти структурної схеми ТЕС-750 МВт з урахуванням з'єднання РУСН110кВ та РУВН330кВ; принципові електричні схеми ТЕС-750 МВт; схема розрахунку КЗ<sup>(3)</sup>, схема заміщення, схема еквівалентних перетворень; схема електропостачання власних потреб.

## 6. Календарний план-графік

№ з/п	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Ознайомлення з проектною документацією	22.05–26.05.23	виконано
2.	Розділ 1. Вибір головної схеми ТЕС-750 МВт	27.05–31.05.23	виконано
3.	Розділ 2. Розрахунок струмів короткого замикання	01.06–03.06.23	виконано
4.	Розділ 3. Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин	04.06–06.06.23	виконано
5.	Розділ 4. Вибір релейних захистів	07.06–08.06.23	виконано
6.	Розділ 5. Особливості монтажу та експлуатації трансформатора	09.06–10.06.23	виконано
7.	Усунення недоліків та закінчення оформлення пояснювальної записки	11.06–18.06.23	виконано

7. Дата видачі завдання: “22” травня 2023 р.

Керівник дипломної роботи (проекту) \_\_\_\_\_ Квасніков В.П.  
(підпис керівника) (П.І.Б.)

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Серіков Ігор Сергійович  
(підпис випускника) (П.І.Б.)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи «Електрична система теплової електростанції потужністю 750 МВт»: 66 сторінок, 11 рисунків, 16 таблиці, 12 використаних джерел.

**Об'єкт дослідження** – Електрична система ТЕС-750 МВт

**Предмет дослідження** – Електричні апарати та струмопровідні частини станції, релейний захист магістралі резервного живлення.

**Мета дипломної роботи** – розробка електричної частини для ТЕС-750МВт: генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори блоку, автотрансформатори, вимикачі.

**Методи дослідження** – теоретичні основи електротехніки, теорія проектування електричних станцій і підстанцій. Також використано метод електричних розрахунків у MathCAD для розрахунку струмів коротких замикань, реле захисту та інших математичних розрахунків

У результаті дослідження була вибрана головна схема електричних з'єднань, електричне обладнання та відповідні до них розрахунки: генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори блоку, автотрансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, реле, тощо. Вибрано тип та площу перерізу проводів, кабелів для повітряних ліній, також проведено розрахунок втрат електроенергії з уточненням перерізу проводів.

## ЗМІСТ

<b>РОЗДІЛ 1. ВИБІР ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ</b> .....	5
1.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми .....	5
1.2. Вибір генераторів .....	6
1.3. Вибір двох варіантів структурної електричної схеми.....	7
1.4. Вибір блочних трансформаторів.....	8
1.5. Вибір автотрансформаторів зв'язку.....	10
1.6. Вибір схеми електричних з'єднань розподільних установок підвищених напруг.....	14
<b>ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1</b> .....	18
<b>РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ</b> .....	19
2.1. Складання заступної схеми і визначення її параметрів .....	19
2.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на збірних шинах 110 кВ .....	23
2.3. Визначення складових струмів трифазного короткого замикання .....	25
<b>ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2</b> .....	31
<b>РОЗДІЛ 3. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН</b> .....	32
3.1. Вибір вимикачів і роз'єднувачів .....	32
3.2. Вибір трансформаторів струму.....	33
3.3. Вибір трансформаторів напруги .....	35
3.4. Вибір струмопровідних частин .....	37
3.5. Вибір електричних апаратів за номінальними параметрами .....	40
3.6. Вибір трансформаторів власних потреб та схеми електропостачання власних потреб	42
<b>ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3</b> .....	46
<b>РОЗДІЛ 4. ВИБІР РЕЛЕЙНИХ ЗАХИСТІВ</b> .....	47
4.1. Диференційний захист магістралі резервного живлення 6 кВ.....	47
4.2. Розрахунок диференційного захисту магістралі резервного живлення 6кВ .....	49
<b>ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4</b> .....	52
<b>РОЗДІЛ 5. ОСОБЛИВОСТІ МОНТАЖУ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА</b> .....	53
5.1. Монтаж трансформаторів.....	53
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	57
<b>СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	59
<b>ДОДАТОК А</b> .....	76

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

- СН – середньої напруги;  
НН – низької напруги;  
ВН – високої напруги;  
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТВП – трансформатор власних потреб  
РП – розподільчий пристрій;  
ЗРП – закритий розподільчий пристрій;  
ГРП – генераторний розподільчий пристрій;  
ПВН – прилад виміру напруги;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму;  
ПВП – панель вимірювальних пристроїв;  
СТ – струм підживлення;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
Г – генератор;  
КЗ (к. з.) – коротке замикання;  
В.П. – власні потреби;  
СШ – секція шин;  
ОСШ – обхідна секція шин;  
АД – асинхронний двигун;  
АТЗ – автотрансформатор зв'язку  
СД – синхронний двигун

## ВСТУП

Паливно – енергетичний комплекс займає ключові позиції в економіці будь – якої країни і у значній мірі визначає розвиток країни в цілому. зазначене, безумовно, стосується і нашої країни, тим більше, що в структурі промисловості України існує велика частка енергоємних підприємств.

Електроенергетичні системи відносяться до категорії складних систем, що характеризуються значною кількістю внутрішніх зв'язків та взаємодії між численними елементами. Сучасні електроенергетичні системи мають велику кількість елементів, різноманітні внутрішні і зовнішні зв'язки. Важливу роль в енергосистемі виконують електричні станції і підстанції.

Створення нових потужних електростанцій та розвиток електроенергетики сприяють виникненню нових промислових центрів. Певні галузі промисловості активно обирають максимально близьке географічне розташування до джерел дешевої електроенергії.

В Україні електроенергію виробляють електростанції різних типів, такі як: теплові (ТЕС), гідралічні (ГЕС), гідро акумулятивні (ГАЕС) та атомні (АЕС) станції. У майбутньому використання екологічно чистої сонячної та вітрової енергії стане все більш поширеним, так як галузь відновлювальних енергоджерел швидко розвивається та стає все більш пріоритетною через фактор екологічно чистого видобування електроенергії.

За 2018 рік було вироблено 159,35 млрд кВт/год електроенергії. Про це повідомляє Державна служба статистики у звіті з промислового виробництва в Україні. За 12 місяців було вироблено 155,414 млрд кВт/год електроенергії (+ 0,4% в порівнянні з аналогічним періодом 2017).

При цьому виробництво електроенергії тепловими електростанціями і теплоелектроцентралями за 12 місяців склало 55,844 млрд кВт • год (-9.2 % в порівнянні з аналогічним періодом 2017).

Виробництво електроенергії атомними електростанціями в річному численні збільшилося на 5,7%, за 12 місяців було вироблено 85,576 млрд кВт/год (+7,6% в порівнянні з аналогічним періодом 2017).

Виробництво електроенергії гідроелектростанціями ГЕС та ГАЕС за 12 місяців - 10,567 млрд кВт / год (+ 13,7%).

Виробництво електроенергії іншими електростанціями (вітряними, сонячними, біомаса) склало за 12 місяців 2018 р - 1,898 млрд кВт / год (+21,6% в порівнянні з аналогічним періодом 2017).

Частина АЕС в структурі виробництва електроенергії склала 53 %; ТЕС, ТЕЦ і КУ – 37 % ; ГЕС, ГАЕС - 7 %; блок станції - 1 % ; альтернативні джерела - 2 %

Теплова електростанція потужністю 750 МВт, яка проектується, входить до складу енергосистеми та забезпечує централізоване електрозабезпечення великого промислового району Черкаської області. Зв'язок з енергосистемою здійснюється за допомогою двох повітряних ліній напругою 110 кВ та трьох повітряних ліній напругою 330 кВ. У складі даної теплової електростанції використовуватимуться три турбогенератори ТВВ-320-2. Основними видами палива будуть газ та мазут.



# РОЗДІЛ 1.

## ВИБІР ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ

### 1.1. Вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми

Вибір головної схеми приєднання електростанції до енергосистеми є визначальним при проектуванні електричної частини електростанції, оскільки вона визначає повний склад елементів і зв'язки між ними. Вибрана головна схема є відправною точкою для креслення основної (принципової) схеми електричного підключення, схеми власних потреб, схеми вторинного підключення, заступної схеми, монтажних схем тощо.

Теплова електростанція потужністю 750 МВт, яка проектується, входить до складу енергосистеми та забезпечує централізоване електрозабезпечення великого промислового району Черкаської області. Зв'язок з енергосистемою здійснюється за допомогою двох повітряних ліній напругою 110 кВ та трьох повітряних ліній напругою 330 кВ. У складі даної теплової електростанції використовуватимуться три турбогенератори ТВВ-320-2. Основними видами палива будуть газ та мазут.

Лінії 110 кВ використовуються для надання живлення електричних мереж промислового району, а також для передачі надлишкової потужності з теплової електростанції (ТЕС) до енергосистеми та для забезпечення електроенергією власних потреб ТЕС у періоди ремонтів.

Лінії електропередачі напругою 330 кВ входять до складу основних систем утворюючих мережі енергосистеми.

Кількість і пропускна здатність ліній електропередачі вибрані з урахуванням вимог надійної роботи електричної системи і системи електрозабезпечення споживачів згідно з [2, 6, 8, 1].

## 1.2. Вибір генераторів

Згідно з вихідними даними для проектованої ТЕС потужністю 750 МВт, планується встановити три турбогенератори з потужністю  $3 \times 320$  МВт. Паспортні дані цих турбогенераторів, згідно з (додаток А) наведено у таблиці 1.1.

Важливо зазначити, що турбогенератор ТВВ-320-2 є синхронним генератором трифазного струму з воднево-водяним (ВВ) охолодженням, у якого вентиляція здійснюється завдяки: охолодженню обмотки статора водою - безпосередньо водою (БВ), обмотка ротора охолоджується воднем – безпосередньо воднем (НВР) та сердечник статора охолоджується воднем – безпосередньо воднем (БВС). Використана незалежна тиристорна (ТН) система збудження. [6]

Таблиця 1.1

Паспортні дані встановлених генераторів

Тип	Частота обертання об/хв	Номінальні значення					Зверх перехідний індуктивний опір	Система збудження	Охолодження		
		Потужності МВА	cos φ	Струму статора, кА	Напруги статора, кВ	ККД, %			статора	ротора	сердечника
ТВВ-320-2У3	3000	353	0,85	10,2	20	98,7	0,173	ТН	БВ	НВР	БВС

Турбогенератори трифазного струму призначені для перетворення механічної енергії, яка отримується від руху турбіни, на електричну енергію в формі трьох фазного змінного струму. Вони широко використовуються в електростанціях, особливо тих, які працюють на основі пари або газу.

### 1.3. Вибір двох варіантів структурної електричної схеми

Складаємо два варіанти структурних схем електростанції потужністю 750 МВт включаючи розподіл блоків генератор-трансформаторів (G1-T1, G2-T2, G3-T3) між розподільчим пристроєм середньої напруги 110 кВ (РУСН) та розподільчим пристроєм високої напруги 330 кВ (РУВН). Зв'язок між РУ здійснюється за допомогою автотрансформаторів.

Використовуючи вихідні дані навантаження, які відходять від РУСН – 110 кВ, що наведені у таблиці 1.2, розраховуємо максимальну та мінімальну потужність середньої обмотки для шини РУСН – 110 кВ.

Таблиця 1.2

Вихідні дані навантаження ліній РУСН – 110 кВ

Напруга, кВ	Кількість та вид ліній, ПЛ	Навантаження лінії		Коеф. потужності $\cos \varphi$	$T_{max}$ , год	Коеф. Одночасності $K_0$
		$P_{max}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт			
110	9	36	32	0,85	6000	0,98

Для максимальної потужності СН

$$S_{max,CH} = \frac{n * P_{max}}{\cos \varphi} * K_0 = 9 * \frac{36}{0,85} * 0,98 = 373,553 \text{ МВА}$$

Для мінімальної потужності СН

$$S_{min,CH} = \frac{n * P_{min}}{\cos \varphi} * K_0 = 9 * \frac{32}{0,85} * 0,98 = 332,047 \text{ МВА}$$

Структурні електричні схеми для 1-го та 2-го варіантів наведені на рис. 1.1. та 1.2.

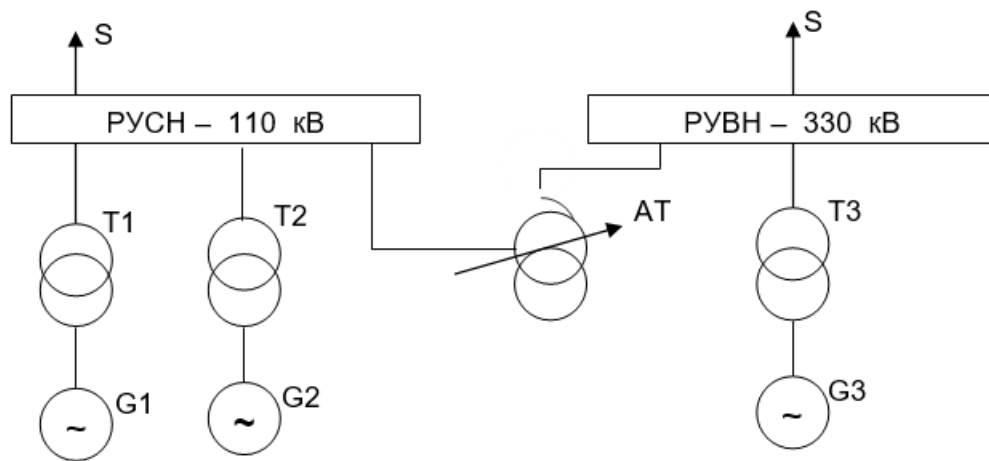


Рис. 1.1. Структурна електрична схема 1-го варіанту

У першому варіанті передбачається приєднання двох блоків G1-T1 і G2-T2 до шини РУСН – 110 кВ та до шини РУВН – 330 кВ приєднано один генератор-трансформаторний блок G3 -T3.

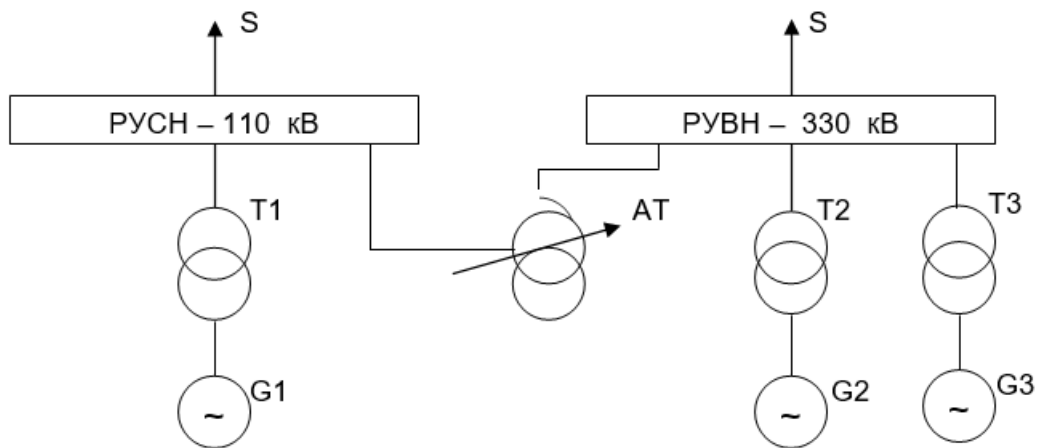


Рис 1.2. Структурна електрична схема 2-го варіанту

У другому варіанті передбачається приєднання одного блоку G1-T1 до шини РУСН – 110 кВ та до шини РУВН – 330 кВ приєднано два генератор-трансформаторні блоки G2 -T2 і G3-T3.

#### 1.4. Вибір блочних трансформаторів

Вибір блочних трансформаторів для теплових електростанцій (ТЕС) залежить від ряду факторів, таких як: потужність, напруга, клас ефективності, надійність та

довговічність.

Потужність блочного трансформатора обираємо за умовою  $S_T \geq S_{\text{РОЗР}}$ .

Розрахуємо повну потужність блочного трансформатора та згідно цих даних обираємо трансформатор.

$$S_{\text{РОЗР}} = \sqrt{(P_{\text{НОМ}} - P_{\text{В.П.}})^2 + (Q_{\text{НОМ}} - Q_{\text{В.П.}})^2} = \sqrt{(320 - 18,43)^2 + (198,4 - 13,82)^2} \\ = 353,569 \text{ МВА}.$$

Розрахуємо реактивне навантаження для трансформатора із значеннями:  $\cos \varphi = 0,85$ ,  $\text{tg } \varphi = 0,62$ .

$$Q_{\text{НОМ}} = P_{\text{НОМ}} * \text{tg } \varphi = 320 * 0,62 = 198,4 \text{ МВар}.$$

Розрахуємо повну потужність трансформатора власних потреб (В.П.) із значеннями:  $\cos \varphi = 0,8$ ,  $\text{tg } \varphi = 0,75$ .

$$S_{\text{В.П.}} = \frac{P_{\text{В.П.МАХ,}\%}}{P_{\text{УСТ}}} * P_{\text{НОМ}} * K_c = \frac{9\%}{100} * 320 * 0,8 = 23,040 \text{ МВА},$$

де  $\frac{P_{\text{В.П.МАХ,}\%}}{P_{\text{УСТ}}} = 9\%$ ,  $K_c$  – коефіцієнт попиту згідно, який враховує коефіцієнти одночасності та завантаженням,  $K_c = 0,8$  згідно з [3] [8].

Визначимо потужність та реактивне навантаження власних потреб.

$$P_{\text{В.П.}} = S_{\text{В.П.}} * \cos \varphi = 23,04 * 0,8 = 18,43 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{В.П.}} = P_{\text{В.П.}} * \text{tg } \varphi = 18,43 * 0,75 = 13,82 \text{ МВар}.$$

Паспортні дані обраних за розрахунками блочних трансформаторів подані в таблиці 1.3 згідно [3].

Паспортні дані блочних трансформаторів

Тип трансформатора	Номінальна напруга кВ		Витрати кВт		Напруга короткого замкнення $U_k$ , вн-нн, %	Струм холостого ходу $I_x$ , %
	ВН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_k$		
ТДЦ-400000/110	121	20	320	900	10,5	0,45
ТДЦ-400000/330	347	20	300	790	11,5	0,45

### 1.5. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Згідно з вимогами норм проектування ТЕС, для вибору автотрансформатора зв'язку потрібно скласти рівняння балансу потужностей для максимального, мінімального та аварійного режимів роботи електростанції.

Для максимального режиму маємо рівняння:

$$S_{max} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{НОМ,G} - \sum_1^n P_{В.П.} - P_{МАХ,СН}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{НОМ,G} - \sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{МАХ,СН}\right)^2} \text{ [МВА]}.$$

Для мінімального режиму маємо рівняння:

$$S_{min} = \sqrt{\left(\sum_1^n P_{НОМ,G} - \sum_1^n P_{В.П.} - P_{МИН,СН}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{НОМ,G} - \sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{МИН,СН}\right)^2} \text{ [МВА]}.$$

Для аварійного режиму маємо рівняння:

$$S_{ав} = \sqrt{\left[\left(\sum_1^n P_{НОМ,G} - P_{НОМ,G}\right) - \left(\sum_1^n P_{В.П.} - P_{В.П.}\right) - P_{МАХ,СН}\right]^2 + \left[\sum_1^n Q_{НОМ,G} - Q_{НОМ,G}\right] - \left(\sum_1^n Q_{В.П.} - Q_{В.П.}\right) - Q_{МАХ,СН}\right]^2} \text{ [МВА]}.$$

Визначимо мінімальне та максимальне періодичне реактивне та номінальне навантаження для РУСН –110кВ з параметрами  $\cos\varphi = 0,88$ ;  $\operatorname{tg}\varphi = 0,36$ .

Для періоду max. навантаження для обмотки СН:

$$Q_{max,CH} = P_{max,CH} * \operatorname{tg}\varphi = 324 * 0,57 = 184,68 \text{ МВар},$$

$$P_{max,CH} = n * P_{max} = 9 * 36 = 324 \text{ МВт}.$$

Відповідно для періоду min. навантаження обмотки СН:

$$Q_{min,CH} = P_{min,CH} * \operatorname{tg}\varphi = 288 * 0,57 = 164,16 \text{ МВар},$$

$$P_{min,CH} = n * P_{min} = 9 * 32 = 288 \text{ МВт}.$$

*1 варіант*

Для режиму максимального навантаження:

$$\begin{aligned} S_{max} &= \sqrt{(2 * 320 - 2 * 20,48 - 324)^2 + (2 * 198,4 - 2 * 15,36 - 184,68)^2} \\ &= 329,47 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Для режиму мінімального навантаження:

$$\begin{aligned} S_{min} &= \sqrt{(2 * 320 - 2 * 20,48 - 288)^2 + (2 * 198,4 - 2 * 15,36 - 164,16)^2} \\ &= 370,83 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Для аварійного режиму:

$$S_{ав} = \sqrt{[(2 * 320 - 320) - (2 * 20,48 - 20,48) - 324]^2 + [(2 * 198,4 - 198,4) - (2 * 15,36 - 15,36) - 184,68]^2} = 24,48 \text{ МВА}.$$

Виходячи з даних розрахунків, у режимі мінімальних навантажень АТ буде мати найбільше навантаження  $S_{\text{розрах.АТ}} = S_{min} = 370,83 \text{ МВА}$

Для цього варіанту за значенням роботи у режимі мінімальних навантажень обираємо два АТ типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.1.4. [3, 2]

Таблиця 1.4

Технічні характеристики автотрансформатора 1-го варіанту

Тип АТ	Номінальна потужність МВ·А		Номінальна напруга кВ			Втрати кВт				Напруга короткого замкнення %			Струм холостого ходу, %
	автотрансформатора	Обмотки НН	ВН	СН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_k$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН-200000/330/110	200	80	330	115	10,5	155	560	300	210	10,5	38	25	0,45

2 варіант

Для режиму максимального навантаження:

$$S_{max} = \sqrt{(320 - 20,48 - 324)^2 + (198,4 - 15,36 - 184,68)^2} = 24,53 \text{ МВА .}$$

Для режиму мінімального навантаження:

$$S_{min} = \sqrt{(320 - 20,48 - 288)^2 + (198,4 - 15,36 - 164,16)^2} = 22,12 \text{ МВА .}$$

Для аварійного режиму:

$$S_{ав} = \sqrt{[(320 - 320) - (20,48 - 20,48) - 324]^2 + [(198,4 - 198,4) - (15,36 - 15,36) - 184,68]^2} = 389,772 \text{ МВА .}$$



Виходячи за даних розрахунків, у аварійному режимі роботи АТ буде мати найбільше навантаження  $S_{\text{розрах.АТ}} = S_{\text{ав}} = 389,772 \text{ МВА}$

Тож і для цього варіанту за значенням роботи у аварійному режимі обираємо два АТ типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.1.5. [3, 2]

Таблиця 1.5

Технічні характеристики автотрансформатора 2-го варіанту

Тип АТ	Номінальна потужність МВ·А		Номінальна напруга кВ			Втрати кВт				Напруга короткого замкнення %			Струм холостого ходу, %
	автотрансформатора	Обмотки НН	ВН	СН	НН	$\Delta P_x$	$\Delta P_k$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН-200000/330/110	200	80	330	115	10,5	155	560	300	210	10,5	38	25	0,45

Розглянемо можливість перевантаження одного з двох обраних автотрансформаторів зв'язку в тривалому аварійному режимі.

Допустиме перевантаження автотрансформаторів зв'язку визначається за виразом.

$$S_{\text{НОМ,АТПК}} = 1,4 * 200 = 280$$

Складемо рівняння перевантаження АТ зв'язку для 1-го варіанту:

$$S_{\text{РОЗР.МАХ}} = 370,83 > 280$$

Складемо рівняння перенавантаження АТ зв'язку для 2-го варіанту:

$$S_{\text{РОЗР.МАХ}} = 389,772 > 280$$

З цього витікає, що ймовірність одночасного виходу з ладу генераторного

блоку і автотрансформатора зв'язку дуже низька. Крім того поруч з проектованою ТЕС знаходиться районна вузлова підстанція, яка пов'язана з електростанцією. Тому необхідний обмін потужності буде забезпечено через шини цієї підстанції.

### **1.6. Вибір схеми електричних з'єднань розподільних установок підвищених напруг**

Проводимо аналіз та вибір оптимальної схеми підключення електричних розподільних установок, які працюють на підвищених напругах. Цей аспект є важливим у проектуванні та експлуатації електромереж, особливо у великих промислових комплексах, енергоджерелах або інших спеціалізованих об'єктах.

Схема розподільної установки підвищеної напруги визначається з огляду на надійність видачі потужності електростанцією та передачу обмінних потоків потужностей з однієї частини системи в іншу. Вона також впливає на надійність електропостачання як всього району, так і окремих споживачів.

Схеми електричних з'єднань розподільчих установок середньої напруги 110 кВ (РУСН- 110 кВ) і розподільчих установок високої напруги 330 кВ (РУВН- 330 кВ) для проектованої ТЕС потужністю 750 МВт вибираються залежно від напруги, призначення та кількості підключених трансформаторів і ліній. Вибір схем проводиться відповідно до вказівок, наведених у джерелі [12, 2].

Електрична схема проектованої ТЕС потужністю 750 МВт блочна, тобто складається з кількох незалежних блоків, які працюють самостійно і можуть виконувати свою роботу незалежно від інших блоків.

Така схема має декілька переваг, зокрема:

1. Гнучкість управління: Завдяки незалежності блоків можна вимикати або запускати окремі блоки в залежності від потреби електроенергії.
2. Резервування та надійність: В разі виходу з ладу одного блоку, інші блоки можуть продовжувати роботу, забезпечуючи безперебійне електропостачання. Це збільшує надійність системи та знижує ризик відмов.
3. Обслуговування та ремонт: Блоки можуть бути обслуговувані та ремонтвані

незалежно один від одного, що спрощує проведення планового обслуговування та відновлювальних робіт без впливу на загальну роботу електростанції.

4. Масштабованість: При необхідності можна додавати нові блоки для збільшення загальної потужності електростанції, що дозволяє гнучко адаптувати її до зростаючих потреб у електроенергії.

Для розподільчої установки СН потужністю 110 кВ (РУСН 110 кВ) використовується схема з двома робочими і одною обхідною системами шин.

Для розподільчої установки ВН потужністю 330 кВ (РУВН 330 кВ) використовується схема з двома системами шин і трьома вимикачами з двома приєднаннями.

Вибір оптимальної схеми з'єднань для розподільчих установок проводиться на основі проведеного аналізу, розрахунків та оптимізації. Враховуються всі важливі фактори, такі як вимоги щодо надійності, технічні обмеження, економічність, втрати енергії, ККД та інші чинники.

Для подальший розрахунків та аналізу обираємо 1-й варіант схеми з'єднань, який з результатів проведеного аналізу та розрахунку забезпечує оптимальну ефективність та найкраще відповідає технічним вимогам електричної станції та має менші втрати. [2, 10, 8, 3, 9]

Принципові електричні схеми для 1-го та 2-го варіантів наведені на рис. 1.3. та 1.4.

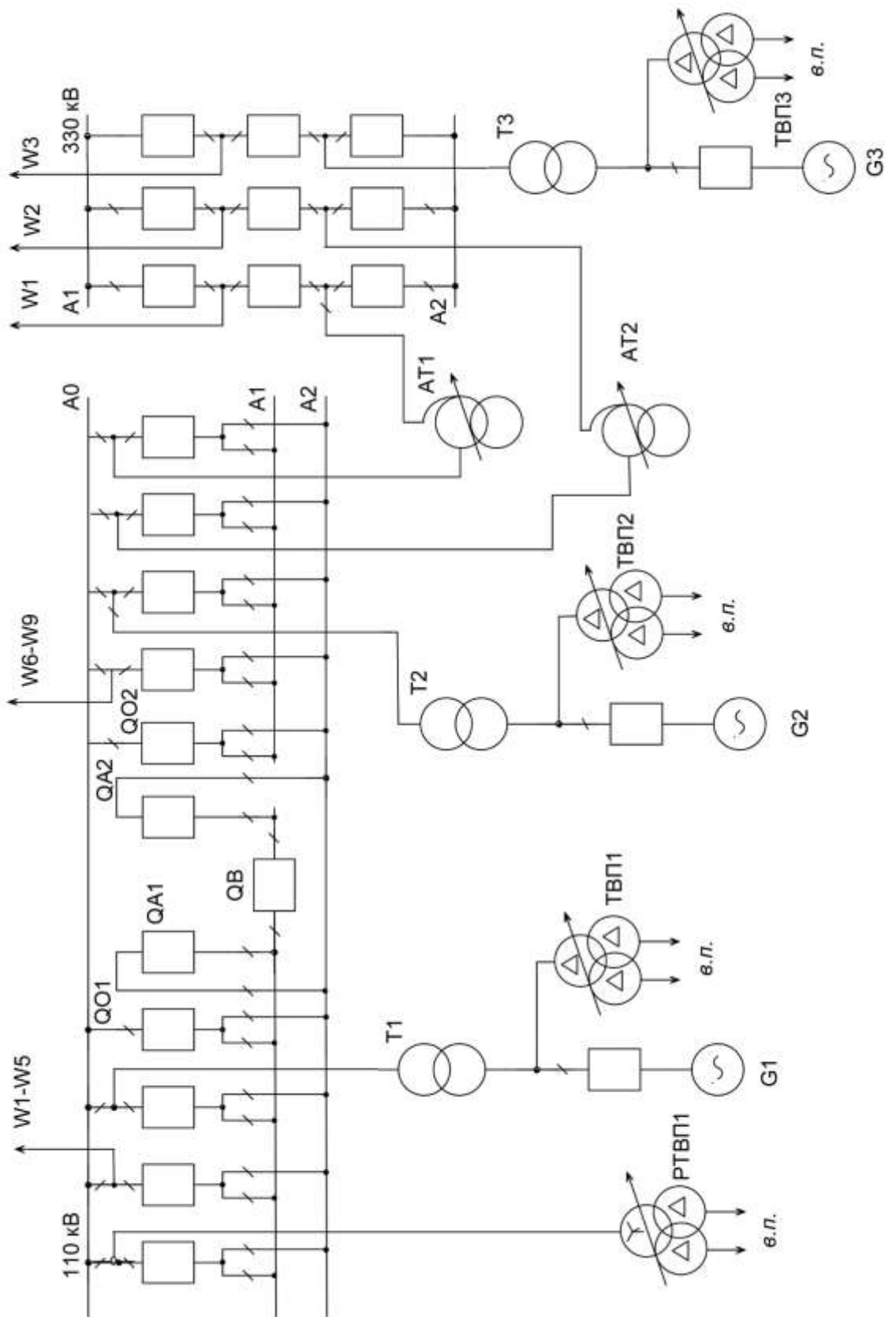


Рис. 1.3. Принципова електрична схема 1-го варіанту

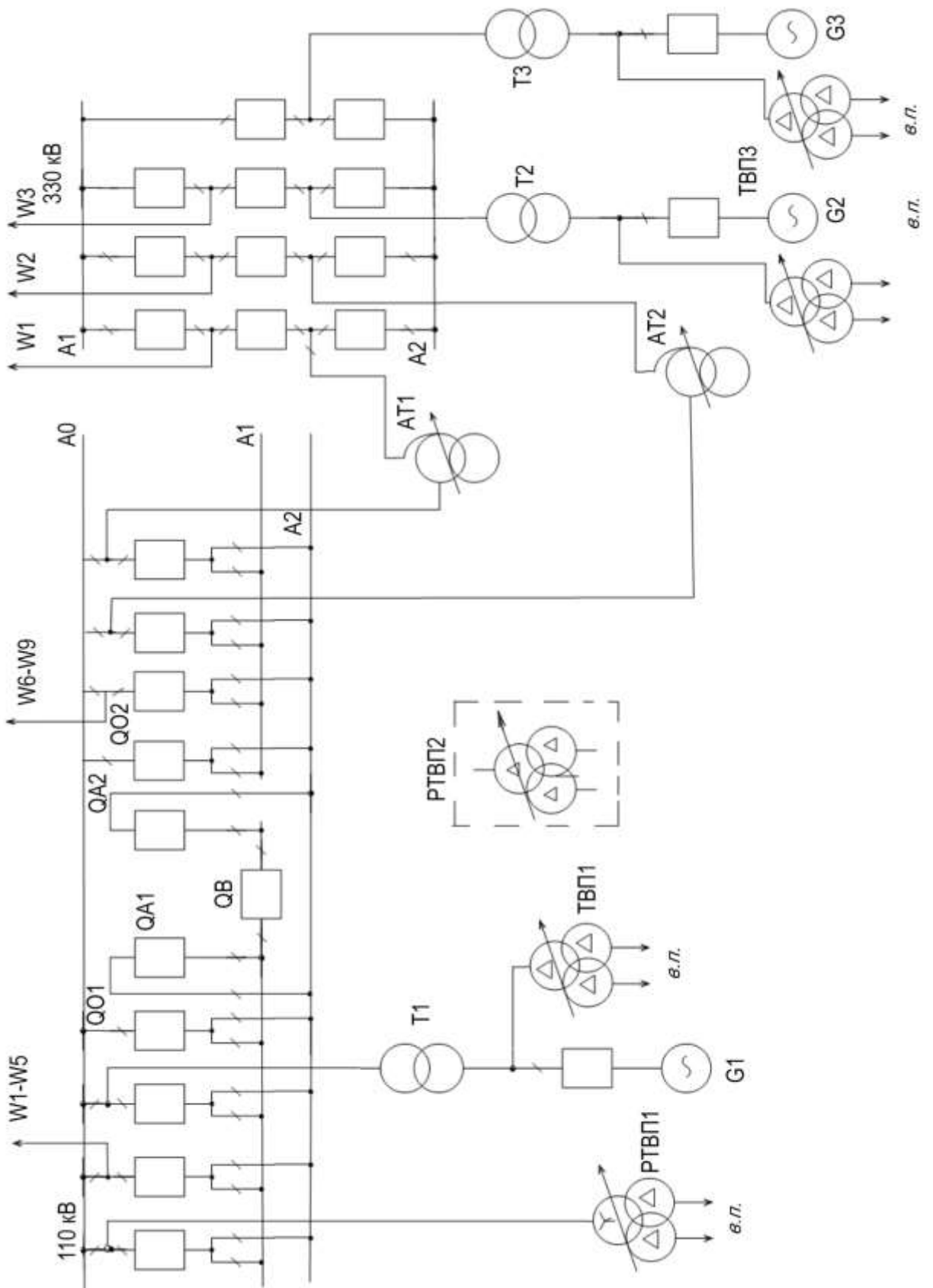


Рис. 1.4. Принципова електрична схема 2-го варианту

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

У даному розділі за вихідними даними визначено принципову схему приєднання електричної станції до енергосистеми для проекрованої теплової електростанції потужністю 750 МВт.

Для ТЕС розглянуто забезпечення зв'язку з енергосистемою завдяки двом повітряним лініям напругою 110 кВ та трьом повітряним лініям напругою 330 кВ. Також для даної теплової електростанції обрано три турбогенератора, типу – ТВВ-320-2УЗ, що за своїми технічними даними задовольняє вимоги проекту, а саме: генерацію електроенергії, ефективність, надійність та довговічність.

Складено та порівняно два варіанти структурних схем підключення генератор-трансформаторних блоків до РУСН 110 кВ та РУВН 330 кВ й розраховано максимальну та мінімальну потужність СН для шини розподільчого пристрою потужністю 110 кВ.

Були проведені розрахунки потужності, номінальної потужності та реактивної потужності блочних трансформаторів, також для згідно з даними з довідників були обчислені власні потреби (В.П) трансформатору. Згідно з результатами розрахунків та умови  $S_T \geq S_{\text{РОЗР}}$  обрано блочні трансформатори типу ТДЦ-400000/110 та ТДЦ-400000/330, які максимально відповідають потужності та технічним вимогам.

Згідно з вимогами проектування теплових електростанцій було складено рівняння балансу потужності максимального, мінімального та аварійного режимів роботи електростанції для 2-ох варіантів, за результатами яких для кожного варіанту були обрані по два АТЗ типу АТДЦТН-200000/330/110, що найкраще підходять для забезпечення передачі потужності та ефективного функціонування.

Згідно з проведеним аналізом та результатами розрахунків 2-ох варіантів схем, було обрано перший варіант схеми, який найкраще відповідає вимогам електричної станції, забезпечує оптимальну ефективність та який потребує менших витрат.

## РОЗДІЛ 2.

### РОЗРАХУНОК СТРУМІВ ТРИФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

#### 2.1. Складання заступної схеми і визначення її параметрів

Розрахункова схема являє собою однолінійну схему електроустановок, в яку введені елементи, що впливають на величину струму короткого замикання (СКЗ). На цій схемі позначені розрахункові точки короткого замикання таким чином, щоб електроприлади, електроапарати і струмоведучі елементи були поставлені в найбільш важкі умови. На схемі зазначають номінальні параметри вузлів (генератор, трансформатор, реактор). Їх опори наводяться в довідниках у відносних одиницях (або відсотках), спрощених до номінальних умов відповідних компонентів. Опір шин, перемичок, вимикачів, роз'єднувачів у мережах напругою вище 1000 В майже не впливають і тому не розглядаються. У деяких випадках зазначаються параметри навантаження, підключеного до шини підстанції. [8]

На рис.2.1. наведена розрахункова схема для нашого варіанту підключення електроустановки, на якій вказані повітряні лінії W, системи C, точка трифазного КЗ, блочних трансформаторів Т та автотрансформаторів АТ.

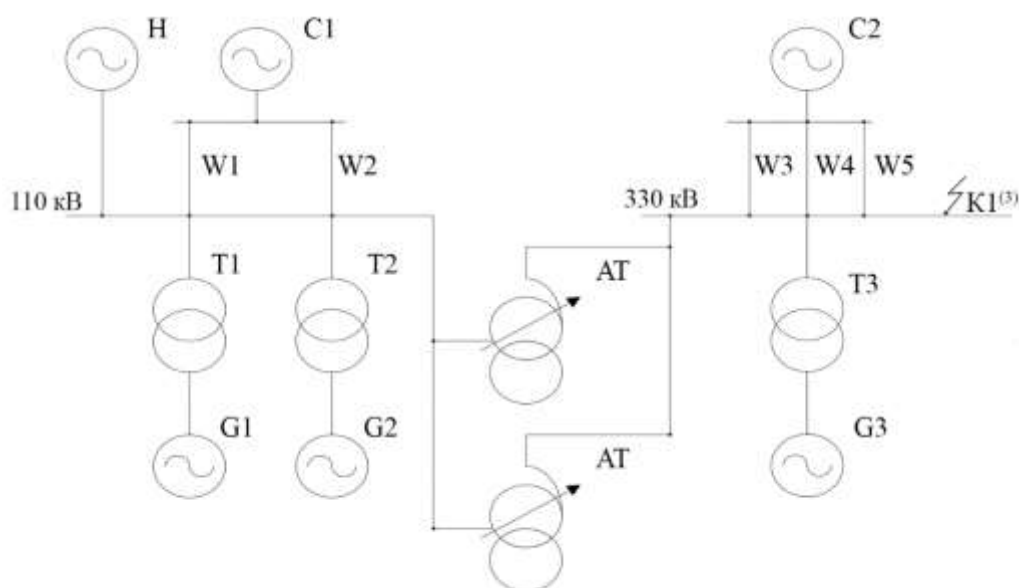


Рис. 2.1. Розрахункова схема

За вихідними даними наведено схему підключення електростанції до енергосистеми з даними для розрахунку струмів короткого замикання (рис. 2.2)

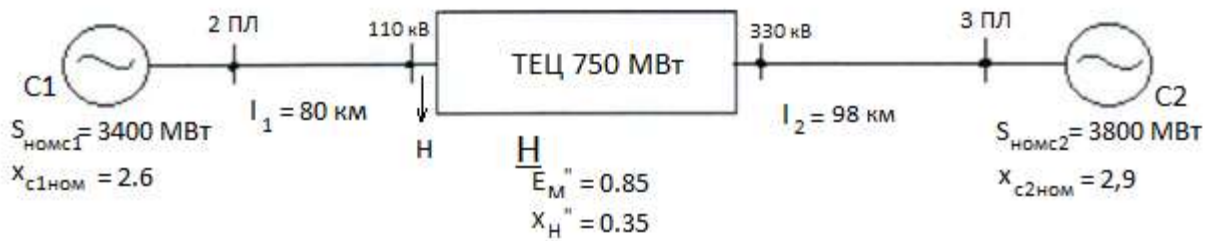


Рис 2.2. Схема підключення електростанції за вихідними даними

Для кожної точки короткого замикання складається заступна схема, в якій електромагнітні зв'язки замінюються електричними. В цій схемі джерела енергії представлені у формі електрорушійних сил (ЕРС) з належними опороми, а інші ел. системи - у формі опорів.

За розрахунковою схемою (рис. 2.1.), за схемою підключення електростанції (рис 2.2.) та зазначеною точкою КЗ, розробляємо заступну схему (рис 2.3).

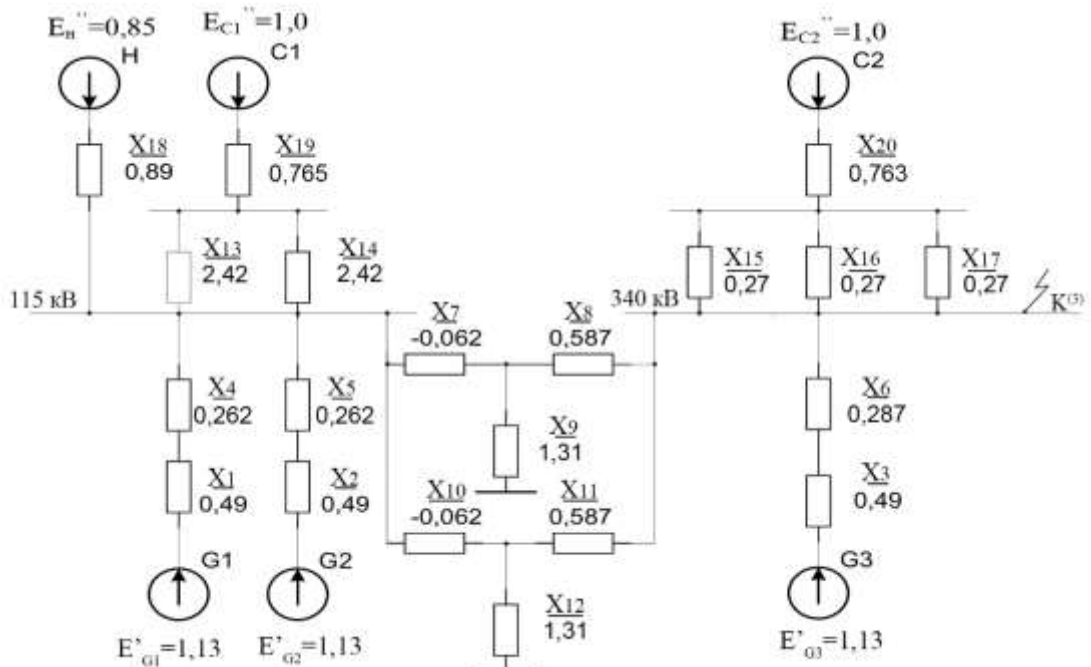


Рис.2.3. Заступна схема



Параметри елементів заступної схеми приводимо до базисних умов для подальших розрахунків.

Базисну потужність визначають через струм і напругу за формулою:

$$S_B = \sqrt{3} * U_B * I_B = 1000 \text{ МВА} .$$

Базисну напругу приймаємо як середню напругу у точці КЗ, а саме:

$$U_{B,1} = U_{cp,2} = 340 \text{ кВ} .$$

Базисний струм виходячи з приведеної формули визначають як:

$$I_{B,1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 340} = 1,698 \text{ кА} .$$

Після розрахунків базисних умов, розраховуємо опори електроприладів та електроелементів.

Визначаємо опір для наявних у схемі генераторів G1, G2, G3.

$$X_1 = X_2 = X_3 = x_d'' * \frac{S_B}{S_{ном,G}} = 0,173 * \frac{1000}{353} = 0,49 .$$

Визначаємо опір для блочних трансформаторів Т1, Т2 та окремо для Т3.

$$X_4 = X_5 = \frac{u_{K,1}^{\%}}{100} * \frac{S_B}{S_{ном,1}} = \frac{10,5}{100} * \frac{1000}{400} = 0,262 ,$$

$$X_6 = \frac{u_{K,1}^{\%}}{100} * \frac{S_B}{S_{ном,2}} = \frac{11,5}{100} * \frac{1000}{400} = 0,287 .$$

Використовуючи дані з таблиці 1.2; 1.3 визначаємо опір для автотрансформаторів зв'язку (АТ) АТ1, АТ2.

$$X_7 = X_{10} = \frac{1}{200} * (u_{K,ВН-НН}^{\%} + u_{K,ВН-СН}^{\%} - u_{K,СН-НН}^{\%}) * \frac{S_B}{S_{ном,АТ}} = \frac{1}{200} * (10,5 + 25 - 38) * \frac{1000}{200} = -0,625 ,$$

$$X_8 = X_{11} = \frac{1}{200} * (u_{K,BH-CH}^{\%} + u_{K,CH-НН}^{\%} - u_{K,BH-НН}^{\%}) * \frac{S_B}{S_{НОМ,АТ}} = \frac{1}{200} * (38 + 10,5 - 25) * \frac{1000}{200} = 0,587,$$

$$X_9 = X_{12} = \frac{1}{200} * (u_{K,BH-НН}^{\%} + u_{K,CH-НН}^{\%} - u_{K,BH-CH}^{\%}) * \frac{S_B}{S_{НОМ,АТ}} = \frac{1}{200} * (38 + 25 - 10,5) * \frac{1000}{200} = 1,31.$$

Визначаємо опір та навантаження для Н.

$$X_{18} = x_H'' * \frac{S_B}{S_H} = 0,35 * \frac{1000}{389,772} = 0,89,$$

$$S_H = \frac{n * P_{max}}{\cos\varphi} = 9 * \frac{38}{0,87} = 389,7 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо опір для ліній електропередачі 115 кВ W1, W2.

$$X_{13} = X_{14} = \frac{X_{0,1} * l_1 * S_B}{U_{cp,1}^2} = \frac{0,4 * 80 * 1000}{115^2} = 2,42$$

Розраховуємо опір для ліній електропередачі 340 кВ W3, W4, W.

$$X_{15} = X_{16} = X_{17} = \frac{X_{уд} * l_2 * S_B}{U_{cp,2}^2} = \frac{0,32 * 98 * 1000}{340^2} = 0,27$$

Визначаємо опір для електричної системи 115кВ C1.

$$X_{19} = x_{c1(НОМ)} * \frac{S_B}{S_{НОМ,C1}} = 2,6 * \frac{1000}{3400} = 0,765$$

Визначаємо опір для електричної системи 340 кВ: C2

$$X_{20} = x_{c2(НОМ)} * \frac{S_B}{S_{НОМ,C2}} = 2,9 * \frac{1000}{3800} = 0,763$$

## 2.2. Розрахунок струмів трифазного короткого замикання на збірних шинах 110 кВ

Розрахуємо СКЗ в точці К1 на збірних шинах РУСН-110 кВ. Для розрахунку можна використовувати методи короткого замикання, метод заміщення або метод комплексних струмів. Головною метою розрахунку являється визначення періодичної складової струму короткого замкнення, де мережа працює у максимально складному режимі.

Опори Х9 та Х12 не враховуємо, тому що для них відсутні джерела живлення зі сторони обмотки НН (низької напруги).

Використовуючи знайдені дані опорів для елементів ел. схеми заміщення проводимо еквіваленті перетворення.

$$X_{21} = X_1 + X_4 = 0,49 + 0,262 = 0,752 ,$$

$$X_{22} = \frac{X_{21}}{n_{G1}} = \frac{0,752}{2} = 0,376 ,$$

$$X_{23} = X_3 + X_6 = 0,49 + 0,287 = 0,777 ,$$

$$X_{24} = X_{13} || X_{14} = \frac{X_{13} * X_{14}}{X_{13} + X_{14}} = \frac{2,42 * 2,42}{2,42 + 2,42} = 1,21 ,$$

$$X_{25} = X_{24} + X_{19} = 1,21 + 0,765 = 1,975 ,$$

$$X_{26} = X_{18} || X_{25} = \frac{X_{18} * X_{25}}{X_{18} + X_{25}} = \frac{0,89 * 1,975}{0,89 + 1,975} = 0,613 ,$$

$$X_{27} = X_{15} || X_{16} || X_{17} = \frac{0,27}{3} = 0,095 ,$$

$$X_{28} = X_{27} + X_{20} = 0,763 + 0,095 = 0,858 .$$

Значення генераторів G1, G2 та G3 симетричні  $E_{G1} = E_{G2} = E_{G3} = 1,13$  , тому еквівалентна ЕРС для G1 та G2 дорівнює 1,13.

$$X_{29} = X_7 + X_8 = -0,625 + 0,587 = 0,524 ,$$

$$X_{30} = \frac{X_{29}}{2} = \frac{0,524}{2} = 0,262 .$$

Після проведених розрахунків та еквівалентних перетворень, складаємо еквівалентну схему з розрахованими опорами та спрощеннями (рис.2.4.).

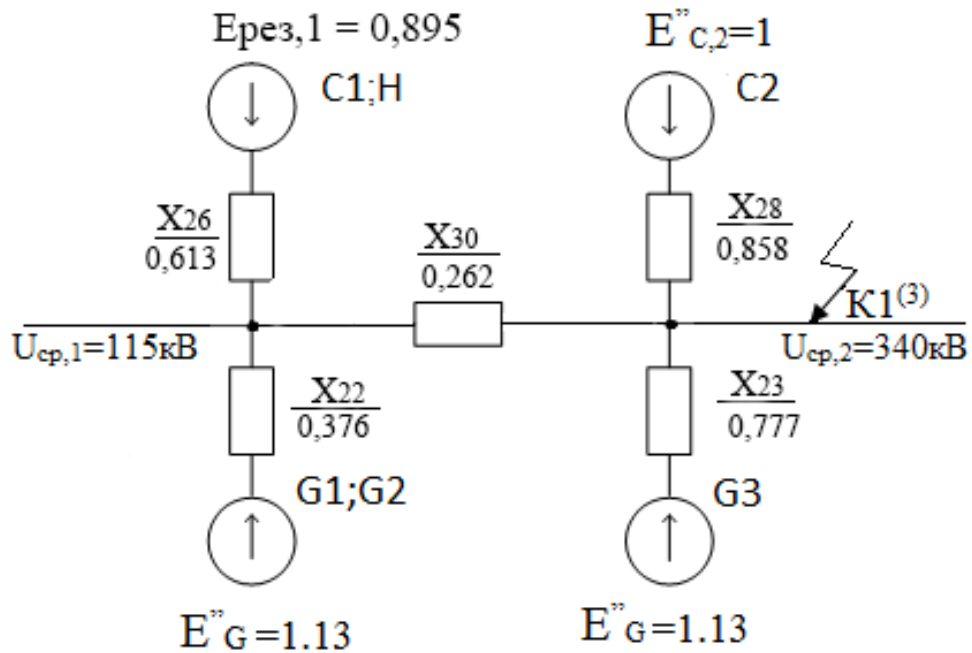


Рис. 2.4. Спрощена схема передостаннього заміщення

Продовжуємо еквівалентні перетворення для отримання спрощеної схеми розрахунку КЗ<sup>(3)</sup>.

$$X_{31} = X_{23} || X_{28} = \frac{X_{23} * X_{28}}{X_{23} + X_{28}} = \frac{0,777 * 0,858}{0,777 + 0,858} = 0,41 ,$$

$$X_{32} = X_{31} + X_{30} = 0,41 + 0,262 = 0,672 .$$

Розраховуємо останнє перетворення для отримання результуючих ЕРС та відповідних елементів.

$$E''_{\text{рез},1} = \frac{\frac{E''_H}{X_{18}} + \frac{E''_{C1}}{X_{25}}}{\frac{1}{X_{18}} + \frac{1}{X_{25}}} = \frac{\frac{0,85}{0,89} + \frac{1}{1,975}}{\frac{1}{0,89} + \frac{1}{1,975}} = 0,895 ,$$

$$E''_{\text{рез},2} = \frac{\frac{E''_{C2}}{X_{28}} + \frac{E''_{G,3}}{X_{23}}}{\frac{1}{X_{28}} + \frac{1}{X_{23}}} = \frac{\frac{1}{0,858} + \frac{1,13}{0,777}}{\frac{1}{0,858} + \frac{1}{0,777}} = 1,068 .$$

Креслимо остаточну спрощену схему розрахунку КЗ<sup>(3)</sup> із визначеними даними опорів для ел.елементів де усі Ерез та опори пов'язані з точкою КЗ (рис.2.5.).

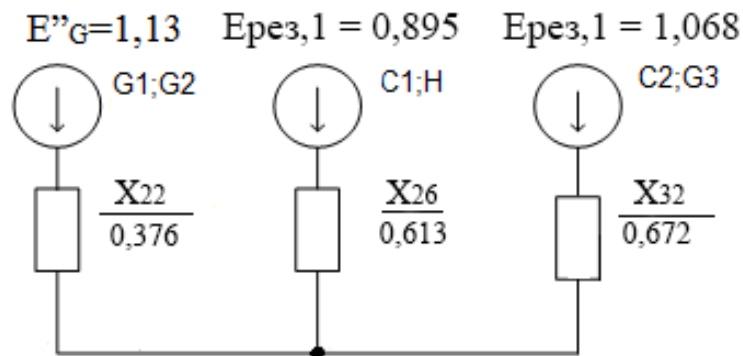


Рис. 2.5. Спрощена схема з розрахунком КЗ<sup>(3)</sup>

### 2.3. Визначення складових струмів трифазного короткого замикання

Розраховуємо початкове значення складової струму КЗ  $I_{n,0}^{(3)}$  від кожного джерела ЕРС в момент  $t = 0$ , за формулою:

$$I_{n,01} = \frac{E''_G}{X_{22}} * I_B = \frac{1,13}{0,376} * 1,69 = 5,07 \text{ кА} ,$$

$$I_{n,02} = \frac{E''_{\text{рез},1}}{X_{26}} * I_B = \frac{0,895}{0,613} * 1,69 = 2,46 \text{ кА} ,$$

$$I_{n,03} = \frac{E''_{\text{рез},2}}{X_{32}} * I_B = \frac{1,068}{0,672} * 1,69 = 2,68 \text{ кА} .$$

Складаємо рівняння загального струму для над перехідного струму короткого замикання.

$$I_{n,0}^{(3)} = I_{n,0,1} + I_{n,0,2} + I_{n,0,3} = 5,07 + 2,46 + 2,68 = 10,21 \text{ кА} .$$

Для того щоб обрати вимикачі потрібно визначити ударний струм, періодичну й аперіодичну складові струму короткого замикання (СКЗ) у момент часу  $\tau = 0,01 + t_{\text{в.в.}}$ , який являється моментом роз'єднання дугогасних контактів вимикача. Ці параметри дозволяють визначити навантаження на вимикач і забезпечити його надійну роботу при короткому замиканні.

Визначимо миттєве значення ударного струму трифазного короткого замикання  $i_y^{(3)}$  за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} * I_{n,0} * K_y \quad [\text{кА}] ,$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{\text{Ta}}} .$$

Для подальшого розрахунку потрібно обрати коефіцієнт ударного струму ( $k_y$ ). В даному випадку замість розрахунку, обираємо відповідні коефіцієнти згідно з [8,6].

Обрані  $k_y$  для розрахунку:

$$K_{y,1} = 1,97 ,$$

$$K_{y,2} = 1,608 ,$$

$$K_{y,3} = 1,78 .$$

Розраховуємо ударний струм КЗ<sup>(3)</sup> використовуючи наведену формулу та визначені значення  $k_y$ .

$$i_{y,1} = \sqrt{2} * I_{n,0,1} * K_{y,1} = \sqrt{2} * 5,07 * 1,97 = 14,125 \text{ кА} ,$$

$$i_{y,2} = \sqrt{2} * I_{n,0,2} * K_{y,2} = \sqrt{2} * 2,46 * 1,608 = 5,59 \text{ кА},$$

$$i_{y,3} = \sqrt{2} * I_{n,0,3} * K_{y,3} = \sqrt{2} * 2,68 * 1,78 = 6,74 \text{ кА}.$$

Складаємо рівняння для визначення загального ударного струму.

$$i_y^{(3)} = i_{y,1} + i_{y,2} + i_{y,3} = 14,125 + 5,59 + 6,74 = 26,455 \text{ кА}.$$

Визначаємо аперіодичну складову системи в момент розходження контактів  $i_{a,\tau}^{(3)}$  за формулою:

$$i_{a,\tau}^{(3)} = \sqrt{2} * I_{n,0} * e^{\frac{\tau}{T_a}} \text{ [кА]},$$

де  $T_a$  – стала часу затухання.

Чим менша стала часу затухання, тим швидше затухає аперіодична складова, тому враховуючи цю властивість обираємо відповідні значення  $T_a$  згідно з [8, 6].

Обрані  $T_a$  для розрахунку:

$$T_{a,1} = 0,32 \text{ с},$$

$$T_{a,2} = 0,02 \text{ с},$$

$$T_{a,3} = 0,04 \text{ с},$$

Визначаємо сталу часу для вимикача, час від виникнення КЗ до розмикання контактів (час спрацювання вимикача) за виразом:

$$\tau = t_{c.в} + 0,01.$$

Для вимикача ВГГ-330П-40/3150 У1 згідно з технічними даними [3, 4, 8] час спрацювання вимикача ( $t_{c.в}$ ) складає -  $t_{c.в} = 0,035 \text{ с}$

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

Обираємо значення  $e^{\tau/T_a}$  з табличного значення характеристик згідно з [3, 4]

$$e_1^{\tau/Ta} = 0,82 ,$$

$$e_2^{\tau/Ta} = 0,18 ,$$

$$e_3^{\tau/Ta} = 0,32 .$$

Розраховуємо аперіодичну складову  $i_{a,\tau}^{(3)}$  до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_{a,\tau,1} = \sqrt{2} * I_{n,0,1} * e_1^{\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} * 5,07 * 0,82 = 5,879 \text{ кА} ,$$

$$i_{a,\tau,2} = \sqrt{2} * I_{n,0,2} * e_2^{\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} * 2,46 * 0,18 = 0,626 \text{ кА} ,$$

$$i_{a,\tau,3} = \sqrt{2} * I_{n,0,3} * e_3^{\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} * 2,68 * 0,32 = 1,212 \text{ кА} .$$

Складаємо рівняння для визначення загальної аперіодичної складової струму КЗ<sup>(3)</sup>.

$$i_{a,\tau}^{(3)} = i_{a,\tau,1} + i_{a,\tau,2} + i_{a,\tau,3} = 5,879 + 0,626 + 1,212 = 7,717 \text{ кА} .$$

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

$$I_{*n,0,1} = \frac{I_{n,0,1}}{I'_{НОМ,G}} = \frac{5,07}{1,19} = 4,2 \text{ кА} ,$$

$$I'_{НОМ,G} = \frac{\sum S_{НОМ,G}}{\sqrt{3} * U_B} = \frac{2 * 353}{\sqrt{3} * 340} = 1,19 \text{ кА} .$$

За типовими періодичними кривими [18] при  $I_{*n,0} = 4,2 \text{ кА}$  та  $\tau = 0,045 \text{ с}$  знаходимо  $\gamma_\tau$ .

За періодичним графіком обрали значення  $\gamma_\tau = 0,95$ , для цього моменту часу визначаємо періодичний СКЗ.



$$I_{n,\tau,1} = \gamma_{\tau} * I_{n,0,1} = 0,95 * 5,07 = 4,816 \text{ кА} ,$$

$$I_{n,\tau,2} = I_{n,0,2} = 2,46 \text{ кА} ,$$

$$I_{n,\tau,3} = I_{n,0,3} = 2,68 \text{ кА} .$$

Визначаємо загальне значення періодичної складової струму КЗ

$$I_{n,\tau}^{(3)} = I_{n,\tau,1} + I_{n,\tau,2} + I_{n,\tau,3} = 4,816 + 2,46 + 2,68 = 9,956 \text{ кА} .$$

Розраховуємо тепловий імпульс  $B_K^{(3)}$  за використанням методу визначення температури нагріву при КЗ – інтеграл Джоуля

Оскільки зазвичай виконується умова  $t_{\text{відм}} > T_a$  , то можна вести умову  $B_{ka} = I_{n0}^2 T_a$  , відповідно тепловий імпульс набуває формули:

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

де  $t_{\text{відкл}} = 0,2 \text{ с}$  , згідно з [3],  $T_a$  вибирають у залежності від точки КЗ в електроустановці.

$$B_{K,1} = I_{n,0,1}^2 * (t_{\text{відкл}} + T_{a,1}) = 5,07^2 * (0,2 + 0,32) = 13,36 \text{ кА}^2 * \text{с} ,$$

$$B_{K,2} = I_{n,0,2}^2 * (t_{\text{відкл}} + T_{a,2}) = 2,46^2 * (0,2 + 0,02) = 1,331 \text{ кА}^2 * \text{с} ,$$

$$B_{K,3} = I_{n,0,3}^2 * (t_{\text{відкл}} + T_{a,3}) = 2,68^2 * (0,2 + 0,04) = 1,723 \text{ кА}^2 * \text{с} ,$$

Складаємо рівняння для визначення загального теплового імпульсу  $B_{K,3}^{(3)}$ .

$$B_K^{(3)} = B_{K,1} + B_{K,2} + B_{K,3} = 13,36 + 1,331 + 1,723 = 16,414 \text{ кА}^2 * \text{с} .$$

Результати розрахунків струмів трифазного короткого замикання наведені в табл. 2.1 [8, 2, 3, 6]

Значення розрахунків струмів КЗ<sup>(3)</sup>

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 <sup>2</sup> ·с
К1 <sup>(3)</sup> Збірні шини 110кВ	Генератори G1;G2	10,21	14,125	5,879	4,816	13,36
	Об'єднане джерело С1;Н	2,46	5,59	0,626	2,46	1,331
	Об'єднане джерело С2;G3	2,68	6,74	1,212	2,68	1,723
	Разом	12,072	26,455	7,717	9,956	16,414

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

У даному розділі проаналізували та за вихідною схемою підключення електростанції з її даними для розрахунку склали розрахункову схему підключення електроустановок, на якій вказали усі наявні до проекту електроприлади, вузли з номінальними параметрами та точку трифазного КЗ.

Виходячи з наміченої розрахункової схеми складено заступну схему для наступних розрахунків точки трифазного КЗ1. На цій схемі джерела енергії наведені у формі електрорушійних сил (ЕС, EG, EH) з незалежними опорами, а інші елементи системи (АТ, Т, W) - у формі опорів.

За заступною схемою були розраховані опори усіх наявних електроустановок, електроапаратів) та базисну напругу, потужність та струм.

Були розраховані СКЗ в точці К1 на збірних шинах 110 кВ та завдяки поступовим розрахункам та перетворенням (спрощенням), привів схему до найбільш простого вигляду, де усі результуючі джерела (ЕРС) та опори пов'язані з точкою короткого замикання

Використовуючи закон Ома та знаючи значення результуючих ЕРС і опорів, визначили початкові значення періодичної складової струму короткого замикання (СКЗ) для кожної гілки, а також аперіодичну складову струму для моменту часу  $\tau$  та ударний струм  $i_u$ . Також провів розрахунок часу спрацювання вимикача з чого визначив тепловий імпульс використовуючи метод інтегралу Джоуля та визначив періодичну складову струму.

Отримані значення розрахунків струмів трифазного КЗ занесено у таблицю 2.1.

### РОЗДІЛ 3.

## ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

### 3.1. Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Обираємо вимикач і роз'єднувач для електричного ланцюга приєднання лінії до РУСН- 330 кВ.

$$I_{\text{НОМ}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{608,65 * 10^3}{\sqrt{3} * 330} = 1064,86 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} * I_{\text{НОРМ}} = \frac{3}{3-1} * 1064,86 = 1597,29 \text{ А},$$

$$S_{\text{max}} = \sum S_{\text{номГ}} - \sum S_{\text{В.П.}} - S_{\text{max.СН}} = 3 * 353 - 3 * 25,6 - 373,553 = 608,65 \text{ МВА}.$$

Після розрахунків, вибираємо відповідні по параметрам вимикач ВГГ-330П\*-40/3150У1 і роз'єднувач РДЗ-330П\*/3150У1, технічні дані яких згідно з [3, 4, 8] наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Паспортні дані вимикача та роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГГ-330П*-40/3150У1	Роз'єднувач РДЗ-330/3150УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1597,29 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$
$I_{n(3)\tau} = 9,956 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{(3)a,\tau} = 7,717 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} * \beta_{\text{Н}} * I_{\text{НОМ.отк}}}{100} = \frac{\sqrt{2} * 45 * 40}{100} = 25,456 \text{ кА}$	-

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГГ-330П*-40/3150У1	Роз'єднувач РДЗ-330/3150УХЛ1
$I_{n,0}^{(3)} = 12,072 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y^{(3)} = 26,455 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_K^{(3)} = 16,414 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 * t_{\text{мер}} = 40^2 * 3 = 4800 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 * t_{\text{мер}} = 63^2 * 2 = 7938 \text{ кА}^2 * \text{с}$

### 3.2. Вибір трансформаторів струму

Вибираємо трансформатори струму для системи електричного ланцюга лінії РУСН- 330 кВ.

$$I_{\text{норм}} = 1064,86 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1597,29 \text{ А}.$$

Виходячи з розрахунків обираємо максимально наближений по характеристикам ТС типу ТОГ-330П-І У1, технічні дані якого наведено у таб. [6, 3] .

Таблиця 3.2

#### Паспортні дані трансформатору струму

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1597,29 \text{ А}$	$I_{1,\text{ном}} = 1500 - 3000 \text{ А}$
$i_y^{(3)} = 26,455 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_K^{(3)} = 16,414 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 * t_{\text{мер}} = 63^2 * 2 = 7938 \text{ кА}^2 * \text{с}$
$Z_2 = 4,685 \text{ Ом}$	$Z_{2,\text{ном}} = \frac{S_{2,\text{ном}}}{I_{2,\text{ном}}^2} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}$

Проводимо перевірку вибраного трансформатора струму за вторинним навантаженням, дані про який вказані згідно з [3, 4, 8]

Для того, щоб обраний ТС працював у межах очікуваного класу точності 0,5, повинні бути виконані такі умови  $Z_2 = R_2 = Z_{2,\text{ном}}$

Таблиця 3.3

Дані вторинного навантаження ел.елементів

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Датчик акт.пот.	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реакт.пот.	Е-830	1,0	-	1,0
Разом		3,5	0,5	3,5

Для розрахунку опору приладів  $Z_2$ , вносимо умовність  $Z_2 = R_2$

$$R_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2,\text{ном}}^2} = \frac{3,5}{1^2} = 3,5 \text{ Ом},$$

де  $S_{\text{прил}} = 3,5 \text{ МВА}$ .

Тоді опір сполучених проводів вважається як:

$$R_2 = R_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_K [\text{Ом}],$$

де:  $R_{\text{пр}}$  – номінальний опір навантаження, Ом,

$R_{\text{прил}}$  – опір приладів, Ом,

$R_K$  – опір контактів, Ом.

$$R_{\text{пр}} = Z_{2,\text{ном}} - R_{\text{прил}} - R_K = 30 - 3,5 - 0,1 = 26,4 \text{ Ом}.$$

Визначаємо перетин мідних жил кабелю при довжині  $l_{\text{розр}} = 150$  м

$$q = \frac{\rho * l_{\text{розр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 * 150}{26,4} = 0,1 \text{ мм}^2 ,$$

де  $\rho$  – питомий опір міді, 0,0175 (Ом\*мм<sup>2</sup>/м),

$q$  – перетин кабельних жил, мм<sup>2</sup>.

За умови механічної міцності, згідно з [3, 2], перетин кабелю повинен бути не менше ніж  $q' = 2,5$  мм<sup>2</sup> для мідних жил

Виходячи з умови механічної міцності, складаємо рівняння для визначення опору обраних мідних проводів

$$R'_{\text{пр}} = \frac{\rho * l_{\text{розр}}}{q'} = \frac{0,0175 * 150}{2,5} = 1,085 \text{ Ом} .$$

Визначаємо загальний опір струмового кола

$$Z_2 = R'_2 = R_{\text{прил}} + R'_{\text{пр}} + R_K = 1 + 1,4 + 0,05 = 2,45 \text{ Ом} ,$$

$$Z_2 = 4,685 \text{ Ом} < Z_{2,\text{ном}} = 30 \text{ Ом} .$$

Як бачимо з результатів перевірки трансформатор струму ТОГ-330П-I У1 виноує умову роботи та вибору, загальний опір менший ніж припустимий опір обраного трансформатору при роботі в класі точності 0,5.

### 3.3. Вибір трансформаторів напруги

Обираємо ТН на збірних шинах для лінії РУСН - 330кВ.

Встановлюємо трансформатор напруги за відповідний за заданими значеннями напруги та за потужністю типу 3×НОГ-330П-II У1, використовуючі дані із таблиць наведених у довідниках та наведемо його технічні характеристики у таблицю 3.4

## Технічні дані обраного трансформатора напруги

Тип	Номинальна напруга обмотки			Номинальна потужність в класі точності				S <sub>2ном</sub> ВА
	Первинної кВ	Основної вторинної В	Додаткової В	0,2	0,5	1	3	
НОГ-330П-1У1	330/√3	100/√3	100	150	400	600	1200	2500

Проводимо перевірку трансформатора напруги на основі даних про вторинне навантаження, які приведені у таблиці 3.5 згідно з джерелом [2, 4, 8, 6].

Таблиця 3.5

## Дані для перевірки трансформатора напруги за вторинним навантаженням

Прилад	Тип	Потужність однієї обмотки	Кількість обмоток	cosφ	sin φ	кількість приладів	Загальна споживна потужність	
							P Вт	Q вар
Лінії РУСН-330кВ								
Варметр	Э-372	1.5	2	1	0	1	3	-
Ватметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	-
Осцилограф	-	-	-	-	-	-	-	-
Фіксуєчий пристрій	ФП	3	-	-	-	1	3	-
Датчик акт.пот.	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реакт.пот.	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Разом							29	-

Визначаємо розрахункове навантаження:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29^2 + 0^2} = 29 \text{ ВА.}$$



У цьому розрахунку навантаження на один трансформатор допускається перевантажувати на 20%.

$$S_2 = 29 \text{ ВА} < S_{\text{ном}} = 3 * 400 = 1200 \text{ ВА} .$$

Умова виконується. обраний ТС працюватиме у межах очікуваного класу точності 0,5, що задовольняє умови вибору.

### 3.4. Вибір струмопровідних частин

Вибираємо струмопровідні елементи для електричного ланцюга приєднання лінії до РУ СН-330 кВ. Вибір перерізу гнучких шин ведемо за допустимим струмом та економічною густиною струму:

$$I_{\text{норм}} = 1064,86 \text{ А} ,$$

$$I_{\text{max}} = 1597,29 \text{ А} ,$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{max}} ,$$

$$q_{\text{в}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{в}}} = \frac{1064.86}{1} = 1064.86 \text{ мм}^2 ,$$

Де  $j_{\text{в}} = 1 * \text{А/мм}^2$  згідно з [3],  $q_{\text{в}}$  – економічна густина струму

За таблицею довідника [2, 3, 9] обираємо відповідний провід для встановлення 2×АС-240/32 . Основні технічні характеристики наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6

Паспортні дані проводу

Марка проводу	Діаметр проводу, мм	$I_{\text{доп}}$ , А
2×АС-240/32	2×26,6	2×830

Перевіряємо вибраний переріз проводу на нагрів за умовою  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ .

$$I_{\text{доп}} = 2 * 830 \text{ A} \geq I_{\text{max}} = 1597,29 \text{ A}.$$

Оскільки шина є оголеним проводом під відкритим небом, випробування на термічну стійкість не проводиться.

При проектуванні та експлуатації повітряних ліній напругою 330 кВ рекомендується проводити перевірку на умови коронування. Коронування відбувається, коли на поверхні проводів утворюються іонізовані зони через високу напругу, що може призвести до втрати електричної енергії, гучних звуків, руйнування провідника або навіть пожежі. Перевірка на умови коронування включає розрахунки параметрів лінії, таких як діаметр і переріз проводів, відстань між проводами, форма проводів та інші фактори. На основі цих розрахунків встановлюються допустимі значення напруги, які не повинні перевищуватися для запобігання коронуванню

Проводимо перевірку вибраних проводів на виконання умови коронування, при цьому враховуємо, що проводи фаз розташовані горизонтально  $1,07E \leq 0,9E_0$

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

де  $m$  - коефіцієнт, який враховує шорховатість поверхні проводу (для багатопроволочних проводів  $m = 0,82$ ),  $r_0$  – радіус проводу, який дорівнює  $r_0 = 2,16$ ,

$$E_0 = 30,3 * m * \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 * 0,82 * \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,16}} \right) = 29,901 \text{ кВ/см}.$$

Визначаємо напруженість електричного поля навколо кабелю

$$E = K * \frac{0,354 * U}{r_0 * \lg \left( \frac{D_{\text{сер}}}{r_0} \right)} = 1,108 * \frac{0,354 * 330}{2 * 2,16 * \lg \frac{567}{9,295}} = 16,782 \text{ кВ/см},$$

Де  $U$  – лінійна напруга, кВ,

$D_{\text{сер}}$  – середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

При горизонтальному розташуванні фаз маємо рівняння:

$$D_{cp} = 1,26 * D = 1,26 * 450 = 567 \text{ см ,}$$

де  $D$  – відстань між сусідніми фазами, для  $U_H = 330$  кВ,  $D = 4,5$  м, згідно з довідником [4],

$$K = 1 + 2 * \frac{r_0}{a} = 1 + 2 * \frac{2,16}{40} = 1,108 ,$$

$$r_{екв} = \sqrt{r_0 * a} = \sqrt{2,16 * 40} = 9,295 \text{ см .}$$

Виконуємо перевірку, проводи пройдуть перевірку коронування, якщо буде виконуватись умова  $1,07E \leq 0,9E_0$ .

$$1,07 * 16,782 = 17,957 \text{ кВ/см} < 0,9 * 29,901 = 26,911 \text{ кВ/см .}$$

Обраний провід 2хАС-240/32 виконує умову перевірки на коронування, отже провід був вибраний правильно.

Обираємо підвісний ізолятор типу ПС12-А, технічні дані якого згідно з довідником [2, 3, 7] наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7

Технічні дані підвісного ізолятора

Тип ізолятора	$H, \text{мм}$	$E_{mp}, \text{кВ/см}$
ПС12-А	140	2,3

Визначаємо кількість ізоляторів у гірлянді. Для визначення кількості ізоляторів у гірлянді (групі ізоляторів), необхідно враховувати кількість фаз та конструкцію ізоляторів.

$$n = \frac{K_p * U_\phi}{E_{mp} * H} = \frac{2,7 * 330}{14 * 2,3 * \sqrt{3}} = 15,97 \approx 16 \text{ шт ,}$$

де  $K_p$  - коефіцієнтів розрахункового навантаження, за довідником [3, 2, 11]  $K_p = 2,7$ ,

$H$  - Висота опору лінії,  $H = 14$  см,

$E_{mp}$  - Механічна міцність ізоляції  $E_{mp} = 2,3$  кВ/см.

Згідно з [3, 2] приймаємо 20 шт. підвісних ізоляторів ПС12-А в гірлянді

### 3.5. Вибір електричних апаратів за номінальними параметрами

При виборі електричних апаратів за їх номінальними параметрами, необхідно враховувати ряд факторів, таких як:

1. Номінальна напруга, ном. напруга повинна відповідати напрузі системи електропостачання
2. Номінальний струм, повинен відповідати очікуваному навантаженню, яке він буде здатен витримувати без перегріву або перенавантаження.
3. Вид і тип, потрібно обрати апарати які відповідають заданим параметрам та підходять до системи.
4. Ефективність, енергозбереження та довготривалість

Технічні характеристики електричних апаратів згідно з довідником [3, 4, 6, 8] наведені в табл. 3.8

Таблиця 3.8

Технічні характеристики електричних апаратів

Приєднання	Розрахункова формула	Вимикач	Роз'єднувач	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Блочного трансформатора до РУСН 110кВ	$I_{\text{Норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ},G} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ},\text{СН}}} =$ $= \frac{353 * 10^3}{\sqrt{3} * 110} = 1852,771 \text{ А}$	ВГТ-110П*-40/2500УХЛ1	РДЗ-110/2000УХЛ1	ТОГ-110П-П У1	—
Автотрансформатора до РУСН 110кВ	$I_{\text{Норм}} = \frac{S_{\text{НОМ},\text{АТ}} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ},\text{СН}}} = \frac{200 * 10^3}{\sqrt{3} * 110}$ $= 1049,728 \text{ А}$ $I_{\text{max}} = 1,4 * I_{\text{Норм}} = 1,4 * 1049,728$ $= 1469,619 \text{ А}$	ВГТ-110П*-40/2500УХЛ1	РДЗ-110/2000УХЛ1	ТОГ-110П-П У1	—

Резервного трансформатора власних потреб 110 кВ	$I_{\text{Норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ,РТВП}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ,СН}}} =$ $= \frac{40000}{\sqrt{3} * 110} = 209,945 \text{ A}$	ВГТ-110П*-40/2500УХЛ1	РДЗ-110/2000УХЛ1	ТОГ-110П-І У1	-
Блочного трансформатора до РУ СН 330кВ	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{НОМ,Г}} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ,ВН}}} =$ $= \frac{353 * 10^3}{\sqrt{3} * 330} = 617,59 \text{ A}$	ВГТ-330П*-40/2500УХЛ1	РДЗ-330/2000УХЛ1	ТОГ-330П-І У1	-
Лінії до РУ-110кВ	$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{НОМ,ВН}} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{110\text{НОМ,СН}}} =$ $= \frac{36 * 10^3}{\sqrt{3} * 110 * 0,86} = 219,7$ $I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} * I_{\text{норм}} = \frac{9}{9-1} * 219,71$ $= 247,17 \text{ A}$	ВГТ-330П-40/2500У1	РДЗ-330/1000УХЛ1	ТОГ-330П-І У1	3*НОГ-303-ПУ1
Автотрансформатора до РУ ВН-330 кВ	$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{НОМ,АТ}} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ,СН}}} = \frac{200 * 10^3}{\sqrt{3} * 330} =$ $= 349,909 \text{ A}$ $I_{\text{max}} = 1,4 * I_{\text{норм}} = 489,873 \text{ A}$	ВГТ-330П-40/2500У1	РДЗ-330/1000УХЛ1	ТОГ-330П-І У1	-
Вводу 6,3 кВ робочого ТВП	$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{НОМ,ТВП}}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{НОМ,НН}}} =$ $= \frac{32 * 10^3}{2 * \sqrt{3} * 20} = 461,88 \text{ A}$	КРУ з вимикачем ВРС-6			

Генератора	$I_{норм} = \frac{S_{норм,G} * 10^3}{\sqrt{3} * U_{норм,G}} = \frac{353 * 10^3}{\sqrt{3} * 20} =$ $= 10190,23A$ $I_{max} = \frac{I_{норм}}{0,95} = \frac{10190,23}{0,95} = 10726,32 A$	HECS-100R-25,3-10500УЗ	РВПЗ-20/12500	ТШ-20/10000/5УЗ	3×ЗНОЛ.06-20УЗ
------------	--	------------------------	---------------	-----------------	----------------

### 3.6. Вибір трансформаторів власних потреб та схеми електропостачання власних потреб

Забезпечення ВП проектованої теплової електростанції потужністю 750 МВт забезпечується за допомогою спеціальних понижуючих трансформаторів власних потреб (ТВП). Для цього використовуються робочі ТВП та резервні (РТВП)

Номінальну потужність ТВП вибирають згідно з їх розрахунковим навантаженням, забезпечуючи оптимальну роботу системи. Важливо не допускати перенавантаження цих трансформаторів, оскільки це може негативно вплинути на їхню ефективність та тривалість служби й привести до поломки (відказу).

Потужність блоку ВП становить  $S_{В.П.} = 25,6$  МВА.

За довідником [2, 3, 7] потужність РТВП для даної ТЕС обирається рівні, який перевищує потужність ТВП на один ступінь. Це забезпечує надійне живлення власних потреб станції та забезпечує запас потужності для випадків пікових навантажень чи в разі потреби резервного живлення.

Для проектування схеми ТЕС з генераторами потужності 320 МВт, обираємо робочий трансформатор власних потреб (ТВП) типу ТРДНС – 32000/35 та резервний трансформатор власних потреб типу ТРДН – 40000/110. Для цих трансформаторів використовуємо технічні дані, які наведені в таблиці 3.9 згідно з довідником [3]

## Технічні дані обраних ТВП

Тип	Номінальні напруги		Втрати кВт		Напруга короткого замикання Uк% ВН-СН	Струм короткого замикання Ік%
	ВН кВ	НН кВ	ΔРх кВ	ΔРк кВ		
ТРДНС – 32000/35	20	6,3-6,3	29	143	12,7	0,6
ТРДН – 40000/110	110	6,3-6,3	34	170	10,5	0,55

На рис. 3.1. наведена схема електропостачання власних потреб проектованої ТЕС – 750 МВт.

Трансформатори власних потреб ТВП1, ТВП2, ТВП3 живлять секції 6,3кВ відповідно першого енергоблоку 1ВА, 1ВВ, другого 2ВА, 2ВВ та третього 3ВА, 3ВВ. До цих секцій приєднуються електродвигуни 6кВ котельного та турбінного відділень, загальностанційне навантаження (з с.н.) 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 [3] кількість резервних трансформаторів наступна: один приєднаний і один готовий до заміни будь-якого робочого ТВП.

Трансформатори другого ступеня секцій 6,3/0,4 кВ 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 кВА. Для підвищення надійності збірні шини 0,4кВ секціонуються. Кожна секція забезпечується робочим і резервним живленням, яке вмикається автоматично.

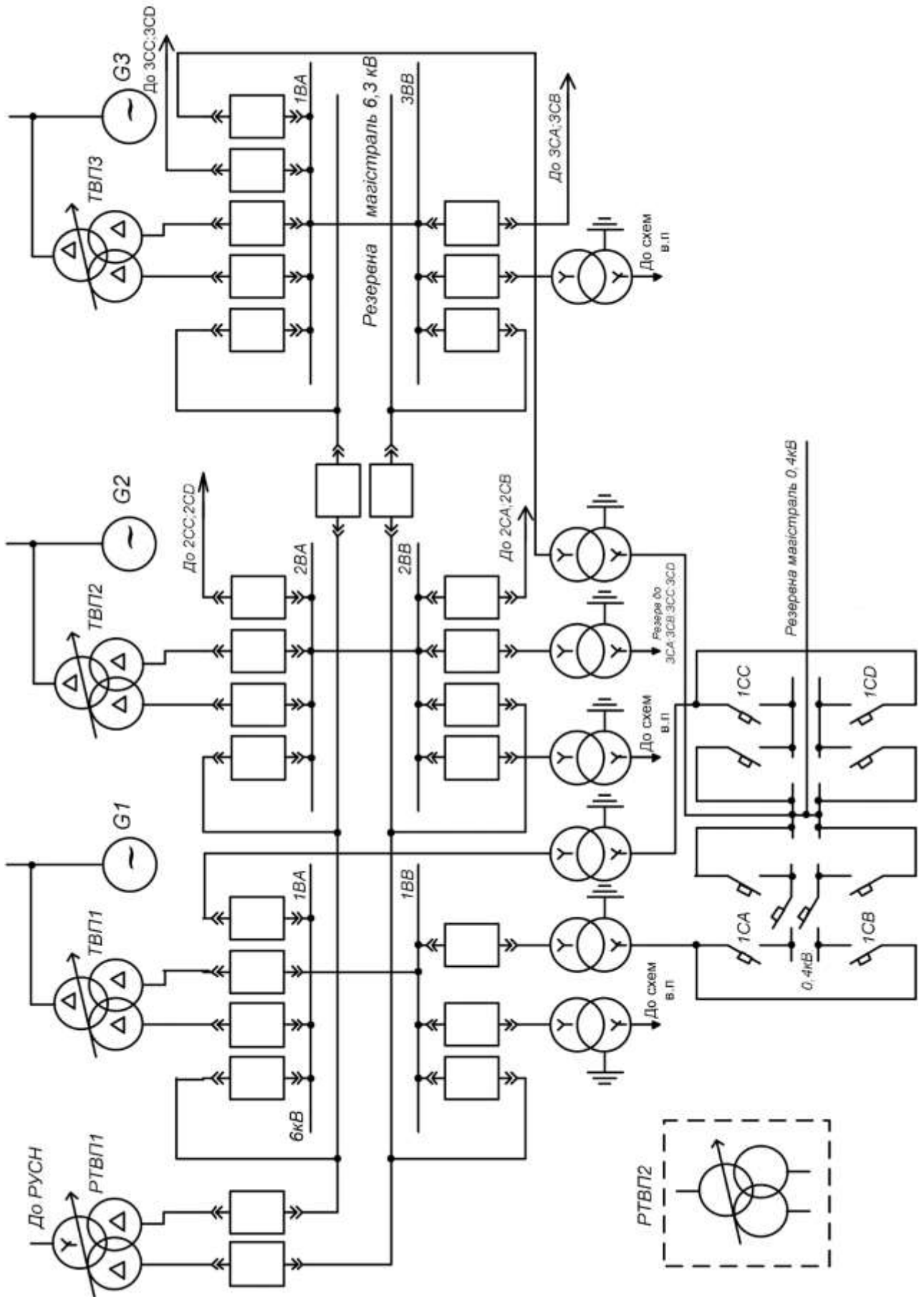


Рис 3.1. Схема електропостачання власних потреб блоку G1-T1 ТЕС-750 МВт



На рисунку 3.1 показане живлення секції власних потреб 0,4кВ одного енергоблоку, розташованого в головному корпусі. Споживачі 0,4кВ 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 6,3/0,4кВ приєднаний до секцій 3ВА третього енергоблоку.

Споживачі 0,4кВ другого енергоблоку приєднуються до секцій 2СА, 2СВ, 2СС, 2СД, а третього до секцій 3СА, 3СВ, 3СС, 3СД (на рисунку 4.1 ці секції не показані). Резервний трансформатор для останніх секцій приєднується до секції 6,3кВ 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 паралельне вмикання в момент переходу з робочого на резервне живлення та навпаки.

Застосування трансформаторів з розщепленою обмоткою НН і роздільна робота секцій 6,3кВ дозволяють обмежити струм короткого замикання в мережах власних потреб до такого значення, яке дозволяє застосувати комірки комплектної розподільної установки з вакуумними вимикачами. [11, 3]

### ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

У даному розділі наведені детальні вказівки та рекомендації щодо вибору необхідних елементів для побудови проекрованої ТЕС потужністю 750 МВт.

Були розглянуті аспекти вибору вимикачів та роз'єднувачів для забезпечення безпеки та ефективності електричної установки. Належний вибір цих пристроїв є важливим кроком у забезпеченні надійної та безпечної роботи енергосистеми. За результатами розрахунків для РУСН – 330 кВ найближчий за значеннями вимикач типу ВГГ-330П\*-40/3150У1 і роз'єднувач РДЗ-330П\*/3150У1, паспортні дані яких було наведено у таблицю 3.1.

Були розглянуті критерії вибору трансформаторів струму, які використовуються для вимірювання струму в електричній установці. Для розподільчої установки (РУСН) 330 кВ, обрав підходящий за параметрами: напруги, максимального струму, ударного струму, вторинного навантаження та класу точності трансформатор типу ТОГ-330П-I У1. Даний ТС перевірів за вторинним навантаженням та опором, щоб переконатись що обраний трансформатор струму працюватиме у межах очікуваного класу точності – 0,5.

Обрано трансформатор напруги (ТН) на збірних шинах для лінії РУСН 330 кВ типу НОГ-330П-II У1, для якого проведено перевірку на вторинне навантаження. Після розрахунку було проведено перевірку трансформатору на навантаження, для виконання умови його роботи у межах класу точності – 0,5 та забезпечуватиме надійну роботу у енергосистемі.

Проаналізовані та обрані струмопровідні частини за їх умовами та критеріями вибору. Правильно вибрані струмопровідні частини забезпечують ефективну передачу струму та запобігають перенавантаженню системи. Обрали провід типу АС-240/32, який перевірів на умови коронування, нагріву й вибрали підвісний ізолятор типу ПС 12-А для якого розрахували кількість ізоляторів у гірлянді.

Було обрано ТВП типу ТРДНС – 32000/35 та ТРДН – 40000/110, з якими було наведено оптимальну схему власних потреб, що забезпечує ефективне та надійне живлення системи ВП.

## РОЗДІЛ 4. ВИБІР РЕЛЕЙНИХ ЗАХИСТІВ

### 4.1. Диференційний захист магістралі резервного живлення 6 кВ

Диференційний захист є захистом з абсолютною селективністю, який призначений для захисту трансформаторів та АТ від міжфазних коротких замикань як усередині їх бака, так і на виводах обмоток. Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), застосування диференційного захисту є обов'язковим для трансформаторів потужністю 6,3 МВА і більше. Цей захист забезпечує високий рівень надійності і здатність швидко реагувати на будь-які витoki струму, що допомагає запобігти пошкодженню трансформатора та забезпечити безпеку електричної системи в цілому.

При відсутності диференційного захисту вмикається захист, встановлений на вводі. Обмотки НН резервного трансформатора, але з визначеною затримкою часу. Диференційний захист передбачається при потужності резервних трансформаторів не меншій ніж 40 МВА.

Захист виконується на двох фазах з реле типу РНТ – 565 або РНТ – 567.

Диференційний захист підключається до вводів трансформаторів струму (ТА) та від резервного трансформатора до магістралі, до ТА, які знаходяться на кожному з виводів резервного живлення. Це забезпечує ефективний захист від міжфазних коротких замикань та інших небажаних струмів.

Електромагнітні струмові реле з БНТ типів РНТ-565, РНТ-567 випускаються на заміну більш старих реле РНТ-562, РНТ-563. Всі реле РНТ складаються із змонтованих в одному кожуху електромеханічному струмовому реле типу РТ-40 та швидконасихуваного трансформатору.

Реле РНТ (рис. 4.1) складається з осердя С та має наступні обмотки:

1. Первинна робоча обмотка Р, яка розташована на середньому стержні і приймає два вторинних струми.
2. Вторинна обмотка В, як розташована на лівому стержні і підключена до струмового реле КА типу РТ-40
3. Короткозамкнуті обмотки К1 та К2, які розташовані на середній і правій частині БНТ.
4. Обмотки У1 та У2 є зрівнюючими обмотками.

Пристрій вимірює струм в диференційному ланцюзі, для чого використовується короткозамкнуті обмотки реле РНТ-565. При наявності несинусоїдальної складової в диференційному ланцюзі пристрій вибирає частину струму із вторинної обмотки проміжного трансформатора реле РНТ-565, тим більшу, чим більша різниця диференційного струму від синусоїди .

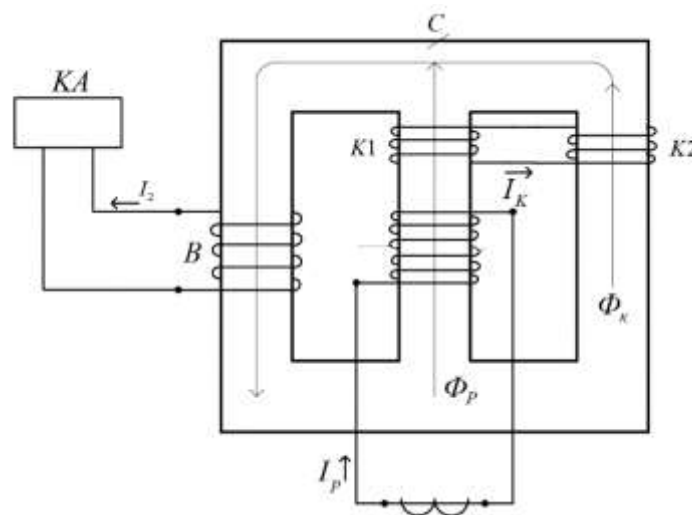


Рис. 4.1. Реле РНТ

Пристрій вимірює струм в диференційному ланцюзі, для чого використовуються короткозамкнуті обмотки реле РНТ-565. У разі наявності несинусоїдальної складової в диференційному ланцюзі, пристрій вибирає частину струму з вторинної обмотки проміжного трансформатора реле РНТ-565, причому чим більша різниця між диференційним струмом та синусоїдою, тим більше вибирається струму з вторинної обмотки. [9]

Релейний захист та автоматика повинні відповідати ряду вимог, основні з них це: селективність, швидкодія, чутливість та надійність. За цими основними вимогами перевіряється реле для вибору підходящого за параметрами захисту електрообладнання.

Примітка – релейний захист не запобігає виникненню пошкодження, а починає діяти тільки після його виникнення, реле повинно запобігти руйнуванню пошкодженого елемента або ізолювати пошкодження, щоб зменшити масштаб руйнування, та обмежити його розповсюдження [2, 11, 9, 7]

#### **4.2. Розрахунок диференційного захисту магістралі резервного живлення 6кВ**

Обираємо первинний номінальний струм першої обмотки 6,3 кВ резервного трансформатору потужністю 30 МВА

$$I_{ном1} = \frac{S_{ном}}{2\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{30000}{2\sqrt{3} * 6,3} = 1374.643 \text{ A}.$$

Приймаємо резервний трансформатор струм на ввіді на магістралі та ТС у комірці секційного вимикача. Обраний тип вимикача ТЛ-10. ТА має такі характеристики: вимірювальна співвідношення  $K_{ТА} - 3000/5$  та з'єднання - неповна зірка.

Первинний струм у гілці вводу резервного живлення на секцію 6кВ, дорівнює номінальній потужності першої обмотки

$$I_{ном2} = \frac{30000}{2\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{30000}{2\sqrt{3} * 6,3} = 1374.643 \text{ A}.$$

На вводах резервного живлення до лінії 6 кВ встановлюємо розподільчий пристрій високої напруги (РУВН) типу ТЛ-10. ТЛ має такі характеристики: вимірювальна співвідношення  $K_{ТА} - 3000/5$  та з'єднання - неповна зірка.

Розраховуємо струми, що протікають у вторинних обмотках захисту (плечах).

$$I_{\epsilon 1} = \frac{I_{ном,1}}{K_{ТА}} = \frac{1374.643}{600} = 2.291 \text{ A} .$$

Визначимо струм трифазного КЗ на вводі резервного живлення для розподільчого пристрою ВП, який знаходиться на лінії 6кВ.

$$I_{К.З.}^{(3)} = 20000 \text{ A} .$$

Визначимо струм небалансу

$$I_{н.б} = K_{апер} \cdot K_{одн.} \cdot f_i \cdot I_{К.З.}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 20000 = 2200 \text{ A} ,$$

де  $K_{апер}$  – коефіцієнт аперіодичності,  $K_{апер} = 1$ ,

$K_{одн}$  – коефіцієнт однотипності,  $K_{одн} = 1$ ,

$f_i$  – похибка ТС.

Реле не повинні діяти при зовнішніх КЗ. Для цього їх струм спрацьовування повинен вибиратися більше струму небалансу при КЗ на шинах протилежної підстанції:

$$I_{сз} = K_{н} \cdot I_{нб,мах} = 1.3 \cdot 2200 = 2860 \text{ A} ,$$

де  $K_{н}$  – коефіцієнт надійності,  $K_{н} = 1,3$

Так само розраховуємо вторинний струм СЗ:

$$I_{сз2} = \frac{I_{СЗ}}{K_T} = \frac{2860}{600} = 4.77 \text{ A} .$$

Визначимо кількість витків робочої обмотки для насичуючого трансформатора.

$$W_{роб} = \frac{F}{I_{сз,2}} = \frac{100}{4.77} = 21 \text{ витків} .$$

З розрахунку бачимо, що для насичуючого трансформатора потрібно обрати 21 витків: робоча обмотка займає 14 витків і порівнювальна обмотка займає 7 витків.

Визначаємо уточнений струм спрацювання захисту  $I_{сз}$

$$I_{сз} \frac{F}{W_{прийн}} \cdot K_T = \frac{100}{4.77} \cdot 600 = 12579.6 \text{ A} .$$

Коефіцієнт чутливості перевіряється при 2-фазному КЗ на кінці магістралі резервного живлення.

Струм короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{кз}^2 = \frac{U_{ном} * 0.87}{\sqrt{3} * X_K} ,$$

$$X_K = X_{т.мах} + X_{шп.секц} ,$$

$$X_{т.мах} = 0,22 \text{ Ом} ,$$

$$X_{шп.секц} = l_{пит} * X_{пит.шп} = 250 * 0,15 = 0,0375 \text{ Ом} ,$$

де  $l_{пит,шп}$  – довжина секції магістралі, м,

$O_{пит,шп}$  – питомий опір шинопроводу,  $O_{пит,шп} = 0,15 \text{ Ом/км}$  .

Згідно з знайденими даними обчислимо струм короткого замикання.

$$I_{кз}^2 = \frac{6300 * 0.87}{\sqrt{3} * (0.22 + 0.0375)} = 11944 \text{ A} .$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості

$$K_c^2 = \frac{I_{кз}^2}{I_{сз}^2} = \frac{11944}{2860} = 4.2 \geq 2 .$$

Захист має достатню чутливість та виконує умову, тож обраний захист підходить під параметри та спрацює розімкнувши контакти, чим захистить електрообладнання від КЗ та інших пошкоджень, що мінімалізує можливі поломки та збитки. [11, 2]

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

У даному розділі були розглянуті аспекти вибору та налаштування диференційного захисту для магістралі резервного живлення напругою 6 кВ згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) на прикладі реле РНТ. Диференційний захист є важливим елементом захисту, що забезпечує виявлення та відключення електрообладнання або системи для запобігання руйнування та ізолювання пошкодження та обмеження його розповсюдження. Тому дуже важливо обрати підходяще до обладнання (трансформатору) реле, яке буде відповідати основним вимогам до вибору, а саме: селективність (вибірковість), швидкодія, чутливість, надійність.

Були розглянуті методи розрахунку параметрів та настройки диференційного захисту для магістралі резервного живлення 6 кВ. Правильний розрахунок диференційного захисту забезпечує його надійну та швидку реакцію на КЗ й інші пошкодження та уникнення неправомірного відключення системи. За результатом розрахунку та перевірок реле визначили, що обраний захист проходить перевірку на умови вибору та має достатню чутливість.



## РОЗДІЛ 5.

### ОСОБЛИВОСТІ МОНТАЖУ ТРАНСФОРМАТОРА

#### 5.1. Монтаж трансформаторів

До початку робіт з монтажу трансформатора необхідно забезпечити виконання наступних підготовчих робіт:

- фундамент під трансформатор, приміщення трансформаторно-масляного господарства (ТМХ), баки для збереження олії з усіма комунікаціями мастилопроводів, залізничні колії уздовж трансформаторів і до ТМХ, протипожежний водопровід і інші протипожежні пристрої повинні бути закінчені будівництвом відповідно до проекту і прийняті під монтаж від будівельної організації по акту;
- монтажні механізми, апарати, пристосування й інвентарні пристрої, необхідні для монтажу відповідно до проекту провадження робіт і технологічної карти на монтаж трансформатора, повинні бути доставлені на монтажну площадку, випробувані і підготовлені до роботи;
- трансформаторна олія в кількості, необхідній для заливання трансформатора і для технологічних нестатків у процесі монтажу, повинна бути висušена і залита в баки, обладнані масломірним пристроєм і системою подиху;
- повинні бути підготовлені необхідні засоби пожежегасіння й організована протипожежна посада на час прогріву чи сушіння трансформатора.

Підготовка введів трансформатора. Вводи класу напруги 3—35 кВ варто розпакувати, очистити, оглянути і випробувати на стенді підвищеною напругою з частотою 50 Гц протягом 1 хв. Іспит порцелянових введів 3—35 кВ проводиться відповідно до вимог ДСТ 1516.1-76

Вводи 15—35 кВ конструктивно виконуються маслопідірними і мають внутрішній канал із двома отворами — вгорі і унизу вводу. При установці вводу на

трансформатор олія з бака надходить через нижній отвір у вводи й утримується від витікання гвинтом, що вкручується у верхній отвір каналу. При заповненні каналу олією повітря з нього спускають через верхній гвинт. При підготовці вводу варто ретельно прочистити масляний канал, щоб забезпечити надходження олії у вводи. Пробивна напруга олії у вводах повинно бути не менш 35 кВ.

У масло наповнених вводах класу напруги 110—750 кВ, що зберігаються у вертикальному положенні, варто перевірити рівень олії, зробити добір проби олії і перевірити стан внутрішньої ізоляції введення. Застосування сірчистих олій не допускається.

Пробивна міцність олії повинна бути не нижче наступних значень:

Клас напруги введення, кВ 110—220; 330—500; 750.

Пробивна міцність свіжої олії після заливання, кВ 40, 50, 60

Добір проби олії виробляється через спеціальне масло відбірне пристрій на сполучній втулці введення.

Перевірка стану внутрішньої ізоляції полягає в перевірці ізоляції введення мегомметром. Вбудовані трансформатори струму, що зберігаються в кожухах залитими олією, піддаються перед установкою на трансформатор перевірці коефіцієнта трансформації на усіх відгалуженнях, міжвитковій ізоляції індукованою напругою і перевірці відсутності виткових замикань (зняття декількох крапок кривої намагнічування і порівняння отриманих даних з паспортними). Допускається відхилення даних іспитів від заводських даних не більш ніж  $\pm 10\%$ . Вимірюється активний опір обмоток і порівнюється з заводськими даними.

Після розкриття трансформатори струму можуть знаходитися на відкритому повітрі не більш 24 ч. У випадку, коли вони транспортувалися і зберігалися в дерев'яних шухлядах без олії, їх варто піддати до установки сушінню.

Термосифонні фільтри перед установкою на трансформатор повинні бути розібрані, очищені від бруду, промиті сухою трансформаторною олією і засипані силікагелем марки КСК (великий силікагель), чи дробленим чи гранульованим силікагелем (ДСТ 3956-76) чи активним окисом алюмінію сорту А-1. Розмір зерен у межах 2,5—7 мм. При ємності фільтра більш 50 л впливає після засипання

промивати фільтр сухою олією за допомогою фільтрпреса доти, поки в пробі олії не зникнуть механічні домішки.

Перед засипанням силікагель повинний піддаватися сушінню протягом 8 год при температурі 140°C чи протягом 2 год при температурі 300°C. Силікагель чи інші сорбенти, які його замінюють, і транспортуються в герметичній тарі, можна застосовувати без сушіння.

Розширник і вихлопна труба перевіряються на чистоту і герметичність. Для цього в розширника вивертаються торцеві пробки чи знімаються торцеві заглушки; внутрішні поверхні розширника і вихлопної (запобіжної) труби промиваються сухою олією. Потім на розширник встановлюються маслопоказчик і реле рівня, закриваються торцеві заглушки, і розширник заповнюється олією і перевіряється на відсутність течі протягом 3 год. На вихлопну трубу встановлюється скляна діафрагма, після чого розширник перевіряється на відсутність течі протягом 3 год. Перевірка відсутності течі виробляється стовпом олії 1,5 м.

Газове реле повинне бути перевірене перед установкою лабораторією налагоджувальної чи експлуатаційної організації. Перед установкою реле проводиться його огляд, для чого реле розбирають і визначають хід рухливих контактів по нерухомим, перекриття яких повинно складати не менш 2 мм.. Реле повинне встановлюватися в мастилопроводі таким чином, щоб стрілка на кришці реле була спрямована від бака трансформатора до розширювача.

Система охолодження олії типу М застосовується для трансформаторів потужністю до 10 000 кВА і підготовки до монтажу не вимагає, тому що вона виконується у виді трубчастих радіаторів, змонтованих на трансформаторі.

Система охолодження типу Д застосовується для трансформаторів напругою 35 і 220 кВ потужністю 10 000 кВА і вище. При цій системі трубчасті радіатори, що поставляються окремо від трансформатора, обдуваються встановлюваними на них спеціальними вентиляторами. При підготовці системи Д до монтажу необхідно зробити ревізію електродвигунів, промити радіатори гарячою олією при температурі олії 50-60°C за допомогою преса чи центрифуги, випробувати радіатори тиском стовпа олії, що перевищує верхню крапку розширника на 0,5—1,0 м, закрити

патрубки радіаторів заглушками з гумовими прокладками, розпакувати й відревізувати шафу типу ШД живлення електродвигунів.

Промивку радіаторів варто закінчити, коли в пробі олії будуть відсутні механічні домішки, сліди вологи, а пробивна міцність олії буде дорівнює 40—45 кв.

Система охолодження типу ДЦ застосовується для потужних трансформаторів 90 000 кВА і вище напругою 330кВ і вище. Система ДЦ складається з вентиляторів, що обдувають поверхню охолоджувачів, через які електронасосом прокачується олія трансформатора. При підготовці системи ДЦ до монтажу необхідно зробити ревізію електродвигунів і вентиляторів, розпакувати електронасос, злити трансформаторна олія, зняти заглушки, промити і випробувати насос трансформаторною олією під тиском 0,2 МПа і випробувати електронасос шляхом перекачування чистої трансформаторної олії в тимчасовий бак, а також промити гарячою олією й обпресувати під тиском 0,2 МПа всі труби, охолоджувачі й інші вузли охолоджувального пристрою (засувки, крани, патрубки). Розпакувати шафу керування типу ШАОТ і звільнити внутрішню апаратуру від упакування.

В обсяг підготовчих робіт з монтажу трансформаторів входять також установка трансформатора на власні каретки і попередню оцінку стану ізоляції трансформатора.

До установки трансформатора проводять огляд кареток і ковзанок; очищення і змащення осей ковзанок тавотом через спеціально передбачені для цієї мети отвори. Під трансформатор, на спеціальні площадки (зазначені на кресленні) встановлюються гідравлічні домкрати, трансформатор піднімається, і під нього підводяться і встановлюються каретки з ковзанками. Кожна каретка кріпиться болтами до пластин на донних балках. При цьому пластини кареток і балок бака повинні щільно прилягати друг до друга. Після установки кареток трансформатор плавно опускається за допомогою домкратів на рейковий шлях. У випадку порушення умов транспортування чи збереження трансформатора при незадовільних результатах попередньої оцінки стану ізоляції варто додатково перевірити вологомісткість зразків ізоляції, що закладаються в трансформатори потужністю більш 80 МВ-А. [8]

## ВИСНОВКИ.

У даному проекті за вихідними даними визначив принципову схему приєднання електричної станції до енергосистеми для проектованої теплової електростанції потужністю 750 МВт.

Для ТЕС розглянуто забезпечення зв'язку з енергосистемою завдяки двом повітряним лініям напругою 110 кВ та трьом повітряним лініям напругою 330 кВ. Також для даної теплової електростанції обрано три турбогенератора, типу – ТВВ-320-2УЗ, що за своїми технічними даними задовольняє вимоги проекту, а саме: генерацію електроенергії, ефективність, надійність та довговічність.

Складено та порівняно два варіанти структурних схем підключення генератор-трансформаторних блоків до РУСН 110 кВ та РУВН 330 кВ й розраховано максимальну та мінімальну потужність СН для шини розподільчого пристрою потужністю 110 кВ.

Були проведені розрахунки потужності, номінальної потужності та реактивної потужності блочних трансформаторів, також для згідно з даними з довідників були обчислені власні потреби (В.П) трансформатору. Згідно з результатами розрахунків та умови  $S_T \geq S_{\text{РОЗР}}$  обрано блочні трансформатори типу ТДЦ-400000/110 та ТДЦ-400000/330, які максимально відповідають потужності та технічним вимогам.

Згідно з вимогами проектування теплових електростанцій було складено рівняння балансу потужності максимального, мінімального та аварійного режимів роботи електростанції для 2-ох варіантів, за результатами яких для кожного варіанту були обрані по два АТЗ типу АТДЦТН-200000/330/110, що найкраще підходять для забезпечення передачі потужності та ефективного функціонування.

Згідно з проведеним аналізом та результатами розрахунків 2-ох варіантів схем, було обрано перший варіант схеми, який найкраще відповідає вимогам електричної станції, забезпечує оптимальну ефективність та який потребує менших витрат.

Також, в даному проекті проаналізував та за вихідною схемою підключення електростанції з її даними для розрахунку склав розрахункову схему підключення

електроустановок, на якій вказали усі наявні до проекту електроприлади, вузли з номінальними параметрами та точку трифазного КЗ.

Виходячи з наміченої розрахункової схеми складено заступну схему для наступних розрахунків точки трифазного КЗ. На цій схемі джерела енергії наведені у формі електрорушійних сил (ЕС, ЕГ, ЕН) з незалежними опорами, а інші елементи системи (АТ, Т, W) - у формі опорів.

За заступною схемою були розраховані опори усіх наявних електроустановок, електроапаратів) та базисну напругу, потужність та струм.

Були розраховані СКЗ в точці К1 на збірних шинах 110 кВ та завдяки поступовим розрахункам та перетворенням (спрощенням), привів схему до найбільш простого вигляду, де усі результуючі джерела (ЕРС) та опори пов'язані з точкою короткого замикання

Використовуючи закон Ома та знаючи значення результуючих ЕРС і опорів, визначили початкові значення періодичної складової струму короткого замикання (СКЗ) для кожної гілки, а також аперіодичну складову струму для моменту часу  $\tau$  та ударний струм  $i_u$ . Також провів розрахунок часу спрацювання вимикача з чого визначив тепловий імпульс використовуючи метод інтегралу Джоуля та визначив періодичну складову струму.

Отримані значення розрахунків струмів трифазного КЗ занесено у таблицю 2.1

## СПИСОК БІБЛЮГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ

### ДЖЕРЕЛ

1. Міністерство палива та енергетики України. – Витяг з річного звіту НЕК Укренерго. – Київ [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244952112>
2. Шкрабець Ф.П. Електропостачання [Електронний ресурс] / П. Шкрабець Ф // Національний гірничий університет. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://core.ac.uk/download/132413036.pdf>
3. Остапчук О. В. Електрична частина станцій та підстанцій [Електронний ресурс] / О. В. Остапчук, Р. В. Вожаков // КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: [https://ela.kpi.ua/bitstream-/123456789/48630/1/EI\\_chastyna.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream-/123456789/48630/1/EI_chastyna.pdf)
4. Коваль І.О. Електричні апарати напругою понад 1кВ сучасних виробників. Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування. Навчальний посібник. - Київський енергетичний коледж 2008
5. Правила улаштування електроустановок / Мінпаливенерго України – 3-тє перероб. і доп. Київ, 2011.–736 с
6. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Нормальні, допустимі і аномальні режими синхронних генераторів [Електронний ресурс] / Євген Іванович Бардик // КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: [https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48390/1/Ekspluatatsiia\\_ta\\_rezhymy\\_robotu\\_elektrostantsii](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48390/1/Ekspluatatsiia_ta_rezhymy_robotu_elektrostantsii)
7. Остапчук Ж. І. Моделювання в задачах розвитку електричних систем [Електронний ресурс] / Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик, В. В. Тептя // Вінницький національний технічний університет. – 2008. – Режим доступу до ресурсу: [https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk\\_modelyuvannya\\_zadachah\\_rozvytku\\_elektrsystem/1\\_1.htm](https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/1_1.htm)
8. Остапчук О. В. Електрична частина станцій та підстанцій [Електронний ресурс] / О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко // КПІ ім. Ігоря Сікорського.

– 2022. – Режим доступу до ресурсу:  
<https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48629/1/Elektrychna.pdf>

9. Клименко Б. В. Электричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту [Електронний ресурс] / Б. В. Клименко // "Точка". – 2012. – Режим доступу до ресурсу:  
[https://elprivod.nmu.org.ua/files/electrical\\_apparatus/Klimenko\\_Aparati.pdf](https://elprivod.nmu.org.ua/files/electrical_apparatus/Klimenko_Aparati.pdf).

10. Правила безпечної експлуатації електроустановок ДНАОП 1.1.10-2.01.-97,к.:Форм,2006.

11. Сокол Є. І. Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс] / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб // Харків: ФОП Бровін.О.В.. – 2020. – Режим доступу до ресурсу:  
[https://er.nau.edu.ua/bitstream/NAU/44584/1/%D0%A3%D1%87%D0%B5%D0%B1%D0%BD\\_03%20%D0%A0%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D0%B7%D0%B0%D1%85%D0%B8%D1%81%D1%82%205B20200629%5D.pdf](https://er.nau.edu.ua/bitstream/NAU/44584/1/%D0%A3%D1%87%D0%B5%D0%B1%D0%BD_03%20%D0%A0%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D0%B7%D0%B0%D1%85%D0%B8%D1%81%D1%82%205B20200629%5D.pdf)

12. Электричне устаткування електричних станцій та мереж [Електронний ресурс] // Укренерго. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/Rozdil-12-PTE.pdf>



## ДОДАТОК А

### Додаток А – Номінальні дані генераторів

Тип турбогенератора	Частота обертання, об/хв	Потужність		Номінальна напруга, кВ	Схема з'єднання обмоток	Опір, в.о.		
		Активна, МВт	Повна МВА			$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
1	2	3	4	5	7	8	9	10
ТК-2,5-2У3	3000	2,5	3,125	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,103	0,156	1,49
Т-4-2РУ3		4,0	5,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,11	-	-
Т-6-2РУ3		6,0	7,5	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,12	-	-
ТА-6-2У3		6,0	7,5	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,12	0,17	1,65
Т-12-2У3		12,0	15,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,129	-	-
ТА-12-2КУ3		12,0	15,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,114	0,18	1,9
ТА-15-2/6, 6Т		15,0	18,75	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,13	-	-
ТФП-18-2Т3		18,0	22,5	6,3/10,5/11	$\Delta/Y$	0,135	-	-
Т-20-2У3		20,0	25,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,121	0,181	2,02
Т-25-2У3		25,0	31,25	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,131	-	-
ТАП-25-2У3		25,0	31,25	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,145	-	-
ТС-32-2В3		32,0	40,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,14	-	-
Т-32-2В3		32,0	40,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,143	-	-
ТФ-36-2У3		36,0	45,0	10,5	Y	0,15		
ТФП-40-2У3		40,0	50,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,14	0,19	1,73
ТФ-60-2У3		60,0	70,59	10,5	Y	0,18	0,277	2,3
ТС-63-2В3-Г(П)		63,0	78,75	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,18	0,277	2,3
ТТК-25-2У3-П(Г)		25,0	31,25	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,13	-	-
ТТК-40-2У3-П(Г)		40,0	50,0	6,3/10,5	$\Delta/Y$	0,14	-	-
ТТК-50-2У3-П(Г)		50,0	62,5	10,5	Y	0,155	-	-
ТТК-63-2У3-П(Г)		63,0	78,75	10,5	Y	0,176	-	-
ТТК-70-2У3-П(Г)		70,0	87,5	10,5	Y	0,198	-	-
ТТК-80-2У3-П(Г)		80,0	100,0	10,5	Y	0,201	-	-
ТФ-90-2		90,0	100,0	6,3/10,5	$\Delta\Delta/Y Y$	0,15	0,18	2,4
ТТК-110-2У3-П(Г)		110,0	137,5	10,5	Y	0,21	-	-
ТФГ(П)-110-2У3		110,0	137,5	10,5	Y Y	0,187	0,26	2,73

## Додаток А - продовження таблиці

1	2	3	4	5	7	8	9	10
ТФГ(П)-160-2У3	3000	160,0	200,0	15,75	YY	0,153	0,223	2,53
ТЗФ-200-2У3		200,0	235,3	15,75	YY	0,21	-	-
ТЗФ-220-2ЕУ3		220,0	259,0	15,75	YY	0,1976	0,29	2,34
ТВВ-320-2У3		320,0	353,0	20,0	YY	0,173	0,258	1,698
ТВВ-350-2У3		350,0	411,8	20,0	YY	0,18	-	-
ТВВ-500-2ЕКУ3		500,0	588,2	20,0	YY	0,242	0,355	2,56
ТВВ-660-2У3		660,0	825,0	24,0	YY	0,243	-	-
ТВВ-800-2ЕКУ3		800,0	889,0	24,0	YY	0,219	0,307	2,33
ТВВ-1000-2У3		1000,0	1111,0	24,0	YY	0,272	0,33	2,82
ТЗФ-63-2У3		63,0	78,75	6,3/10,5	YY	0,153	0,224	1,199
ТЗФ-110-2У3		110,0	137,5	10,5	YY	0,19	-	-
ТЗФ-220-2У3		220,0	258,8	15,75	YY	0,1906	-	-
ТЗФ-320-2У3		320,0	376,5	20,0	YY	0,175	-	-
ТЗФ-800-2У3		800,0	888,9	24,0	YY	0,27	-	-
ТЗФ-1000-2У3		1000,0	1111,0	24,0	YY	0,265	-	-
ТЗФ-1200-2У3		1200,0	1330,0	24,0	YYYY	0,48	0,358	2,418

