

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ С. О. Кудря
«__» _____ 20__ р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Електричні станції»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Моделювання режимів роботи живильного насосу системи
власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт при зміні
напруги в енергосистемі»**

Виконав:
студент VI курсу, групи ЕТ-91змп
КРУТЕНЧУК ДЕНИС ЯКОВИЧ _____

Науковий керівник:
доцент, к.т.н. ДЕНИСЮК П.Л. _____

Консультант з охорони праці:
професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА Л.Д. _____

Консультант з стартап-проекту:
ст. викладач БАХМАЧУК С.В. _____

Рецензент:
доцент, к.т.н. БАЖЕНОВ В.А. _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра відновлюваних джерел енергії**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря

«___» _____ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Крутенчуку Денису Яковичу

1. Тема дисертації «Моделювання режимів роботи живильного насосу системи власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 620 МВт при зміні напруги в енергосистемі», науковий керівник дисертації Денисюк Петро Левкович доцент, кандидат технічних наук, затверджені наказом по університету від «___» _____ 20__ р. № _____
2. Термін подання студентом дисертації «___» грудня 2020 р
3. Об'єкт дослідження живильний насос системи власних потреб теплоелектроцентралі
4. Вихідні дані електроенергетична система.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) Вибір головної схеми електричних з'єднань станції; 2) Розрахунок струмів КЗ, вибір та перевірка комутаційного обладнання. 3) Дослідити робочі характеристики живильних насосів та особливості їх роботи. 4) Моделювання АД живильного насосу для визначення імовірності відмови на інтервалі часу спостереження 5) Розрахунок впливу зміни напруги на живильний насос з приводом від асинхронного двигуна. 6) Стартап-проєкт. 7) Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації живильного насосу.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1) Схема електричних з'єднань станції 580 МВт. 2) Схема власних потреб блоку 300 МВт. 3) Модель асинхронного двигуна. 4) Ковзання асинхронного двигуна при зміні напруги. 5) Модель живильного насосу. 6) Ковзання живильного насосу при зміні напруги.

7. Орієнтовний перелік публікацій Денисюк П.Л., Крутенчук Д.Я.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап-проект	Бахмачук С.В., ст. викладач		
Охорона праці	Третьякова Л.Д., професор		

9. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Формування теми магістерської дисертації	01.09.2020	
2	Вивчення актуальності проблеми по літературних джерелах	15.09.2020	
3	Використання дослідження по темі магістерської дисертації	03.10.2020	
4	Написання та оформлення результатів магістерської дисертації	10.11.2020	
5	Попередній захист магістерської дисертації	17.12.2020	
6	Захист магістерської дисертації	18.12.2020	

Студент

Д.Я. КРУТЕНЧУК

Науковий керівник

П.Л. ДЕНИСЮК

РЕФЕРАТ

Атестаційна магістерська дисертація налічує 111 сторінок, 7 ілюстрацій та 35 таблиць.

У даному дипломному проекті розглянута електрична станція потужністю 580 МВт проведено техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електричної станції, у результаті якого вибрана головна схема електричних з'єднань.

Зроблено розрахунок струмів короткого замикання, за результатами якого було вибрано та перевірено комутаційну апаратуру електричної станції.

В якості спеціального питання викладачем була задана тема: «Дослідження впливу зміни напругу на роботу живильного насосу системи власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 580 МВт».

ABSTRACT

The attestation of the master's dissertation nalichu 111 pages, 7 illustrations and 35 tables.

For this diploma project, an electrical station with a capacity of 580 MW was displayed, a technical and economical pruning of the vibration of the structural diagram of the electrical station was carried out, the result of such a vibrant was the head circuit of electrical plants.

Broken rozrahnok struma short stuttering, following the results of what kind of bulo vibrato and transformed to the commutation equipment of the electric station.

In the capacity of the special feeding by the boolean, the theme is set: "After the flow of change to the robot of the life-giving pump of the system and the power consumption of the heating and power plant to pull 580 MW".

ЗМІСТ

Вступ	8
1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	10
1.1. Вибір структурної схеми ТЕЦ	11
1.2. Вибір основного електрообладнання ТЕЦ	12
1.2.1. Вибір турбогенераторів	12
1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку.....	13
1.2.3. Вибір блочних трансформаторів	15
1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку	16
1.2.5. Вибір секційного реактору	18
1.3. Техніко - економічне порівняння варіантів структурних схем станції	19
1.4. Вибір схем електричних з'єднань електричних апаратів	23
1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП – 330 кВ	23
1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП-110 кВ.....	24
1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП-10.5 кВ.....	35
1.4.4. Вибір трансформаторів та схеми електропостачання ВП.....	25
Висновки до розділу 1.....	26
2. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційного обладнання	27
2.1.1. Визначення опору системи.....	27
2.1.2. Розрахунок короткого замикання на ГРП 10.5 кВ	31
2.1.3. Розрахунок короткого замикання на РП 110 кВ	38
2.1.4. Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ	42
2.2 Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгалуженні.....	44

2.3. Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження	48
2.3.1. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги.....	48
2.4. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ, РП 110 кВ та РП 330 кВ.....	51
2.4.1 Вибір обладнання на ГРП-10.5.....	51
2.4.2 Вибір обладнання на ВРУ-110.....	51
Висновки до розділу 2.....	66
3. Спеціальний розділ: Дослідження впливу зміни напруги на роботу живильного насосу системи власних потреб теплоелектроцентралі.....	67
3.1. Механізми, що знаходяться у зони власних потреб електростанцій.....	68
3.2. Характеристики роботи живильного насосу	72
3.3. Розрахунок впливу зміни частоти на роботу живильного насоса.....	74
3.3.1. Схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт	74
3.3.2. Вибір предмету дослідження.....	74
3.4. Вибір предмету дослідження.....	75
3.5 Розрахунок режимів роботи живильного насосу.....	77
Висновки до розділу 3.....	85
4. Розробка етапу Startup-проекту побудови РУ 330-100 кВ ТЕЦ 580 МВт.....	86
Висновки до розділу 4.....	96
5. Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях при експлуатації трансформаторів власних потреб ТРДНС-63000/35 на напругу 35/6,3 кВ	97
Висновки до розділу 5.....	109
Загальний висновок.....	110
Список використаної літератури	111

ПЕРЕЛІК УМНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕС – електрична станція;
ЕЕС – електроенергетична система;
ОЕС – об'єднана енергосистема;
КЗ (к. з.) – коротке замикання;
ВП – власні потреби;
МН – місцеве навантаження;
ТВП – трансформатор власних потреб;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
РВП – резервний вимикач власних потреб;
ТЕЦ – теплова електрична станція;
ЛР – лінійний реактор;
СР – секційний реактор;
СВ – секційний вимикач;
ОВ – обхідний вимикач;
ТЗ – трансформатор зв'язку;
Г – генератор;
С – система;
ЛЕП – лінії електропередач;
РПН – регулювання під навантаженням;
ШЗВ – шиноз'єднуючий вимикач;
РП – розподільчий пристрій;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ГРП – генераторний розподільчий пристрій;
ПЛ – повітряна лінія;
НТП – норми технічного проектування.

ВСТУП

Головне завдання, що ставляється в енергетиці, полягає в перманентному збільшенні величин обсягів виробництва і споживання, у скороченні термінів будівництва нових вже створених та майбутніх енергетичних об'єктів, зменшенні величин капіталовкладень і питомих затрат, у покращенні структур виробництва електроенергії і суміжних до цих питань.

В рамках проекту ставилися завдання по проектуванню теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Це процес складання технічного опису ще не існуючого об'єкта, призначеного для виробництва й видачі споживачам електричної енергії.

Початкова інформація для проектування електричної станції – завдання для проектування. Воно дає попередній опис об'єкту, складений в загальновідомій формі, ти самим включаючи загальні та спеціальні відомості об'єкту (його призначення, умови для функціонування, вхідні початкові параметри і т.д.).

Конкретність проектування електричних станцій, як основних установок електроенергетичних систем (ЕЕС) проявляється на фінальному етапі проектування ЕЕС, в термін коли проходить уточнення і корегування схеми генерації потрібних енергетичних районів, і також проходить перевірка на технічну можливість виконання робіт. В цей етап також входить перевірка виконання планових рішень, визначення капіталовкладень і рентабельності. Технічні рішення та їх подальше виконання повинні відображати в комплексному вигляді тенденції до розвитку електричних та енергетичних комплексів.

Ціллю проектування станції являється:

- 1) створення та перевірка загальних та спеціальних умов виробництва і передачі електроенергії щодо графіка навантаження, який є попередньо відомим;
- 2) забезпечення високої надійності в роботі електричного обладнання;
- 3) виконання всіх умов, які стосуються якості електроенергії;
- 4) зменшення фінансових витрат на будівництво установок, зменшення щорічних витрат на їх експлуатацію.

РОЗДІЛ 1

ВИБІР СТРУКТУРНИХ СХЕМ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ТА
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ
ПОРІВНЯННЯ

1.1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції

Електрична частина електростанції включає в себе зв'язані між собою головну схему електричних з'єднань електростанцій і схему власних потреб, яка впливає на такі показники електростанції: економічність, надійсь, ремонтпридатність і тд. Генератори електричної станції нерозривно пов'язані з енергосистемою через трансформатори, що підвищують та ЛЕП.

Головна схема електричних з'єднань проекрованої електричної станції повинна в сукупності мати якості для безперебійного живлення споживачів, безпеку обслуговування та економічність установки.

Від якості успадкування залежить надійність роботи схеми. Гнучкість схеми визначає можливість проводити різні перемикання для ревізії або ремонту окремого успадкування без перерви живлення споживачів. Схему необхідно спроектувати так, щоб отримати оптимальний варіант по надійності, гнучкості та вартості.

Електрична потужність, що генерується на ТЕЦ, розподіляється на трьох напругах: $U_1 = 330 \text{ кВ}$, $U_2 = 110 \text{ кВ}$ та $U_3 = 10.5 \text{ кВ}$. Шини 10.5 кВ і 110 кВ зв'язані між собою через 2 трансформатори зв'язку, а шини 110 кВ і 330 кВ зв'язані через автотрансформатори. У разі дефіциту потужності в одній з систем, потужність у неї перетікає з іншої системи через автотрансформатор.

Структурні схеми 3х варіантів дані на рис.1.1, рис. 1.2 і рис.1.3 де показані генератори Г, розподільчі установки вищої напруги РП і генераторної ГРП, місцеве навантаження Рмн, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3, Т4, а також автотрансформатори АТ1 та АТ2.

У першому варіанті три генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор по 100 МВт – до РП 110 кВ за блоковим принципом, один генератор 300 МВт приєднаний до РП 330 кВ за блоковим принципом.

У другому варіанті три генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 300 МВт приєднаний до РП 330 кВ за блоковим принципом та один генератор 300 МВт також приєднаний до РП 330 кВ за блоковим принципом.

У третьому варіанті три генератора по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 100 МВт приєднаний до РП 110 кВ за блоковим принципом та один генератор 100 МВт приєднаний до РП 110 кВ.

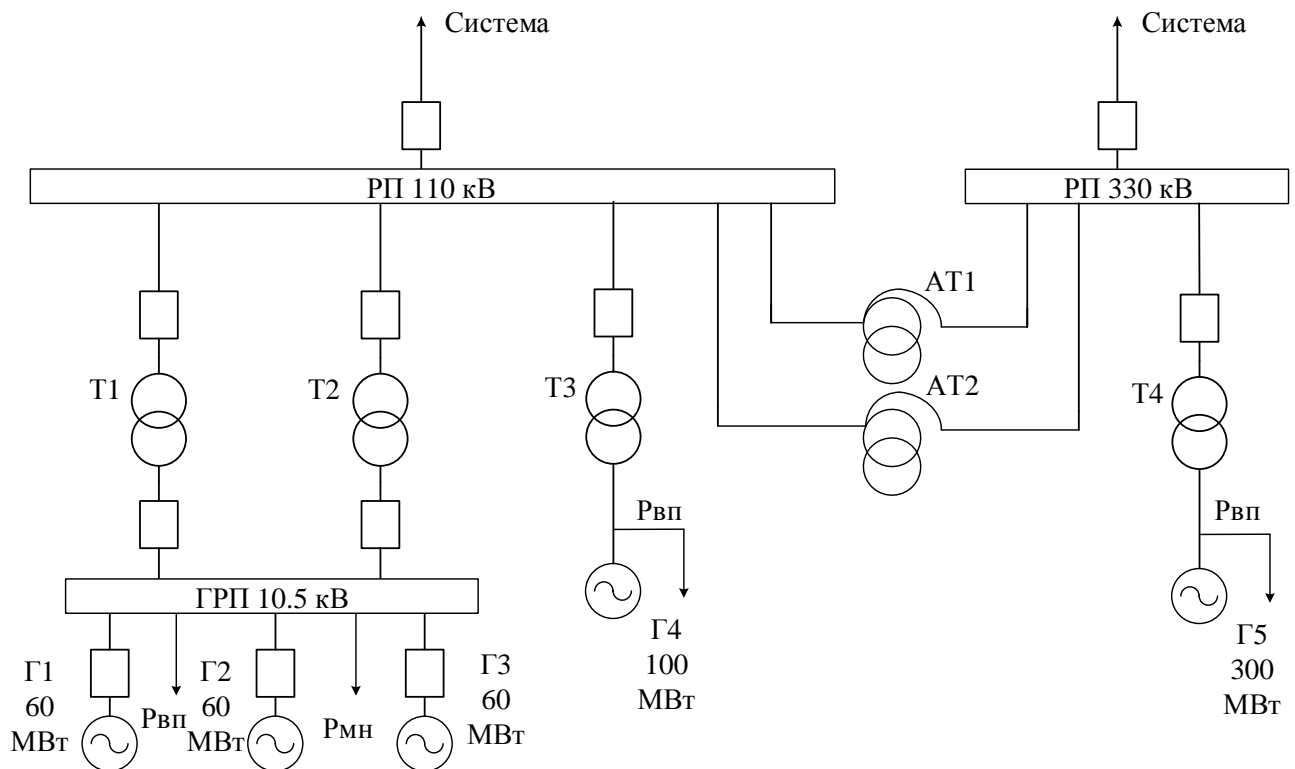


Рис. 1.1 Структурна схема (варіант 1)

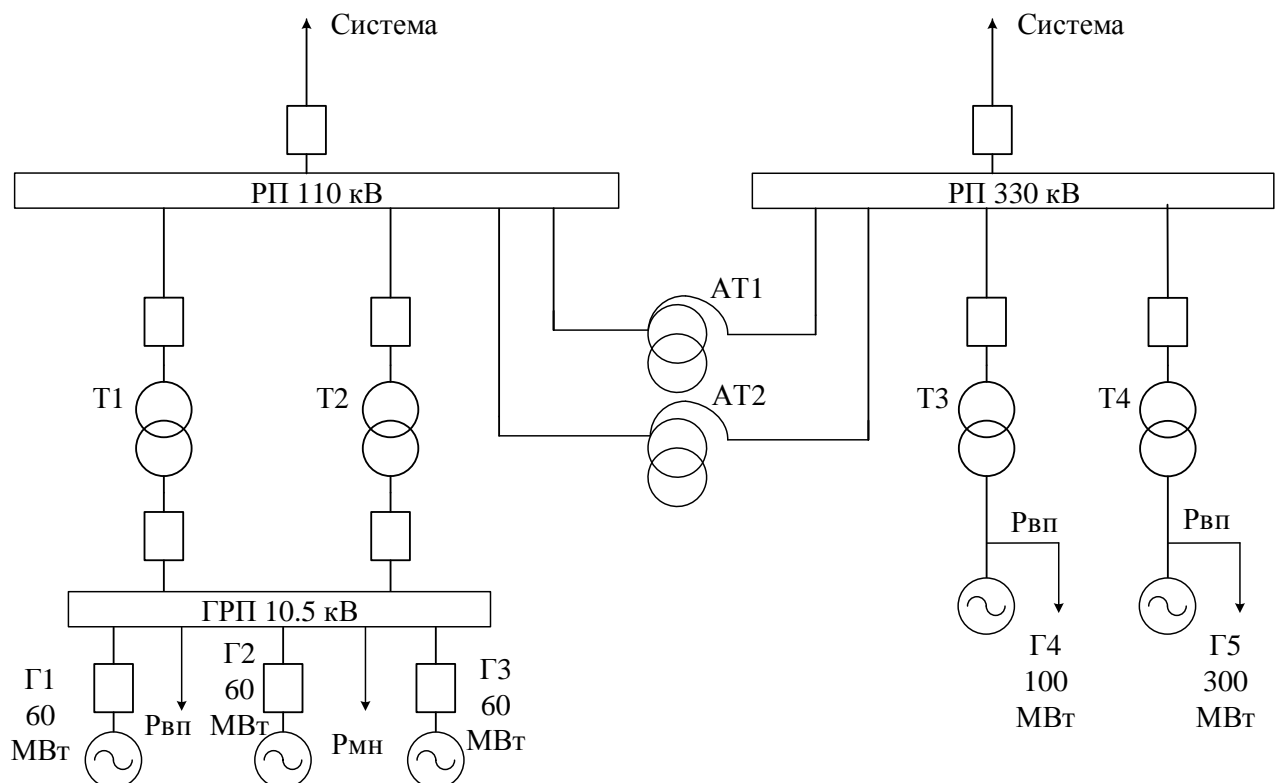


Рис. 1.2 Структурна схема (варіант 2)

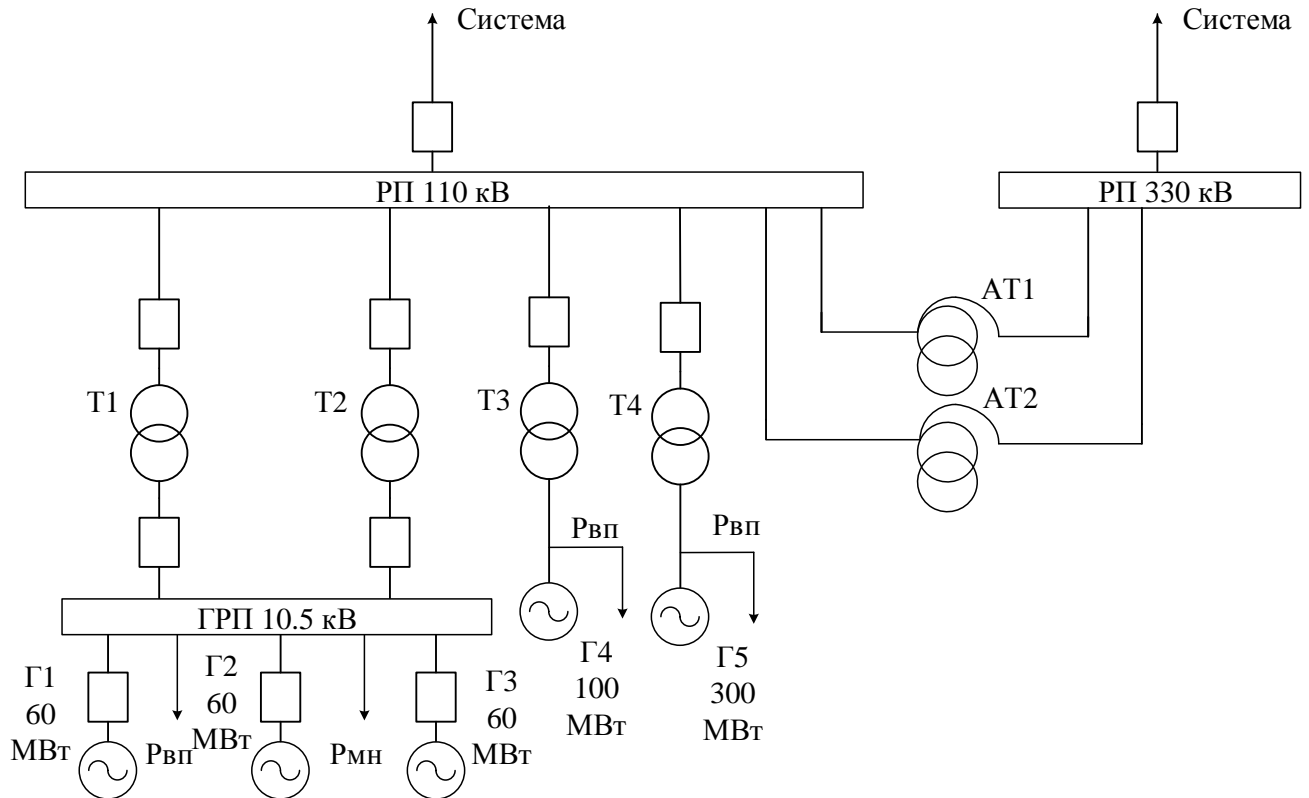


Рис. 1.3 Структурна схема (варіант 3)

1.2. Вибір основного електрообладнання ТЕЦ

1.2.1. Вибір турбогенераторів

Для покриття встановленої потужності яка згідно завданню складає 580 МВт з якої на ГРП 10.5 кВ розподіляється 120 МВт, а на ВРП 110 кВ та 330 кВ - 400 МВт. Тому необхідно встановити:

- на ГРП 10.5 кВ 3 генератора потужністю 60 МВт
- на ВРП 110 кВ та ВРП 330 кВ 1 генератор за блоковим принципом потужністю 100 МВт та 1 генератор за блоковим принципом потужністю 300 МВт.

Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ-63-2УЗ**. Для роботи в блоці вибираємо два генератора типу **ТВФ-120-2УЗ** та один генератор типу **ТГВ-300-2УУЗ**, основні параметри яких представлені в Табл. 1.1:

Таблиця 1.1- Технічні характеристики турбогенераторів

№ п/п	Параметри	ТВФ–63-2УЗ	ТВФ–120-2УЗ	ТГВ–300-2УУЗ
1	$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000	3000
2	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	78.75	125	353
3	$P_{\text{ном}}$, МВт	60	100	300
4	$U_{\text{ном}}$, кВ	10.5	10.5	20
5	$\cos(\varphi)_{\text{ном}}$	0.8	0.8	0.85
6	I , кА	4.33	6.875	10.2
7	Схема обмоток статора	Y	Y Y	Y Y
8	x_d'' , об/хв	0.153	0.192	0.195
9	Ціна, тис. грн.	268	350	900

1.2.2.Вибір трансформаторів зв'язку

Керуючись такими положеннями вибираємо трансформатори зв'язку :

1) Трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу всієї активної потужності генераторів встановлених на ГРП 10.5 за вирахування навантаження електроприймачів власних потреб 6 кВ та 0.4 кВ та місцевого навантаження на ГРП 10.5 кВ в період мінімуму навантаження.

2) При відключенні одного з генераторів на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити симетричну схему для зменшення перетоків потужності.

3) При плановому або аварійному відключенні одного генератора на ГРП 10.5 кВ трансформатори зв'язку повинні створити умови для резервного живлення електроприймачів 6-10 кВ.

4) Видача всієї надлишкової потужності на ВРП 110 кВ при роботі всіх генераторів на ГРП 10.5 кВ.

5) Трансформатори зв'язку повинні мати РПН

Виходячи з цих положень приймає для встановлення на ГРП 2х трансформаторів зв'язкуз РПН.

Визначаємо потужність яка передається через трансформатори зв'язку в трьох режимах:

- 1) в режимі мінімального навантаження
- 2) в режимі максимального навантаження
- 3) в аварійному режимі (вихід з ладу найпотужнішого генератора)

При розрахунках приймемо навантаження (ВП) 10% від генерації на збірних шинах (120 МВт). Вибір трансформаторів зв'язку виконаємо в табличній формі. Розраховані дані зведені в Табл. 1.2:

Таблиця 1.2- Перетоки потужності через трансформатори зв'язку

	Навантаження в різних режимах, МВт		
	Макс.	Мін.	Авар.
Виробництво	180	180	120
Власні потреби	18	18	18
Місц. навантаж.	141.7	99.19	141.7
Переток	20.3	62.81	-39.7

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність кожного трансформатора:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{62.81}{2 \cdot 0.85} = 36.947 \text{ (МВА)}$$

Вибираємо два трансформатора зв'язку з РПН типу **ТДН-40000/110** з наступними параметрами які приведені в Табл.1.3:

Таблиця 1.3- Технічні характеристики трансформатора зв'язку

S_n , МВА	U_k , %	I_{xx} , %	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	Ціна, тис. грн.
40	10.5	0.55	115	10.5	34	170	48

Для 1-го, 2-го варіантів вибираємо однакові трансформатори зв'язку

1.2.3. Вибір блочних трансформаторів

Враховуючи те, що на власні потреби ТЕЦ йде 10% від потужності блоку, потужність апаратів буде рівна:

- для блоку 100 МВт

$$P_{сн} = 0.1 \cdot P_{бл} = 0.1 \cdot 100 = 10 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{сн} = 0.1 \cdot P_{бл} = 0.1 \cdot 300 = 30 \text{ (МВт)}$$

Активна потужність, що передається трансформатором, складе:

- для блоку 100 МВт

$$P_{пр} = P_{бл} - P_{сн} = 100 - 10 = 90 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{пр} = P_{бл} - P_{сн} = 300 - 30 = 270 \text{ (МВт)}$$

Повна потужність трансформатора складає:

- для блоку 100 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{90}{0.85} = 105.882 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{270}{0.85} = 317.647 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо трансформатори типу **ТДЦ- 125000/110, ТДЦ- 125000/330, ТДЦ-125000/330** та **ТДЦ-400000/330**. Паспортні дані яких приведені в Табл. 1.4.

За 1 варіантом буде встановлено один трансформатор типу **ТДЦ- 125000/110** і один типу **ТДЦ-400000/330**, за 2 варіантом — один **ТДЦ- 125000/330** і один типу **ТДЦ-400000/330**, за 3 варіантом один **ТДЦ- 125000/110** і один типу **ТДЦ-125000/330**.

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики блочних трансформаторів

Тип трансформатора	S _н , МВА	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	U _{к(вн)} , %	Група з'єднань	Ціна, тис. грн.
ТДЦ-125000/110	125	120	400	10.5	УН/D-11	140
ТДЦ-125000/330	125	120	380	11	УН/D-11	186
ТДЦ-400000/110	400	330	920	11	УН/D-11	324
ТДЦ-400000/330	400	330	880	11	УН/D-11	389

1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи:

- режим максимального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- режим мінімального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- аварійний режим (вихід з ладу 1 турбогенератора на напрузі 10 чи 110 кВ).

Для першого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{93.7 + 141.7 + 28}{0.85} = 40.118 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{93.7 + 99.19 + 28}{0.85} = 90.129 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{93.7 + 141.7 + 28}{0.85} = -84.882 \text{ (МВт)}$$

Для першого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в режимі мінімального навантаження, який складає 90.129 МВт Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-125000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.5:

Таблиця 1.5 -Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{ном}}$, МВа	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к(вс)}}$, %	$U_{\text{к(вн)}}$, %	$U_{\text{к(сн)}}$, %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
125	230	121	20	65	315	0.4	11	45	28	УН/УН/Д	195

Для другого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{93.7 + 141.7 + 18}{0.85} = -73.118 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{93.7 + 99.19 + 18}{0.85} = -23.106 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{93.7 + 141.7 + 18}{0.85} = 148.118 \text{ (МВт)}$$

Для другого варіанту по найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 148.118 (МВт).Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-200000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.6:

Таблиця 1.6 -Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{ном}}$, МВа	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к(вс)}}$, %	$U_{\text{к(вн)}}$, %	$U_{\text{к(сн)}}$, %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
200	230	121	20	120	500	0.40	11	32	20	УН/УН/D	324

Для третього варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{580}{0.8} - \frac{93.7 + 141.7 + 58}{0.85} = 370.824 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{580}{0.8} - \frac{93.7 + 99.19 + 58}{0.85} = 393.533 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{93.7 + 141.7 + 58}{0.85} = 4.824 \text{ (МВт)}$$

Для третього варіанту по найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 393.533(МВт).Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-400000/330/110** з параметрами які занесені до Табл.1.7:

Таблиця 1.7 -Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{ном}}$, МВа	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{сн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %	$U_{\text{к(вс)}}$, %	$U_{\text{к(вн)}}$, %	$U_{\text{к(сн)}}$, %	Група з'єднання	Ціна, тис. грн.
400	230	121	20	250	670	0.4	11	24	12	УН/УН/D	570

1.2.5.Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\varphi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_r} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.329 \text{ (кА)}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з номінальними параметрами, які приведені в Табл.1.7:

Таблиця 1.7- Технічні характеристики секційного реактора

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{трив}}, \text{А}$	$x_{\text{ном}}, \text{Ом}$	Номінальні втрати на фазу, кВт	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$t_{\text{терм}}, \text{с}$
10	2500	0.35	20,5	37	14.6	8

Для всіх варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Час роботи: $t_p = 8760 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$. Час найбільших витрат: $\tau = 3500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$.

Розраховуємо втрати енергії в трансформаторах:

1 Варіант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{36.947}{40}\right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 1.611 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125}\right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.087 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 330 \cdot 8760 + 1 \cdot 880 \cdot \left(\frac{317.647}{400} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 4.833 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-125000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 65 \cdot 8760 + 2 \cdot 315 \cdot \left(\frac{90.129}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.285 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

2 Варіант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Трансформатор ТДЦ-125000/330:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 380 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.035 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Два автотрансформатора АТДЦТН-200000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 120 \cdot 8760 + 2 \cdot 700 \cdot \left(\frac{148.118}{200} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 4.79 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

3 Варіант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Трансформатори ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.087 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 330 \cdot 8760 + 1 \cdot 920 \cdot \left(\frac{317.647}{400} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 4.921 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-4000000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 250 \cdot 8760 + 2 \cdot 670 \cdot \left(\frac{393.533}{400} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 8.92 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Техніко-економічне порівняння варіантів виконується в табличній формі.

Таблиця 0.1 Втрати енергії в трансформаторах

№	Назва обладнання	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
		Втрати (млн. кВт. Год)	Втрати (млн. кВт. Год)	Втрати (млн. кВт. Год)
1	ТДН-40000/110	1.611	1.611	1.611
2	ТДЦ-125000/110	2.087	—	2.087
3	ТДЦ-125000/330	—	2.035	—
4	ТДЦ-400000/110	—	—	4.921
5	ТДЦ-400000/330	4.833	4.833	—
6	АТДЦТН-125000/330/110	2.285	—	—
7	АТДЦТН-200000/330/110	—	4.79	—

8	АТДЦТН- 400000/330/110	—	—	8.92
Σ		10.816	13.269	17.539

Складається порівняльна таблиця вартості варіантів

Таблиця 0.2 Порівняльна таблиця вартості варіантів

№	Назва обладнання	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
		Вартість тис.грн.	Вартість тис.грн	Вартість тис.грн
1	ТДН-40000/110	48	48	48
2	ТДЦ-125000/110	140	—	140
3	ТДЦ-125000/330	—	186	—
4	ТДЦ-400000/330	389	389	—
5	ТДЦ-400000/110	—	—	324
5	АТДЦТН- 125000/330/110	195	—	—
6	АТДЦТН- 200000/330/110	—	324	—
6	АТДЦТН- 400000/330/110	—	—	570
Σ		772	947	1082

Розрахунок щорічних витрат тис.грн.

Витрати, обумовлені втратами енергії даного варіанта:

$$B_{\text{втр}} = \beta \cdot W_{\text{втр}}$$

Де β – питомі витрати на відшкодування втрат – вартість 1 кВт · год втраченої енергії, на 2020 рік приймемо, що вартість електроенергії дорівнює 1,5 грн за 1 кВт · год.

$$B_{\text{втр}1} = 1,5 \cdot 10.816 = 16.224 \text{ млн. грн}$$

$$B_{\text{втр}2} = 1,5 \cdot 13.269 = 19.904 \text{ млн. грн}$$

$$B_{\text{втр}2} = 1,5 \cdot 17.539 = 26.309 \text{ млн грн}$$

Економічно вигіднішим є 1й варіант, питомі втрати в 1му варіанті менші, тому для подальших розрахунків станції вибираю 1й варіант схеми.

1.4. Вибір схем електричних з'єднань електричних апаратів

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ

На ВРП 330 кВ використовуємо схему з трьома вимикачами на два приєднання. Схема з трьома вимикачами на два приєднання має такі переваги:

- 1) Ремонт та обслуговування будь-якого вимикача проводиться без перерви живлення та з мінімальною кількістю комутаційних операцій при виведенні в ремонт елементів схеми
- 2) Роз'єднувачі використовуються лише при ремонті та обслуговуванні елементів схеми (для створення видимого розриву)
- 3) При виникненні аварії відключення обидвох систем шин не призведе до порушення електропостачання споживача
- 4) В схемі 3/2 поєднується переваги схеми зі збірними шинами та схеми багатокутника.

До недоліків схеми 3/2 можна віднести:

- 1) Комутацій операції при відключенні к.з. виконується двома вимикачами
- 2) Складність кол релейного захисту та автоматики
- 3) Велика кількість вимикачів
- 4) Кількість вимикачів не дорівнює кількості приєднань

1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

На ВРП 110 кВ застосовуємо схему з двома системами збірних шин і обхідною системою шин при одному вимикачі на приєднання. Схема з двома системами збірних шин і обхідною системою шин має такі переваги:

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач
- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення
- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.
- 4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки

До недоліків схеми двома системами збірних шин і обхідною системою шин можна віднести:

- 1) 2 вимикача не відносяться до приєднань (ЩЗВ та ОВ)
- 2) Роз'єднувач використовується для оперативних перемикачів
- 3) Схема дуже складна при великій кількості приєднань
- 4) При використанні ШЗВ обидві системи шин виходять з роботи

1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ

На ГРП 10.5 кВ застосовуємо схему подвійну секціоновану систему збірних шин. Дана схема дозволяє при відключенні однієї з секцій збірних шин не приведе до відключення найважливіших споживачів. При збільшенні кількості споживачів не виконується значні зміни в схемі та монтажні або

будівельні роботи. До переваг можна віднести:

- 1) Ремонт будь-якої системи шин не призводить до відключення споживачів від живлення
- 2) Завдяки наявності в схемі ШЗВ оперативні перемикачів в схемі не призводять до відключення від живлення відповідальних споживачів (споживачі 1 групи згідно ПУЕ)
- 3) Споживачі втрачають живлення лише на час оперативних переключень на резервну систему шин персоналом

До недоліків можна віднести:

- 1) Велика кількість успадкування таких як роз'єднувачі, ізолятори, струмоведучі частин та вимикачів
- 2) Складна конструкція РП порівняно з одинарною секціонованою системою шин
- 3) Оперативні перемикання робляться з допомогою роз'єднувачів

1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними електродвигунами, допоміжне обладнання, відповідальна система управління, незалежні джерела енергії, приймачі електроенергії, розподільчі пристрої. Все це обладнання створює умови для економічного та надійного функціонування електричної станції.

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

$U_1 = 6 \text{ кВ}$ – для живлення двигунів потужність $P \geq 200 \text{ кВт}$

$U_2 = 0.4 \text{ кВ}$ – для живлення інших двигунів, освітлення і інших приймачів ВП

Розподільчі пристрої ВП виконуємо однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живління безпосередньо від шин ГРП через трансформатор що понижує. На РП 110 кВ та 330 кВ живління електроприймачі ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живління електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 330 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримає живлення від трансформаторів що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живлення не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

Схема ВП проектованої ТЕЦ приведена нижче на Рис.1.4.

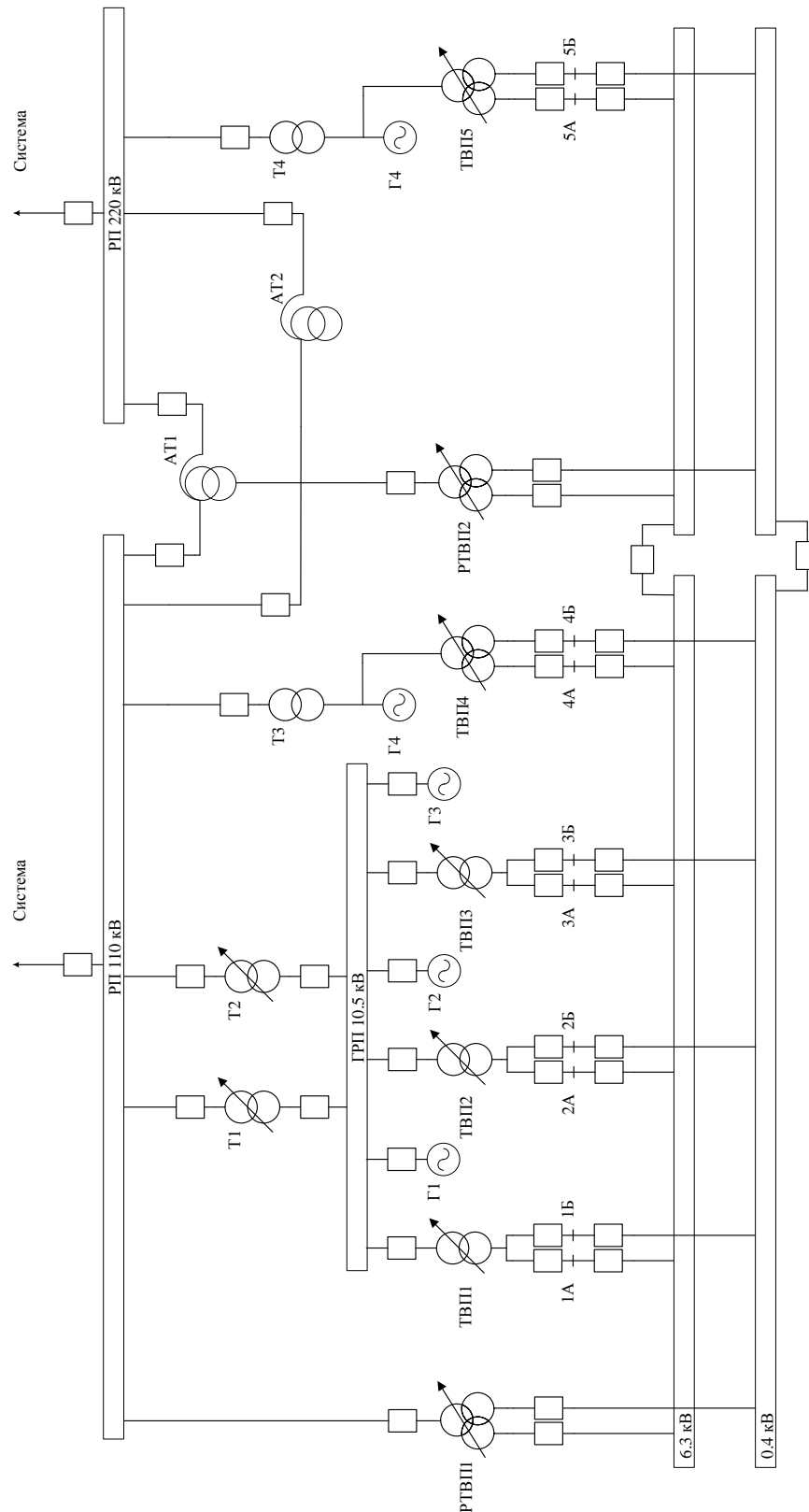


Рис. 1.4. Електрична схема власних потреб ТЕЦ 580 МВт

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ ТА ВИБІР

ОБЛАДНАННЯ

2.1. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір комутаційного обладнання

2.1.1. Визначення опору системи

За розрахунковою схемою (рис.2.1) складаємо заступну схему (рис. 2.2), замінюючи електромагнітні зв'язки електричними. Генератори вводимо в заступну схему як ЕРС з опором, інші елементи як опори. Розрахунок струмів КЗ будемо вести у відносних одиницях.

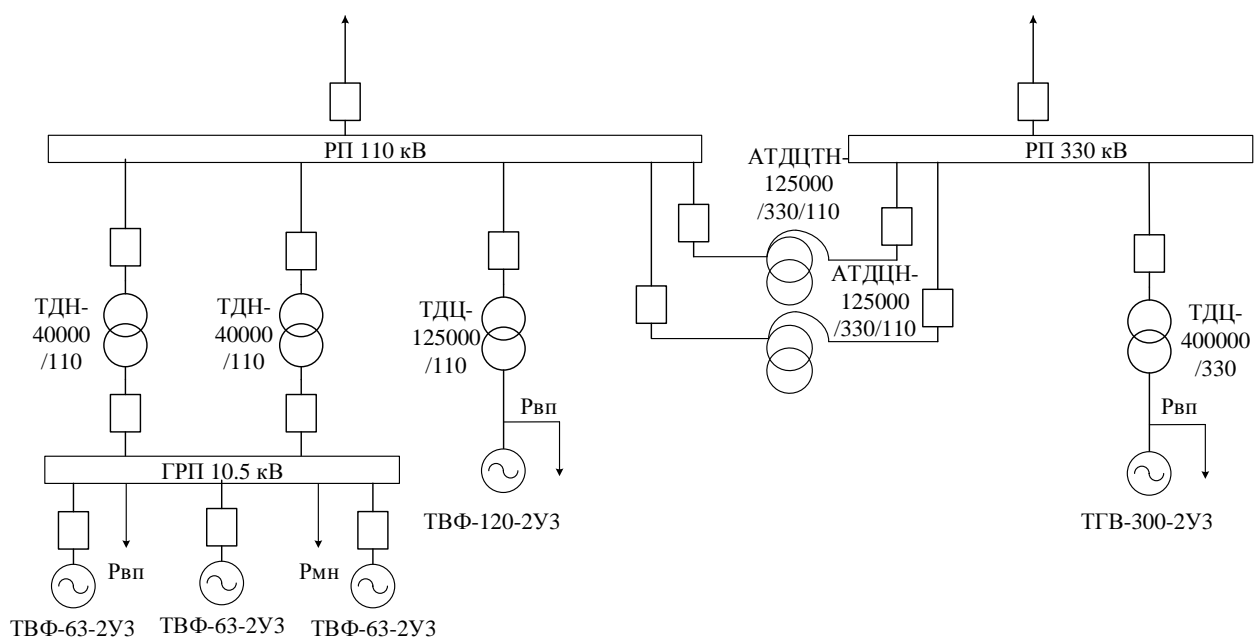


Рис.2.1 Розрахункова схема ТЕЦ

За базисну потужність приймемо $S_{\bar{o}} = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну напругу візьмемо $U_{\bar{o}} = 10.5 \text{ кВ}$.

Опори генераторів:

$$\bar{X}_{\Gamma 1*} = \bar{X}_{\Gamma 2*} = \bar{X}_{\Gamma 3*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 (\text{в.о})$$

$$\bar{X}_{\Gamma 4*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 (\text{в.о})$$

$$\bar{X}_{\Gamma 5*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{H.\Gamma.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 (\text{в.о})$$

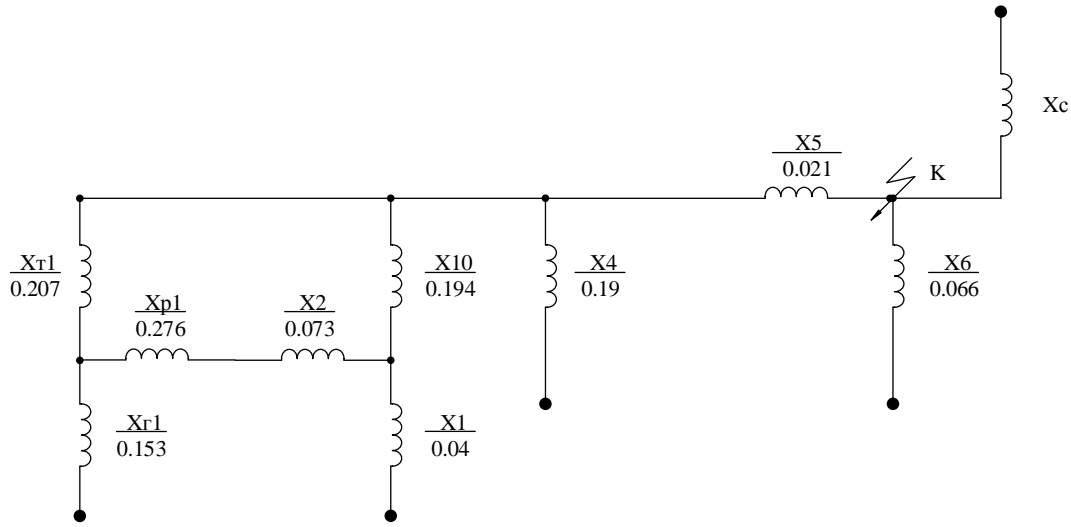
Опори трансформаторів:

$$X_3 = \frac{X_{r3} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_4 = X_{r4} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (B. o.)}$$

$$X_5 = \frac{X_{AT1} \cdot X_{AT2}}{X_{AT1} + X_{AT2}} = \frac{0.041 \cdot 0.041}{0.041 + 0.041} = 0.021 \text{ (B. o.)}$$

$$X_6 = X_{r5} + X_{T4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (B. o.)}$$



$$X_7 = X_{p1} + X_2 = 0.276 + 0.073 = 0.349 \text{ (B. o.)}$$

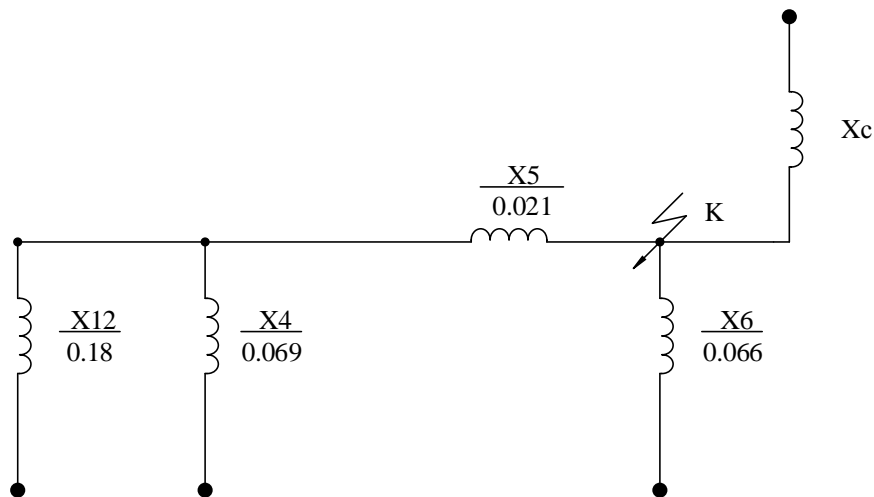
$$X_8 = \frac{X_{T1} \cdot X_7}{X_{T1} + X_7 + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.349}{0.207 + 0.349 + 0.207} = 0.095 \text{ (B. o.)}$$

$$X_9 = \frac{X_{T2} \cdot X_7}{X_{T1} + X_7 + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.349}{0.207 + 0.349 + 0.207} = 0.095 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{10} = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_7 + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.207 + 0.349 + 0.207} = 0.056 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{11} = X_{r1} + X_8 = 0.153 + 0.095 = 0.248 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{12} = \frac{X_{11}}{2} + X_{10} = \frac{0.248}{2} + 0.056 = 0.18 \text{ (B. o.)}$$



$$X_{13} = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_4}} + X_5 = \frac{1}{\frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.069}} + 0.021 = 0.071 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{14} = \frac{X_{13} \cdot X_{12}}{X_{13} + X_{12}} + X_6 = \frac{0.071 \cdot 0.148}{0.071 + 0.148} + 0.01 = 0.058 \text{ (в. о.)}$$

$$X_e = \frac{X_{14} \cdot X_6}{X_{14} + X_6} = \frac{0.058 \cdot 0.066}{0.058 + 0.066} = 0.031 \text{ (в. о.)}$$

Розрахунок опору системи:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{78.75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 10^3} = 4.33 \text{ (кА)}$$

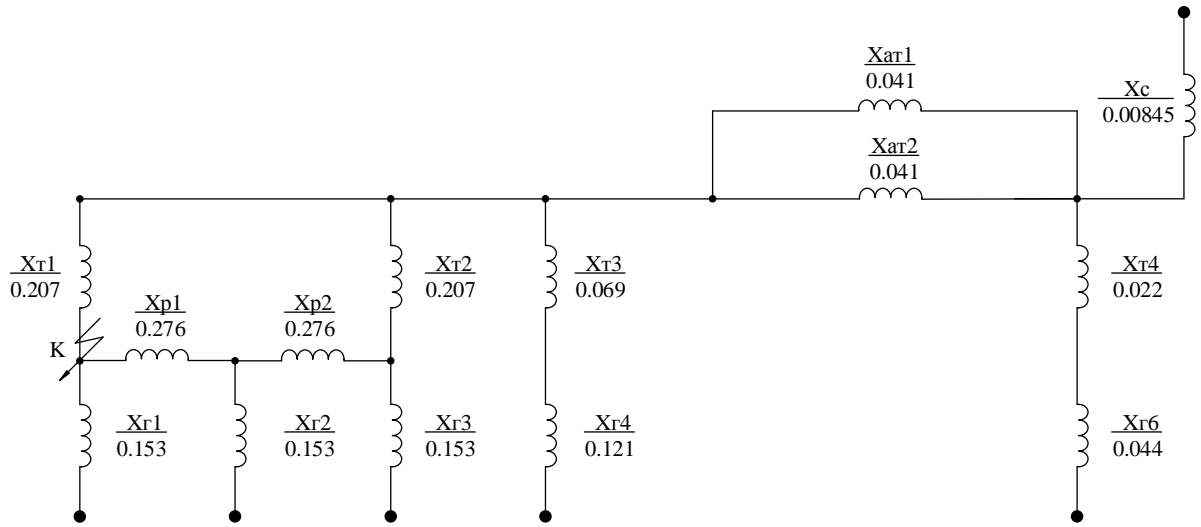
$$I_{K.3.(СИСТ_{10.5})} = \frac{U_{330}}{U_{\bar{o}}} I_{K.3.(СИСТ)} = \frac{330}{10.5} \cdot 30 = 942.857 \text{ (кА)}$$

$$X_E = \frac{I_{\bar{o}}}{I_{K.3.(СИСТ_{10.5})}} = \frac{4.33}{942.857} = 0.00664 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{СИСТ} = \frac{X_E \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_E} = \frac{0.00664 \cdot 0.031}{0.031 - 0.00664} = 0.00845 \text{ (в.о.)}$$

2.1.2. Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ

Згортаємо схему справа наліво відносно точки К₁.



$$X_1 = \frac{X_{r2} \cdot X_{r3}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (B. o.)}$$

$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

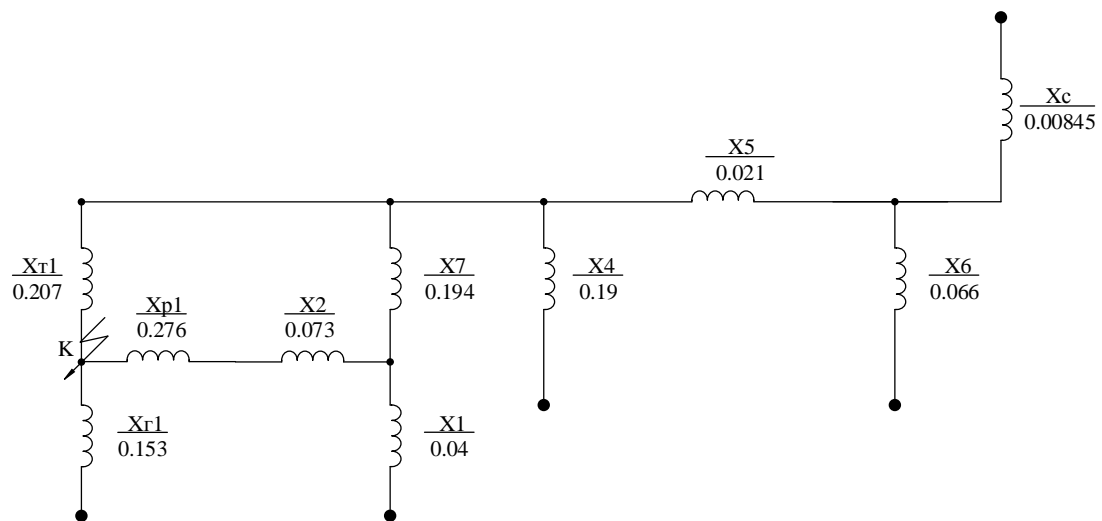
$$X_3 = \frac{X_{r3} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_4 = X_{r4} + X_{T3} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (B. o.)}$$

$$X_5 = \frac{X_{AT1} \cdot X_{AT2}}{X_{AT1} + X_{AT2}} = \frac{0.041 \cdot 0.041}{0.041 + 0.041} = 0.021 \text{ (B. o.)}$$

$$X_6 = X_{r6} + X_{T4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (B. o.)}$$

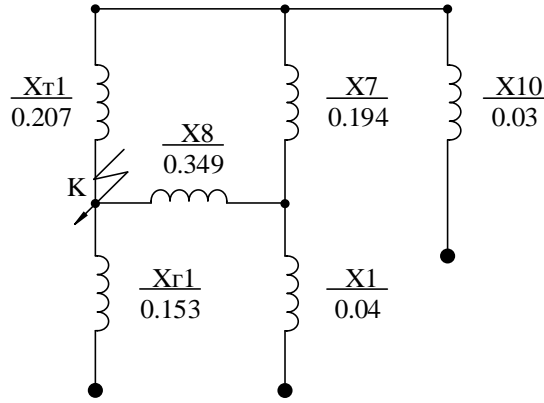
$$X_7 = X_3 + X_{T2} = 0.073 + 0.121 = 0.194 \text{ (B. o.)}$$



$$X_8 = X_{p1} + X_2 = 0.276 + 0.073 = 0.349 \text{ (B. o.)}$$

$$X_9 = \frac{X_c \cdot X_6}{X_c + X_6} + X_5 = \frac{0.00845 \cdot 0.066}{0.00845 + 0.066} + 0.021 = 0.036 \text{ (B. o.)}$$

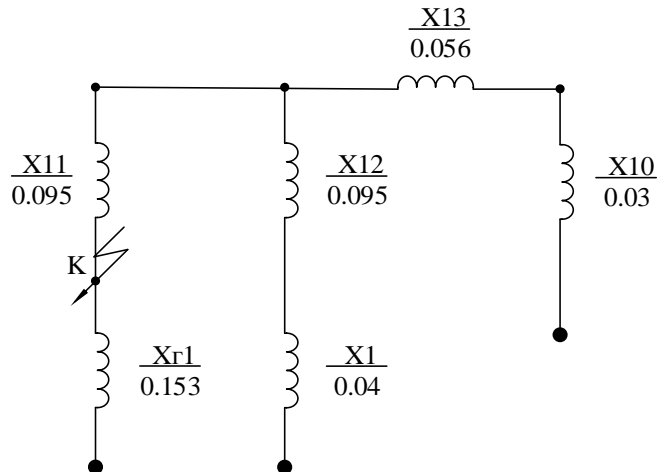
$$X_{10} = \frac{X_9 \cdot X_4}{X_9 + X_4} = \frac{0.036 \cdot 0.19}{0.036 + 0.19} = 0.03 \text{ (B. o.)}$$



$$X_{11} = \frac{X_{T1} \cdot X_8}{X_{T1} + X_8 + X_{r1}} = \frac{0.207 \cdot 0.349}{0.207 + 0.349 + 0.207} = 0.095 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{12} = \frac{X_{T2} \cdot X_8}{X_{T1} + X_8 + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.349}{0.207 + 0.349 + 0.207} = 0.095 \text{ (B. o.)}$$

$$X_{13} = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_8 + X_{T2}} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.207 + 0.349 + 0.207} = 0.056 \text{ (B. o.)}$$



$$X_{14} = \frac{(X_{13} + X_{10}) \cdot (X_{12} + X_1)}{X_{13} + X_{10} + X_{12} + X_1} + X_{11} = \frac{(0.056 + 0.03) \cdot (0.095 + 0.04)}{0.056 + 0.03 + 0.095 + 0.04} + 0.095 = 0.148 \text{ (B. o.)}$$

$$X_e = \frac{X_{r1} \cdot X_{14}}{X_{r1} + X_{14}} = \frac{0.153 \cdot 0.148}{0.153 + 0.148} = 0.075 \text{ (в. о.)}$$

Знайдемо коефіцієнти струмозподілу по гілкам схеми:

$$C = 1$$

$$C_1 = C \cdot \frac{X_{14}}{X_{r1} + X_{14}} = 1 \cdot \frac{0.148}{0.153 + 0.148} = 0.492 \text{ (в. о.)}$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{r1}}{X_{r1} + X_{14}} = 1 \cdot \frac{0.153}{0.153 + 0.148} = 0.508 \text{ (в. о.)}$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{(X_{13} + X_{10})}{X_{13} + X_{10} + X_{12} + X_1} = 0.508 \cdot \frac{(0.056 + 0.03)}{0.056 + 0.03 + 0.095 + 0.04} = 0.198 \text{ (в. о.)}$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{(X_{12} + X_1)}{X_{13} + X_{10} + X_{12} + X_1} = 0.508 \cdot \frac{(0.095 + 0.04)}{0.056 + 0.03 + 0.095 + 0.04} = 0.31 \text{ (в. о.)}$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_9}{X_9 + X_4} = 0.31 \cdot \frac{0.036}{0.036 + 0.19} = 0.049 \text{ (в. о.)}$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_4}{X_9 + X_4} = 0.31 \cdot \frac{0.19}{0.036 + 0.19} = 0.261 \text{ (в. о.)}$$

$$C_7 = C_6 \cdot \frac{X_c}{X_c + X_6} = 0.261 \cdot \frac{0.00845}{0.00845 + 0.066} = 0.054 \text{ (в. о.)}$$

$$C_8 = C_6 \cdot \frac{X_6}{X_c + X_6} = 0.261 \cdot \frac{0.066}{0.00845 + 0.066} = 0.207 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r1} = C_1 = 0.492 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r2} = C_{r3} = \frac{C_3}{2} = \frac{0.198}{2} = 0.099 \text{ (в. о.)}$$

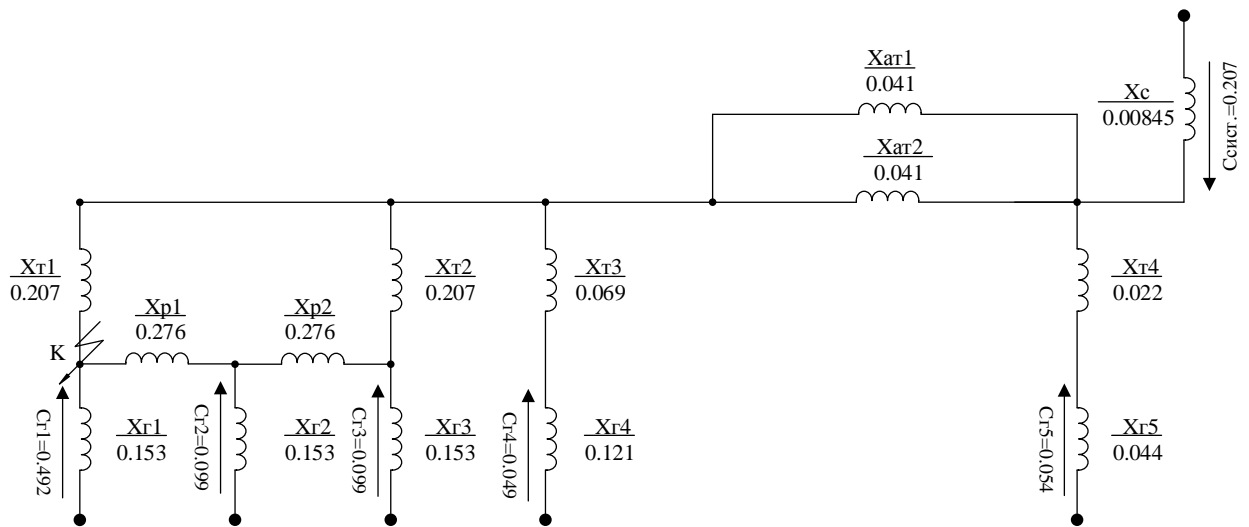
$$C_{r4} = C_5 = 0.049 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{r5} = C_7 = 0.054 \text{ (в. о.)}$$

$$C_{\text{сист.}} = C_8 = 0.207 \text{ (в. о.)}$$

Перевіряємо:

$$C_{\Gamma 1} + C_{\Gamma 2} + C_{\Gamma 3} + C_{\Gamma 4} + C_{\Gamma 5} + C_{\text{сист.}} = \\ = 0.492 + 0.099 + 0.099 + 0.049 + 0.054 + 0.207 = 1$$



Назва променя	N променя	S _п , МВА	C
Г ₁	1	78.75	0.492
Система	2	78.75	0.207
Г ₂ , Г ₃ , Г ₄ , Г ₅	3	988.5	0.301

Для променів маємо:

1) для променя 1:

номінальний струм променя:

$$I_{н1} = \frac{S_{л1}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 (\text{кА})$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.13}} = \frac{X_E}{C_{л1}} \cdot \frac{S_{л1}}{S_6} = \frac{0.075}{0.492} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.12}} = \frac{2X_E}{C_{л1}} \cdot \frac{S_{л1}}{S_6} = \frac{2 \cdot 0.075}{0.492} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.306$$

2) для променя 2:

номінальний струм променя:

$$I_{нл2} = \frac{S_{л2}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33(\text{кА})$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.23}} = \frac{X_E \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S_6} = \frac{0.075 \cdot 78.75}{0.207 \cdot 78.75} = 0.363$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.22}} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S_6} = \frac{0.075 \cdot 2 \cdot 78.75}{0.207 \cdot 78.75} = 0.727$$

3) для променя 3:

номінальний струм променя:

$$I_{нл3} = \frac{S_{л3}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{988.5}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.353(\text{кА})$$

розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.33}} = \frac{X_E \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S_6} = \frac{0.075 \cdot 988.5}{0.301 \cdot 78.75} = 3.137$$

розрахунковий опір променя при двофазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.32}} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S_6} = \frac{0.075 \cdot 2 \cdot 988.5}{0.301 \cdot 78.75} = 6.274$$

По розрахункових кривих визначаємо відносне значення періодичної складової струму КЗ кожного з променів схеми, а також відразу обчислюємо значення струмів, що діють, і ударний струм для кожного виду КЗ:

1) **Трифазне КЗ**, промінь 1 ($m = 1$):

$$I'_{0.0л13} = 6.5$$

$$I'_{0.1л13} = 4.9$$

$$I'_{\infty л13} = 2.7$$

Струми в кА:

$$I_{л13_0.0} = I'_{0.0л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 6.5 \cdot 1 \cdot 4.33 = 28.146(\text{кА})$$

$$I_{л13_0.1} = I'_{0.1л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 4.9 \cdot 1 \cdot 4.33 = 21.218(\text{кА})$$

$$I_{л13_ \infty} = I'_{\infty л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 2.7 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.691(\text{кА})$$

2) Трифазне КЗ, промінь 2:

$$I'_{0.0\text{Л}23} = I'_{0.1\text{Л}23} = I'_{\infty\text{Л}23} = \frac{1}{X_{\text{розр}}} = \frac{1}{0.363} = 2.755$$

Струми в кА:

$$I_{\text{Л}23_0.0} = I'_{0.0\text{Л}23} \cdot m \cdot I_{\text{нл}2} = 2.755 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.929(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}23_0.1} = I'_{0.1\text{Л}23} \cdot m \cdot I_{\text{нл}2} = 2.755 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.929(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}23_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}23} \cdot m \cdot I_{\text{нл}2} = 2.755 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.929(\text{кА})$$

3) Трифазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0\text{Л}33} = I'_{0.1\text{Л}33} = I'_{\infty\text{Л}33} = \frac{1}{X_{\text{розр}}} = \frac{1}{3.137} = 0.319$$

Струми в кА:

$$I_{\text{Л}33_0.0} = I'_{0.0\text{Л}33} \cdot m \cdot I_{\text{нл}3} = 0.319 \cdot 1 \cdot 54.353 = 17.339(\text{кА});$$

$$I_{\text{Л}33_0.1} = I'_{0.1\text{Л}33} \cdot m \cdot I_{\text{нл}3} = 0.319 \cdot 1 \cdot 54.353 = 17.339(\text{кА});$$

$$I_{\text{Л}33_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}33} \cdot m \cdot I_{\text{нл}3} = 0.319 \cdot 1 \cdot 54.353 = 17.339(\text{кА});$$

$$\text{Ударний струм: } i_{\text{уд}_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Sigma 3} 0.0 = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 57.414 = 158.332(\text{кА})$$

4) Двофазне КЗ, промінь 1 ($m_2 = \sqrt{3}$):

$$I'_{0.0\text{Л}12} = 3.3$$

$$I'_{0.1\text{Л}12} = 2.8$$

$$I'_{\infty\text{Л}12} = 2.4$$

Струми в кА:

$$I_{\text{Л}12_0.0} = I'_{0.0\text{Л}12} \cdot m_2 \cdot I_{\text{нл}1} = 3.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 24.75(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}12_0.1} = I'_{0.1\text{Л}12} \cdot m_2 \cdot I_{\text{нл}1} = 2.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 20.999(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}12_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}12} \cdot m_2 \cdot I_{\text{нл}1} = 2.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 17.999(\text{кА})$$

Двофазне КЗ, промінь 2

$$I'_{0.0\text{Л}22} = I'_{0.1\text{Л}22} = I'_{\infty\text{Л}22} = \frac{1}{X_{\text{розр}}} = \frac{1}{0.727} = 1.376$$

Струми в кА:

$$I_{\text{Л}22_0.0} = I'_{0.0\text{Л}22} \cdot m \cdot I_{\text{нл}2} = 1.376 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 10.32(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}22_0.1} = I'_{0.1\text{Л}22} \cdot m \cdot I_{\text{нл}2} = 1.376 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 10.32(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}22_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}22} \cdot m \cdot I_{\text{нл}2} = 1.376 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 10.32(\text{кА})$$

Двофазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0\text{Л}32} = I'_{0.1\text{Л}32} = I'_{\infty\text{Л}32} = \frac{1}{X_{\text{розр}}} = \frac{1}{6.274} = 0.159$$

Струми в кА:

$$I_{\text{Л}32_0.0} = I'_{0.0\text{Л}32} \cdot m_2 \cdot I_{\text{нл}3} = 0.159 \cdot \sqrt{3} \cdot 54.353 = 14.969(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}32_0.1} = I'_{0.1\text{Л}32} \cdot m_2 \cdot I_{\text{нл}3} = 0.159 \cdot \sqrt{3} \cdot 54.353 = 14.969(\text{кА})$$

$$I_{\text{Л}32_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}32} \cdot m_2 \cdot I_{\text{нл}3} = 0.159 \cdot \sqrt{3} \cdot 54.353 = 14.969(\text{кА})$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.1.:

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку струму КЗ на ГРП 10.5 кВ

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e	Параметри променів				
								№	S _П	C _П	I _{НП}	X _{РОЗР}
1	К ₁	(3)	10.5	0,075	–	–	0,075	1	78.75	0.492	4,33	0,153
								2	78.75	0.207	4,33	0.363
								3	988.5	0.301	54.353	3.137
2	К ₁	(2)	10.5	0,075	0,075	–	0,15	1	78.75	0.492	4,33	0,306
								2	78.75	0.207	4,33	0.727
								3	988.5	0.301	54.353	6.274

Продовження таблиці 2.1

№	m ⁽⁾	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0} , кА	I _{0.1} , кА	I _∞ , кА	i _{уд} , кА
1	1	6,5	4,9	2,7	28,146	21,218	11,691	
2		2.755	2.755	2.755	11.929	11.929	11.929	
3		0.319	0.319	0.319	17.339	17.339	17.339	
-		Сума			57.414	50.486	40.959	
1	√3	3,3	2,8	2,4	24,75	20,999	17,999	
2		1.376	1.376	1.376	10.32	10.32	10.32	
3		0.159	0.159	0.159	14.969	14.969	14.969	

2.1.3. Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ

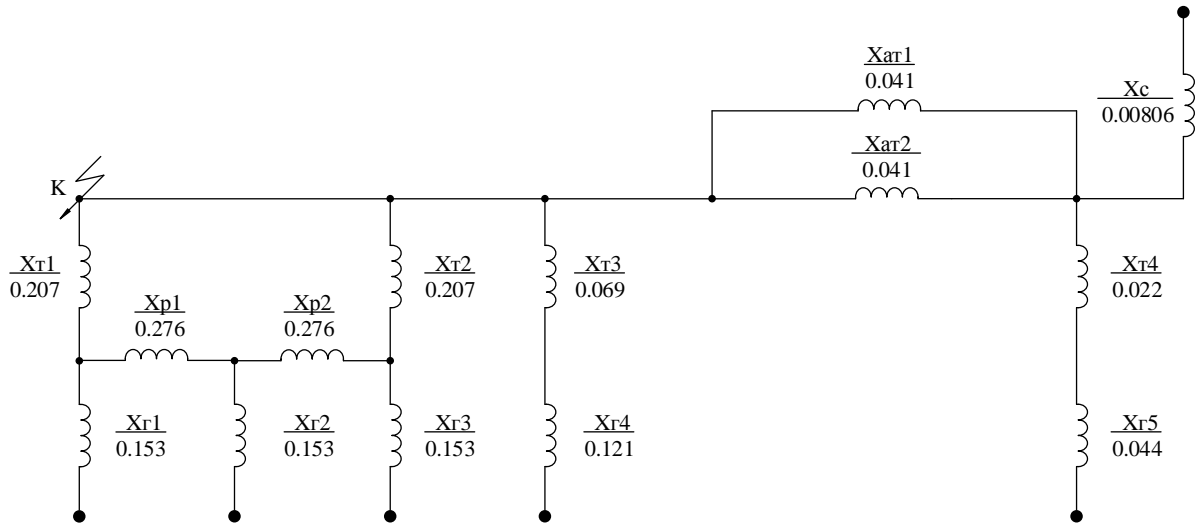
Визначимо опір системи з урахуванням того, що U_{б110} = 110 кВ. Відносний опір системи, наведений до базисної напруги 110 кВ:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.413 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{кз.сист.}} = \frac{U_{330}}{U_{110}} I_{\text{кз.сист.}} = \frac{330}{110} 30 = 90 \text{ (кА)}$$

$$X_e = \frac{I_{\bar{o}}}{I_{\text{кз.сист.}}} = \frac{0.413}{90} = 0.0064 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_{\text{см}} \cdot X_e}{X_{\text{см}} - X_e} = \frac{0.031 \cdot 0.0064}{0.031 - 0.0064} = 0.00806 \text{ (в.о.)}$$



$$X_1 = \frac{X_{r2} \cdot X_{r3}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.153}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.04 \text{ (B. o.)}$$

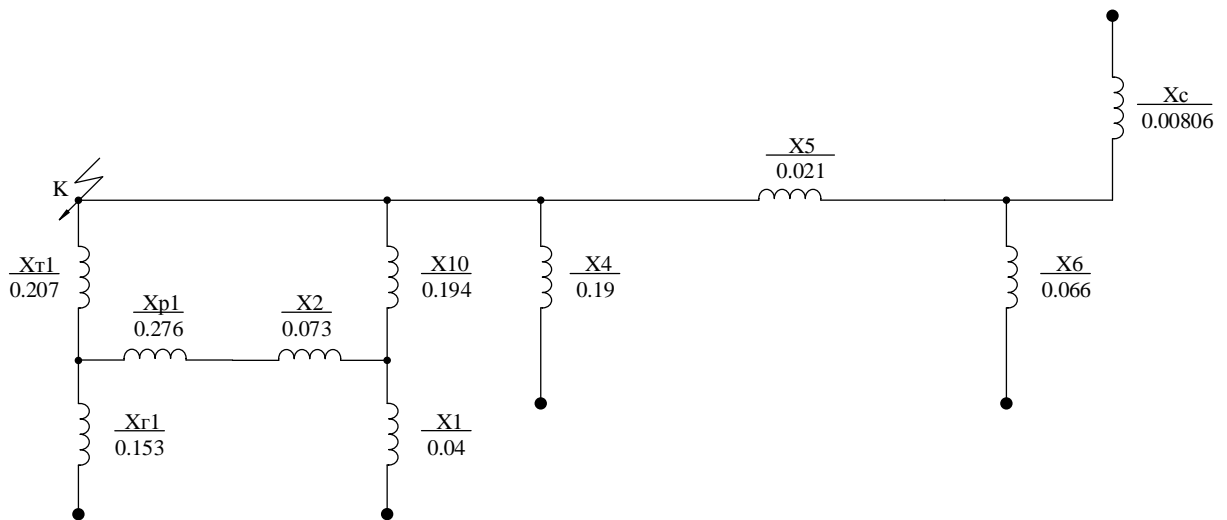
$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{r3} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.153 \cdot 0.276}{0.153 + 0.153 + 0.276} = 0.073 \text{ (B. o.)}$$

$$X_4 = X_{r4} + X_{T4} = 0.069 + 0.121 = 0.19 \text{ (B. o.)}$$

$$X_5 = \frac{X_{AT1} \cdot X_{AT2}}{X_{AT1} + X_{AT2}} = \frac{0.041 \cdot 0.041}{0.041 + 0.041} = 0.021 \text{ (B. o.)}$$

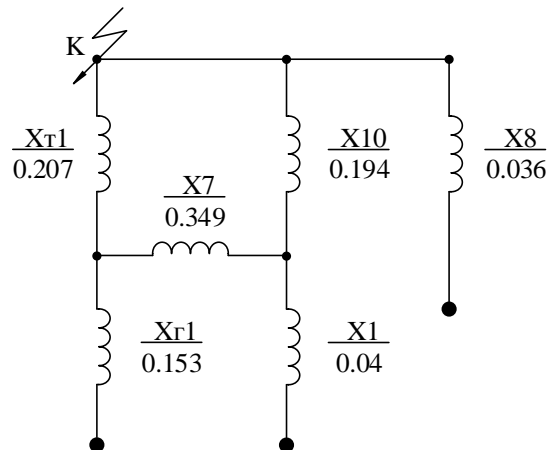
$$X_6 = X_{r6} + X_{T4} = 0.044 + 0.022 = 0.066 \text{ (B. o.)}$$



$$X_7 = X_{p1} + X_2 = 0.276 + 0.073 = 0.349 \text{ (в. о.)}$$

$$X_8 = \frac{X_c \cdot X_6}{X_c + X_6} + X_5 = \frac{0.00806 \cdot 0.066}{0.00806 + 0.066} + 0.021 = 0.044 \text{ (в. о.)}$$

$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_4}{X_8 + X_4} = \frac{0.044 \cdot 0.19}{0.044 + 0.19} = 0.036 \text{ (в. о.)}$$



$$X_{11} = \frac{X_{r1} \cdot X_1}{X_{r1} + X_1 + X_7} = \frac{0.153 \cdot 0.04}{0.153 + 0.04 + 0.349} = 0.011 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{12} = \frac{X_{r1} \cdot X_7}{X_{r1} + X_1 + X_7} = \frac{0.153 \cdot 0.349}{0.153 + 0.04 + 0.349} = 0.099 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{13} = \frac{X_1 \cdot X_7}{X_{r1} + X_1 + X_7} = \frac{0.04 \cdot 0.349}{0.153 + 0.04 + 0.349} = 0.026 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{14} = X_{r1} + X_{11} = 0.207 + 0.099 = 0.306 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{15} = X_{10} + X_{12} = 0.194 + 0.026 = 0.22 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{16} = \frac{X_{14} \cdot X_{15}}{X_{14} + X_{15}} + X_{11} = \frac{0.306 \cdot 0.22}{0.306 + 0.22} + 0.011 = 0.139 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_{15}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.139} + \frac{1}{0.22}} = 0.025 \text{ (в. о.)}$$

Розрахуємо струм короткого замикання:

Потужність променя $S_{II} = 1146 \text{ (МВА)}$

Номінальний струм променя:

$$I_{н110} = \frac{S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 110}} = \frac{1146}{\sqrt{3} \cdot 110} = 6.015 \text{ (кА)}$$

Розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{\text{розрах.110}} = X_{\text{екв}} \cdot \frac{S_{\Pi}}{S_B} = 0.025 \cdot \frac{1146}{78.75} = 0.364 \text{ (в.о.)}$$

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0\text{Л}} = 2.7$$

$$I'_{0.1\text{Л}} = 2.5$$

$$I'_{\infty\text{Л}} = 2.1$$

Струми в кА:

$$I_{Л3_0.0} = I'_{0.0\text{Л}} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.7 \cdot 1 \cdot 6.015 = 16.241 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л3_0.1} = I'_{0.1\text{Л}} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.5 \cdot 1 \cdot 6.015 = 15.037 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л3_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.1 \cdot 1 \cdot 6.015 = 12.631 \text{ (кА)};$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Л_0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 16.241 = 44.788 \text{ (кА)}$$

2) Для двофазного КЗ ($m_2 = \sqrt{3}$) по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0\text{Л}} = 1.45$$

$$I'_{0.1\text{Л}} = 1.35$$

$$I'_{\infty\text{Л}} = 1.5$$

Струми в кА:

$$I_{Л2_0.0} = I'_{0.0\text{Л}} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.45 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.015 = 15.107 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л2_0.1} = I'_{0.1\text{Л}} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.015 = 14.586 \text{ (кА)};$$

$$I_{Л2_ \infty} = I'_{\infty\text{Л}} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.5 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.015 = 15.627 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.2:

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку струму КЗ на РП 110 кВ

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ^(°)	Параметри променів			
								S _П	C _П	I _{НП}	X _{РОЗР.}
1	К ₃	(3)	110	0.025	—	—	0.025	1146	1	6.015	0.364
2	К ₃	(2)	110	0.025	0.025	—	0.05	1146	1	6.015	0.728

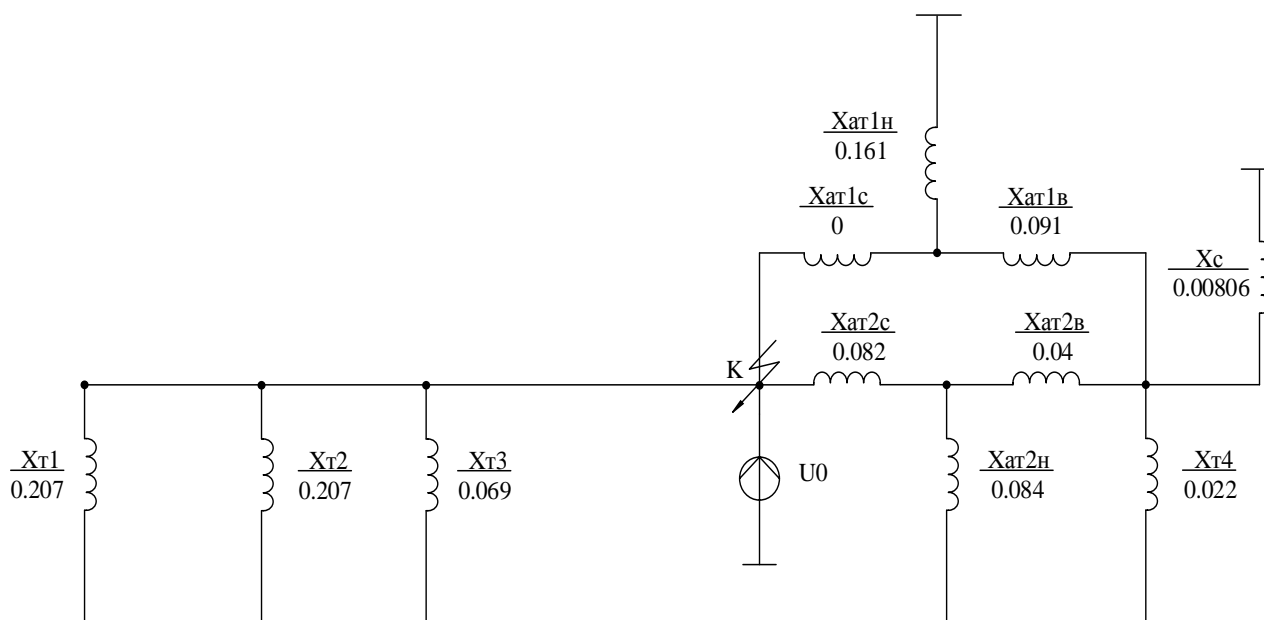
Продовження таблиці 2.2

№	m ^(°)	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	i _{уд}
1	1	2.7	2.5	2.1	16.241	15.037	12.631	44.788
2	√3	1.45	1.4	1.5	15.107	14.586	15.627	-

2.1.4. Розрахунок однофазного короткого замикання на РП 110 кВ

Знайдемо величини опорів у відносних одиницях. За базисну приймемо потужність $S_6 = 78.75$ МВА. За базисну візьмемо напругу 110 кВ.

Складемо заступну схему:



$$X_1 = \frac{X_c \cdot X_{T4}}{X_c + X_{T4}} = \frac{0.00806 \cdot 0.022}{0.00806 + 0.022} = 0.0058 \text{ (в. о.)}$$

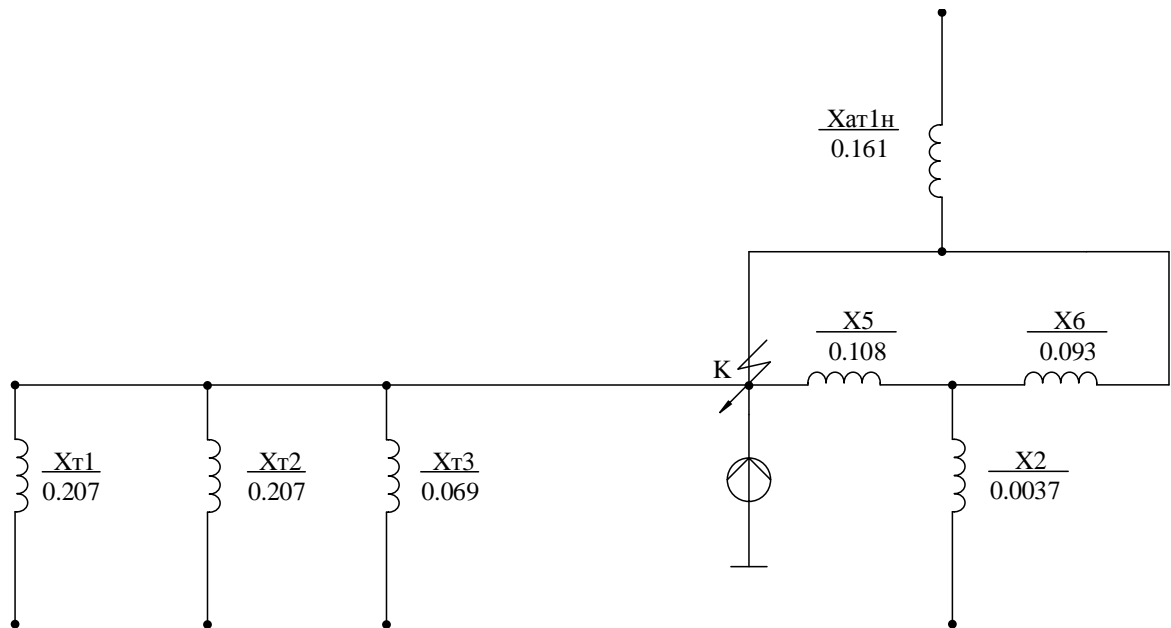
$$X_2 = \frac{X_{at2H} \cdot X_1}{X_{at2H} + X_1 + X_{at2B}} = \frac{0.084 \cdot 0.0058}{0.084 + 0.0058 + 0.04} = 0.0037 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = \frac{X_{at2H} \cdot X_{at2B}}{X_{at2H} + X_1 + X_{at2B}} = \frac{0.084 \cdot 0.04}{0.084 + 0.0058 + 0.04} = 0.026 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_{at2B} \cdot X_1}{X_{at2H} + X_1 + X_{at2B}} = \frac{0.04 \cdot 0.0058}{0.084 + 0.0058 + 0.04} = 0.0018 \text{ (в. о.)}$$

$$X_5 = X_{at2c} + X_3 = 0.082 + 0.026 = 0.108 \text{ (в. о.)}$$

$$X_6 = X_{at1B} + X_4 = 0.091 + 0.0018 = 0.093 \text{ (в. о.)}$$



$$X_7 = \frac{X_{at1H} \cdot X_2}{X_{at1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.161 \cdot 0.0037}{0.161 + 0.0037 + 0.093} = 0.0023 \text{ (в. о.)}$$

$$X_8 = \frac{X_{at1H} \cdot X_6}{X_{at1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.161 \cdot 0.093}{0.161 + 0.0037 + .093} = 0.058 \text{ (в. о.)}$$

$$X_9 = \frac{X_6 \cdot X_2}{X_{at1H} + X_2 + X_6} = \frac{0.093 \cdot 0.0037}{0.161 + 0.0037 + .093} = 0.0013 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{10} = X_5 + X_9 = 0.108 + 0.0013 = 0.109 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_8}{X_{10} + X_8} + X_7 = \frac{0.109 \cdot 0.058}{0.109 + 0.058} + 0.0023 = 0.04 \text{ (в. о.)}$$

$$X_e = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{2}{X_{T1}} + \frac{1}{X_{T3}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.04} + \frac{2}{0.207} + \frac{1}{0.069}} = 0.02 \text{ (в. о.)}$$

Потужність променя $S_{II} = 1146 \text{ (MVA)}$

Номінальний струм променя:

$$I_{n110} = \frac{S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi 110}} = \frac{1146}{\sqrt{3} \cdot 110} = 6.015 \text{ (кА)}$$

$$X_{екв} = X_1 + X_2 + X_0 = 0.025 + 0.025 + 0.02 = 0.07 \text{ (в.о.)}$$

Розрахунковий опір променя при трьохфазному к.з.:

$$X_{\text{розрах.110}} = X_{\text{екв}} \cdot \frac{S_{\Pi}}{S_B} = 0.07 \cdot \frac{1146}{78.75} = 1.019 \text{ (в.о.)}$$

Для однофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0\text{л}} = 1.0$$

$$I'_{0.1\text{л}} = 0.95$$

$$I'_{\infty\text{л}} = 1.18$$

Струми в кА:

$$I_{\text{ЛЗ}}_{0.0} = I'_{0.0\text{л}} \cdot m \cdot I_{\text{нл}} = 1.0 \cdot 3 \cdot 6.015 = 18.045 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ЛЗ}}_{0.1} = I'_{0.1\text{л}} \cdot m \cdot I_{\text{нл}} = 0.95 \cdot 3 \cdot 6.015 = 17.143 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ЛЗ}}_{\infty} = I'_{\infty\text{л}} \cdot m \cdot I_{\text{нл}} = 1.18 \cdot 3 \cdot 6.015 = 21.293 \text{ (кА)};$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 2.3.:

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку однофазного КЗ на РП 110 кВ

Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{E1}	X _{E2}	X _{E0}	X _E	Параметри променів			
							S _Π	C _Π	I _{нп}	X _{розр}
K ₄	(1)	110	0.025	0.025	0.02	0.07	1146	1	6.015	1.019

Продовження таблиці 2.3

m ⁽¹⁾	I* _{0,0}	I* _{0,1}	I* _∞	I _{0,0}	I _{0,1}	I _∞
3	1.0	0.95	1.18	18.045	17.143	21.293

2.2 Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгалудженні

За рахунок економічного фактору вартості електрообладнання та необхідності забезпечення якості електроенергії на розрахунковому відгалудженні необхідно становити лінійний реактор.

Визначемо кількість приєднань до одної секції на ГРП 10.5 кВ:

$$n_{\text{пр}} = \frac{n_{\text{відг}}}{n_c} = \frac{24}{3} = 8 \text{ (шт.)}$$

Приймемо, що від лінійного реактора відходить 8 відгалуджень.

Визначаємо необхідну кількість лінійних реакторів:

$$n_p = \frac{n_{\text{пр}}}{4} = \frac{8}{4} \approx 2 \text{ (шт.)}$$

Для вибору необхідного реактору задаємось струмом вимикання за реактором елегазового вимикача серії VF. Номінальний струм відключення якого складає 31.5 (кА).

Визначаємо бажений опір лінійного реактора:

$$X_{E1*} = \frac{I_{\phi}}{I_{\text{відкл}}} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} \cdot \frac{1}{I_{\text{відкл}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{31.5} = 0.144 \text{ (в. о.)}$$

$$X_{\text{баж}*} = X_{E1} - X_{E1} = 0.144 - 0.075 = 0.069 \text{ (в. о.)}$$

Знайдемо бажений опір реактора в іменованих одиницях:

$$X_{\text{баж}} = X_{\text{баж}*} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\phi}} = 0.069 \cdot \frac{10^2}{78.75} = 0.087 \text{ (Ом)}$$

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{4 \cdot 6.2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 1536 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{4 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{4 \cdot 6.2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 1598 \text{ (А)}$$

Для заданих значень опору, струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Реактор одинарний для внутрішньої установки РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Довгостроково допустимий струм, А	1600
Номінальний індуктивний опір, Ом	0.25
Струм електродинамічної стійкості, кА	49
Струм термічної стійкості, кА	19.3
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	8

Перевірку вибраного реактора робимо в табличній формі (таблиця 3.1), для

$$\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.08 + 0.05 = 0.13 \text{ с.}$$

Розрахуємо струм к.з. за лінійним реатором:

Потужність променя : $S_n = 1146$ (МВА)

Номінальний струм променя: $I_{н.л.} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1146}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 63.014$ (кА)

$$\bar{X}_{лр*} = X_{ном.р} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{ном.р}^2} = 0.25 \cdot \frac{78.75}{10^2} = 0.197 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{E1} = \bar{X}_{лр*} + X_E = 0.197 + 0.075 = 0.272 \text{ (в.о.)}.$$

$$X_{розрах.} = X_{E1} \cdot \frac{S_{л}}{S_{\phi}} = 0.272 \cdot \frac{1146}{78.75} = 3.958 \text{ (в.о.)}$$

Виконуємо розрахунок струмів трифазного і двофазного КЗ за лінійним реактором.

1) Для трифазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{рд0.0} = I'_{рд0.1} = I'_{рд\infty} = \frac{1}{x_{розрах2}} = \frac{1}{3.958} = 0.253$$

Струми в кА:

$$I_{рт0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0.253 \cdot 1 \cdot 63.014 = 15.943 \text{ (кА)}$$

$$I_{рт0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0.253 \cdot 1 \cdot 63.014 = 15.943 \text{ (кА)}$$

$$I_{рт\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0.253 \cdot 1 \cdot 63.014 = 15.943 \text{ (кА)}$$

$$\text{Ударний струм: } i_{РТУД} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{рт0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 15.943 = 43.966 \text{ (кА)}$$

2) Для двофазного КЗ по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{рд0.0} = I'_{рд0.1} = I'_{рд\infty} = \frac{1}{x_{розрах2}} = \frac{1}{7.916} = 0.126$$

Струми в кА:

$$I_{рт0.0} = I'_{рт0.0} \cdot I_{нл} = 0.126 \cdot \sqrt{3} \cdot 63.014 = 13.752 \text{ (кА)}$$

$$I_{рт0.1} = I'_{рт0.1} \cdot I_{нл} = 0.126 \cdot \sqrt{3} \cdot 63.014 = 13.752 \text{ (кА)}$$

$$I_{рт\infty} = I'_{рт\infty} \cdot I_{нл} = 0.126 \cdot \sqrt{3} \cdot 63.014 = 13.752 \text{ (кА)}$$

Результати занесемо до табл.2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку струму КЗ за лінійним реактором

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{e1}	X _{e2}	X _{e0}	X _e ⁽¹⁾	Параметри променів			
								S _п	C _п	I _{нп}	X _{розр.}
1	K ₂	(3)	10.5	0.272	–	–	0.272	1146	1	63.014	3.958
2	K ₂	(2)	10.5	0.272	0.272	–	0.544	1146	1	63.014	7.916

Продовження табл.2.4.

№ п/п	m ⁰	I* _{0.0}	I* _{0.1}	I* _∞	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	i _{уд}
1	1	0.253	0.253	0.253	15.943	15.943	15.943	43.966
2	√3	0.126	0.126	0.126	13.752	13.752	13.752	-

Враховуючи, що струми трифазного КЗ перевищують струми двофазного КЗ, перевірку реактора робимо по струмах трифазного КЗ.

Перевіряємо вибраний реактор:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1598 \text{ (A)} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ (A)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$$

Перевіряємо реактор на динамічну стійкість струму к.з.:

$$i_y = 43.966 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 49 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на термічну стійкість реактор: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$,

де $B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

З номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 19.3^2 \cdot 8 = 2980 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_K = 15.943^2 \cdot 0.13 = 1317 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_K \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) \text{ - умова виконується}$$

Перевіряємо по залишковій напрузі:

$$U_{\text{зал}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = 0.25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 15.943}{10} \cdot 100\% = 69 \text{ (\%)}$$

$$U_{\text{зал}\%} = 69 \text{ (\%)} \geq 65 \text{ (\%)} \dots 75 \text{ (\%)} \text{ - умова виконується}$$

Перевіряємо по втраті напруги в робочому режимі:

$$\Delta U_{\text{р}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{утяж}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin(\varphi) \cdot 100\% = 0.25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1.298}{10} \cdot 0.6 \cdot 100\% = 3.372 \text{ (\%)}$$

$$\Delta U_{\text{р}\%} = 3.372 \text{ (\%)} \leq 5 \text{ (\%)} \dots 6 \text{ (\%)} \text{ - умова виконується}$$

Таблиця 2.5 Перевірка реактора РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані
		Реактор РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ
$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)}$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 (кВ)
$I_{\text{норм}} = 1236 \text{ (А)}$ $I_{\text{утяж}} = 1298 \text{ (А)}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	1600 (А)
$i_y = 43.966 \text{ (кА)}$	$i_y \leq I_{\text{пр.СКВ}}$	49 (кА)
$B_K = 1317 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_K \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	2980 (кА ² · с)
$U_{\text{зал}\%} = 69 \text{ (\%)}$ $\Delta U_{\text{р}\%} = 3.372 \text{ (\%)}$	$U_{\text{зал}\%} \geq 65 \text{ (\%)} \dots 75 \text{ (\%)}$ $\Delta U_{\text{р}\%} \leq 5 \text{ (\%)} \dots 6 \text{ (\%)}$	-

З таблиці видно, що реактор РБГ 10 – 1600 – 0.25УЗ проходять по всім умовам.

2.3 Вибір вимикача та роз'єднувача на лінії місцевого навантаження

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{6.2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 401 \text{ (A)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{6.2}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 421 \text{ (A)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Таблиця 2.6 - Елегазовий вимикач VF12.08.31

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм відключення, кА	31.5
Нормована наявність аперіодичної складової, %	40
Струм електродинамічної стійкості, кА	80
Струм термічної стійкості, кА	31.5
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.06
Повний час відключення, с	0.08

Таблиця 2.7 - Роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	52
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	20
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі), с	4

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.3), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.08 + 5 = 5.08 \text{ с.}$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{утяж}} = 421 \text{ (A)} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ (A)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 15.943 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 31.5 \text{ (кА)}$$

Перевіримо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 15.943 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 31.5 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 2.76 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 17.819 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 15.943 + 2.76 = 25.307 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot (1 + 0.4) = 62.367 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 62.367 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{2.76}{25.307} \cdot 100\% = 10.9 (\%) \leq \beta_{\text{ном}} = 40 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$,

де $B_{\text{к}} \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_{\text{а}})$ - тепловий імпульс квадратичного початкового струму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} - \text{час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31.5^2 \cdot 5 = 4961 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_K = 15.943^2 \cdot (5.08 + 0.1) = 1317 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_K \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) \text{ - умова виконується}$$

Таблиця 3.3 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач VF12.08.31	Роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ
$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)}$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 (кВ)	10 (кВ)
$I_{\text{НОРМ}} = 309 \text{ (А)}$ $I_{\text{утяж}} = 325 \text{ (А)}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	630 (А)	630 (А)
$I_{\text{пт}} = 15.943 \text{ (кА)}$ $i_{\text{ат}} = 2.76 \text{ (кА)}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.вимк.}}$ $i_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	31.5 (кА) 17.819 (кА)	- -
$I_{\text{по}} = 15.943 \text{ (кА)}$ $i_y = 43.966 \text{ (кА)}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}}$ $i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	31.5 (кА) 80 (кА)	52 (кА) - гол.ножі
$\beta = 10.9 \text{ (\%)}$	$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$	40 (%)	-
$B_K = 1317 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_K \leq I_t^2 \cdot t_t$	4961 (кА ² · с)	1600 (кА ² · с) - гол. ножі

З таблиці видно, що вимикач VF12.08.31 та роз'єднувач РВ – 10/630 УЗ проходять по всім умовам.

2.4 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5 кВ, РП 110 кВ та РП 330 кВ

2.4.1 Вибір обладнання на ГРП-10.5

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 4330 \text{ (A)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = 1.05 \cdot \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 4547 \text{ (A)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Таблиця 2.8 - Вакуумний вимикач ВВГ-10-5000-63 У1

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	5000
Номінальний струм відключення, кА	80
Нормована наявність аперіодичної складової, %	50
Струм електродинамічної стійкості, кА	161
Струм термічної стійкості, кА	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.05
Повний час відключення, с	0.08

Таблиця 2.9 - Роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300У3

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	6300
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	180
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	71
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі), с	4
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі), кА	180
Струм термічної стійкості (зезем. ножі), кА	71
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі), с	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.4), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.05 + 0.01 = 0.06 \text{ с.}$

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1.1 \cdot I_{\text{роб.}} = 1.1 \cdot \frac{P'_G}{\cos(\varphi) \cdot U_{\text{уст}} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{54}{0.8 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}} = 4287 \text{ (А)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 4287 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 5000 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 10 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 57.711 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 80 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 57.414 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 80 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 58.179 \text{ (кА)} > I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.5 \cdot 80 = 56.569 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 57.414 + 58.179 = 139.375 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 80 \cdot (1 + 0.5) = 169.706 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 158.332 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової струму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{i_{\text{т}}} \cdot 100\% = \frac{58.179}{139.375} \cdot 100\% = 43.2 \text{ (\%)} \leq \beta_{\text{ном}} = 50 \text{ (\%)}$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$,

де $B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$t_{вимк} = t_{р.з.} + t_{с.в.}$ - час вимкнення

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 63^2 \cdot 3 = 11910 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 71^2 \cdot 4 = 20160 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 71^2 \cdot 1 = 5041 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 57.414^2 \cdot (0.06 + 0.02) = 263.709 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a)$ - умова виконується

Таблиця 2.10 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач ВВГ– 10 – 5000 – 63У1	Роз'єднувач РВРЗ – 1 – 10/6300У3
$U_{вст} = 10 \text{ (кВ)}$	$U_{вст} \leq U_{ном}$	10 (кВ)	10 (кВ)
$I_{норм} = 4330 \text{ (А)}$ $I_{утяж} = 4547 \text{ (А)}$ $I_{трив.макс} = 4287 \text{ (А)}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$	5000 (А)	6300 (А)
$I_{пт} = 57.414 \text{ (кА)}$ $i_{ат} = 58.179 \text{ (кА)}$ $I_{по} = 57.414 \text{ (кА)}$ $i_y = 158.332 \text{ (кА)}$	$I_{по} \leq I_{пр.скв}^{по}$ $i_y \leq I_{пр.скв}$	80 (кА) 161 (кА)	180 (кА) гол. та зезем ножі
$\beta = 43.2 \text{ (\%)}$	$\beta \leq \beta_{ном}$	50 (%)	-
$B_k = 263.709 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	11910 (кА ² · с)	20160 (кА ² · с) -

			ГОЛ. НОЖІ 5041 (кА ² · с) – зазем. ножі
--	--	--	--

З таблиці видно, що вимикач ВВГ-10-5000-63 У1 та роз'єднувач РВРЗ - 1 – 10/6300У3 проходять по всім умовам.

2.4.2 Вибір обладнання на ВРУ-110

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2008 \text{ (А)}$$

Для заданих значень струму та напругу зазделегідь вибираємо:

Таблиця 2.11 - Елегазовий вимикач LTB – 145

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	2500
Номінальний струм відключення, кА	40
Нормована наявність аперіодичної складової, %	52
Струм електродинамічної стійкості, кА	102
Струм термічної стійкості, кА	40
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.022
Повний час відключення, с	0.04

Таблиця 2.12 - Роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, А	3200
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	125
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі), с	4
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі), кА	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі), кА	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі), с	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.5), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.04 + 0.01 = 0.05 \text{ с.}$

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 110 \text{ (кВ)}$$

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1.1 \cdot I_{\text{роб.}} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{\text{уст}} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{90}{0.8 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 650 \text{ (А)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 650 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 2500 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 110 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 16.241 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 40 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 16.241 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 40 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 10.32 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.52 \cdot 40 = 29.416 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 16.241 + 10.32 = 33.288 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.52) = 85.984 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 44.788 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової стуму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{ат}}{i_t} \cdot 100\% = \frac{10.32}{33.288} \cdot 100\% = 31 (\%) \leq \beta_{ном} = 52 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$,

де $B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$$t_{вимк} = t_{р.з.} + t_{с.в.} \text{ — час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 40^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 50^2 \cdot 4 = 10000 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_t = 50^2 \cdot 1 = 2500 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 16.241^2 \cdot (0.05 + 0.04) = 23.739 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_k \leq I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) \text{ — умова виконується}$$

Таблиця 2.13 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач ЛТВ – 145	Роз'єднувач РНД3,1 – 110/3200У1
$U_{вст} = 110 (\text{кВ})$	$U_{вст} \leq U_{ном}$	110 (кВ)	110 (кВ)
$I_{ном} = 2008 (\text{А})$	$I_{макс} \leq I_{ном}$	2500 (А)	3200 (А)
$I_{пт} = 16.241 (\text{кА})$ $i_{ат} = 10.32 (\text{кА})$	$I_{пт} \leq I_{ном.вимк.}$ $i_{ат} \leq I_{а ном}$	40 (кА) 29.416 (кА)	- -

$I_{п0} = 16.241 \text{ (кА)}$ $i_y = 44.788 \text{ (кА)}$	$I_{п0} \leq I_{пр.скв}^{по}$ $i_y \leq I_{пр.скв}$	40 (кА) 102 (кА)	125 (кА) гол. та зезем ножі
$\beta = 31 \text{ (\%)}$	$\beta \leq \beta_{ном}$	52 (%)	-
$B_k = 23.739 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	4800 (кА ² · с)	10000 (кА ² · с) - гол. ножі 2500 (кА ² · с) – зазем. ножі

З таблиці видно, що вимикач LTB – 145 та роз'єднувач РНДЗ,1 – 110/3200У1 проходять по всім умовам.

Перевірка за умовами корони

Номінальний струм гнучких шин:

$$I_{нл} = \frac{\sum S_T}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2 \cdot \cos \varphi} = \frac{3 \cdot 40 + 1 \cdot 125 + 400}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2 \cdot 0.8} = 2.024 \text{ (кА)}$$

Необхідний перетин гнучких шин:

$$q_{ном} = \frac{I_{нл} \cdot 10^3}{j_c} = \frac{2.024 \cdot 10^3}{1.4} = 1446 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Приймаємо два провoda AC-900/38.9, який має наступні параметри:

$q = 900 \text{ (мм}^2\text{)}$, $d = 38.9 \text{ (мм)}$, $I_{доп} = (1180 \text{ А})$, $m_{п} = 2789.5 \text{ (кг)}$. Відстань між фазами $D = 3 \text{ (м)}$, фази розташовані горизонтально.

Перевірка необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ та вище.

Розряд у вигляді корони виникає навколо провoda при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням.

Процеси іонізації повітря навколо провoda призводять до додаткових втрат електроенергії, до виникнення електромагнітних коливань, які створюють радіоперешкоди, до виникнення озону, який шкідливо впливає на поверхню контактних з'єднань.

Правильний вибір провідників повинен забезпечити зменшення дії корони до допустимих значень.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см.

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad \text{де}$$

m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні провoda, для багатопроволочних проводів $m = 0.82$;

r_0 – радіус провoda, см. $r_0 = 1.945$ (см).

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.945}}\right) = 30.173 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right)$$

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого провoda визначається за виразом:

$$E = \frac{0.354 U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{серед}}}{r_0}},$$

де U – лінійна напруга. Приймаємо $U = 126$ кВ (найбільша робоча напруга для мережі 110 кВ згідно з Л-6 – "Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж", п. 12.12.22).

$D_{\text{серед}}$ – середньо-геометрична відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні дротів $D_{\text{серед}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1.26 D$.

$$D_{\text{серед}} = 1.26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)}.$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 126}{1.945 \lg \frac{378}{2.12}} = 10.187 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right)$$

При горизонтальному розташуванні проводів напруженість на середньому проводі приблизно на 7% більше величини E .

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні провoda не більша $0.9 E_0$.

Тоді умова перевірки на корону має вигляд:

$$1.07 E \leq 0.9 E_0.$$

Виконуємо перевірку:

$$1.07 \cdot 10.187 = 10.9 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}} \right) < 0.9 \cdot 30.173 = 27.156 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}} \right).$$

Таким чином, коронування не виникає.

Перевірка шин на схлестування (дотик) при КЗ

При великих значеннях струмів к.з. проводи в фазах внаслідок взаємодії можуть наблизитися так, що виникне схлестування або перекриття між фазами.

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному к.з. між сусідніми фазами, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім після відключення к.з. рухаються назустріч один одному. Їх наближення буде тим більшим, чим менша відстань між фазами і чим більша стріла провису, а також чим більша тривалість протікання і величина струму к.з.

Перевіримо гнучкий струмопровід на умови схлестування.

Визначимо зусилля від тривалого протікання струму двофазного к.з.

$$f = 0.15 \cdot \frac{I_{0,0}^{(2)2}}{a} \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

де, $a = D$ – відстань між фазами.

Приймаємо $D = 3$ м.

$I_{0,0}^{(2)}$ – періодична складова струму при двофазному КЗ на шинах 110 кВ для $t=0$.

$I_{0,0}^{(2)} = 15.107 \text{ кА}$ за розрахунком.

$$\text{Тоді } f = 0.15 \cdot \frac{15.107^2}{3} = 11.411 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Визначимо силу тяжіння 1 м струмопроводу, кг.

$g = 9.8 m$, де m – маса 1 м стумопроводу, кг.

Для АС-900/38.9 $m = 2.7895 \frac{\text{КЗ}}{\text{м}}$.

$$g = 9.8 \cdot 2.7895 = 27.337 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Задаючись стрілою прогину h , визначаємо параметр $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$, де t_c – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту.

$$t_{\text{екв}} = t_3 + 0.05,$$

де, t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, 0.05 – враховується вплив аперіодичної складової. Максимальна стріла прогину h залежить від довжини прольоту, тяжіння проводів, мінімально припустимої відстані від землі, умов монтажу та інших факторів.

Зазвичай, h не більше 2 – 2.2 м.

$$\text{Приймаємо } h = 2 \text{ м, тоді } \frac{\sqrt{h}}{t_c} = \frac{\sqrt{2}}{0.15} = 9.428.$$

По діаграмі в залежності від $\frac{f}{g}$ і $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$, визначаємо відхилення проводу **b** та кут **α** .

$$\frac{f}{g} = \frac{11.411}{27.337} = 0.417. \quad \text{Знаходимо} \quad \frac{b}{h} = 0.21$$

$$\text{Звідси } b = h \cdot 0.21 = 2 \cdot 0.21 = 0.42 \text{ м} \quad \alpha = 10.5^\circ.$$

Знайдене значення порівнюємо з максимально-допустимим.

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2},$$

де, d – діаметр проводу, $d = 0.0389 \text{ м}$;

$a_{\text{дон}}$ – найменша припустима відстань між проводами в момент їх найбільшого зближення.

$$a_{\text{дон}} = 0.45 \text{ м при } 110 \text{ кВ згідно з ПУЕ.}$$

$$b_{\text{дон}} = \frac{3 - 0.0389 - 0.45}{2} = 1.256 \text{ м}.$$

$$b_{\text{дон}} = 1.256 \text{ м} > b = 0.42 \text{ м}.$$

Схлестування (дотик) не відбувається.

2.4.3 Вибір обладнання на ВРУ-110

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1050 \text{ (А)}$$

Для заданих значень струму та напругу заделегідь вибираємо:

Таблиця 2.14 - Елегазовий вимикач HPL – 420B1

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	330
Номінальний струм, А	4000
Номінальний струм відключення, кА	63
Нормована наявність аперіодичної складової, %	51
Струм електродинамічної стійкості, кА	158
Струм термічної стійкості, кА	63
Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, с	0.023
Повний час відключення, с	0.04

Таблиця 2.15 - Роз'єднувач РНДЗ,1 – 220У/3200У1

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	330
Номінальний струм, А	3200
Граничний наскрізний струм (гол. ножі), кА	125
Струм термічної стійкості (гол. ножі), кА	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (гол.ножі), с	3
Граничний наскрізний струм (зезем. ножі), кА	125
Струм термічної стійкості (зезем. ножі), кА	50
Допустимий час дії струму термічної стійкості (зезем. ножі), с	1

Перевірку вибраного вимикача та роз'єднувача робимо в табличній формі (таблиця 3.6), для $\tau = t_{\text{с.в}} + t_{\text{зmin}} = 0.04 + 0.01 = 0.05 \text{ с.}$

Умова установки:

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 330 \text{ (кВ)}$$

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 1.1 \cdot I_{\text{роб.}} = 1.1 \cdot \frac{P'_r}{\cos(\varphi) \cdot U_{\text{уст}} \cdot \sqrt{3}} = 1.1 \cdot \frac{270}{0.85 \cdot 330 \cdot \sqrt{3}} = 917 \text{ (А)}$$

Перевіряємо вибране обладнання:

Вимикач:

- за тривалим робочим струмом максимального режиму:

$$I_{\text{трив.макс}} = 917 \text{ (А)} \leq I_{\text{ном}} = 4000 \text{ (А)}$$

- за напругою установки:

$$U_{\text{вст}} = 330 \text{ (кВ)} = U_{\text{ном}} = 330 \text{ (кВ)}$$

- за мінімальним струмом вимкнення

$$I_{\text{пт}} = 31.1 \text{ (кА)} \leq I_{\text{ном.вимк.}} = 63 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо вимикач на динамічну стійкість струму к.з.:

$$I_{\text{п0}} = 31.1 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}} = 63 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ат}} = 19.762 \text{ (кА)} \leq I_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} = \sqrt{2} \cdot 0.51 \cdot 63 = 45.439$$

Перевіряємо по повному струму к.з.:

$$i_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 31.1 + 19.762 = 63.744 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимк.}} \cdot t_{\text{т}} = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot (1 + 0.51) = 134.534 \text{ (кА)}$$

$$i_{\text{т}} \leq i_{\text{ном}} - \text{умова виконується}$$

$$i_{\text{у}} = 85.765 \text{ (кА)} \leq I_{\text{пр.скв}} = 158 \text{ (кА)}$$

Перевіряємо на вміст аперіодичної складової стуму к.з.:

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{i_{\tau}} \cdot 100\% = \frac{19.762}{63.744} \cdot 100\% = 31 (\%) \leq \beta_{\text{ном}} = 51 (\%)$$

Перевіряємо на термічну стійкість вимикач та роз'єднувач: $B_k \leq I_t^2 \cdot t_{\tau}$,

де $B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a)$ - тепловий імпульс квадратичного початкового стуму к.з.

$$t_{\text{вимк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} \text{ — час вимкнення}$$

Для вимикача з номінальних параметрів:

$$B_k = I_t^2 \cdot t_{\tau} = 63^2 \cdot 3 = 11910 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (гол. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_{\tau} = 50^2 \cdot 3 = 7500 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Для роз'єднувача з номінальних параметрів (зазем. ножі):

$$B_k = I_t^2 \cdot t_{\tau} = 50^2 \cdot 1 = 2500 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 31.1^2 \cdot (0.05 + 0.04) = 87.049 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вимк}} + T_a) \text{ — умова виконується}$$

Таблиця 2.15 - Перевірка вимикача та роз'єднувача

Розраховані дані	Умова вибору	Паспортні дані	
		Вимикач HPL – 420B1	Роз'єднувач РНД3,1 – 330У/3200У1
$U_{\text{вст}} = 330 (\text{кВ})$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$	330 (кВ)	330 (кВ)
$I_{\text{ном}} = 917 (\text{А})$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$	4000 (А)	3200 (А)
$I_{\text{пт}} = 31.1 (\text{кА})$ $i_{a\tau} = 19.762 (\text{кА})$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.вимк.}}$ $i_{a\tau} \leq I_{a \text{ ном}}$	63 (кА) 45.439 (кА)	- -
$I_{\text{по}} = 31.1 (\text{кА})$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.скв}}^{\text{по}}$	63 (кА)	125 (кА)

$i_y = 85.765 \text{ (кА)}$	$i_y \leq I_{\text{пр.СКВ}}$	158 (кА)	ГОЛ. та зезем ножі
$\beta = 31 \text{ (\%)}$	$\beta \leq \beta_{\text{НОМ}}$	51 (%)	-
$B_K = 87.049 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$B_K \leq I_t^2 \cdot t_t$	11910 (кА ² · с)	7500 (кА ² · с) - ГОЛ. ножі 2500 (кА ² · с) – зазем. ножі

З таблиці видно, що вимикач НРЛ – 420В1 та роз'єднвач РНДЗ,1 – 330У/3200У1 проходять по всім умовам.

Висновки до розділу 2

Розраховано струми КЗ та проведено вибір та перевірку комутаційної апаратури та лінійного реактора. На ВРП 330 кВ був обраний елегазовий вимикач HPL – 420 і роз'єднувач РНДЗ,1 – 330У1/3200У1, на ВРП 110 кВ був обраний елегазовий вимикач HPL-145А1 і роз'єднувач РНДЗ,1 – 110У1/3200У1. На ГРП 10.5 кВ колі генераторів 60 МВт (Г1, Г2, Г3) був обраний маломасляний генераторний вимикач МГГ-10/63-5000 УЗ і роз'єднувач РВРЗ – 1 – 10/6300УЗ. В колі блочного генератора 100 МВт (Г4) був обраний елегазовий вимикач HECS – 100R і роз'єднувач РВРЗ – 1 – 20/12500УЗ. В колі блочного генератора 300 МВт (Г5) був обраний елегазовий вимикач HECS – 80S і роз'єднувач РВРЗ – 1 – 20/10500УЗ. В колі власних потреб 6.3 кВ був обраний елегазовий вимикач ВРС – 6. На розрахунковоному відгуладженні був обраний реактор одинарний для внутрішньої установки РБДГ 10 – 2500 – 0.2У1, елегазовий вимикач VF.12.12.40 та роз'єднувач РВРЗ-III-1-10/2000 УЗ. Обране обладнання проходить по всім умовам.

РОЗДІЛ 3

**Дослідження впливу зміни напруги на
роботу живильного насосу системи
власних потреб теплоелектроцентралі**

3.1 Механізми, що знаходяться у зоні власних потреб електростанцій

Процес виробництва електроенергії на електричних станціях повністю механізований. Економічна робота сучасних потужних котлоагрегатів і паротурбінних агрегатів ТЕС можлива тільки за участю багатьох допоміжних робочих машин (млинів, дробильних, кранів, транспортерів, насосів, вентиляторів тощо), необхідних для приготування і транспортування палива, подачі повітря в камери горіння і усунення з них продуктів згорання і попелу, подачі води в котли, підтримки вакууму в конденсаторах турбін, водопостачання станції, перекачки води для теплопостачання, вентиляції приміщень і багато іншого.

Ще більш відповідальні функції допоміжних робочих машин, наприклад, головних циркуляційних насосів або газодувки, що забезпечують циркуляцію теплоносія через активну зону реактора, насосів технічного водопостачання, а також системи технологічного контролю реактора, його управління і захисту.

Таким чином, головними елементами електроустановок ВП є машинні агрегати, що являють собою сукупність робочої машини або механізму ВП і приводу. В переважній більшості як привод вибирають електродвигуни трифазного змінного струму, які складають приблизно 90% всього навантаження ВП електростанцій. Агрегати ВП розташовані практично по всій території станції, в тому числі і в приміщеннях з несприятливим мікрокліматом: з високою температурою, великою вологістю або запиленістю, з впливом значних вібрацій. Крім того, можливі часті операції пуску і зупинки. В таких важких умовах електродвигуни повинні працювати надійно. Найповніше цим умовам відповідають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором. Їх конструкція відносно проста, тому вони надійні в роботі і нескладні в обслуговуванні. Пуск їх здійснюється шляхом подачі вимикачем повної напруги мережі. Сюди ще потрібно додати дешевизну і широку номенклатуру параметрів і виконань, на які виготовляють асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором вітчизняні заводи.

Крім основних агрегатів – парових котлів, турбін, генераторів, ТЕС оснащені великим числом механізмів, що обслуговують або автоматизують

роботу основних агрегатів і допоміжних пристроїв електростанції. Всі механізми разом із їх привідними двигунами, джерелами живлення, внутрішньостанційними електромережами і розподільчими пристроями, пристроями електроосвітлення входять до комплексу, який прийнято називати установкою власних потреб. На ТЕС до установки власних потреб відносяться механізми паливного складу й паливоподачі (вагоноперекидачі, розвантажувальні крани, транспортери, ковшові конвеєри, мазутні насоси, грохоти, дробилки), пилоприготування (вугільні млини, живильники сирого повітря, млинові вентилятори, шнеки, живильники пилу), тягодуттьові (дуттьові вентилятори, димососи, димососи рециркуляції), механізми турбінного відділення (живильні, конденсатні, циркуляційні ежекторні насоси, насоси конденсатоочистки, насоси систем змащування підшипників й регулювання), хімічнооочистки та ряд інших.

Крім перелічених механізмів, що обслуговують основний технологічний процес, на електростанціях є механізми допоміжного призначення: насоси технічного водопостачання, пожежні насоси, компресорні установки, двигун-генератори для зарядки акумуляторних батарей й т.п.

Надійність роботи механізмів власних потреб значною мірою визначає надійність роботи станції в цілому. У залежності від ролі в технологічному процесі станції основні механізми власних потреб поділяють на відповідальні й невідповідальні. До відповідальних відносять механізми, припинення роботи яких навіть на незначний час призводить до зниження продуктивності або зупинки основних агрегатів електростанції. До найбільш відповідальних механізмів власних потреб належать циркуляційні насоси, конденсатні насоси, масляні насоси паротурбінних установок, живильні насоси котлів, димососи, дуттьові вентилятори, живильники пилу й т.п. До невідповідальних відносяться механізми, перерва у роботі яких на деякий час не викликає зниження видачі електричної або теплової енергії.

Для приводу механізмів власних потреб застосовуються електродвигуни. Паровий привід застосовується для високооборотних потужних живильних насосів блоків із надкритичними параметрами пари.

Максимальна потужність, що споживається механізмами власних потреб, залежить від типу й потужності ТЕС, від роду та якості палива, способів його спалювання, параметрів пари. Витрата електроенергії на власні потреби залежить також від правильного вибору продуктивності механізмів, потужності електродвигунів й економічності ведення режиму роботи обладнання в експлуатації та складає 3–14%, а витрата теплової енергії складає 3–10%.

Як всі відповідальні споживачі електроенергії 1-ї категорії, схеми електропостачання власних потреб мають резервування, що забезпечує безперервне живлення шляхом автоматичного включення резервного живлення (АВР). Резервування може бути здійснене в неявно вираженому вигляді (мал. 4.8), коли робочий трансформатор власних потреб одночасно є резервним.

У цьому випадку кожен робочий трансформатор за потужністю вибирається з умови живлення всіх власних потреб ТЕС. Такі схеми резервування застосовані на ТЕС дуже малої потужності. Резервування живлення власних потреб ТЕЦ, що мають шини генераторної напруги, може бути й явно вираженим (мал. 4.9). У цьому випадку для ряду робочих трансформаторів власних потреб передбачається один резервний трансформатор власних потреб (ПРТВП), який включається автоматично на ту секцію власних потреб, в якій відключився робочий трансформатор власних потреб. На кожні шість робочих трансформаторів (ліній) приймається один ПРТВП.

Вибір потужності робочого трансформатора власних потреб блока засновується на підрахунку дійсного навантаження секцій власних потреб (блочної і загальностанційної, підключеної до шин власних потреб блоку). Ряд двигунів є резервними у межах блоку або декількох блоків (резервний збудник), частина механізмів працює періодично (насос кислотної промивки, протипожежні насоси й т.д.). Пускорезервні трансформатори власних потреб за потужністю рівні найбільшому робочому.

На випадок повної тривалої (більше 30 хв.) втрати напруги промислової частоти, пов'язаної з аваріями, на ТЕС передбачене надійне живлення від неблочної частини станції (якщо вона є) від найближчих електростанцій або

аварійних дизель-генераторних чи газотурбогенераторних установок таких споживачів: електродвигунів валоповоротних механізмів, підзаряджувальних агрегатів акумуляторних батарей, апаратури КВП, аварійного освітлення.

Як джерела постійного струму на ТЕС використовуються акумуляторні батареї, які є незалежним джерелом постійного струму, здатні живити своїх споживачів при будьяких аваріях на станції. Від них живляться споживачі, зобов'язані працювати при будьяких умовах (в тому числі й при аварійних). До таких споживачів відносяться ланцюги управління вимикачами РП всіх напруг, ланцюги управління комутаційними апаратами двигунів механізмів власних потреб 0,4 кВ, ланцюги сигналізації, автоматики, релейного захисту, аварійне освітлення, аварійні насоси систем регулювання і змащування турбоагрегатів. На ТЕС з блоками 300 МВт й вище на кожний блок передбачається по одній акумуляторній батареї і одна або дві загальностанційні батареї. У ланцюгах постійного струму передбачається можливість взаємного резервування живлення.

Для акумуляторних батарей, як правило, використовують свинцево-кислотні стаціонарні акумулятори типу С або СК (для короткочасних розрядів з великим струмом).

Всі станційні акумуляторні батареї експлуатуються у режимі постійної підзарядки. У зв'язку з цим для кожної з них передбачається окремий підзаряджувальний пристрій. Для зарядки всіх акумуляторних батарей встановлюється один загальностанційний зарядний агрегат.

Місце для відкритого розподільчого пристрою (ВРП) відводиться зазвичай зі сторони турбінного відділення, а інколи – зі сторони постійного торця головного корпусу.

У системі охолодження генератора на КЕС зазвичай використовується водень. Оскільки водень вибухонебезпечний, його зберігання виноситься за територію головного корпусу, а інколи за територію станції. Зберігається він у спеціальних ємкостях – водневих ресиверах. Підсобні й допоміжні об'єкти КЕС розміщуються на генплані таким чином, щоб забезпечувалась мінімальна довжина залізничних та автомобільних шляхів.

Технічне водопостачання. Для нормальної роботи електростанцій потрібне надійне і безперебійне забезпечення їх водою. Споживачами води на КЕС є конденсатори турбін й технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників обладнання, водопідготовки й гідравлічного золошлаковидалення, численні допоміжні теплообмінники й системи. До складу системи технічного водопостачання електростанції входять: джерело води, підвідні й відвідні канали (водоводи), насоси, охолоджувачі води. За схемою комунікацій й способами охолодження води системи поділяються на прямоточні, оборотні й змішані.

Система називається прямоточною, коли вода для електростанції забирається із природного джерела (ріки, озера чи моря) й після використання скидається в це ж джерело. Місце скидання вибирають нижче за течією, якщо джерелом є річка, та у віддаленому від забору місці, якщо джерелом є озеро або море.

Вода з джерела на електростанцію подається напірними водоводами або самопливними каналами. При напірній подачі на березі джерела споруджується насосна станція, від якої до головної будівлі прокладаються залізобетонні або металеві водоводи. Від водоводів до кожної турбіни робляться відгалуження. При значному віддаленні електростанції від джерела, а також при великому перепаді висоти між конденсаторами й рівнем води у джерелі споруджується додаткова насосна станція перекачки.

При рівному рельєфі місцевості вода до головної будівлі підводиться самопливними каналами. У цьому випадку поряд з головною будівлею споруджується центральна насосна станція. Цих станцій може бути декілька, якщо електростанція споруджується чергами.

Відпрацьована вода скидається закритими підземними водоводами, що переходять у відкриті канали.

Найбільш широко застосовується оборотна система водопостачання, коли один і той же об'єм води використовується багатократно, потребуючи лиш невеликої добавки (підживлення) для заповнення втрат води. Ця система являє

собою замкнутий контур, який складається із охолоджувача води, насосів і водоводів.

3.2. Характеристики роботи живильного насосу

Витрата енергії на живильний насос - основна складова загальних витрат енергії на власні потреби станції.

Потужність, яка споживається живильним насосом, безпосередньо залежить від початкового тиску пари P_0 і повинна обов'язково враховуватися при виборі початкових параметрів пари на електростанції. При $v = 1.1 \text{ м}^3/\text{т}$

$$P_c - P_k = 30 \text{ МПа} \quad \tau_{\text{на}} = H_{\text{на}} = 33 \text{ кДж/кг}.$$

При паротурбінному приводі живильних робочих насосів питома витрата теплоти на турбоустановку брутто визначається з врахуванням ефективної потужності привідної турбіни $N_e^{\text{ТЖ}}$ з виразу

$$q_{\text{ту}} = \frac{Q_{\text{ту}}}{N_e + N_e^{\text{ТЖ}}}.$$

витрата пари, кг/год, на привідну турбіну визначається з рівняння

$$D_{\text{ТЖ}} \cdot H_i^{\text{ТЖ}} \cdot \eta_m^{\text{ТЖ}} = \frac{D_{\text{ЖН}} \cdot H_{\text{на}}}{\eta_n},$$

$H_i^{\text{ТЖ}}$ - дійсний теплоперепад пари у привідній турбіні; $\eta_m^{\text{ТЖ}}$ - її механічний ККД; $D_{\text{ЖН}}$ - витрата живильної води через живильний насос; η_n - ККД насоса, задається виразом

$$\eta_n = \eta_{\text{ні}} \cdot \eta_{\text{нм}}$$

$\eta_{\text{ні}}$ - внутрішній (гідравлічний) ККД насоса; $\eta_{\text{нм}}$ - механічний ККД насоса.

Підігрів води у насосі

$$\eta_{\text{пн}} = \frac{H_{\text{на}}}{\eta_{\text{ні}}} = \frac{\tau_{\text{на}}}{\eta_{\text{ні}}}.$$

Ці ККД мають такі значення $\eta_{\text{ні}} \approx 0.90$; $\eta_{\text{нм}} \approx 0.95$, $\eta_n \approx 0.85$. При значеннях $v = 1.1 \text{ м}^3/\text{т}$, $(P_n - P_v) = 30 \text{ МПа}$ $\tau_{\text{на}} = H_{\text{на}} = 33 \text{ кДж/кг}$ і $\tau_{\text{пн}} = 33/0.9 = 37 \text{ кДж/кг}$. Отже, незворотність стиснення у насосі (реальний цикл) збільшує ентальпію води після живильного насосу порівняно з ідеальним циклом з такими ж параметрами.

3.3. Розрахунок впливу напруги на роботу живильного насоса

3.3.1. Схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт

Однолінійна схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт наведена на рис. 3.1.

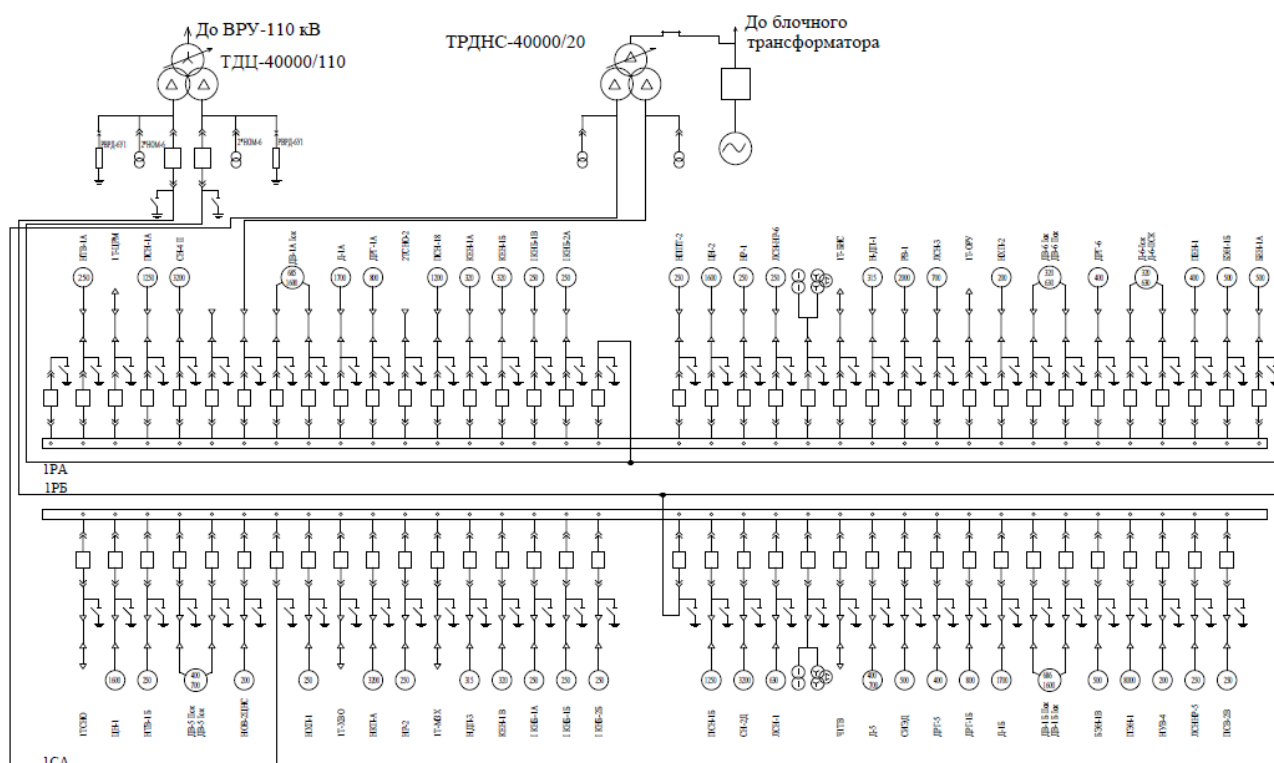


Рис. 3.1 - Однолінійна схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт

3.3.2. Вибір предмету дослідження

Для прикладу дослідження впливу напруги на режими роботи живильного насосу в системі власних потреб, візьмемо два живильних насоси з приводом від асинхронних двигунів енергоблоку 100 МВт: живильний насос з двигуном АТМ 2000-2;

Каталожні дані асинхронних електродвигунів 6 кВ системи власних потреб блоку 100 МВт наведені в табл. 3.3.

Ці характеристики за допомогою програмного комплексу, що працює на основі математичної моделі асинхронного двигуна і за алгоритмом оцінювання

параметрів асинхронних двигунів, переводимо в параметри асинхронної машини(x'' , N, M, T, T), що визначаються цим алгоритмом.

3.4 Математична модель асинхронної машини

Для дослідження режимів насосу використаємо статичну модель асинхронної машини.

Розглядається асинхронна машина, симетрична в електричному і магнітному відношенні, яка має дві обмотки на роторі. Для описання процесів в асинхронній машині використовуються рівняння. При нехтуванні активним опором статора і трансформаторним ЕРС в системі координат вона має вигляд [9]

$$pe_d'' = -\frac{1}{T_2} e_d'' + \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right) e_d' - \left(\frac{N}{T_1} + \frac{M}{T_2}\right) i_q - se_q'';$$

$$pe_q'' = -\frac{1}{T_2} e_q'' + \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1}\right) e_q' - \left(\frac{N}{T_1} + \frac{M}{T_2}\right) i_d - se_d'';$$

$$pe_d' = -\frac{1}{T_1} e_d' - \frac{N}{T_1} i_q - se_q';$$

$$pe_q' = -\frac{1}{T_1} e_q' - \frac{N}{T_1} i_d - se_d';$$

$$ps = \frac{1}{T_j} (m_c - m_3);$$

Статична модель розраховується через α і β які являються опором машини. В усталеному режимі (приймавши $p=0$) виконавши просте перетворення, отримаємо наступне співвідношення відносно реактивної потужності:

$$P = u_s^2 \frac{\beta}{\alpha^2 + \beta^2}; \quad [9]$$

$$Q = u_s^2 \frac{\alpha}{\alpha^2 + \beta^2};$$

$$u_s = \sqrt{u_d^2 + u_q^2};$$

$$\alpha = x_s'' + \frac{N}{1 + s^2 T_1^2} + \frac{M}{1 + s^2 T_2^2};$$

$$\beta = \frac{sNT_1}{1 + s^2 T_1^2} + \frac{sMT_2}{1 + s^2 T_2^2};$$

Коефіцієнт α і β можна трактувати як реактивну і активну складову повного опору асинхронної машини в сталому режимі. Параметри вхідні в ці рівняння: x_s'' - надпровідний реактивний опір; T_1, T_2 – постійна часу затухання відповідно перехідних і надперехідних струмів ротора при розімкнутій обмотці статора; [9]

$$N = x_s - y; \quad M = y - x_s'';$$

$$\text{де } y = \frac{x_s(T' + T'') - T_2(x_s + x_s'')}{T_1 - T_2};$$

T' і T'' - постійна часу затухання перехідних і надперехідних складових струмів ротора при розімкнутій обмотці ротора.

Параметри асинхронної машини

Достовірність відображення процесів асинхронної машини обмежена труднощами покращення достатньої повної інформаційної моделі, так як для асинхронних двигунів зазвичай відомі тільки паспортні параметри (кратність пускового струму, початкового і максимального моментів і т.д.), а при розрахунках перехідних режимів двигуна моделюється, як правило, на основі параметрів схеми заміщення (з одною або двома обмотками на роторі в залежності від типу).

Відомі методи оцінки параметрів машин змінного струму дають можливість отримання передаточної функції синхронної машини, з якої не важко виявити параметри схеми заміщення. Однак ці методи орієнтовані на вихідну інформацію, яка може бути отримана в основному експериментально. Це ускладнення застосування цих методів в промислових програмах розрахунку перехідних процесів в енергосистемах і окремих її вузлах. Тому виникла задача розробки такого методу і програми, які задовольняли б наступним умовам:

1. Вихідна інформація повинна бути доступною при рішенні будь-яких задач, як за стадії проектування об'єкта, так і в процесі експлуатації;

2.Програма оцінювання параметрів асинхронної машини повинна бути складовою частиною комплексної програми аналізу перехідних процесів енергосистем і окремих її ланок;

3.Параметри асинхронної машини повинні визначатися безпосередньо в тій формі, в якій вони застосовуються при рішенні основної задачі.

3.5 Розрахунок режимів роботи живильного насосу

Вихідна інформація асинхронного двигуна являє собою: Р-активна потужність МВт, Іст-струм статора А, n-частота обертання Об/хв., $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності, ККД-коефіцієнт корисної дії %, Іпуск-пусковий струм, Мпуск-пусковий момент, Ммакс-максимальний момент.

Таблиця 4.1 – Паспортні дані живильного насоса

Позначення агрегату	Тип двигуна	Активна потужність, кВт	Струм статора, А	Частота обертання, Об/хв	Коефіцієнт потужності	ККД, %	Кратність			GD^2 Tm^2
							Пускового го струму	моменту		
								пускового го	Макс. .	
ЖЕН	АТМ 2000-2	2000	225	2980	0.89	95.5	5.7	1.1	2	0.4

Статична модель асинхронного двигуна описана наступними параметрами: X_d'' - надпровідний реактивний опір, T_1', T_2'' -постіні часу затухання перехідних і надперехідних складових струмів ротора при розімкнутій обмотці ротора, N і M – коефіцієнти опору.

На кафедрі розроблена програма, яка на основі паспортних даних табл.4.1 може визначити параметри X_d'' , M, N, T_1', T_2'' ., по яким можна буде побудувати характеристику. Одна програма рис.3.1 вводить паспортні дані і записує в файл. І цей файл читається іншою програмою рис.3.2 яка розраховує параметри X_d'' , M, N, T_1', T_2'' .

Результати, які були отримані за допомогою програми, зведемо в таблицю 3.3

Таблиця 3.3 – Результати моделювання

№	X_d''	N	M	T_1'	T_2''
1	0.175	5.3	0.0175	894.8	0.72

Для моделювання режимів роботи насосу при зміні напруги було використано програму MathCad. Де було використано результати параметрів табл. 3.3. розрахованою програмою.

$$\begin{aligned}
 U &:= 1 & x_s'' &:= 0.175 \\
 N &:= 5.3 & T_{10} &:= 894.8 \\
 M &:= 0.0175 & T_{20} &:= 0.72
 \end{aligned}$$

Реактивна і активна складова повного опору асинхронної машини в сталому режимі:

$$\alpha := x_s'' + \frac{N}{1 + s^2 \cdot T_1^2} + \frac{M}{1 + s^2 \cdot T_2^2} =$$

	0
0	2.935
1	2.88
2	...

$$\beta := \frac{N \cdot s \cdot T_1}{1 + s^2 \cdot T_1^2} + \frac{M \cdot s \cdot T_2}{1 + s^2 \cdot T_2^2} =$$

	0
0	0
1	0.378
2	...

$$P := U_s^2 \cdot \frac{\beta}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	0
1	0.045
2	...

$$Q := U_s^2 \cdot \frac{\alpha}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	0.341
1	...

Розрахунок асинхронного машини при зниження напруги на 5%:

$$Us1 := 0.95$$

$$s1 := 1,0.999..0 =$$

1
0.999
...

Реактивна і активна складова повного опору асинхронної машини в сталому режимі:

$$\alpha1 := xs'' + \frac{N}{1 + s^2 \cdot (T1)^2} + \frac{M}{1 + s^2 \cdot (T2)^2} =$$

	0
0	2.935
1	...

$$\beta1 := \frac{N \cdot s \cdot T1}{1 + s^2 \cdot (T1)^2} + \frac{M \cdot s \cdot T2}{1 + s^2 \cdot (T2)^2} =$$

	0
0	...

$$Q1 := Us1^2 \cdot \frac{\alpha}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	0.307
1	...

$$P1 := Us1^2 \cdot \frac{\beta}{\alpha^2 + \beta^2} =$$

	0
0	...

Механічна характеристика набуває вигляду:

$$\begin{pmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \end{pmatrix} := \text{Find}(k_1, k_2, k_3) = \begin{pmatrix} 0.2 \\ 0.383 \\ 0.433 \end{pmatrix}$$

$$m_{\text{comp}}(s) := k_1 + k_2 \cdot (1 - s) + k_3 \cdot (1 - s)^2$$

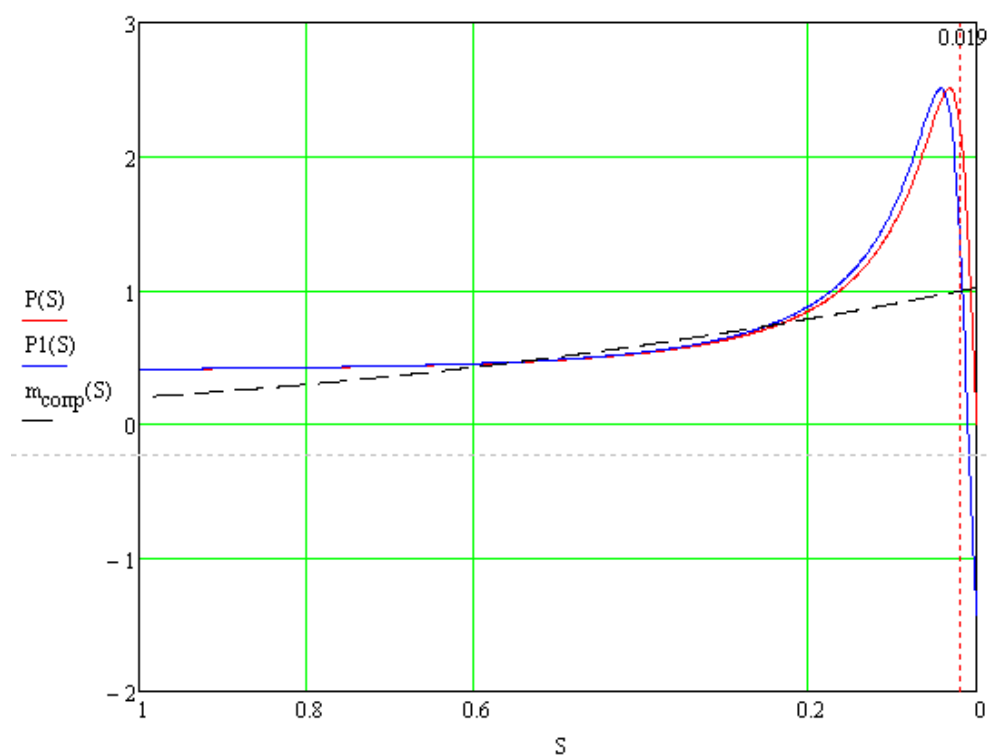


Рис. 3.4. Графіки залежності $P(s)_{U=1.0}$, $P_1(s)_{U=0.9}$ і моменту опору $m_0(s)$ в функції ковзання.

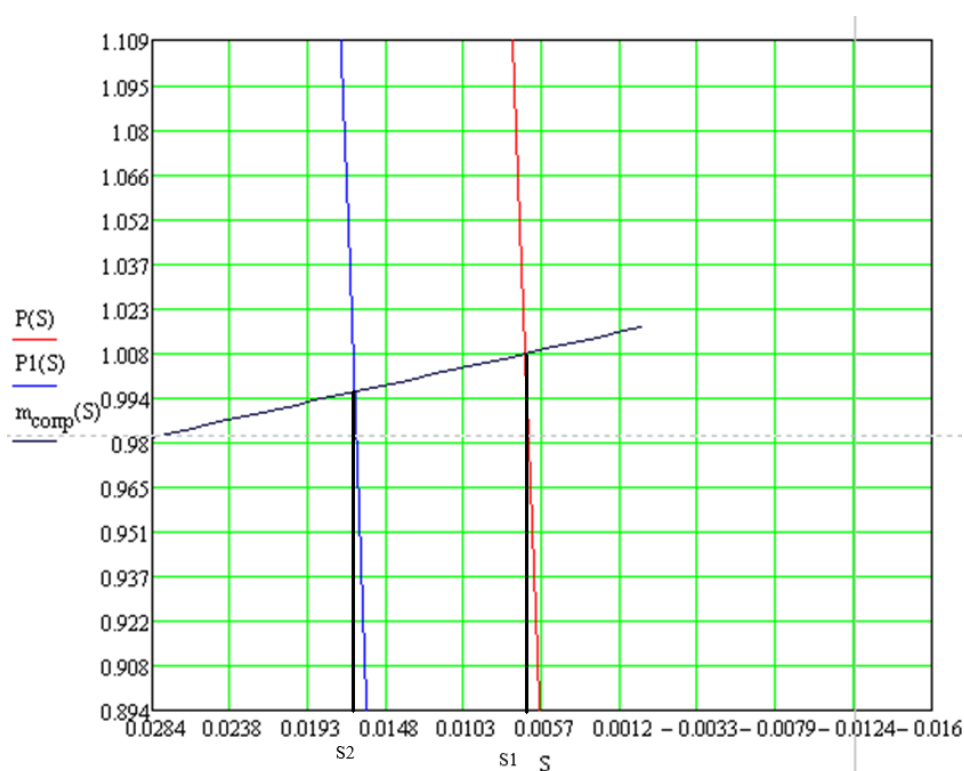


Рис. 3.5. Зближені графіки залежності $P(s)_{U=1.0}$, $P_1(s)_{U=0.9}$ і моменту опору $m_0(s)$ в функції ковзання.

При номінальній напрузі $U_1=1$, ковзання дорівнює $S_1=0.006$

При зниженні напруги $U_1=0.95$, ковзання дорівнює $S_2=0.0165$

Знайдемо графічну залежність між напором і витратою води насоса:

$$a := -1 \quad b := 0.5 \quad c := 1.5 \quad Q := -10, -9.999..10$$

$$\omega_1 := (1 - S_1) = 0.994$$

$$\omega_2 := (1 - S_2) = 0.984$$

$$H_1(Q) := a \cdot Q^2 + b \cdot Q + c$$

$$H_2(Q) := H_1\left(Q \cdot \frac{\omega_1}{\omega_2}\right) \cdot \frac{\omega_2^2}{\omega_1^2}$$

Використовуючи метод найменших квадратів, побудуємо графік

$$M_1 := \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.68 \\ 1 \end{pmatrix} \quad Z_1 := \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0^2 \\ 1 & 0.75 & 0.75^2 \\ 1 & 1 & 1^2 \end{pmatrix}$$

$$M_0 := Z_1^{-1} \cdot M_1 = \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.592 \\ 0.393 \end{pmatrix} \quad Z_1^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -2.333 & 5.333 & -3 \\ 1.333 & -5.333 & 4 \end{pmatrix}$$

$$m(Q) := M_0 - M_0_1 \cdot (1 - Q - 1) + M_0_2 \cdot (1 - Q - 1)^2$$

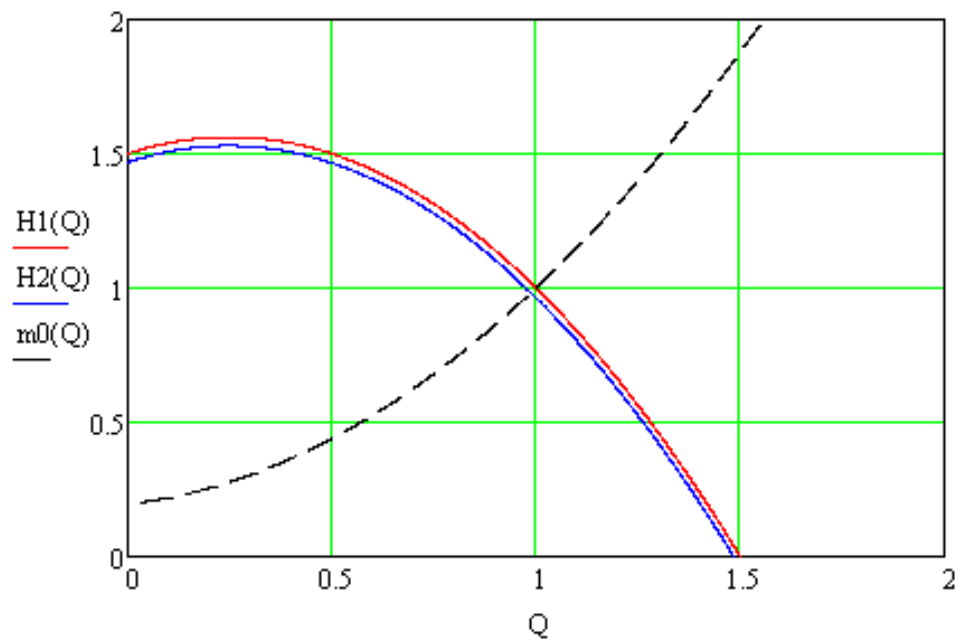


Рис. 3.6 Характеристика насоса $H_1(Q)_{U=1.0}$, $H_2(Q)_{U=0.9}$ і гідравлічної мережі $m_0(Q)$ в функції витрати.

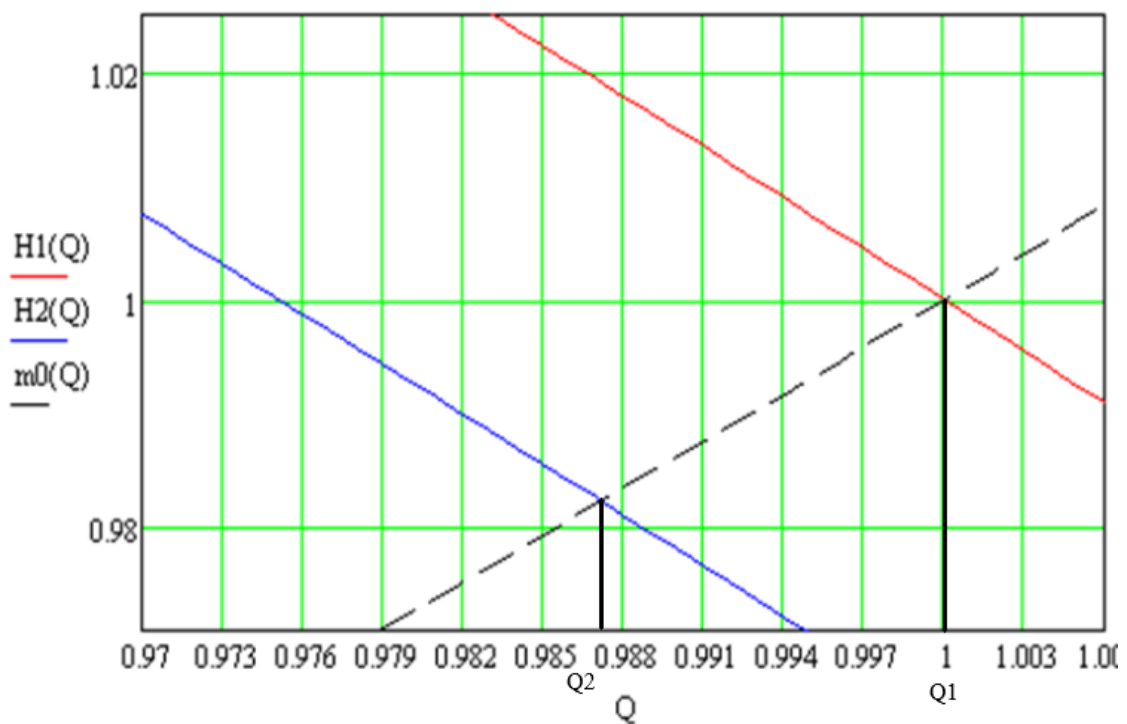


Рис. 3.7. Зближені характеристика насоса $H_1(Q)_{U=1.0}$, $H_2(Q)_{U=0.9}$ і гідравлічної мережі $m_0(Q)$ в функції витрати.

Значення витрати води при номінальній напрузі:

$$Q1 := 1$$

Значення витрати води при зміні напруги на 5 %:

$$Q2 := 0.9868$$

Різниця у відсотках:

$$\Delta Q := (Q1 - Q2) \cdot 100 = 1.32 \%$$

Отже, по результатам дослідження видно, що зниження напруги в системі власних потреб викликає зменшення продуктивності насосу, що може викликати зміну режиму основного обладнання електричної станції. При зниженні напруги на 2%, ковзання збільшується на 1.05 %. А при збільшенні ковзання, значання витрати води насосу знизиться на 1.32%.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

В цьому розділі досліджувався двигун в колі власних потреб блоку 100 МВт. Визначення впливу напруги на режим роботи приводу живильного насосу, яким являється асинхронна машина, дозволить підвищити ефективність експлуатації парогенератора в перехідних режимах електроенергетичної системи пов'язаних зі зміною напруги в системі власних потреб теплової електричної станції.

Результати проведених досліджень показали, що зниження напруги в системі власних потреб викликає зменшення продуктивності насосу, що може викликати зміну режиму основного обладнання електричної станції. При зниженні напруги на 2%, ковзання збільшується на 1.05 %. А при збільшенні ковзання, значання витрати води насосу знизиться на 1.32%.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА ЕТАПУ STARTUP-ПРОЕКТУ

ПОБУДОВИ РУ 330-110 КВ ТЕЦ 580 МВт

Вступ

В технічних розділах моєї магістрської дисертації розглянуто проектування електричної станції типу ТЕЦ потужністю 580 МВт та вибір необхідного обладнання.

В поточному розділі розглядається ідея розроблення стартап проекту вибору оптимальної схеми електричних з'єднань ТЕЦ потужністю 580 МВт з метою зменшення капіталовкладень при будівництві і зниження сумарних втрат в обладнанні.

Для цього в розділі розглянуті на такі основні етапи:

- технологічний аудит ідеї проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту;
- фінансово-економічний аналіз та порівняння конфігурації РУ 330-110 кВ з конкурентними варіантами, які мають схожі техніко-економічні показники;

Враховуючи особливості енергетичної галузі такі як:

- одночасність процесів споживання, передачі і споживання електроенергії в результаті чого обсяги "товару" в кожному мить визначає споживач;
- тарифоутворення Державним Регулятором – НКРЕКП;
- неможливість конкуренції серед надавачів послуг передачі, розподілу, варіантів технічних рішень, маркетингових, організаційних економічних заходів за обсягами отриманих доходів, а збільшення прибутку можливо тільки за зменшенням витрат.

4.1 Опис ідеї проекту

Нагальна потреба в будівництві генеруючих потужностей та заміні фізично та морально застарілого обладнання в енергетиці вимагає чималих обсягів інвестицій, для залучення яких необхідно обґрунтувати як їхню ефективність, так і можливості своєчасного повернення вкладених коштів.

У зв'язку з величезним значенням енергетичних об'єктів для економічного розвитку, екологічних і соціальних умов життя людей обґрунтування будівництва або розширення таких об'єктів виконується з урахуванням державних і

регіональних інтересів, базуючись на законодавстві України щодо інвестиційної діяльності.

Головне джерело підвищення ефективності використання суспільно-господарських коштів полягає в правильному виборі напрямів їхнього використання. Сучасний науково-технічний прогрес припускає різні інженерні способи, варіанти вирішення суспільних, господарських задач. Необхідно правильно оцінити всі технологічні, економічні, соціальні, екологічні й інші наслідки здійснення кожного способу, через те що вони можуть бути пов'язані з виникненням додаткових витрат, в тому числу на інших об'єктах і в інших галузях.

Табл.4.1 Опис ідеї стартап-проекту розробки схеми електричних з'єднань станції типу ТЕЦ потужністю 580 МВт з меншою собівартістю ніж у працюючих зараз ТЕЦ

Зміст ідеї	Вигоди для користувача
Розробка проекту схеми електричних з'єднань станції типу ТЕЦ потужністю 580 МВт, яка матиме меншу собівартість при будівництві	Надійність Якість електроенергії Енергоефективність Безпека і зручність експлуатації Можливість подальшого розвитку Залучення в регіон нових енергомістких споживачів

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Для вибору оптимальної конфігурації схеми РУ в розділі 1 був проведений вибір обладнання та загальна компоновка електричної частини.

Було проведено порівняння двох характерних схем електричних з'єднань видачі потужності ТЕЦ, за якими будувались працюючі зараз в Україні електростанції ТЕЦ.

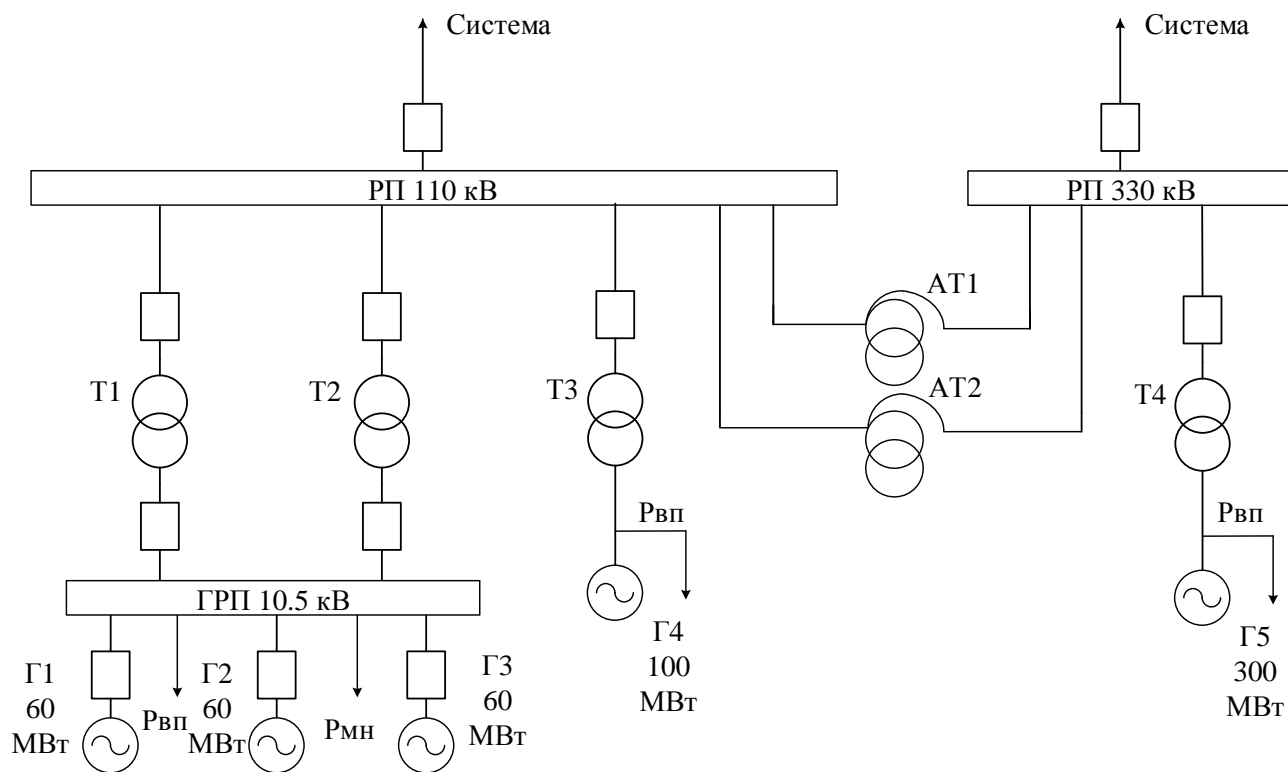


Рис. 4.1 Структурна схема 1 (представлений варіант структурної схеми електричних з'єднань електростанції типу ТЕЦ)

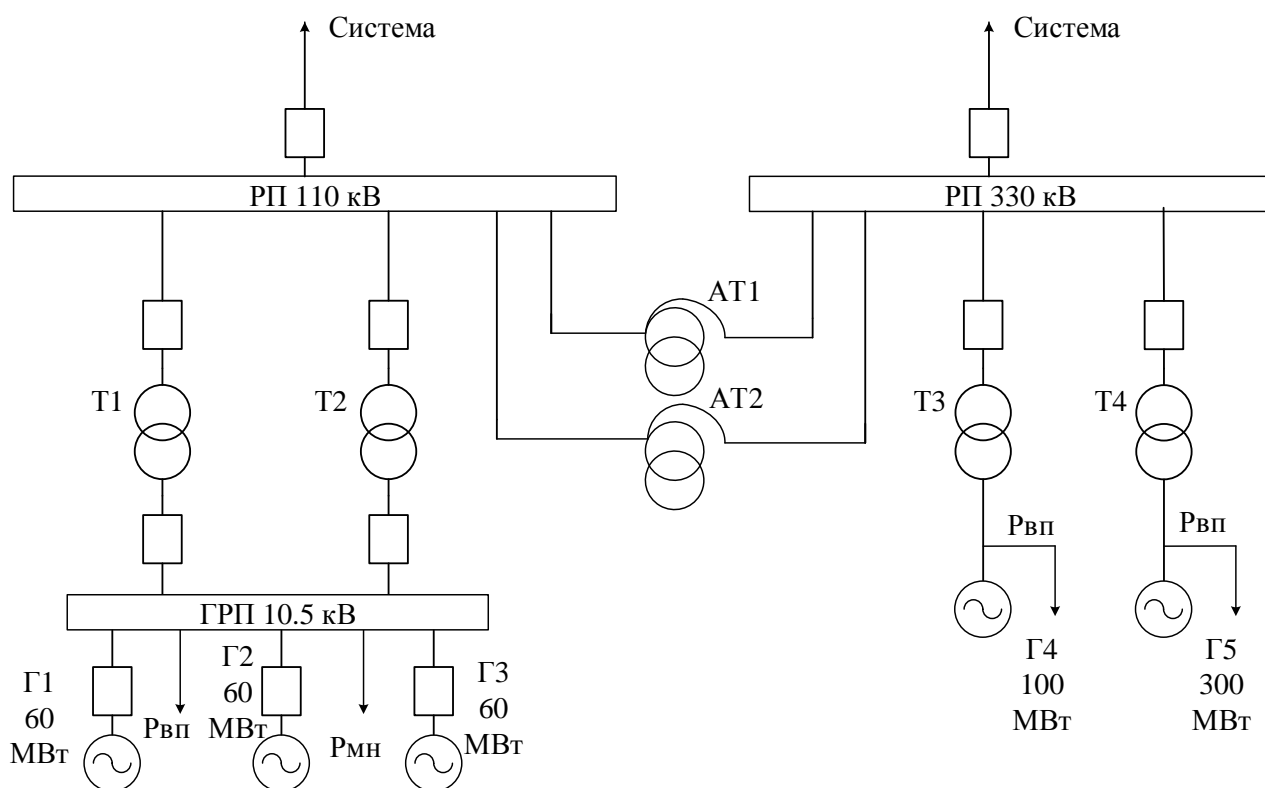


Рис. 4.2 Структурна схема 2 (типовий проект структурної схеми електричних з'єднань електростанції типу ТЕЦ)

Час роботи: $t_p = 8760 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$. Час найбільших витрат: $\tau = 3500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$.

Розрахунок витрат енергії в трансформаторах:

1 Варіант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

$$\Delta W_{\text{витрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{36.947}{40}\right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 1.611 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{витрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{107.5}{125}\right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 2.087 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{витрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 330 \cdot 8760 + 1 \cdot 880 \cdot \left(\frac{317.647}{400}\right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 4.833 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-125000/330/110:

$$\Delta W_{\text{витрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 65 \cdot 8760 + 2 \cdot 315 \cdot \left(\frac{90.129}{125}\right)^2 \cdot 3500 =$$
$$= 2.285 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

2 Варіант:

Два трансформатора ТДН-40000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Трансформатор ТДЦ-125000/330:

$$\Delta W_{\text{витрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 380 \cdot \left(\frac{107.5}{125}\right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 2.035 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/330:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Два автотрансформатора АТДЦТН-200000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втр}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 120 \cdot 8760 + 2 \cdot 700 \cdot \left(\frac{148.118}{200} \right)^2 \cdot 3500 =$$

$$= 4.79 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Техніко-економічне порівняння варіантів наведено в табличній формі.

Таблиця 4.1 Втрати енергії в трансформаторах

№	Назва обладнання	Варіант 1	Варіант 2
		Втрати (млн. кВт. рік)	Втрати (млн. кВт. рік)
1	ТДН-40000/110	1.611	1.611
2	ТДЦ-125000/110	2.087	—
3	ТДЦ-125000/330	—	2.035
5	ТДЦ-400000/330	4.833	4.833
6	АТДЦТН-125000/330/110	2.285	—
7	АТДЦТН-200000/330/110	—	4.79
Σ		10.816	13.269

4.3 Фінансово-економічний аналіз

Визначений обсяг інвестиційних затрат в розвиток мережі (табл. 2) в цінах 2020 року.

Таблиця 4.2 Розрахунок поваріантних капіталовкладень тис. у.о.

№	Назва обладнання	Варіант 1	Варіант 2
		Вартість тис.у.о.	Вартість тис. у.о.

1	ТДН-40000/110	5872	5872
2	ТДЦ-125000/110	9862	—
3	ТДЦ-125000/330	—	1860
4	ТДЦ-400000/330	15613	15613
5	АТДЦТН- 125000/330/110	11513	—
6	АТДЦТН- 200000/330/110	—	19996
Σ		42860	54826

Ціна втрат електричної енергії задана консультантом з стартап і економічної частини 1,8 у.о. за 1 кВт/год.

Розрахуємо техніко-економічні показники для варіантів:

Варіант 1

$$K = 42860 \text{ тис. у. о.}$$

$$B_a = a \times K = 0,064 \times 42860 = 2743,04 \text{ тис. у. о.}$$

$$B_o = (b_{150\leq} + b_{330\geq}) \times K = (0,03 + 0,02) \times 42860 = 2143 \text{ тис. у. о.}$$

$$\Delta W_{\text{втр}} = 10,816 \times 10^6 \text{ кВт}$$

$$B_{\text{втр}} = \beta \times \Delta W_{\text{втр}} = 180 \times 10,816 = 2399,4 \text{ тис. у. о.}$$

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}} = 2743,04 + 2143 + 2399,4 = 7285,44 \text{ тис. у. о./рік}$$

Варіант2

$$K = 54826 \text{ тис. у. о.}$$

$$B_a = a \times K = 0,064 \times 54826 = 3508,86 \text{ тис. у. о.}$$

$$B_o = (b_{150\leq} + b_{330\geq}) \times K = (0,03 + 0,02) \times 54826 = 2741,3 \text{ тис. у. о.}$$

$$\Delta W_{\text{втр}} = 13.269 \times 10^6 \text{ кВт}$$

$$B_{\text{втр}} = \beta \times \Delta W_{\text{втр}} = 180 \times 13.269 = 3776,6 \text{ тис. у. о.}$$

$$B = B_a + B_o + B_{\text{втр}} = 3508,86 + 2741,3 + 3776,6 = 10026,5 \text{ тис. у. о.}$$

Податок на прибуток : $p = 21\%$.

Оскільки об'єкту електропостачання вводяться відразу на проектну потужність, а доходи залишаються незмінними, для визначення ефективності капітальних вкладень можна застосувати елементарні критерії, оперуючи з річними показниками.

Приведені затрати:

$$\begin{aligned} 31 &= E_H \times K1 + B1 = 0,1 \times 42,86 \times 10^6 + 7,285 \times 10^6 \\ &= 11.571 \text{ тис. у. о. /рік} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 32 &= E_H \times K2 + B2 = 0,1 \times 54,83 \times 10^6 + 7,285 \times 10^6 \\ &= 12.768 \text{ тис. у. о. /рік} \end{aligned}$$

Сумарні затрати (витратна частина інтегрального ефекту):

$$\begin{aligned} 3\text{дс}1 &= \frac{B1 - B_{a1}}{E_H} + K1 = (7,285 - 2,74) \times 10^6 / 0,1 + 42,86 \times 10^6 \\ &= 43.315 \times 10^6 \text{ у. о.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 3\text{дс}2 &= \frac{B2 - B_{a2}}{E_H} + K2 = (10,027 - 3,51) \times 10^6 / 0,1 + 54,83 \times 10^6 \\ &= 55.482 \times 10^6 \text{ у. о.} \end{aligned}$$

Для варіанту 2 все розраховано аналогічно. Результати розрахунку показників ефективності наведені у табл. 4.3.

Таблиця 4.3. Результати розрахунку показників ефективності, тис. у. о.

№	Показник	Варіанти	
		1	2
1	Приведені затрати, тис.у.о/ рік	11.571	12.768

2	Сумарні затрати (витратна частина інтегрального ефекту), тис.грн	43.315	55.482
---	--	--------	--------

З наведених варіантів, економічно вигідним за показниками мінімізації затрат є перший. Він є більш перспективним для інвестування.

Табл.4.4 Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	W (слабка сторона)	N (нейтральн)	S (сильна)
1.	Сумарна ціна обладнання, млн.у.о.			+
2.	Витрати на відшкодування втрат, млн. у.о.			+
3.	Витрати на обслуговування			+
4.	Надійність схеми постачання, математичне очікування		+	
5.	Складність схеми в обслуговуванні		+	

Табл.6.5 SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: 1. Технологічна перевага 2. Економічна перевага при закупівлі обладнання 3. Найменші перетоки	Слабкі сторони: 1. Висока конкуренція на ринку 2. Необхідна підготовка висококваліфікованого персоналу 3. У зв'язку з сучасним станом теплової
---	--

<p>через АТ</p> <p>4. Простота обслуговування і надійність схеми</p> <p>5. Краща ремонтпригодність</p>	<p>енергетики існує велика загроза для диверсифікації постачальників палива. Інвестиції в дану галузь мають тенденцію до спаду</p>
<p>Можливості:</p> <p>1. Підвищення рівня постачання</p> <p>2. Покриття графіку пікових навантажень, створення додаткової конкуренції на ринку</p>	<p>Загрози:</p> <p>1. Можливий дефіцит фінансування через державне регулювання тарифів і доходів в енергетиці</p> <p>2. У зв'язку з розвитком науково-технічного прогресу спостерігається тенденція до відмови від традиційних ТЕЦ через велике забруднення навколишнього середовища на користь малих когенераційних установок та біоТЕЦ</p>

Висновки до розділу 4

Даний розділ магістерської дисертації присвячений, в основному, етапу фінансово-економічному аналізу стартап-проекту, основною ідеєю якого є розробка схеми електричної частини ТЕЦ потужністю 580 МВт. та порівняння з конкурентними варіантами, що мають схожі технічні показники. Його правильна реалізація створює передумови для успішного ринкового старту. Резюмуючи проведені вище техніко-економічні розрахунки та порівняння можна зазначити:

- запропоновані для реалізації варіанти спираються на попит на електричну енергію району і динаміку їх змін;
- для реалізації слід обрати розглянуті технології та запропонований оптимальний варіант № 1;
- з огляду на рентабельність ринкова комерціалізація проекту є актуальною.

1.<https://www.elec.ru/viewer?url=files/2015/04/30/Silovye-transformatory.pdf>

РОЗДІЛ 5

Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях при експлуатації трансформаторів власних потреб ТРДНС-63000/35 на напругу 35/6,3 кВ

5.1 Загальна характеристика об'єкта

Трансформатор розташовується на відкритому повітрі під шинопроводом, який з'єднується із блочним трансформатором.

Трансформатор ТРДНС-63000/35 має наступні характеристики:

- повна потужність $P_{\text{ном}}=63000$ МВА;
- активна потужність $P_{\text{ном}}=53,550$ МВт;
- коефіцієнт потужності $\cos \varphi_n=0,85$;
- номінальна напруга $U_{\text{номВН}}=35$ кВ;
- номінальна напруга $U_{\text{номНН}}=6,3$ кВ;
- повна маса $m=85$ т;
- маса маса $m=16$ т.

Масляні трансформатори по критеріям вибухонебезпечності відносяться до категорії Б1, клас зони приміщення П-І. Періодично виконується перевірка частин конструкції трансформатора на висоті 6м.

Технічні характеристики трансформатора ТРДНС-63000-35-6,3 наведені в таблиці 5.1.

- Таблиця 5.1 Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ	Основні характеристики	Числове значення показника
Трансформатор власних потреб	Номінальна потужність	63 МВА
	Номінальна напруга	35/6,3 кВ
	Маса	85 т
	Маркування	ТРДНС-63000-35-6,3
	Габаритні розміри	6.5 x 5 x 6 м
Трансформаторное масло	Марка ГК II А	16 т

Загальна характеристика об'єкту наведена в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Трансформатор ТРДНС-63000- 35-6,3	Знаходиться на відкритом у повітрі	Окреме приміщення на поверхні землі.	Пожежебезпечне приміщення	Категорія Б1

5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту

Показники умов праці при експлуатації трансформатора наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад	Група з електробезпеки
Ввімкнення під напругу, проведення огляду та технічного контролю,	Огляд та технічний контроль кожен день, Ввімкнення під напругу з різною періодичністю	2 осіб	IV група

5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці під час виконання вказаних у пункті 5.2 робіт для бригади електротехнічних працівників наведено у табл. 5.4.

Таблиця 5.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	-15-+35 °С 55-80 % До 6 м/с
Важкість праці	Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	Стоячи, нормальна поза роботи. Підйом на висоту 6м. Статичні та динамічні навантаження 40 Вт, 210 Вт·год II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій	30 % робочого часу 1 зміна не більше 8 один 15 % робочого часу

5.4. Визначення шкідливих і небезпечних виробничих чинників роботою трансформатора типу ТРДНС-63000/35 на напругу 35/6,3кВ

5.4.1. Аналіз небезпечних факторів

При експлуатація трансформатора необхідно керуватися інструкціями заводу-виготовлювача [47], а також дотримуватися необхідних вказівок [48]. Після закінчення монтажу проводяться приймально-здавальні випробування

силового трансформатора у обсязі відповідно до вимог інструкції заводу-виготовлювача.

Під час експлуатації трансформатор повинен систематично піддаватися технічному контролю. Профілактичні випробування необхідно здійснювати в передбаченому обсязі.

Аналіз найбільш впливових НШВЧ при експлуатації трансформатора 35 кВ виконано у вигляді таблиці 5.5.

Таблиця 5.5. Характеристика небезпечних і шкідливих чинників

Найменування НШВЧ	Джерела НШВЧ	Кількісні оцінки
Ураження електричним струмом	Дотик або наближення на небезпечну відстань до струмовідних частин	Струм, що проходить через тіло при дотику до струмопровідної частини 100 А
	Поява напруги на корпусі	Струму, що проходить через тіло людини у випадку дотику до корпусу, А (4А)
Потрапляння під крокову напругу	Обрив і падіння на землю струмовідних частин	струму, що проходить через тіло людини при потраплянні під крокову напругу, А (0,75 А)
Вплив електромагнітного поля	Робота біля струмовідних частин та з електрообладнанням	Рівень напруженості ЕП, кВ/м (5,6 кВ/м на відстані 1м)
Рівень шуму	Акустичний шум у вигляді гудіння	Рівень шуму, дБА, (60 дБА)
Падіння з висоти	Роботи на висоті	Максимальна вертикальна відстань до місця роботи (6 м)

5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Технічні і організаційні заходи наведені в табл.5.6.

Таблиця 5.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Ізоляція	Робоча струмовідних частин	Робоча. Масляна. 3000 МОм
Огороджувальний засіб	Паркан	Сітчаста, висота 2 м, Встановлена по периметру
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Позмінна робота не більше 8 годин в день.	Робота за розпорядженням без наряду-допуску. Плакати безпеки розміщені на робочій панелі трансформатора та па огорожувальному паркані

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Результати вибору ЗІЗ наведено у вигляді таблиці 5.7.

Таблиця 5.7. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Martens». Черевики.	1 рік	Черевики шкіряні з маслобензостійкою підощвою
Захист	Захист від	Рукавички	Бавовняні - 10	Бавовняні,

рук	механічних ушкоджень, захист від ураження ел. струмом	бавовняні, при перемиканні напруги - діелектричні	робочих змін Діелектричні випробовують кожні 6 місяців	діелектричні
Захист голови	Захист від механічних ушкоджень	Каска захисна BLK	2 роки	Забезпечує захист голови від механічних травм
Захист від падіння з висоти	Захист від механічних ушкоджень	Страхувальний пояс Pavilok S-20	Перевіряють 6 місяців	Використовується під час роботи на висоті більш як 1,3 м.

Перелік заходів і засобів безпеки наведений в табл.5.9.

Таблиця 5.9. Перелік заходів і засобів безпеки

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Відповідна категорія приміщення (Б)	Горючі рідини (ГР) в такій кількості, що можуть утворювати вибухонебезпечні пилоповітряні або пароповітряні суміші
	Відповідна зона в електроприміщенні	Приміщення, в якому застосовуються або

	(П-І)	зберігаються горючі рідини з температурою спалаху вище 60 °С.
	Наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар)	Порошковий вогнегасник. Щит з інвентарем.
	Автоматична система пожежетушіння	Емність, установка до розпилення, сповіщувач, оповіщувач
Організаційні	Навчання та тренінги	Постійні періодичні (раз на місяць)
	Перевірка ізоляцій	Перед кожним ввімкненням
	Перевірка засобів пожеже тушіння	Відповідно до технічних умов кожен рік
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці

Перелік електрозахисних засобів наведено в таблиці 5.10.

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
ЕЗ індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні

			випробування - що 6 місяців
ЕЗ індивідуального захисту	Діелектричні боти	Для робіт під напругою до 35 кВ	Випробовують кожні 12 місяців
ЕЗ індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 35 кВ	Випробовують кожні 6 місяців
Інформативний стенд	Плакати безпеки	Організаційний засіб	3 комплекти
Захисне пристосування	Електровимірювальні кліщі	Ц4502	Використовуються на напругу 6 кВ Випробування 1 раз на рік
Захисне пристосування	Оперативна штанга	ШО-35У4, ШО-10У4	Використовуються на напругу 35 і 6 кВ Випробування 1 раз на рік
Захисне пристосування	Універсальна вимірювальна штанга	ШИ-35У4 ШИ-10У4	Використовуються на напругу 35 і 6 кВ Випробування 1 раз на рік
Захисне пристосування	Показчик напруги	УВН-35 УВН-10	Використовуються на напругу 35 і 6 кВ Випробування 1 раз на рік

5.7. Профілактичні заходи щодо забезпечення умов праці

Вихідні дані для розрахунку захисного заземлення трансформатора власних потреб типу ТРДНС-63000/35 на напругу 35/6,3 кВ:

1. Напруга заземлювального обладнання:
 - номінальна напруга на стороні ВН — 35 кВ;
 - номінальна напруга на стороні НН1 та НН2 — 6,3 кВ;
2. Дані для розрахунку струму замикання на землю:
 - l_k — загальна довжина підключених до мережі кабельних ліній рівна нулю, тому що обладнання встановлене на вулиці;
 - $l_{пл}$ — загальна довжина підключених до мережі повітряних ліній рівна 0,5 км;
3. ТВП типу ТРДНС-63000/35 на напругу 35/6,3 кВ розміщений на вулиці і займає площу: 6,5 x 5 x 6, де 4,8 м — ширина ТВП;
4. Грунт — суглинок $\rho=40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Розрахунок

1. Згідно вимог ПУЕ, в електроустановках напругою вище 1 кВ мережі з ізольованою нейтраллю опір заземлювального пристрою, при проходженні розрахункового струму замикання на землю в будь-яку пору року повинен бути рівним:

$$R_3 = \left(\frac{250}{I_3} \right) \leq 10 \text{ Ом}, \text{ тому приймаємо } R_3 = 7 \text{ Ом}, \text{ де}$$

I_3 — розрахунковий струм замикання на землю, А.

Розрахунковий струм замикання на землю знаходимо за формулою [2]:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot I_k + I_{пл})}{350}, \text{ де}$$

– U — фазна напруга мережі, В.

$$I_3 = \frac{24 \cdot 0,5}{350} = 0,034 \text{ А}.$$

2. Проводимо розрахунок методом коефіцієнта використання електродів, для розрахунку простих заземлювачів, тобто установок з невеликим струмами замикання на землю, для нього приймається одношарова структура ґрунту.

3. Вибираємо вид та розміщення штучних електродів заземлення — це смуга довжиною $l_r = 9$ м, шириною $b = 40$ мм, товщиною $s = 4$ мм². В якості вертикального заземлювача приймаємо стрижень діаметром $d = 16$ мм та довжиною $l = 2$ м.

4. Визначимо опір з'єднувальної смуги:

$$R_r = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l_r} \cdot \ln \frac{2 \cdot l_r^2}{b \cdot H}, \text{ де}$$

– $H = 0,6$ м — глибина закладання смуги.

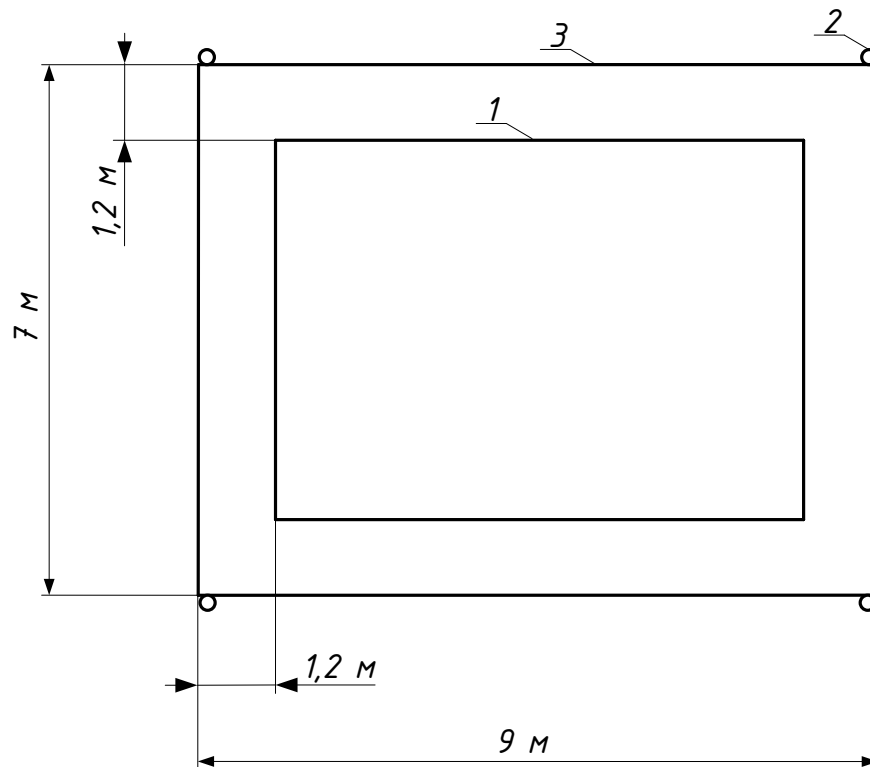
$$R_r = \frac{40}{2 \cdot 3,14 \cdot 9} \cdot \ln \frac{2 \cdot 9^2}{0,04 \cdot 0,6} = 6,24 \text{ Ом}.$$

5. Порівняємо R_r та R_3 :

$$R_r = 6,24 < R_3 = 7 \text{ Ом}.$$

Таким чином розрахунок закінчений.

Зобразимо план розташування заземлювачів, рисунок 5.1:



M=1:100

Рисунок 5.1. План розташування заземлювачів (1 – трансформатор власних потреб типу ТРДНС-63000/35 на напругу 35/6,3 кВ; 2 – вертикальний електрод; 3 – горизонтальна смуга).

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

У розділі охорони праці був досліджений процес експлуатації трансформатора ТРДНС-63000/35.

Наведено основні технічні характеристики трансформатора ТРДНС-63000/35 (номінальна потужність, номінальна напруга, маса, габарити), показники умов праці на території проведення робіт (місце та розташування проведення робіт, кваліфікація працівників, важкість праці, напруженість праці), перелік небезпечних і шкідливих виробничих, технічні і організаційні заходи (ізоляція, знаки безпеки, тривалість і порядок виконання робіт, категорії робіт і ін.), засоби індивідуального захисту (одяг, взуття, каска, рукавички), електрозахисті засоби.

Загальні висновки

Згідно завдання, спроектована ТЕЦ потужністю 580 МВт з генераторами ТВФ-63-2УЗ, ТВФ-120-2УЗ, ТГВ-320-2УЗ;

1. Вибрано розподільчий пристрій генераторної напруго 10,5 кВ для живлення місцевого навантаження та відкриті розподільчі пристрої 110 кВ та 330 кВ.

2. Обрані трансформатори зв'язку, блочні трансформатори, трансформатори власних потреб та резервні трансформатори.

3. Зроблений розрахунок струмів короткого замикання і виконано вибір та перевірка комутаційних апаратів та електричного обладнання.

4. У спеціальному питанні досліджувався двигун в колі власних потреб блоку 100 МВт. Визначення впливу напруги на режим роботи приводу живильного насосу, яким являється асинхронна машина, дозволить підвищити ефективність експлуатації парогенератора в перехідних режимах електроенергетичної системи пов'язаних зі зміною напруги в системі власних потреб теплової електричної станції.

Визначення впливу напруги на режим роботи приводу живильного насосу, яким являється асинхронна машина, дозволить підвищити ефективність експлуатації парогенератора в перехідних режимах електроенергетичної системи пов'язаних зі зміною напруги в системі власних потреб теплової електричної станції.

Список використаної літератури

1. Паспортные данные турбогенераторов [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <http://www.online-electric.ru/dbase/turbogen.php>.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі»(Електротехнічна частина) / Уклад.:
В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська- К.: ФЕА НТУУ “КПІ”,
2009. – 85 с.
3. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 157 с.
4. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 1 / Уклад.:
П.Л.Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ “КПІ”, 2003. – 73 с.
5. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 2 / Уклад.:
П.Л.Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ “КПІ”, 2004. – 36 с.
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 3 / Уклад.:
П.Л.Денисюк, Г.М.Гаєвська, Л.П.Федосенко, - К.: ФЕА НТУУ “КПІ”, 2004. – 13 с.
7. ВГГ-10 – вакуумный выключатель [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <http://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vgg-10-vakuumnyy-vyklyuchatel.html>.
8. Костерев Н.В. Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме./ К.: Вища шк., 1986.
9. Костерев Н.В., Денисюк П.Л. Оценивание параметров асинхронной машины//Моделирование и расчет на ЦВМ режимов энергетических систем./ К.: Наукова думка, 1977. – С. 66-75.