

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

(повне найменування інституту, факультету)

Кафедра відновлюваних джерел енергії

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ С. О. Кудря  
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Дипломний проєкт**

**на здобуття освітнього ступеня бакалавра**

за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка» по спеціалізації «Електричні станції»

(код і назва)

на тему: **Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора  
теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-г61-1  
(шифр групи)

\_\_\_\_\_ Бас Євгеній Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник асистент, Болотний М. П.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент ст.викл, к.т.н., Пекур П.П.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному  
проєкті немає запозичень з праць інших  
авторів без відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2020 р.

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики  
(повна назва)

Кафедра відновлюваних джерел енергії  
(повна назва)

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва)

Спеціалізація – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ С. О. Кудря  
(підпис) (ініціали, прізвище)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на дипломний проект студенту**

\_\_\_\_\_ Бас Євгеній Анатолійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора теплоелектроцентралі потужністю 920МВт

керівник проекту Болотний Микола Петрович, асистент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. №1048-с

2. Термін подання студентом проекту \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до проекту 1) кількість генераторів та їх потужність 2x60+2x100+2x300 МВт; 2) напруга на генераторному розподільчому пристрої – 10,5 кВ; 3) напруга видачі потужності в енергосистему – 110 кВ та 330 кВ; 4) максимальна потужність, яка розподіляється на генераторній напрузі – 87,6МВт; 5) кількість відгалужень від шин генераторної напруги – 26; 6) потужність, яка передається по розрахунковому відгалуженню від шин генераторної напруги – 5,93 МВт; 7) максимальна потужність графіка навантаження на напрузі 110 кВ – 98,7МВт; 8) вид палива – вугілля.

4. Зміст пояснювальної записки. 1) вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції: виконати техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електростанції та вибрати генератори, трансформатори; вибрати схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв; вибрати трансформатори та схему електропостачання власних потреб електростанції; вибрати схему електропостачання місцевого навантаження; 2) розрахунок струмів короткого замикання та вибір електричних апаратів: виконати розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ; вибрати комутаційні апарати, реактори та вимірювальні трансформатори за умовами нормального режиму та перевірити їх за результатами розрахунку струмів к.з.; 3) спеціальний розділ: оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) 1- головна схема електричних з'єднань електростанції; 2- побудова повної діаграми явнополюсного синхронного генератора; 3- оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора

#### 6. Консультанти розділів проекту\*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

\* Якщо визначені консультанти. Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту.

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

#### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електростанції		
2	Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв електростанції		
3	Розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ та вибір електричних апаратів		
4	Спеціальна розділ		
5	Представлення закінченої та оформленої роботи керівнику		

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

С.А. Бас

\_\_\_\_\_ (ініціали, прізвище)

Керівник проекту

\_\_\_\_\_ (підпис)

М.П. Болотний

\_\_\_\_\_ (ініціали, прізвище)

\_\_\_\_\_

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	1	
2	A4		Відгук керівника	1	
3	A4		Рецензія	1	
4	A4	141.61101.001.БР.ПЗ	Пояснювальна записка	95	
			Графічні документи		
5	A1	141.61101.001.БР.ТК1	Головна схема електричних з'єднань електростанції	1	
6	A1	141.61101.001.БР.ТК2	Принципова схема роботи СГ та результати розрахунку параметрів роботи СГ з видачею в мережу номінальної активної потужності	1	
7	A1	141.61101.001.БР.ТК3	Векторна діаграма роботи генератора з АВР на шини ЕС з $U=var$	1	

					<b>141.61101.001.БР.ВДП</b>		
З	Л	№ докум.	Підп	Д			
Розроб.	Бас Є.І				Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Болотний					4	95
Н.	Матесенко				НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського», кафедра відновлюваних джерел		
Затверд.	Кудря С.						
					Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт <b>Відомість дипломного проєкту</b>		

## Анотація

Дипломний проект містить 91 сторінку, 38 рисунків, 33 таблиці, 3 аркуші графічної частини.

У даному дипломному проекті розглянута електрична станція потужністю 920МВт(2х60+2х100+2х300МВт): обрана головна схема електричних з'єднань, а також проведено техніко-економічне обґрунтування вибору підключення місцевого навантаження.

Зроблено розрахунок струмів короткого озамикання за допомогою спеціалізованого ліцензійного програмного забезпечення, за результатами якого зроблена перевірка комутаційних апаратів та електричних апаратів на розрахунковому відгалуженні. Також розглянуті питання експлуатації.

В якості спеціального питання керівником була запропонована тема: оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора. Розглянута побудова повної діаграми явнополюсного синхронного генератора. Виконано розрахунок режимів роботи синхронного генератора та проведено оцінку допустимості його перевантаження.

					141.61101.001.БР.ПЗ	А
3	А	№ докум.	Підп	Д		5

The diploma project contains 91 pages, 38 figures, 33 tables, 3 sheets of the graphic part.

This diploma project considers a power plant with a capacity of 920 MW (2x60 + 2x100 + 2x300 MW): the main scheme of electrical connections is selected, as well as a feasibility study for the choice of local load connection.

The calculation of short-circuit currents is made with the help of specialized licensed software «Mathcad», based on the results of which the verification of switching devices and electrical devices on the settlement branch is made. Operation issues are also considered.

As a special question, the head proposed a topic: assessment of the overload of a synchronous generator. The construction of a complete diagram of an open-pole synchronous generator is considered. The modes of operation of the synchronous generator are calculated and the admissibility of its overload is evaluated.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	А
3	А	№ докум.	Підп	Д		6

<b>ЗМІСТ</b>	
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
<b>РОЗДІЛ 1 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ</b>	
<b>ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ</b>	<b>10</b>
1.1 Вибір структурної схеми електростанції	11
1.2 Вибір основного обладнання електростанції	14
1.2.1 Вибір генераторів	14
1.2.2 Вибір силових трансформаторів зв'язку	15
1.2.3 Вибір блочних трансформаторів	17
1.2.4 Вибір автотрансформатора зв'язку 330/110 кВ	18
1.2.5 Вибір блочного автотрансформатора зв'язку 330/110 кВ	22
1.2.6 Вибір секційного реактору	23
1.3 Техніко-економічне порівняння варіантів	23
Висновки до розділу 1	29
<b>РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ</b>	
<b>АПАРАТІВ</b>	<b>30</b>
2.1 Розрахункова схема	31
2.2 Розрахунок короткого замикання на ГРП-10.5	35
2.3 Вибір апаратури на розрахунковому відгалуженні	43
2.4 Відкриті розподільчі пристрої	54
2.5 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП 10.5, РП 110 та РП 330	67
Висновки до розділу 2	79
<b>РОЗДІЛ 3 ОЦІНКА ДОПУСТИМОСТІ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ</b>	
<b>СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА</b>	<b>80</b>
3.1 Огляд систем протиаварійної автоматики та можливих причин перевантаження генератора	81
3.2 Перевантаження генератора струмами статора і ротора	81
3.3 Застосування оцінки допустимості перевантаження синхронного генератора для налаштування пристроїв протиаварійної автоматики	87
Висновки до розділу 3	89
<b>ВИСНОВКИ</b>	<b>90</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	<b>91</b>

					<b>141.61101.001.БР.3</b>			
З	Л	№ докум.	Підп	Д				
Розроб.	Бас Є А				Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора теплоелектроцентралі	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Болотни						7	95
Н.	МатеснюО				НТУУ «КПІ ім.Ігоря 7 Сікорського», кафедра відновлюваних джерел			
Затверд.	КвляняС							

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПЛ – повітряні лінії

ЛЕП – лінії електропередач

ВП – власні потреби

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільчий пристрій

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ГРП – генераторний розподільчий пристрій

ЕС – електрична система

ЕЕС – електроенергетична система

МН – місцеве навантаження

АТ – автотрансформатор

ЛР – лінійний реактор

СР – секційний реактор

КЗ – коротке замикання

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	А
						8
З	А	№ докум.	Підп	Д		

## ВСТУП

Згідно завдання, буде спроектовано електричну станцію типу ТЕЦ потужністю 920 МВт і оцінено допустимість перевантаження генератора спроектованої станції. Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) - різновид теплової електростанції, яка не тільки виробляє електроенергію, але і є джерелом теплової енергії в централізованих системах теплопостачання (у вигляді пари і гарячої води, в тому числі і для забезпечення гарячого водопостачання та опалення житлових та промислових об'єктів).

Режим ТЕЦ – добовий та сезонний – визначається, в основному, споживанням тепла. Звичайно ТЕЦ розташовують в центрі теплового навантаження, якому відповідає велике споживання електроенергії. Тому, щоб уникнути подвійної трансформації, вигідно всю електроенергію, яку виробляє ТЕЦ, або значну частину її передавати місцевим споживачам на генераторній напрузі. Внаслідок цього потужність генераторів і трансформаторів зв'язку станції з системою не співпадають. Ця потужність приймається з розрахунку, щоб була забезпечена передача надлишкової електроенергії в систему при максимальному тепловому споживанні і мінімальному електричному навантаженні району, а з іншого боку, щоб було забезпечене живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні.

Місце (район) спорудження електричної станції повинне бути ув'язане з планом розвитку енергосистеми і, насамперед, відповідати призначенню і технологічним особливостям електростанції. Радіус передачі теплової енергії від ТЕЦ обмежений, тому що гарячу воду доцільно транспортувати на відстані до 35 км, а пар - до 8-12 км. В цьому випадку будівельний майданчик ТЕЦ розміщують в центрі теплових навантажень з урахуванням перспективи розвитку енергоспоживачів. Оскільки станція приближена до міста, приймаємо, що охолодження пари відбувається в градирнях.

Промислові ТЕЦ розташовують, як правило, у складі підприємств із загальними допоміжними господарствами й інженерними комунікаціями. Оскільки станція приближена до міста, приймаємо, що охолодження пари відбувається в градирнях, станція має склад палива, масляне господарство, підприємство хімічної водоочистки, ремонтні майстерні, побутові споруди,

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	А
						9
З	А	№ докум.	Підп	Д		

комунікації і т.п.

Вид палива – вугілля. Максимальна відстань від місця видобутку вугілля, до місця будівництва станції не повинна перевищувати 250 км.

Основні цілі проектування електростанцій:

- 1) створення умов для виробництва й видачі електроенергії відповідно до заданого графіка навантаження й інших технічних даних;
- 2) забезпечення необхідної надійності роботи електричного устаткування;
- 3) застосування сучасних електричних пристроїв та комутаційних апаратів;
- 4) забезпечення заданої якості електроенергії;
- 5) скорочення капітальних витрат на спорудження установок і зниження щорічних витрат при їхній експлуатації.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	A
						10
З	А	№ докум.	Підп	Д		

# РОЗДІЛ 1

## ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>			
З	Л	№ докум.	Підп	Д	Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт <b>.Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції</b>	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Бас Є.А					11	89	
Перевір.	Болотний							
Н.	МатєєнкоЮ					НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського», кафедра відновлюваних джерел		
Затверд.	КудряС.О.					<b>11</b>		

## 1.1. Вибір структурних схем електричної станції

Електрична схема станції повинна задовольняти наступні вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, а також відповідність технологічній схемі;
- легкість експлуатації, а саме: простота і наочність схеми; мінімальна кількість переключень, пов'язаних зі зміною режиму; придатність електричного обладнання до ремонту без порушення режиму установки;
- легкість споруди електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній;
- можливість автоматизації установки в економічно цілісному обсязі;
- достатня, економічно виправдана ступінь надійності.

На генераторній напрузі ТЕЦ широке поширення знайшли схеми з двома системами збірних шин і з секціонуванням робочих шин. Власні потреби і навантаження живляться від збірних шин окремими лініями. Кожне приєднання підключається до збірної шини через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (один з шинних роз'єднувачів нормально відключений).

Перевагою схеми з двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою перевагою є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочою системою шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

Розглянута схема є гнучкою, перераховані її якості говорять про достатню надійності енергопостачання.

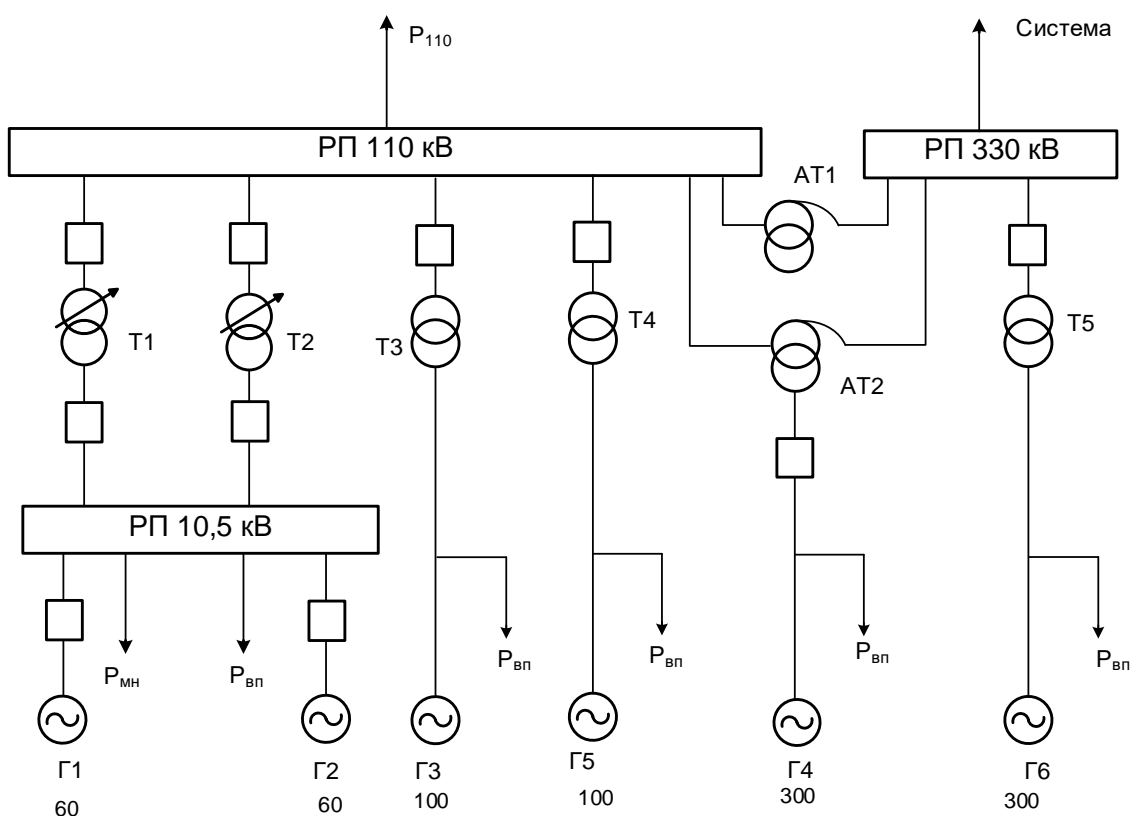
При заданому складі генеруючого обладнання можливі такі схеми електропостачання, де два або три генератори працюють на загальну систему

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	А
						12
З	А	№ докум.	Підп	Д		

шин. Складніші схеми для даного випадку неприйнятні, а вибрані варіанти економічно доцільні.

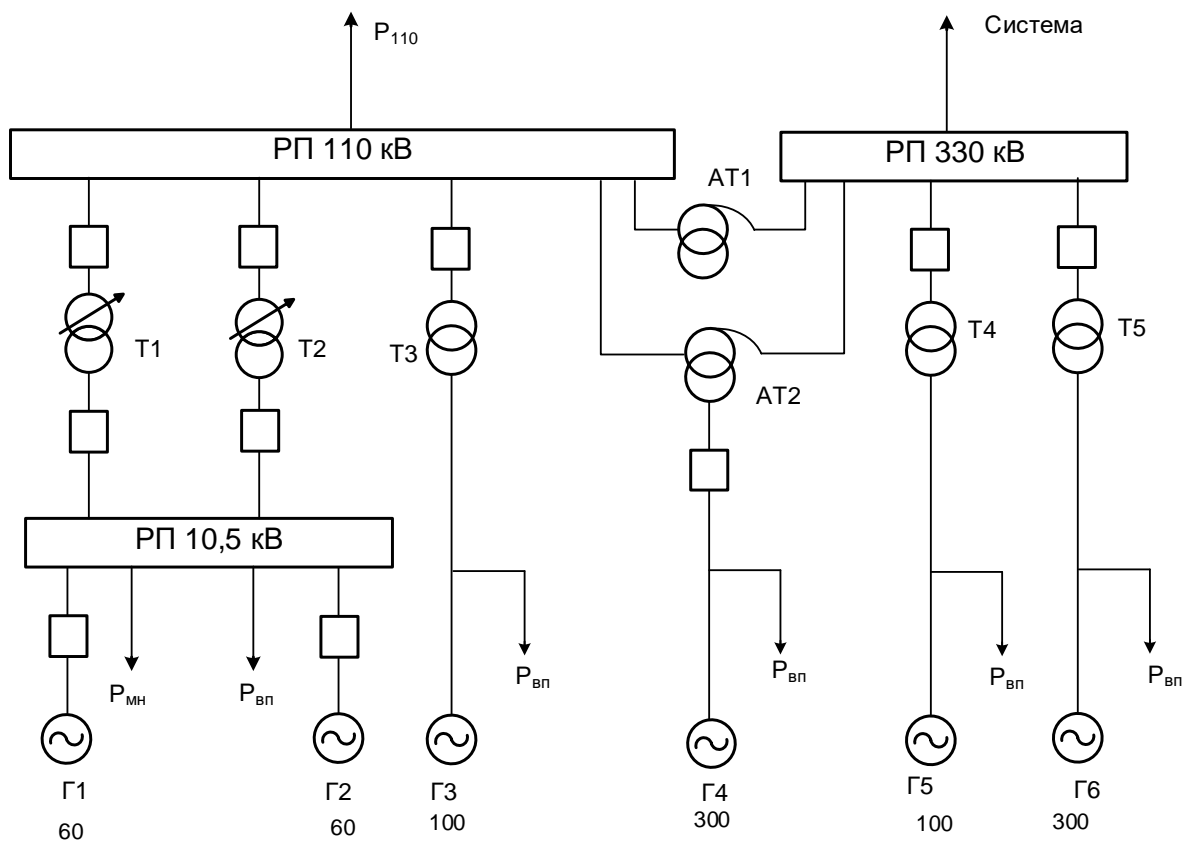
Структурні схеми обох варіантів дані на рис.1.1 , рис. 1.2і рис. 1.3, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої напруги РП і нижчої ГРП, місцеве навантаження  $R_{mn}$ , трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3,Т4 та Т5 ,а також автотрансформатори АТ1 і АТ2.

### Варіант 1

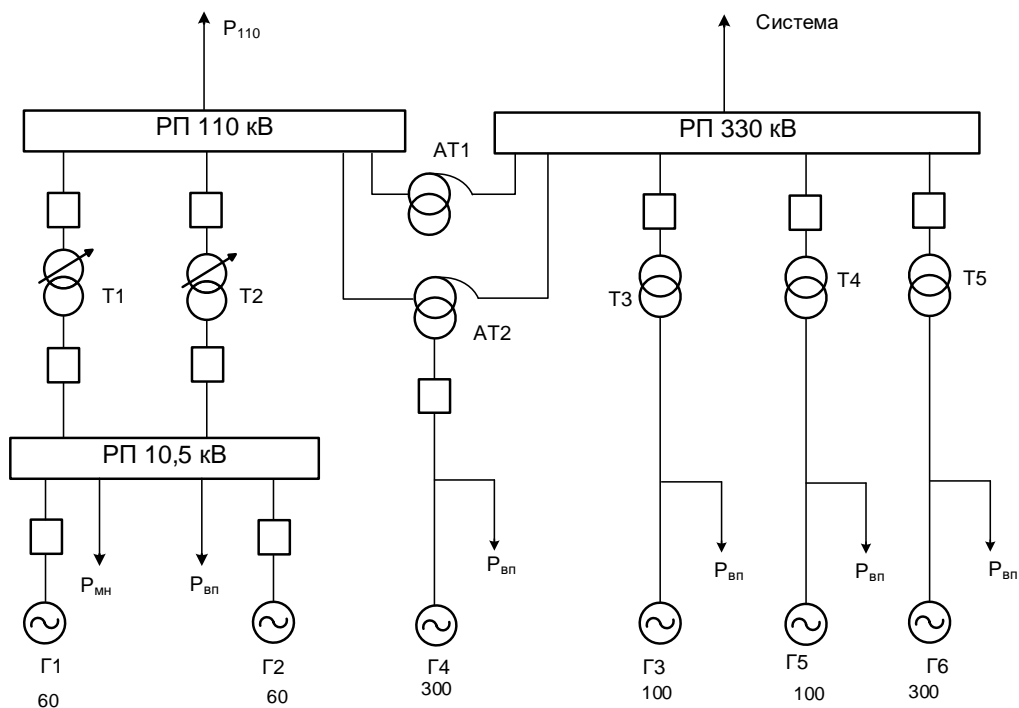


### Варіант 2

									Л
									13
3	А	№ докум.	Підп	Д					



**Варіант 3**



## **1.2. Вибір основного обладнання станції**

### **1.2.1 Вибір генераторів**

Згідно з завданням номінальна напруга генераторів становить 10,5 кВ і 20 кВ, в сумі вони повинні видавати активну потужність 920 МВт. Тому вибираємо

3	А	№ докум.	Підп	Д
---	---	----------	------	---

**141.61101.001.БР.ПЗ**

Л  
14

два генератора типу **ТВФ-63-2УЗ**, два генератора типу **ТВФ-120-2УЗ**, та два генератори **ТВФ-300-2УЗ** паспортні данні яких приведенні в

Табл. 1.1[4]:

**Таблиця 1.1**

Номінальні характеристики генераторів ТВФ-63-2УЗ, ТВФ-120-2УЗ, ТГВ-300-2УЗ:

	ТВФ-63-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ	ТГВ-300-2УЗ
Номінальна повна потужність $S_{ном}$ , МВА	78,75	125	353
Номінальна активна потужність $P_{ном}$ , МВт	63	100	300
Номінальна напруга $U_{ном}$ , кВ	10,5	10,5	20
Номінальний струм $I_{ном}$ , кА	4.33	6.875	10.2
Коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{ном}$	0,8	0,8	0,85
Над перехідний опір $X_d''$ , %	0,153	0,192	0,195
Номінальна частота обертання $n_{ном}$ , об/хв	3000	3000	3000

### 1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку

При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні та мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечення живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з

роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ГРУ. З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи та генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Виходячи з вимог надійності електропостачання місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатора зв'язку .

Навантаження власних потреб (ВП) приймаємо 10% від генерації (120 МВт).

Потужність, що передається через трансформатори:  $\Delta P = P_{Г} - P_{ВП} - P_{нав}$

Для трансформатора зв'язку визначаються наступні параметри приведені в Табл. 1.2:

**Таблиця 1.2**

Характеристики режимів трансформаторів зв'язку

Найменування величини	Одиниці вимірювань	Нормальний режим	Режим мінімального навантаження	Аварійний режим
Виробництво	МВт	120	120	60
Споживання на власні потреби	МВт	12	12	12
Місцеве навантаження	МВт	87.6	54.33	87.6
Перетік	МВт	20.4	53.67	-36.6

За найбільшим розрахунковим навантаженням  $P_{пер} = 53.67 \text{ МВА}$  визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{розрах.} = \frac{P_{пер}}{\cos \varphi_{нав} \cdot 2} = \frac{53.67}{2 \cdot 0.85} = 31.57 \text{ МВА}$$

В якості трансформаторів зв'язку вибираємо два трансформатори типу **ТДН-40000/110** (даємо заводу виробнику завдання на

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						16
3	А	№ докум.	Підп	Д		

виготовлення трансформатору без розщеплених обмоток), які мають паспортні дані приведені в Табл. 1.3[4]:

**Таблиця 1.3**

*Номінальні характеристики трансформатора ТДН-40000/110*

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДН-40000/110		
2	Номінальна потужність	МВА	S <sub>ном</sub>	40
3	Напруга короткого замикання трансформатора	%	U <sub>к</sub>	10.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U <sub>ВН</sub>	115
5	Напруга обмотки НН	кВ	U <sub>НН</sub>	10.5
6	Втрати х.х	кВт	ДР <sub>хх</sub>	34
7	Втрати к.з	кВт	ДР <sub>кз</sub>	170
8	Струм х.х	%	I <sub>хх</sub>	0.55

### 1.2.3 Вибір блочних трансформаторів

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Така зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 10.5 кВ та 20 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						17
3	А	№ докум.	Підп	Д		

При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{ТР розрах.} = S_{ГЕН} - S_{СН} = 125 - \frac{100 \cdot 0,1}{0,8} = 107,5 \text{ МВА}$$

$$S_{ТР розрах.} = S_{ГЕН} - S_{СН} = 353 - \frac{300 \cdot 0,1}{0,85} = 317,71 \text{ МВА}$$

1. Для першого варіанту: Вибираємо 2 трансформатори типу **ТДЦ-125000/110** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**.

2. Для другого варіанту: Вибираємо 1 трансформатори типу **ТДЦ-125000/110**, 1 трансформатор типу **ТДЦ-125000/330** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**.

3. Для третього варіанту: Вибираємо 2 трансформатор типу **ТДЦ-125000/330** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**.

**Таблиця 1.4**

Номінальні характеристики трансформаторів ТДЦ-125000/110, ТДЦ-125000/330, та ТДЦ-400000/330

Тип трансформатора	ТДЦ-125000/110	ТДЦ-125000/330	ТДЦ-400000/330
Номінальна потужність $S_{ном}$ , МВА	125	125	400
Напруга к.з трансформатора $U_k$ , %	10,5	11	11,5
Напруга обмотки ВН $U_{ВН}$ , кВ	121	347	347
Напруга обмотки НН $U_{НН}$ , кВ	10,5	10,5	20
Втрати х.х $\Delta P_{ХХ}$ , кВт	120	125	300
Втрати к.з $\Delta P_{КЗ}$ , кВт	400	380	790
Струм х.х $I_{ХХ}$ , %	0,55	0,55	0,45

**1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку 330/110 кВ.**

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи. Для вибору автотрансформаторів зв'язку розглянемо 3 режима:

- 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).

Необхідна активна потужність автотрансформаторів:

*1 варіант*

Нормальний режим:

$$S_{норм} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{наг}} = \frac{320}{0.8} - \frac{98.7 + 87.6 + 32}{0.85} = 143.176 МВА$$

Режим мін. навантажень:

$$S_{мін} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{наг}} = \frac{320}{0.8} - \frac{69.09 + 61.32 + 32}{0.85} = 198.93 МВА$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{мн} + P_{вп}}{\cos \varphi_{наг}} = \frac{220}{0.8} - \frac{98.7 + 87.6 + 32}{0.85} = 18.18 МВА$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{розрах.АТ} = S_{мін} = 198.93 МВА$$

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.1.5[4]:

**Таблиця 1.5**

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						19
3	А	№ докум.	Підп	Д		

$S_H, \text{MVA}$	200	$\Delta P_{K(\text{BH-НН})}, \text{кВт}$	400
$U_{\text{BH}}, \text{кВ}$	330	$\Delta P_{K(\text{CH-НН})}, \text{кВт}$	350
$U_{\text{CH}}, \text{кВ}$	115	$U_{K(\text{BH-CH})}, \%$	10.5
$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	10,5	$U_{K(\text{BH-НН})}, \%$	38
$\Delta P_{\text{XX}}, \text{кВт}$	155	$U_{K(\text{CH-НН})}, \%$	25
$\Delta P_{K(\text{BH-CH})}, \text{кВт}$	560	$I_{\text{XX}}, \%$	0,45

*2 варіант*

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вн}}}{\cos \varphi_{\text{наг}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{98.7 + 87.6 + 22}{0.85} = 29.94 \text{MVA}$$

Режим мін. навантажень:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вн}}}{\cos \varphi_{\text{наг}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{69.09 + 61.32 + 22}{0.85} = 95.69 \text{MVA}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вн}}}{\cos \varphi_{\text{наг}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{98.7 + 87.6 + 22}{0.85} = -101.06 \text{MVA}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{\text{розрах. АТ}} = S_{\text{мін}} = 101.06 \text{MVA}$$

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.1.6[4]:

**Таблиця 1.6**

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						20
3	А	№ докум.	Підп	Д		

$S_H, \text{MVA}$	200
$U_{BH}, \text{кВ}$	330
$U_{CH}, \text{кВ}$	115
$U_{HH}, \text{кВ}$	10,5
$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	155
$\Delta P_{K(BH-CH)}, \text{кВт}$	560
$\Delta P_{K(BH-HH)}, \text{кВт}$	400
$\Delta P_{K(CH-HH)}, \text{кВт}$	350
$U_{K(BH-CH)}, \%$	10.5
$U_{K(BH-HH)}, \%$	38
$U_{K(CH-HH)}, \%$	25
$I_{XX}, \%$	0,45

### 3 варіант

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{наг}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{98.7 + 87.6 + 12}{0.85} = -83.29 \text{MVA}$$

Режим мін. навантажень:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{наг}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{69.09 + 61.32 + 12}{0.85} = -17.54 \text{MVA}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_z}{\cos \varphi_z} - \frac{P_{110} + P_{\text{мн}} + P_{\text{вп}}}{\cos \varphi_{\text{наг}}} = \frac{60}{0.8} - \frac{98.7 + 87.6 + 12}{0.85} = -158.29 \text{MVA}$$

У даному варіанті найбільшим навантаженням АТ буде режим мінімальних навантажень.

$$S_{\text{розрах. АТ}} = S_{\text{мін}} = 158.29 \text{MVA}$$

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						21
3	А	№ докум.	Підп	Д		

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-200000/330/110 з параметрами які занесені до табл.1.7[4]:

**Таблиця 1.7**

$S_H, \text{MBA}$	200
$U_{BH}, \text{кВ}$	330
$U_{CH}, \text{кВ}$	115
$U_{HH}, \text{кВ}$	10,5
$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	155
$\Delta P_{K(BH-CH)}, \text{кВт}$	560
$\Delta P_{K(BH-HH)}, \text{кВт}$	400
$\Delta P_{K(CH-HH)}, \text{кВт}$	350
$U_{K(BH-CH)}, \%$	10.5
$U_{K(BH-HH)}, \%$	38
$U_{K(CH-HH)}, \%$	25
$I_{XX}, \%$	0,45

### 1.2.5 Вибір блочного автотрансформатора зв'язку 330/110 кВ.

Оскільки до блочного автотрансформатора буде підключено генератор потужністю 300 МВт, то обираємо автотрансформатор АТДЦТН-400000/330/110 з параметрами, які занесені до табл. 1.8[4]:

**Таблиця 1.8**

$S_H, \text{MBA}$	400
$U_{BH}, \text{кВ}$	330
$U_{CH}, \text{кВ}$	115
$U_{HH}, \text{кВ}$	20
$\Delta P_{XX}, \text{кВт}$	180

$\Delta P_{K(BH-CH)}$ , кВт	720
$\Delta P_{K(BH-НН)}$ , кВт	400
$\Delta P_{K(CH-НН)}$ , кВт	350
$U_{K(BH-CH)}$ , %	10.5
$U_{K(BH-НН)}$ , %	54
$U_{K(CH-НН)}$ , %	42
$I_{XX}$ , %	0.25

### 1.2.6 Вибір секційного реактору.

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HT}} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.474 \text{ кА.}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з параметрами, які приведені в табл.1.9[4]

Таблиця 1.9

$U_{BH}$ ,кВ	Тривалий струм,А	$X_{НОМ}$ , Ом	Номін.втрати на фазу,кВт	$I_{дин}$ , кА	$I_{ТЕРМ}$ , кА	$t_{ТЕРМ}$ , С
10	2500	0.35	23.9	37	14.6	8

Для 1-го, 2-го та 3-го варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

### 1.3 Техніко-економічне порівняння варіантів

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						23
З	А	№ докум.	Підп	Д		

$t = 8760 \text{ год.}$

$\tau = 3500 \text{ год.}$

Техніко-економічне порівняння варіантів зведено в табл.1.10-1.13.

Таблиця 1.10

Втрати потужності(кВт. год)

Найменування обладнання	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
	Кількість,шт	Втрати енергії	Кількість,шт	Втрати енергії	Кількість,шт	Втрати енергії
ТДН-40000/110	2	480001,11	2	480001,11	2	480001,11
ТДЦ-125000/110	2	1568920	1	2086640	0	-
ТДЦ-125000/330	0	-	1	2078668	2	1586834
ТДЦ-400000/330	1	4372363,225	1	4372363,225	1	4372363,225
АТДЦПН-200000/330/110	1	2755302,266	1	2153232,097	1	3138636,87
АТДЦПН-400000/330/110	1	3166599,395	1	3166599,395	1	3166599,395
Комірка ЗРП-10,5 кВ з ВВГ-10	2	-	2	-	2	-
Комірка ВРП-110 кВ з ЛВГ-145	6	-	5	-	4	-
Комірка ВРП -330 кВ з НРЛ420В3	3	-	4	-	5	-
РБГ - 10-2500-0.35У3	1	-	1	-	1	-
РБД-10-2500-0.14У3	10	11513,4075	10	11513,4075	10	11513,4075
Разом:		12354699,40		14349017,23		12755948,01

## Складаємо порівняльну таблицю вартості варіантів

Найменування обладнання	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
	Кількість,шт	Вартість, тис.грн	Кількість,шт	Ціна, тис.грн	Кількість,шт	Вартість, тис.грн
ТДН-40000/110	2	2694,83542	2	1347,41771	2	2694,83542
ТДЦ-125000/110	2	7255,32612	1	3627,66306	0	0
ТДЦ-125000/330	0	0	1	4389,4723	2	8778,9446
ТДЦ-400000/330	1	9665,13087	1	9665,13087	1	9665,13087
АТДЦПН-200000/330/110	1	7540,35679	1	7540,35679	1	7540,35679
АТДЦПН-400000/330/110	1	8550,92007	1	8550,92007	1	8550,92007
Ячейка ЗРУ -10,5 кВ						
з ВВГ-10	2	67,3708	2	33,6854	2	67,3708
Ячейка ОРУ-110 кВ						
з ЛВГ-145	6	4042,248	5	673,708	4	2694,832
Ячейка ОРУ-330 кВ						
з НРЛ420В3	3	5208,285	4	1736,095	5	8680,475
РБГ-10-2500-0.35У3	1	214,032	1	214,032	1	214,032
РБД-10-2500-0.14У3	10	51,853	10	51,853	10	518,53
Разом:		45757,03507		47581,23131		49405,42755

Таблиця 1.12

## Розрахунок щорічних витрат тис.грн

Найменування обладнання	Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3					
	Кількість ,шт	Витрати на амортизацію ,тис. грн	Витрати на обслуговування ,тис.грн	Вартість втрат ,тис.грн	Кількість ,шт	Витрати на амортизацію ,тис. грн	Витрати на обслуговування ,тис.грн	Вартість втрат ,тис.грн	Кількість ,шт	Витрати на амортизацію ,тис. грн	Витрати на обслуговування ,тис.грн	Вартість втрат ,тис.грн
ТДЦ-40000/110	2	253,315	80,845	209,328	2	253,315	80,845	209,328	2	253,315	80,845	209,328
ТДЦ-125000/110	2	682,001	217,660	684,206	1	341,000	108,830	909,984	0	0,000	0,000	0,000
ТДЦ-125000/330	0	0,000	0,000	0,000	1	368,716	87,789	906,507	2	737,431	175,579	692,018
ТДЦ-400000/330	1	811,871	193,303	1906,788	1	811,871	193,303	1906,788	1	811,871	193,303	1906,788
АТДЦН-200000/330/110	1	633,390	150,807	1201,587	1	633,390	150,807	939,025	1	633,390	150,807	1368,760
АТДЦН-400000/330/110	1	718,277	171,018	1380,954	1	718,277	171,018	1380,954	1	718,277	171,018	1380,954
Комір. ЗРП-10,5 кВ з ВВГ-10	2	6,333	2,021	0,000	2	6,333	2,021	0,000	2	6,333	2,021	0,000
Комір ВРП-110 кВ з ЛВГ-145	6	379,971	121,267	0,000	5	316,643	101,056	0,000	4	253,314	173,610	0,000
Комір ВРП-330 кВ з НРЛ420В3	3	437,496	104,166	0,000	4	583,328	138,888	0,000	5	729,160	6,421	0,000
РБГ-10-2500-0.35У3	1	20,119	6,421	0,000	1	20,119	6,421	0,000	1	20,119	6,421	0,000
РБГ-10-2500-0.14У3	10	48,742	15,556	5,021	10	48,742	15,556	5,021	10	48,742	15,556	5,021
Разом:		3991,514	1063,064	5387,884		4101,733	1056,534	6257,606		4211,952	1050,005	5562,869

Розрахунок:

1) Прибуток

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\max} = 920000 \cdot 3500 \cdot 0.4361 = 1491.182 \text{ млн. грн}$$

2) Балансовий прибуток

$$\Pi_{\delta t} = D_t - B_{et} - B_{втрат} - A_{pt} = 1491.182 - 1.0631 - 5.387 - 3.991 = 1480.74 \text{ млн. грн}$$

3) Податок на прибуток

$$H_{nt} = \rho \cdot \Pi_{\delta t} = 0.21 \cdot 1480.74 = 310.95 \text{ млн. грн}$$

4) Поточний річний чистий прибуток

$$\Pi_{pt} = \Pi_{\delta t} - H_{nt} = 1480.74 - 310.95 = 1169.0 \text{ млн. грн}$$

5) Інтегральний ефект

$$\Pi_{\delta c} = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{E} \cdot K = \frac{1169.0 + 3.991}{0.1} \cdot 45.75 = 11692 \text{ млн. грн}$$

6) Рентабельність інвестицій

$$R_t = \frac{\Pi_{pt} + A_{pt}}{K} = \frac{1169.0 + 3.991}{45.75} = 25.652$$

7) Строк окупності

$$T_{ок} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{25.652} = 0.039$$

					141.61101.001.БР.ПЗ	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		27

**Таблиця 1.13**

Результати розрахунку показників ефективності, млн.грн

	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Прибуток:	1491,182	1491,182	1491,182
Балансовий прибуток:	1480,740	1479,350	1479,524
Податок на прибуток:	310,955	310,663	310,700
Поточний річний частий прибуток	1169,784	1168,686	1168,824
Інтегральний ефект:	11692,000	11679,656	11679,671
Рентабельність інвестицій	25,652	22,741	20,442
Срок окупності:	0,039	0,044	0,049

Отже, за рахунок більшого значення інтегрального ефекту і менших затрат на виробництво електроенергії вибираємо 1 варіант схеми.

## Висновки до розділу 1

В даному розділі було проведено техніко-економічне обґрунтування вибору головної схеми станції. Обрано варіант, при якому два генератори приєднано до ГРП, два блочні і приєднані до шин РП 110 КВ, ще два блочні: один приєднано до автотрансформатора зв'язку, інший – до шин РП 330 кВ.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		29

# РОЗДІЛ 2

## РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>			
З	Л	№ докум.	Підп	Д	Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт <b>.Розрахунок струмів КЗ та вибір          електричних апаратів</b>	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Бас Є.А					30	89	
Перевір.	Болотний					НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського», кафедра відновлюваних джерел		
Н.	МатесенкоЮ					31		
Затверд.	КудряС.О.							

## 2. Розрахунок струмів короткого замикання

### 2.1. Розрахункова схема

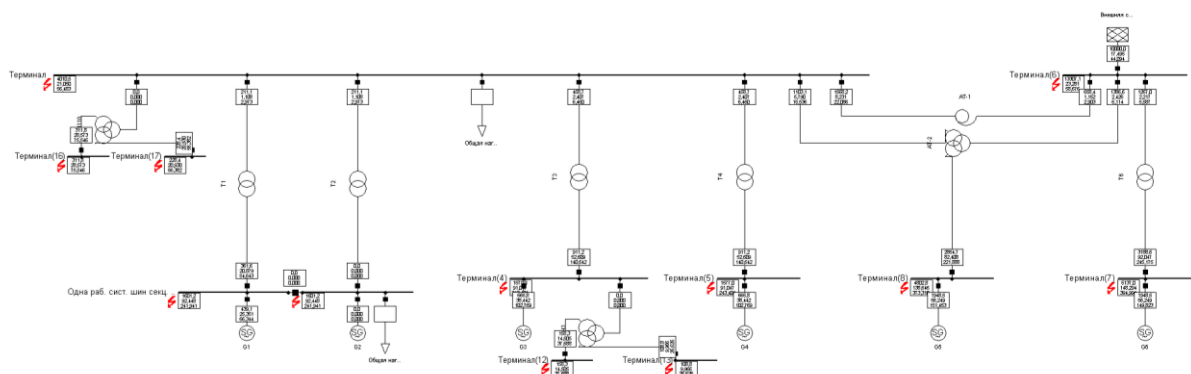


Рис.2.1 Розрахункова схема

### Складання схеми заміщення і визначення опору системи

Знайдемо величини опорів елементів схеми заміщення у відносних одиницях. За базисну приймемо потужність  $S_{\bar{\sigma}} = 78.75$  МВА. За базисну візьмемо напругу  $U_{\bar{\sigma}} = 10,5$  кВ.

Опори генераторів:

$$\bar{X}_{Г1*} = \bar{X}_{Г2*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.G.}} = \frac{15.3}{100} \cdot \frac{78.75}{78.75} = 0.153 в.о$$

$$\bar{X}_{Г3*} = \bar{X}_{Г4*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.G.}} = \frac{19.2}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.121 в.о$$

$$\bar{X}_{Г5*} = \bar{X}_{Г6*} = \frac{X_{d\%}''}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.G.}} = \frac{19.5}{100} \cdot \frac{78.75}{353} = 0.044 в.о$$

Опори трансформаторів:

$$\bar{X}_{Т1*} = \bar{X}_{Т2*} = \frac{U_K\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T.}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{40} = 0.207 в.о$$



$$X_1 = \frac{X_{Г1}}{2} = \frac{0.153}{2} = 0.077 \text{ в.о}$$

$$X_2 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0.207}{2} = 0.103 \text{ в.о}$$

$$X_3 = X_{Г3} + X_{T3} = 0.121 + 0.066 = 0.187 \text{ в.о}$$

$$X_4 = X_3 = 0.187 \text{ в.о}$$

$$X_5 = \frac{X_{AT} \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.041 \cdot 0.082}{0.041 + 0.082 + 0.04} = 0.021 \text{ в.о}$$

$$X_6 = \frac{X_{AT} \cdot X_B}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.041 \cdot 0.04}{0.041 + 0.04 + 0.082} = 0.01 \text{ в.о}$$

$$X_7 = \frac{X_B \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.04 \cdot 0.082}{0.041 + 0.04 + 0.082} = 0.02 \text{ в.о}$$

$$X_8 = X_{Г5} + X_H = 0.044 + 0.084 = 0.127 \text{ в.о}$$

$$X_9 = X_{Г6} + X_{T4} = 0.044 + 0.023 = 0.066 \text{ в.о}$$

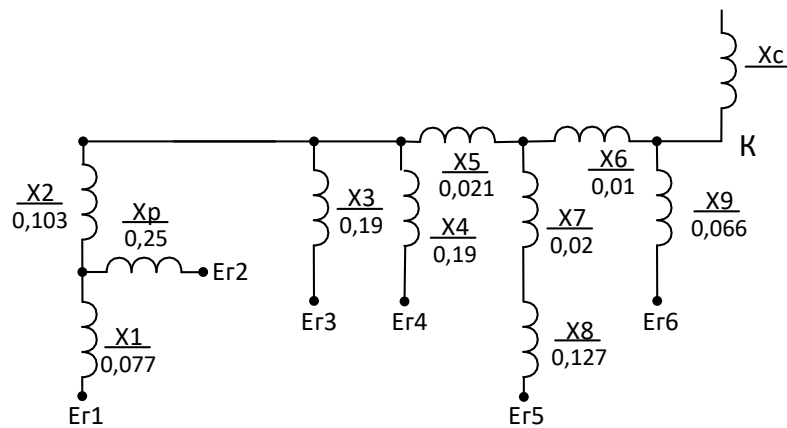


Рис.2.3

$$X_{10} = \frac{X_1 X_p}{X_1 + X_p} = \frac{0.077 \cdot 0.25}{0.077 + 0.25} = 0.059 \text{ в.о}$$

$$X_{11} = \frac{X_3}{2} = \frac{0.19}{2} = 0.095 \text{ в.о}$$

$$X_{12} = X_{10} + X_2 = 0.059 + 0.103 = 0.162 \text{ в.о}$$

$$X_{13} = X_7 + X_8 = 0.02 + 0.127 = 0.147 \text{ в.о}$$

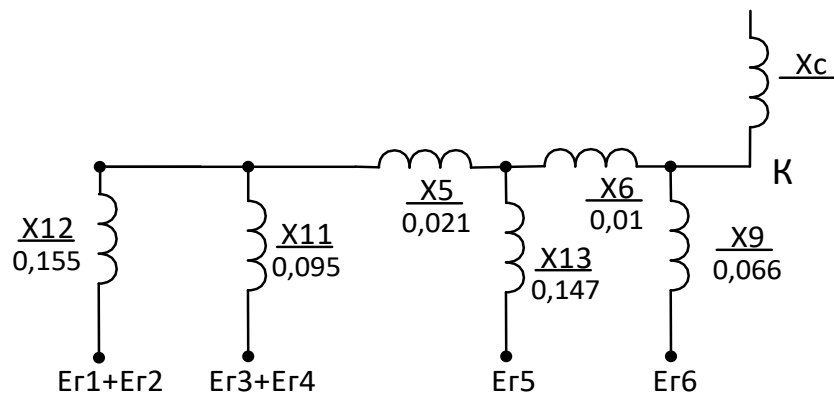


Рис.2.4

$$X_{14} = \frac{X_{11} X_{12}}{X_{11} + X_{12}} = \frac{0,095 \cdot 0,162}{0,095 + 0,162} = 0,066 \text{ в.о}$$

$$X_{15} = X_{14} + X_5 = 0,06 + 0,021 = 0,081 \text{ в.о}$$

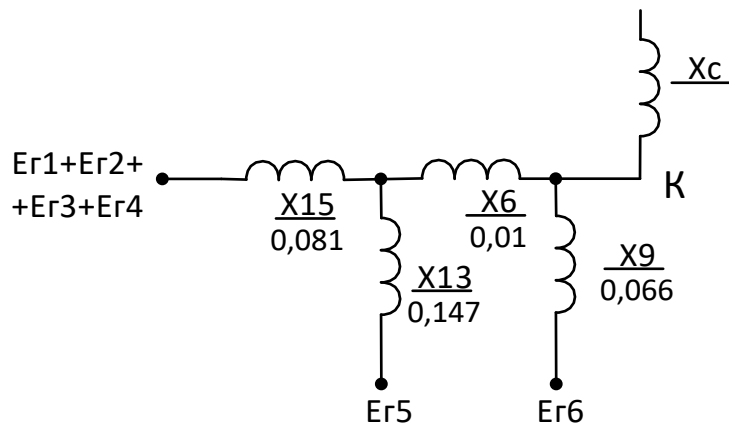


Рис.2.5

$$X_{16} = \frac{X_{15} X_{13}}{X_{15} + X_{13}} = \frac{0,081 \cdot 0,147}{0,081 + 0,147} = 0,052 \text{ в.о}$$

$$X_{17} = X_{16} + X_6 = 0,052 + 0,01 = 0,062 \text{ в.о}$$

$$X_{cm} = \frac{X_{17} X_9}{X_{17} + X_9} = \frac{0,062 \cdot 0,66}{0,062 + 0,66} = 0,032 \text{ в.о}$$

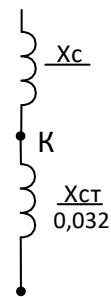


Рис.2.6



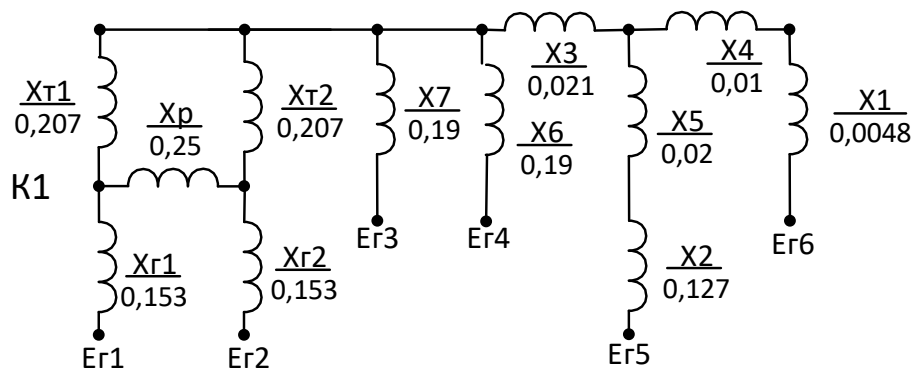


Рис.2.8

$$X_8 = X_1 + X_4 = 0.0048 + 0.01 = 0.0148 \text{ в.о}$$

$$X_9 = X_2 + X_5 = 0.02 + 0.127 = 0.0147 \text{ в.о}$$

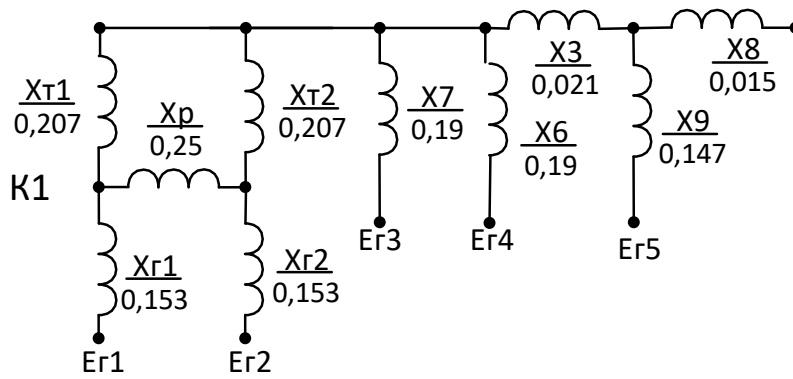


Рис.2.9

$$X_{10} = \frac{X_9 X_8}{X_9 + X_8} = \frac{0.015 \cdot 0.147}{0.015 + 0.147} = 0.014 \text{ в.о}$$

$$X_{z1} = \frac{X_p \cdot X_{T1}}{X_{T1} + X_{T2} + X_p} = \frac{0.25 \cdot 0.207}{0.25 + 0.207 + 0.207} = 0.078 \text{ в.о}$$

$$X_{z2} = \frac{X_p \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2} + X_p} = \frac{0.25 \cdot 0.207}{0.25 + 0.207 + 0.207} = 0.078 \text{ в.о}$$

$$X_{z1} = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2} + X_p} = \frac{0.207 \cdot 0.207}{0.25 + 0.207 + 0.207} = 0.064 \text{ в.о}$$

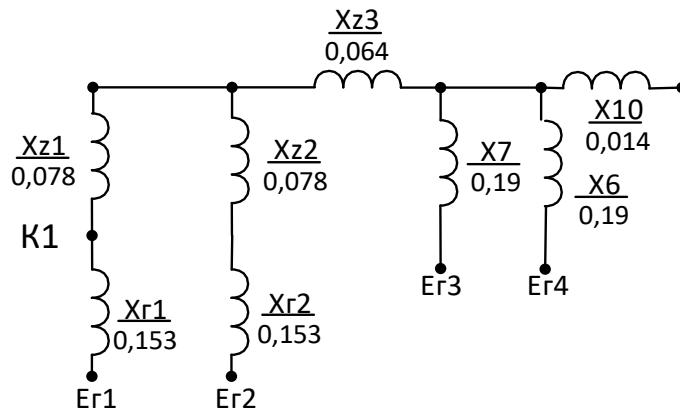


Рис.2.10

$$X_{11} = \frac{X_6}{2} = \frac{0,19}{2} = 0,095 \text{ в.о}$$

$$X_{12} = \frac{X_{10} X_{11}}{X_{10} + X_{11}} = \frac{0,014 \cdot 0,095}{0,014 + 0,095} = 0,012 \text{ в.о}$$

$$X_{13} = X_{12} + X_{z3} = 0,012 + 0,064 = 0,076 \text{ в.о}$$

$$X_{14} = X_{z2} + X_{r2} = 0,078 + 0,153 = 0,231 \text{ в.о}$$

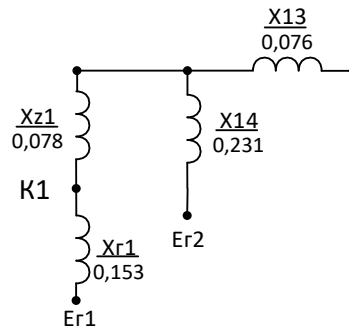


Рис.2.11

$$X_{cm} = \frac{X_{14} X_{13}}{X_{14} + X_{13}} + X_{z1} = \frac{0,076 \cdot 0,231}{0,076 + 0,231} + 0,078 = 0,135 \text{ в.о}$$

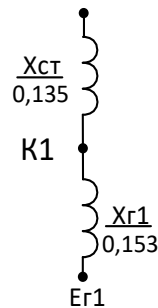


Рис.2.12

$$X_{екв} = \frac{X_{cm} \cdot X_{r1}}{X_{cm} + X_{r1}} = \frac{0,135 \cdot 0,153}{0,135 + 0,153} = 0,072 \text{ в.о}$$

Знайдемо коефіцієнти струморозподілу по гілкам схеми:

$$C = 1$$

$$C_1 = C \frac{X_{cm}}{X_{cm} + X_{r1}} = 1 \cdot \frac{0,135}{0,135 + 0,153} = 0,469$$

$$C_2 = C \frac{X_{r1}}{X_{cm} + X_{r1}} = 1 \cdot \frac{0,153}{0,135 + 0,153} = 0,531$$

					141.61101.001.БР.ПЗ	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		37

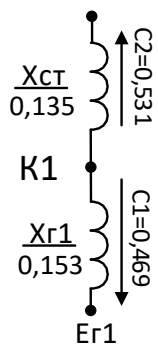


Рис.2.13

$$C_3 = C_2 \frac{X_{13}}{X_{13} + X_{14}} = 0,531 \cdot \frac{0,076}{0,076 + 0,231} = 0,132$$

$$C_4 = C_2 \frac{X_{14}}{X_{13} + X_{14}} = 0,531 \cdot \frac{0,231}{0,076 + 0,231} = 0,399$$

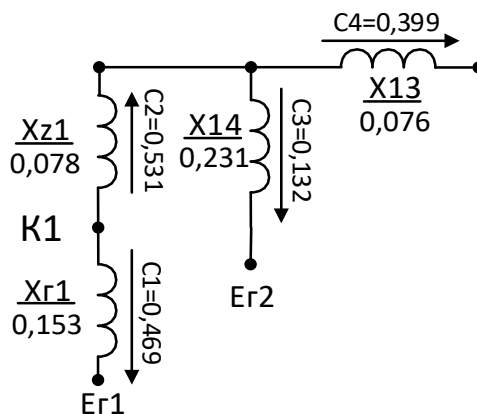


Рис.2.14

$$C_5 = C_4 \frac{X_{10}}{X_{11} + X_{10}} = 0,399 \cdot \frac{0,095}{0,095 + 0,014} = 0,05$$

$$C_{6.1} = \frac{C_5}{2} = \frac{0,05}{2} = 0,025$$

$$C_{6.2} = C_{6.1} = 0,025$$

$$C_7 = C_4 \frac{X_{11}}{X_{11} + X_{10}} = 0,399 \cdot \frac{0,014}{0,095 + 0,014} = 0,349$$

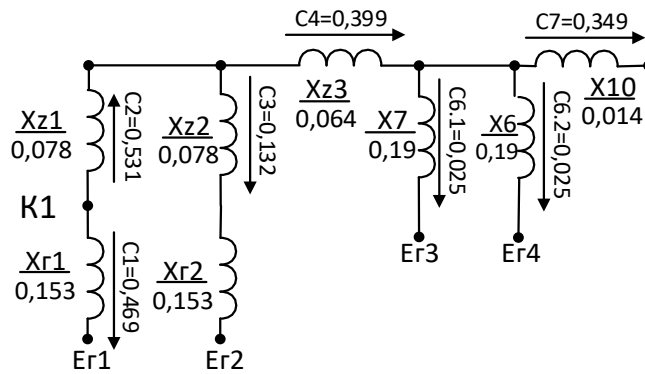


Рис.2.15

$$C_8 = C_7 \frac{X_8}{X_8 + X_9} = 0,349 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 0,147} = 0,032$$

$$C_9 = C_7 \frac{X_9}{X_8 + X_9} = 0,349 \cdot \frac{0,147}{0,015 + 0,147} = 0,317$$

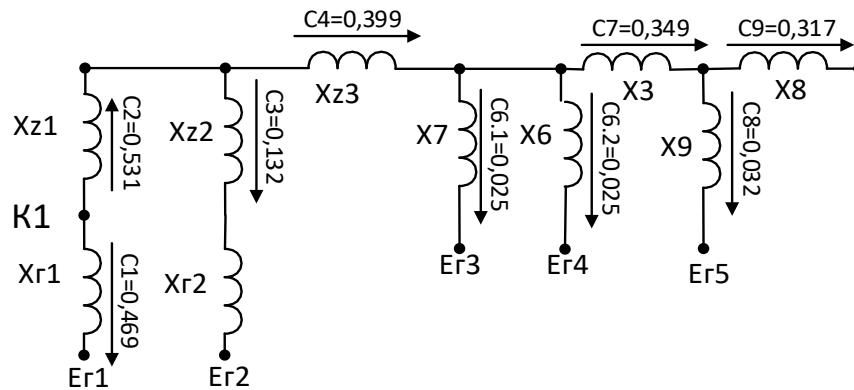


Рис.2.16

$$C_{10} = C_9 \frac{X_{T5} + X_{r6}}{X_{T5} + X_{r6} + X_c} = 0,317 \cdot \frac{0,066}{0,066 + 0,005178} = 0,294$$

$$C_{11} = C_9 \frac{X_c}{X_{T5} + X_{r6} + X_c} = 0,317 \cdot \frac{0,005178}{0,066 + 0,005178} = 0,023$$

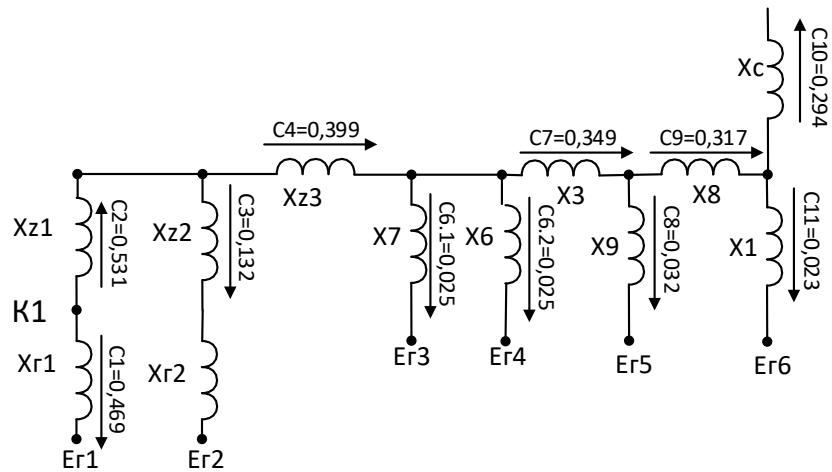


Рис.2.17

$$C_1 + C_3 + C_5 + C_8 + C_{10} + C_{11} = 0.469 + 0.132 + 0.05 + 0.032 + 0.294 + 0.023 = 1$$

Вихідну систему замінюємо еквівалентною з трьома променями, в першому – генератор Г1, в другому – система, в третьому – генератори Г2, Г3, Г4, Г5, Г6.

Табл.2.1

Назва променя	№ променя	S <sub>п</sub> , МВА	C
Г <sub>1</sub>	1	78.75	0,469
Система	2	78.75	0,294
Г <sub>2</sub> , Г <sub>3</sub> , Г <sub>4</sub> , Г <sub>5</sub> , Г <sub>6</sub>	3	1034,75	0,237

Для променів маємо:

1) для променя 1:

номінальний струм променя

$$I_{нл1} = \frac{S_{л1}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ кА}$$

розрахунковий опір променя при трьохфазном КЗ:

$$X_{\text{розрах.13}} = \frac{X_E \cdot S_{л1}}{C_{л1} \cdot S6} = \frac{0.072 \cdot 78.75}{0.469 \cdot 78.75} = 0.153$$

розрахунковий опір променя при двухфазном КЗ:

$$X_{\text{розрах.12}} = \frac{2X_E \cdot S_{л1}}{C_{л1} \cdot S6} = \frac{2 \cdot 0.072 \cdot 78.75}{0.469 \cdot 78.75} = 0.306$$

2) для променя 2:

номінальний струм променя

$$I_{нл2} = \frac{S_{л2}}{\sqrt{3} \cdot U6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ кА}$$

розрахунковий опір променя при трьохфазном КЗ:

$$X_{\text{розрах.23}} = \frac{X_E \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S6} = \frac{0.072 \cdot 78.75}{0.294 \cdot 78.75} = 0.245$$

розрахунковий опір променя при двухфазном КЗ:

$$X_{\text{розрах.22}} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л2}}{C_{л2} \cdot S6} = \frac{0.072 \cdot 2 \cdot 78.75}{0.294 \cdot 78.75} = 0.489$$

3) для променя 3:

номінальний струм променя

$$I_{нл3} = \frac{S_{л3}}{\sqrt{3} \cdot U6} = \frac{1034.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 56.89 \text{ кА}$$

розрахунковий опір променя при трьохфазном КЗ:

$$X_{\text{розрах.33}} = \frac{X_E \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S6} = \frac{0.072 \cdot 1034.75}{0.237 \cdot 78.75} = 3.98$$

розрахунковий опір променя при двухфазном КЗ:

$$X_{\text{розрах.32}} = \frac{X_E \cdot 2 \cdot S_{л3}}{C_{л3} \cdot S6} = \frac{0.072 \cdot 2 \cdot 1034.75}{0.237 \cdot 78.75} = 7.961$$

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):

$$I'_{0.0л13} = 6.2$$

$$I'_{0.1л13} = 4.8$$

$$I'_{\infty л13} = 2.6$$

Струми в кА:

$$I_{л13\_0.0} = I'_{0.0л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 6.2 \cdot 1 \cdot 4.33 = 26.846 \text{ кА}$$

$$I_{л13\_0.1} = I'_{0.1л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 4.8 \cdot 1 \cdot 4.33 = 20.784 \text{ кА}$$

$$I_{л13\_∞} = I'_{\infty л13} \cdot m \cdot I_{нл1} = 2.6 \cdot 1 \cdot 4.33 = 11.258 \text{ кА}$$

2) Трифазне КЗ, промінь 2

$$I'_{0.0л23} = I'_{0.1л23} = I'_{\infty л23} = \frac{1}{X_{\text{розрах}}} = \frac{1}{0.245} = 4.082$$

Струми в кА:

											Л
											41
3	А	№ докум.	Підп	Д							

$$I_{Л23\_0.0} = I'_{0.0Л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 4.082 \cdot 1 \cdot 4.33 = 17.675 \text{кА}$$

$$I_{Л23\_0.1} = I'_{0.1Л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 4.082 \cdot 1 \cdot 4.33 = 17.675 \text{кА}$$

$$I_{Л23\_∞} = I'_{∞Л23} \cdot m \cdot I_{нл2} = 4.082 \cdot 1 \cdot 4.33 = 17.675 \text{кА}$$

Трифазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0Л23} = I'_{0.1Л23} = I'_{∞Л23} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{3.98} = 0.251$$

Струми в кА:

$$I_{Л33\_0.0} = I'_{0.0Л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.251 \cdot 1 \cdot 56.896 = 14.281 \text{кА};$$

$$I_{Л33\_0.1} = I'_{0.1Л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.251 \cdot 1 \cdot 56.896 = 14.281 \text{кА};$$

$$I_{Л33\_∞} = I'_{∞Л33} \cdot m \cdot I_{нл3} = 0.251 \cdot 1 \cdot 56.896 = 14.281 \text{кА};$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд-3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Σ3} \cdot 0.0 = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 58,802 = 162.159 \text{кА}$$

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

$$I'_{0.0Л12} = 3.4$$

$$I'_{0.1Л12} = 2.8$$

$$I'_{∞Л12} = 2.4$$

струми в кА:

$$I_{Л12\_0.0} = I'_{0.0Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 3.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 25.499 \text{кА}$$

$$I_{Л12\_0.1} = I'_{0.1Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 20.999 \text{кА}$$

$$I_{Л12\_∞} = I'_{∞Л12} \cdot m_2 \cdot I_{нл1} = 2.4 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 17.999 \text{кА}$$

двухфазне КЗ, промінь 2

$$I'_{0.0Л23} = I'_{0.1Л23} = I'_{∞Л23} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{0.489} = 2.045$$

Струми в кА:

$$I_{Л22\_0.0} = I'_{0.0Л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 2.045 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 15.337 \text{кА}$$

$$I_{Л22\_0.1} = I'_{0.1Л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 2.045 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 15.337 \text{кА}$$

$$I_{Л22\_∞} = I'_{∞Л22} \cdot m \cdot I_{нл2} = 2.045 \cdot \sqrt{3} \cdot 4.33 = 15.337 \text{кА}$$

двофазне КЗ, промінь 3

$$I'_{0.0Л32} = I'_{0.1Л32} = I'_{∞Л32} = \frac{1}{X_{розр}} = \frac{1}{7.961} = 0.126$$

струми в кА:

$$I_{Л32\_0.0} = I'_{0.0Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.126 \cdot \sqrt{3} \cdot 56.896 = 12.417 \text{кА}$$

$$I_{Л32\_0.1} = I'_{0.1Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.126 \cdot \sqrt{3} \cdot 56.896 = 12.417 \text{кА}$$

$$I_{Л32\_∞} = I'_{∞Л32} \cdot m_2 \cdot I_{нл3} = 0.126 \cdot \sqrt{3} \cdot 56.896 = 12.417 \text{кА}$$

Результати занесемо до табл.

					141.61101.001.БР.ПЗ	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		42

Таблиця 2.2

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U <sub>б</sub>	X <sub>Э1</sub>	X <sub>Э2</sub>	X <sub>Э0</sub>	X <sub>Э</sub>	Параметри променів			
								S <sub>л</sub>	C <sub>л</sub>	I <sub>нл</sub>	X <sub>РАСЧ</sub>
1	К <sub>1</sub>	(3)	10,5	0,072	-	-	0,072	78,75	0,469	4,33	0,153
								78,75	0,294	4,33	0,245
								1034,75	0,237	56,896	3,98
2	К <sub>1</sub>	(2)	10,5	0,072	0,072	-	0,144	78,75	0,469	4,33	0,306
								78,75	0,294	4,33	0,489
								1034,75	0,237	56,896	7,961

m <sup>0</sup>	I* <sub>0.0</sub>	I* <sub>0.1</sub>	I* <sub>∞</sub>	I <sub>0.0</sub> , кА	I <sub>0.1</sub> , кА	I <sub>∞</sub> , кА	I <sub>уд</sub> , кА
1	6,2	4,8	2,6	26,846	20,784	11,258	
	4,082	4,082	4,082	17,675	17,675	17,675	
	0,251	0,251	0,251	14,281	14,281	14,281	
	Сума			58,74	52,74	40,214	
√3	3,4	2,8	2,4	25,499	20,999	17,999	
	2,045	2,045	2,045	15,337	15,337	15,337	
	0,126	0,126	0,126	12,417	12,417	12,417	
	Сума			52,253	48,753	45,753	

### 2.3. Вибір апаратури на розрахунковому відгалуженні

#### Вибір лінійного реактора

Визначаємо кількість одинарних реакторів.

Кількість приєднань на секцію 10,5 кВ:

$$n_c = \frac{n_{\text{відг.}}}{2} = \frac{26}{2} = 13$$

Приймаємо по 13 приєднань на секцію.

Приймаємо по 4 відгалудження на лінійний реактор.

Кількість л.р. на секцію 10,5 кВ:

										Л
										43
3	А	№ докум.	Підп	Д	141.61101.001.БР.ПЗ					

$$n_{лр} = \frac{13}{4} = 3.33 \approx 4 \text{ Приймаємо 4 л.р. на секцію 10,5 кВ}$$

$$I_{розр.} = \frac{P_{відгалудж.} \cdot n_{лр}}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5.93 \cdot 5}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 1.534 \text{ кА}$$

$$I_{ном.р.} \geq I_{розр.} \cdot \text{Приймаємо } I_{ном.р.} = 2150 \text{ А.}$$

Визначаємо опір реактора. Опір реактора повинен бути таким, що знижує  $I_{к.з.}$  до величини  $I_{відкл.}$  вимикача, який знаходиться на цій лінії.

$$\text{Приймаємо вимикачі з } I_{відкл.} = 31.5 \text{ кА.}$$

$$X_{e1} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{I_{відкл.}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \cdot \frac{1}{I_{відкл.}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 31.5} = 0.138.$$

$$\bar{X}_{p*} = X_{e1} - X_E = 0.138 - 0.072 = 0.066 \text{ в.о.}$$

Вибираємо реактор на 10 кВ РБД-10-2500-0.14, з паспортними даними приведеними в табл. [4]

Опір реактора приведений до його номінальних умов:

$$X_{р ном.ум.*} = \bar{X}_{p*} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{нр}}{S_{\bar{\sigma}}} = 0.066 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2.15}{78.75} = 0.031 \text{ в.о.}$$

$$Z_p (\text{Ом}) = X_{р ном.ум.*} \cdot Z_n = 0.031 \cdot \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 2.15} = 0.083 \text{ Ом.}$$

Обраний реактор має наступні паспортні дані:

**Таблиця 2.3**

$U_n$ , кВ	Тривалий струм, А	$X_{ном.}$ , Ом	Номін. втрати на фазу, кВт	$I_{дин.}$ , кА	$I_{терм.}$ , кА	$t_{терм.}$ , С
10	2150	0.14	11	66	26	8

Розрахуємо струм к.з за реактором.

Потужність променя :  $S_{л} = 1192.25 \text{ МВА}$

Номінальний струм променя:

$$I_{н.л.} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1192.25}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 65,54 \text{ кА.}$$

$$\bar{X}_{р.л.*} = X_{ном.р.} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{нл}^2} = 0.14 \cdot \frac{78.75}{10^2} = 0.11.$$



$$i_{\text{дин.}} = 66 \text{ кА} > i_{\text{уд.р.}} = 65.875 \text{ кА}.$$

Умова електродинамічної стійкості виконується.

2) Виконаємо перевірку реактора на термічну стійкість:

Заводське значення теплового імпульсу струму к.з.,

$$B_k^{\text{зав}} = I_T^2 \cdot t_T = 26^2 \cdot 8 = 5408 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

$I_T = 26 \text{ кА}$  – струм термічної стійкості.

$t_{\text{терм}} = 8 \text{ с}$  – час термічної стійкості.

Розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором:

$$B_k^{\text{розр.}} = I_{0,0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 24.25^2 \cdot (2.48 + 0.1) = 1517.2 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

Приймаємо  $T_a = 0.1$ .

Приймаємо  $t_{\text{р.з.}} = 2.4 \text{ сек.}$

$\tau_{\text{відкл}} = t_{\text{в}} + t_{\text{р.з.}} = 0.08 + 2.4 = 2.48 \text{ с}.$  ( $t_{\text{в}}$  – повний час відключення вимикача).

$$B_k^{\text{зав}} = 5408 (\text{кА})^2 \cdot \text{с} > B_k^{\text{розр.}} = 1517 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується.

### Вибір вимикача

Визначаємо  $I_{\text{роб}}$  – робочий струм через вимикач:

$$I_{\text{роб}} = \frac{P_{\text{розр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{5.93}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 0.384 \text{ кА}.$$

Вибираємо вимикач типу VF 12.08.31

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{0,0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 24.25 = 65.875 \text{ кА} < i_{\text{уд.ном.}} = 80 \text{ кА}.$$

Умова на електродинамічну стійкість вимикача виконується.

Перевірка на термічну стійкість.

Визначаємо розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором,

$$\tau_{\text{відкл}} = t_{\text{в}} + t_{\text{рз}} = 0,08 + 2,4 = 2,48 \text{ с}.$$

$t_{\text{в}} = 0,08 \text{ с}$  – повний час відключення вимикача,

$t_{\text{рз}} = 2,4 \text{ с}$  – час дії резервного захисту.

$T_a = 0,1 \text{ с}$

$B_k^{\text{розр.}} = I_{0,0}^2 \cdot (\tau_{\text{відкл}} + T_a)$  – розрахунковий тепловий імпульс струму к.з. за реактором.

									Л
									46
3	А	№ докум.	Підп	Д					

$$B_k^{розр} = 24.25^2 \cdot (2,48 + 0,1) = 1576 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < B_k^{зав} = 2977 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

Умова на термічну стійкість вимикача виконується.

Занесемо отримані дані в табл.

**Таблиця 2.5**

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип вимикача VF 12.08.31			
1	Напруга, $U$	кВ	10	10
2	Струм, $I$	А	800	391
3	Струм відключ., $I_{відкл.}$	кА	31.5	24.25
4	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	80	65.875
5	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	2977	1576

### 3.3. Вибір шинних роз'єднувачів

$$I_{роб.утяж} = \frac{1.05 \cdot P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{1.05 \cdot 6.04}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 0.410 \text{ кА}$$

За умовами експлуатації пропонується роз'єднувач типу РВ-10/1000 УЗ [4].

Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані.

**Таблиця 2.6**

	Напруга, $U$	Струм норм., $I$	Струм електродин. стійк., $I_{уд.}$	Тепловий імпульс струму к.з., $B$
Одиниці вимірювання	кВ	А	кА	$(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$
Номінальні параметри	10	1000	100	5260

Розрахункові параметри	10	410	65.875	1576
------------------------	----	-----	--------	------

### Вибір кабелю

Вибираємо кабель по напрузі і струму.

$$I_{роб.утяж} = \frac{1.05 \cdot P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{1.05 \cdot 5.93}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 0.403 \text{ кА}$$

Вибираємо трьохжильний кабель АПВЭВ  $U_{ном.}=10 \text{ кВ}$ .

Вибираємо кабель з перерізом струмопровідної жили  $185 \text{ мм}^2$ , з  $I_{тр.доп.ном} = 370 \text{ А}$ . 1) Визначимо значення тривало допустимого струму з врахуванням поправки на кількість прокладених поруч в землі кабелів  $K_1$  і температуру довкілля  $K_2$ . При відстані між кабелями  $100 \text{ мм}$   $K_1 = 0.85$ , 1 при  $t=25^\circ\text{C}$ :

$$I_{тр.доп} = 2 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot I_{тр.доп.ном} = 2 \cdot 1 \cdot 0.85 \cdot 370 = 629 \text{ А}$$

Оскільки  $I_n = 410 \text{ А} < I_{тр.доп} = 629 \text{ А}$ , то по допустимому струму кабель підходить.

2) Виконуємо перевірку кабелю на термічну стійкість за умовою:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad \text{— мінімальний переріз кабелю, який при розрахунковому}$$

струмі к.з. обумовлює нагрів кабелю до короткочасно припустимої температури.

$B_K$  — розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

$C_T$  — функція, для кабелю до  $10 \text{ кВ}$  з алюмінієвими жилами

$$C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с} \frac{1/2}{\text{мм}^2}.$$

$$B_K^{розр} = 24.25^2 \cdot (2.48 + 0.1) = 1576 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1576 \cdot 10^6}}{90} = 441.099 \text{ мм}^2.$$

$$\text{Переріз кабелю } F_{каб} = 3 \cdot F_0 = 3 \cdot 185 = 555 \text{ мм}^2$$

$$\text{Оскільки } q_{станд} = 555 \text{ мм}^2 > q_{min} = 441.099 \text{ мм}^2$$

Умова на термічну стійкість кабелю виконується.

Занесемо отримані дані в табл.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		48

Таблица 2.7

	Напряга, $U$	Струм норм., $I$	Мінімальний переріз кабелю $q_{min}$
Одиниці вимірювання	кВ	А	мм <sup>2</sup>
Номінальні параметри	10	690	555
Розрахункові параметри	10	410	441.099

**Вибір вимірювального трансформатора струму**

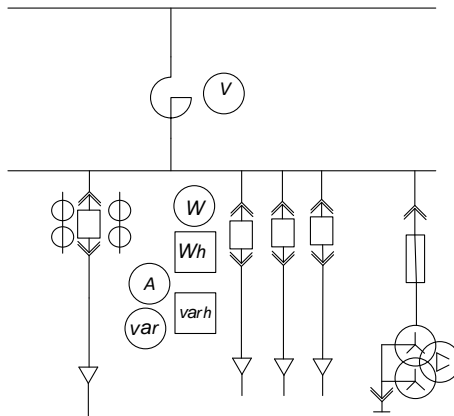


Рис.2.18

$$I_{обм} = \frac{P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{5.93}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 0.384 \text{ кА}$$

**Вторинне навантаження трансформаторів струму Таблица 2.8**

Прилад	Потужність, яка споживається послідов. обмоткою тр-ра I(S), ВА	Навантаження		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Е-335	0,5	0,5	—	—

Лічильник акт.енергії САЗУ- І681	2,5	2,5	—	2,5
Лічильник реакт.енергії СР4У-І676	2,5	2,5	—	2,5
Ватметр Д-335	0,5	0,5	—	0,5
Варметр Д-335	0,5	0,5	—	0,5
$\sum S$	6,5	6,5	0	6

$S_{прил} = 6,5 \text{ ВА}$  – сумарна потужність, що споживається приладами,

$I_{II н} = 5 \text{ А}$  – номінальний вторинний струм.

Визначаємо сумарний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{II н}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}.$$

Вибираємо трансформатор струму, який для класу точності 0,5 має відповідний зовнішній опір. Вибираємо трансформатор струму ТПЛ-10 з параметрами:

**Таблиця 2.9**

$U_n$ , кВ	$I_{In}$ , А	$I_{II н}$ , А	Клас точності	Номінальне навантаження, Ом	$I_{ел.дин}$ , кА	$I_{тер}$ , кА	$t_{тер}$ , С
10	600	5	0,5	0,4	74,5	37,6	3

Перехідний опір контактів приймаємо 0,1 Ом, тоді опір проводів:

$$r_{прил} + r_{конт} + r_{пр} = z_{2н},$$

$$r_{пр} = z_{2н} - r_{прил} - r_{конт} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом}.$$

Приймаючи довжину з'єднувальних проводів з алюмінієвими жилами 5,5 мм, визначаємо переріз:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5,5}{0,04} = 3,89 \text{ мм}^2,$$

де  $\rho = 0,0283$  – питомий опір матеріалу проводу.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						50
3	А	№ докум.	Підп	Д		

В якості з'єднувальних приладів приймаємо багатожильні контрольні кабелі КРВГ з перерізом 4 мм<sup>2</sup>.

Вибір трансформатору струму виконаємо в табличній формі.

Порівняльна таблиця для трансформатору струму ТПЛ-10

Таблиця 2.10

№	Назва параметру	Одиниц і вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор струму типу ТПЛ-10			
1	Напруга, $U$	кВ	10	10
2	Струм, $I$	А	600	391
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	81	65.875
4	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	(кА) <sup>2</sup> · с	3072	1576
5	Навантаження, г	Ом	0.4	0.26

Схема підключення вимірювальних приладів по струму:

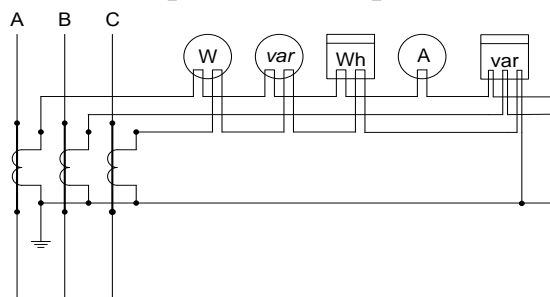


Рис.2.19

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

									Л
									51
3	А	№ докум.	Підп	Д					

141.61101.001.БР.ПЗ

Вторинне навантаження трансформаторів напруги **Таблиця 2.11**

№ п/п	Назва приладу	Кількість	Кількість обмоток	cosφ	Sinφ	Навантаження одного приладу		Навантаження всіх приладів	
						P Вт	Q ВА	ΣP Вт	ΣQ ВА
1	Вольтметр Е-335	1	1	1	0	2	0	2	0
2	Ватметр Д-335	4	2	1	0	1.5	0	12	0
3	Варметр Д-335	4	2	1	0	1.5	0	12	0
4	Лічильник реакт.енергії СР4У-І676	4	2	0.38	0.925	2.67	2	21.36	16
5	Лічильник акт.енергії СА3У-І676	4	2	0.38	0.925	2.67	2	21.36	16
	Всього							68.72	32

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} = \sqrt{68.72^2 + 32^2} = 75.85 \text{ ВА}.$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 УЗ

$$S_{\Sigma} = 75.85 \text{ ВА} < S_n = 120 \text{ ВА}.$$

Порівняльна таблиця для трансформатору типу НТМИ-10-66 УЗ

**Таблиця 2.12**

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні Параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор напруги типу НТМИ-10-66 УЗ			
1	Напруга, U	кВ	10	10

2	Потужність	ВА	120	75.85
---	------------	----	-----	-------

Схема з'єднань обмоток трансформатора напруги НТМИ:

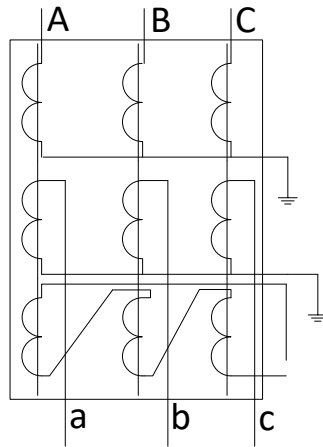


Рис.2.20

Схема підключення вимірювальних приладів по напрузі:

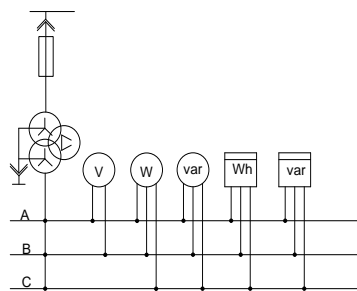


Рис.2.21

### Вибір КРУ

$$I_{роб.утяж} = \frac{1.05 \cdot P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{1.05 \cdot 5.93 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 1.61 \text{ кА}$$

Вибираємо КРУ типу К-104Мз вимикачем типу VF 12.08.31.

Вибір та перевірка КРУ здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані.

Таблиця 2.13

№	Назва параметрів	Одиниці вимір.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип КРУ			

К-104М				
1	Напруга, $U$	кВ	10	10
2	Струм збірних шин, $I$	А	2000	1640
3	Струм відключ., $I_{відкл.}$	кА	31.5	24.25
4	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	80	65.875
5	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	$(кА)^2 \cdot с$	2977	1576

## 2.4. Відкриті розподільчі пристрої

### Опис відкритих розподільчих пристроїв

Проектована ТЕЦ має два розподільні пристрої високої напруги, виконані на відкритому повітрі

#### **ВРП 110 кВ.**

Для видачі потужності станції на напрузі 110 кВ приймаємо 4 лінії електропередачі.

Визначаємо загальну кількість приєднань 110 кВ:

- трансформатори зв'язку 110/10 кВ – 2;
- блочний трансформатор 110/10 кВ – 2;
- автотрансформатори зв'язку 110/330 кВ – 2;
- резервний трансформатор власних потреб 110/6 кВ – 1;
- лінії електропередачі 110 кВ – 2.

Всього 9 приєднань.

Враховуючи кількість приєднань, приймаємо схему ВРП-110 кВ з двома робочими системами шин і з обхідною системою шин.

Прийнята схема забезпечує достатню надійність роботи ВРП-110 кВ.

Наявність обхідної системи шин 110 кВ дає можливість виводити в ремонт вимикачі приєднань 110 кВ із заміною на обхідний вимикач без перерви

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		54

енергопостачання споживачів. Збірні шини й ошиновку виконують неізолюваними сталевалюмінієвими проводами на відтяжних і підвісних гірляндах ізоляторів або твердими алюмінієвими трубами на опорних ізоляторах. Жорсткі шини дозволяють застосувати більш прості несучі конструкції, зменшити займану площу й висоту ВРП. Однак вартість жорстких шинних конструкцій вище вартості гнучких шин, а також для їхнього кріплення потрібні більш дорогі й менш надійні опорні ізолятори. Тому на проектуваній станції збірні шини й ошиновка виконані неізолюваними сталевалюмінієвими проводами. Майданчик ВРП захищається від іншої території станції внутрішнім забором висотою 1.6 м – суцільним, сітчастим, ґратчастим. На ВРП встановлені елегазові вимикачі ЛТВ-145 і роз'єднувачі РНД-110/2000У1.

### **ВРП 330 кВ**

Для з'єднання електростанції з системою та видачі або прийому потужності в енергосистему або з енергосистеми приймаємо 2 лінії електропередачі 330 кВ.

Визначаємо загальну кількість приєднань 330 кВ:

- лінії електропередачі 330 кВ – 2;
- блочний трансформатор 330/20 кВ – 1;
- автотрансформатори зв'язку 330/110 кВ – 2;

Всього 5 приєднань 330 кВ.

Враховуючи кількість приєднань, приймаємо схему ВРП-330 кВ полуторну з трьома вимикачами на 2 приєднання.

В нормальному режимі відключення будь-якого елемента схеми не призводить до порушення зв'язку з енергосистемою та до перерви енергопостачання споживачів.

### **ГРП – 10 кВ.**

У ГРП 10 кВ використовуються гнізда КРУ з елегазовими вимикачами ВГГ-10-63/5000. В ГРП10 кВ передбачено 2 секції збірних шин до кожної з яких приєднаний генератор 60 Мвт. Будівля споруджується із стандартних залізобетонних конструкцій, несучі колони розволені в два ряди кожні 6 м. На колони опираються балки перекриття прольотом 15 м. Висота будівлі до балок 9.6 м. Стіни із залізобетонних плит не мають віконних промів. Основою комірок є сталевий каркас, на який опираються плити міжповерхового перекриття на висоті 4.8 м. Таким чином, будівля ГРУ – двохповерхова. Все обладнання розташоване в два ряди у відповідності зі схемою. Робоча СШ розташована в центральному відділі, резервна – в бокових відділах, по довжині будівля розділена поперечними стінами, що відділяють одну секцію від іншої. Перегородки комірок першого поверху – із залізобетонних плит, другого - із абсоцементних плит, закріплених на металічному каркасі. Збірні шини

									Л
									55
3	А	№ докум.	Підп	Д					

141.61101.001.БР.ПЗ

коробчасті, алюмінієві, з відстанню між фазами по горизонталі 840 мм, по вертикалі 1180 мм, з прольотами між ізоляторами 800 мм, розраховані на ударний струм 300 кА. Блоки збірних шин і шинних роз'єднувачів опираються на металічний каркас комірок першого поверху. Тяжке обладнання – генераторні вимикачі, секційні реактори, комірки КРУ – на першому поверсі, фундаментом для них служать залізобетонні конструкції тунелей для силових і контрольних кабелів. Спеціальні вентиляторні тунелі не споруджуються, підвід охолоджуючого повітря в камери реакторів для збірних шин здійснюється із центрального коридору першого поверху.

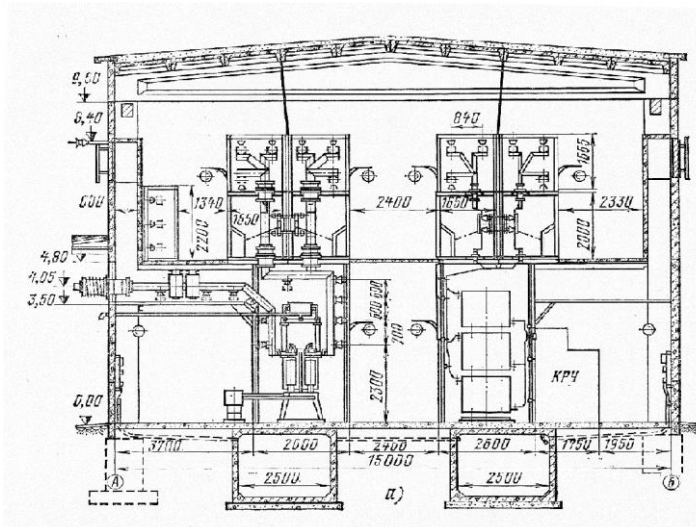


Рис.2.22

### Вибір і розрахунки гнучких шин

У РП 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РП 6-10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по окружності в кільцях-обіймах. Два проводи з пучка — сталевалюмінієві — несуть в основному механічне навантаження від власної маси струмопровода, ожеледі й вітру. Інші проводи — алюмінієві — є тільки струмоведучими. Перетин окремих проводів у пучку рекомендується вибирати максимально великим (500, 600 мм<sup>2</sup>), тому що це зменшує число проводів і вартість струмопровода.

Перетин гнучких шин і струмопроводів вибирається:

по економічній щільності струму: 
$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{ек}}}$$

і перевіряється по тривалому припустимому струму з умови нагрівання

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}},$$

- по припустимій термічній дії струму к.з.

$$\Theta_{\text{к}} \leq \Theta_{\text{к.доп.}} \quad \text{або} \quad q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q$$

- по електродинамічній дії струму к.з.

Гнучкі шини й струмопроводи звичайно кріпляться на гірляндах підвісних ізоляторів з досить великою відстанню між фазами. Так, для збірних шин прийняті відстані: при напрузі 35 кВ - 1,5 м; 110 кВ - 3,0 м; 220 кВ - 4,0 м; для струмопроводів генераторної напруги – 3,0 м. При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі, і тому розрахунки на динамічну стійкість гнучких шин звичайно не роблять. Однак при більших струмах к.з. проведення у фазах можуть настільки зблизитися один з одним, що відбудеться їх схльостування.

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному короткому замиканні сусідніх фаз, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім, після відключення струму к.з., рухаються назустріч один одному. Їхнє зближення буде тим більше, чим менша відстань між фазами, чим більша стріла прогину й чим більша тривалість протікання й величина струму к.з.

### Розрахунок струма к.з ВРП-110кВ по методу загальної зміни

Визначимо реактивний опір системи з урахуванням того, що  $U_{6110} = 110$  кВ. Відносний опір системи, наведений до базисної напруги 110 кВ:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \times 110} = 0,413 \text{ кА}$$

$$I_{кз.сист.} = \frac{U_{330}}{U_{110}} I_{кз.сист.} = \frac{330}{110} 30.4 = 92.7 \text{ кА}$$

$$X_e = \frac{I_6}{I_{кз.сист.}} = \frac{0,413}{92.7} = 0,00445 \text{ в.о.}$$

$$X_{сист} = \frac{X_{см} \cdot X_e}{X_{см} - X_e} = \frac{0,032 \cdot 0,00445}{0,032 - 0,00445} = 0,005176 \text{ в.о}$$

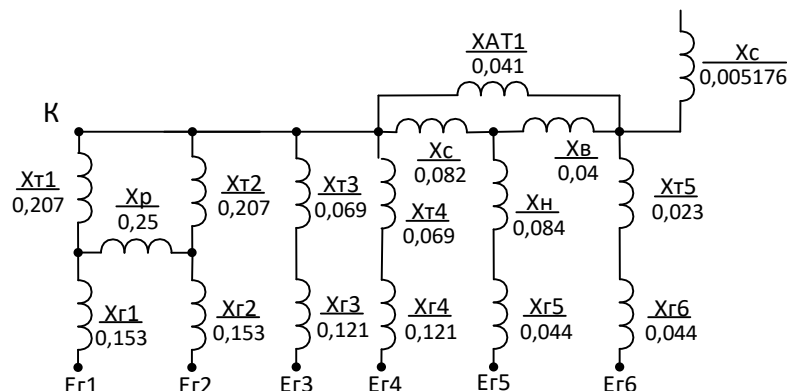


Рис.2.24

Знайдемо еквівалентний опір системи відносно точки КЗ:

$$X_1 = \frac{X_{Г1}}{2} = \frac{0.153}{2} = 0.077 \text{ в.о}$$

$$X_2 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0.207}{2} = 0.103 \text{ в.о}$$

$$X_3 = X_{Г3} + X_{T3} = 0.121 + 0.066 = 0.187 \text{ в.о}$$

$$X_4 = X_3 = 0.187 \text{ в.о}$$

$$X_5 = \frac{X_{AT} \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.041 \cdot 0.082}{0.041 + 0.082 + 0.04} = 0.021 \text{ в.о}$$

$$X_6 = \frac{X_{AT} \cdot X_B}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.041 \cdot 0.04}{0.041 + 0.04 + 0.082} = 0.01 \text{ в.о}$$

$$X_7 = \frac{X_B \cdot X_C}{X_{AT} + X_C + X_B} = \frac{0.04 \cdot 0.082}{0.041 + 0.04 + 0.082} = 0.02 \text{ в.о}$$

$$X_8 = X_{Г5} + X_H = 0.044 + 0.084 = 0.127 \text{ в.о}$$

$$X_9 = X_{Г6} + X_{T4} = 0.044 + 0.023 = 0.066 \text{ в.о}$$

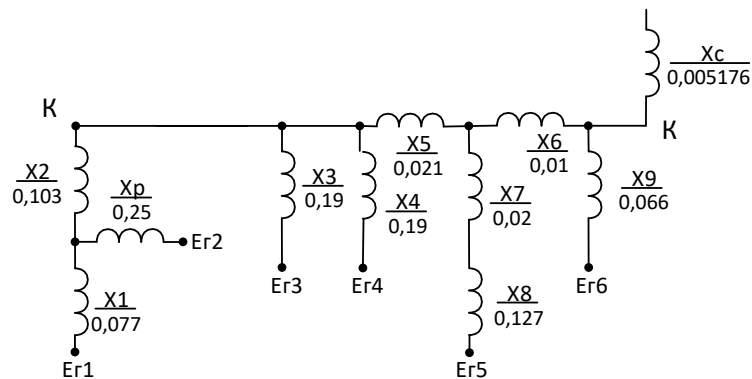


Рис.2.25

$$X_{10} = \frac{X_1 X_p}{X_1 + X_p} = \frac{0.077 \cdot 0.25}{0.077 + 0.25} = 0.059 \text{ в.о}$$

$$X_{11} = \frac{X_3}{2} = \frac{0.19}{2} = 0.095 \text{ в.о}$$

$$X_{12} = X_{10} + X_2 = 0.059 + 0.103 = 0.162 \text{ в.о}$$

$$X_{13} = X_7 + X_8 = 0.02 + 0.127 = 0.147 \text{ в.о}$$

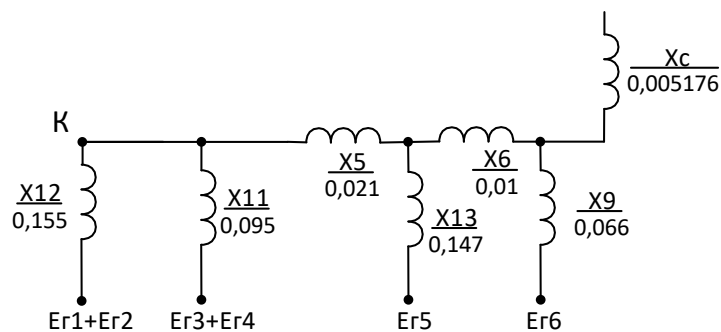


Рис.2.26

$$X_{14} = \frac{X_1 X_c}{X_1 + X_c} + X_6 = \frac{0.066 \cdot 0.005176}{0.066 + 0.005176} + 0.01 = 0.015 \text{ в.о.}$$

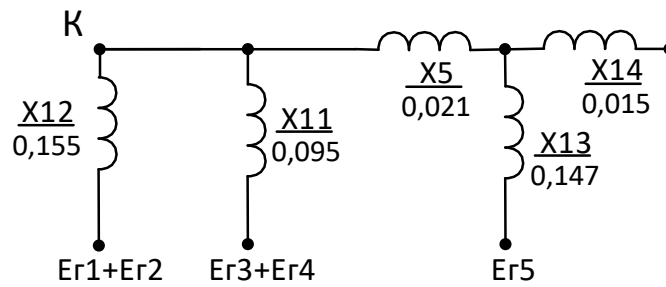


Рис.2.27

$$X_{15} = \frac{X_{14} X_{13}}{X_{14} + X_{13}} + X_5 = \frac{0.015 \cdot 0.147}{0.015 + 0.147} + 0.021 = 0.035 \text{ в.о.}$$

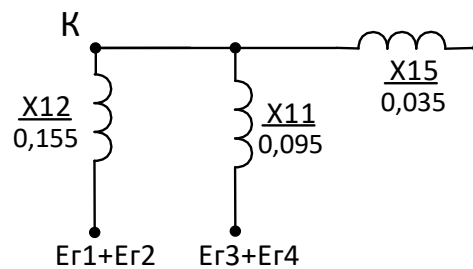


Рис.2.28

$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{12}} + \frac{1}{X_{11}} + \frac{1}{X_{15}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.155} + \frac{1}{0.095} + \frac{1}{0.035}} = 0.022 \text{ в.о.}$$

Розрахуємо струм короткого замикання

Потужність променя  $S_{\text{л}} = 1192.25 \text{ МВА}$

Номинальний струм променю:

$$I_{\text{н110}} = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н110}}} = \frac{1192.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 6.258 \text{ кА}$$

Розрахунковий опір променя при трьохфазному

$$\text{к.з.: } X_{\text{розрах.110}} = X_{\text{екв}} \cdot \frac{S_{\text{л}}}{S_{\text{Б}}} = 0.022 \cdot \frac{1192.25}{78.75} = 0.333 \text{ в.о.}$$

1) Для трифазного к.з по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0\text{л}} = 3.1$$

$$I'_{0.1\text{л}} = 2.7$$

$$I'_{\infty\text{л}} = 2.3$$

Струми в кА:

									Л
									59
3	А	№ докум.	Підп	Д					

$$I_{л3\_0.0} = I'_{0.0л} \cdot m \cdot I_{нл} = 3.1 \cdot 1 \cdot 6.258 = 19.4 \text{ кА};$$

$$I_{л3\_0.1} = I'_{0.1л} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.7 \cdot 1 \cdot 6.258 = 16.897 \text{ кА};$$

$$I_{л3\_∞} = I'_{∞л} \cdot m \cdot I_{нл} = 2.3 \cdot 1 \cdot 6.258 = 14.393 \text{ кА};$$

$$\text{Ударний струм: } i_{уд\_3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{л\_0.0} = \sqrt{2} \cdot 1.95 \cdot 19.4 = 53.5 \text{ кА}$$

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

$$I'_{0.0л} = 1.5$$

$$I'_{0.1л} = 1.45$$

$$I'_{∞л} = 1.55$$

Струми в кА:

$$I_{л2\_0.0} = I'_{0.0л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.5 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.258 = 16.259 \text{ кА};$$

$$I_{л2\_0.1} = I'_{0.1л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.45 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.258 = 15.717 \text{ кА};$$

$$I_{л2\_∞} = I'_{∞л} \cdot m_2 \cdot I_{нл} = 1.55 \cdot \sqrt{3} \cdot 6.258 = 16.801 \text{ кА};$$

Результати занесемо до табл

**Таблиця 2.14**

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	$U_б$	$X_{Э1}$	$X_{Э2}$	$X_{Э0}$	$X_{Э^{(1)}}$	Параметри променів			
								$S_{л}$	$C_{л}$	$I_{нл}$	$X_{розр.}$
1	К <sub>3</sub>	(3)	110	0.022	—	—	0.022	1192.25	1	6.258	0.333
2	К <sub>3</sub>	(2)	110	0.022	0.022	—	0.044	1192.25	1	6.258	0.666

$m^0$	$I^{*0.0}$	$I^{*0.1}$	$I^{*∞}$	$I_{0.0}$	$I_{0.1}$	$I_{∞}$	$I_{уд}$
1	3.1	2.7	2.3	19.4	16.897	14.393	53.5
$\sqrt{3}$	1.5	1.45	1.55	16.259	15.717	16.801	-

### Розрахунок однофазного короткого замикання на ВРП-110 кВ

Розрахуємо однофазне к.з. на шинах 110 кВ. Прийmemo, що від ВРУ – 110кВ відходить чотири ЛЕП довжиною  $L = 100$  км, з погонним опором  $X_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$  та за ними знаходяться чотири трансформатори  $S_{тр} = 125$  МВА

Знайдемо величини опорів у відносних одиницях. За базисну прийmemo потужність  $S_б = 78.75$  МВА. За базисну візьmemo напругу 110 кВ.

Складемо схему заміщення:

Опір понижуючих трансформаторів:

$$\bar{X}_{T5*} = \bar{X}_{T6*} = \bar{X}_{T7*} = \bar{X}_{T8*} = \frac{U_k \%}{100\%} \cdot \frac{S_б}{S_{HT.5}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{78.75}{125} = 0.0662 \text{ в.о.}$$

										Л
										60
3	А	№ докум.	Підп	Д						

141.61101.001.БР.ПЗ

Опір ліній:

$$\bar{X}_{Л5*} = \bar{X}_{Л6*} = \bar{X}_{Л7*} = \bar{X}_{Л8*} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S \bar{\sigma}}{U_{CP}^2} = 0.4 \cdot 100 \cdot \frac{78.75}{121^2} = 0.215 \text{ в.о.}$$

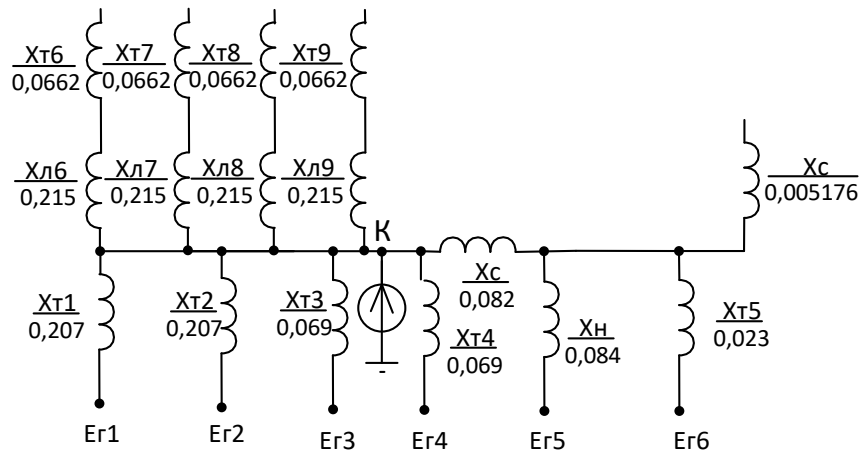


Рис.2.29

$$X_1 = \frac{1}{\frac{1}{X_c} + \frac{1}{X_{T5}} + \frac{1}{X_H}} + X_c = \frac{1}{\frac{1}{0.005176} + \frac{1}{0.023} + \frac{1}{0.084}} + 0.082 = 0.086 \text{ в.о.}$$

$$X_2 = \frac{X_1 X_{T4}}{X_1 + X_{T4}} = \frac{0.086 \cdot 0.069}{0.086 + 0.069} = 0.035 \text{ в.о.}$$

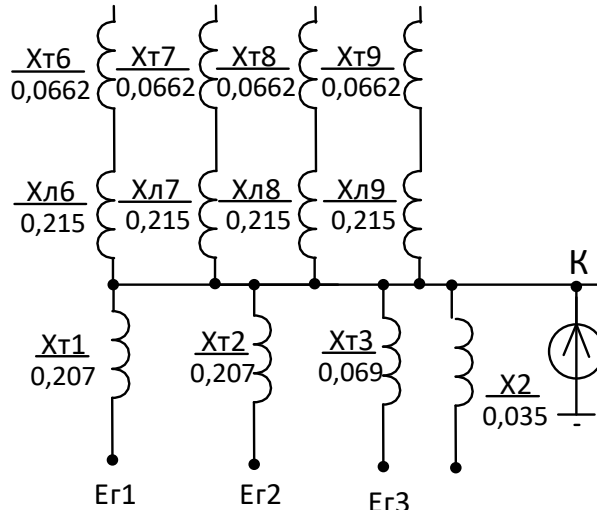


Рис.2.30

Еквівалентний опір схеми нульової послідовності буде дорівнювати:

$$X_{E(0)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{Л6} + X_{Т6}} + \frac{1}{X_{Л7} + X_{Т7}} + \frac{1}{X_{Л8} + X_{Т8}} + \frac{1}{X_{Л9} + X_{Т9}} + \frac{1}{X_{Т1}} + \frac{1}{X_{Т2}} + \frac{1}{X_{Т3}} + \frac{1}{X_2}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{4}{X_{Л6} + X_{Т6}} + \frac{2}{X_{Т1}} + \frac{1}{X_{Т3}} + \frac{1}{X_2}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{4}{0.215 + 0.0662} + \frac{2}{0.207} + \frac{1}{0.069} + \frac{1}{0.035}} = 0.015 \text{ в.о.}$$

Розрахуємо струм к.з.

Потужність променя:

$$S_{110} = 1192.25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Номинальний струм променя:

$$I_{нл110} = \frac{S_{110}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi л110}} = \frac{1192.25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 6.258 \text{ кА}$$

$$X_E = X_{E1} + X_{E2} + X_{E0} = 0.022 + 0.022 + 0.015 = 0.059 \text{ в.о.}$$

Розрахунковий опір променя при однофазному к.з.:

$$X_{\text{расч.110}}^{(1)} = \frac{X_E \cdot S_{110}}{C \cdot S_6} = \frac{0.059 \cdot 1192.25}{1 \cdot 78.75} = 0.893 \text{ в.о.}$$

Для однофазного к.з(м3=3)по розрахунковим кривим знаходимо:

$$I'_{0.0л} = 1.12$$

$$I'_{0.1л} = 1.21$$

$$I'_{\infty л} = 1.28$$

Струми в кА:

$$I_{л2\_0.0} = I'_{0.0л} \cdot m_3 \cdot I_{нл} = 1.12 \cdot 3 \cdot 6.258 = 21.027 \text{ кА};$$

$$I_{л2\_0.1} = I'_{0.1л} \cdot m_3 \cdot I_{нл} = 1.21 \cdot 3 \cdot 6.258 = 22.717 \text{ кА};$$

$$I_{л2\_ \infty} = I'_{\infty л} \cdot m_3 \cdot I_{нл} = 1.28 \cdot 3 \cdot 6.258 = 24.031 \text{ кА};$$

Результати занесемо до табл.

**Таблиця 2.15**

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U <sub>б</sub>	X <sub>E1</sub>	X <sub>E2</sub>	X <sub>E0</sub>	X <sub>E</sub>	Параметри променів			
								S <sub>л</sub>	C <sub>л</sub>	I <sub>нл</sub>	X <sub>расч</sub>
1	К4	(1)	110	0.022	0.022	0.015	0.059	1192.25	1	6.258	0.893

m <sup>0</sup>	I* <sub>0,0</sub>	I* <sub>0,1</sub>	I* <sub>∞</sub>	I <sub>0,0</sub>	I <sub>0,1</sub>	I <sub>∞</sub>
3	1.12	1.21	1.28	21.027	22.717	24.031

**Перевірка за умовами корони.**

										Л
										62
3	А	№ докум.	Підп	Д						

**141.61101.001.БР.ПЗ**

Номінальний	струм	гнучких	шин:
$I_{нл} = \frac{\sum P_{Г} + P_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2 \cdot \cos\varphi} = \frac{2 \cdot 63 + 2 \cdot 125 + 400}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2 \cdot 0.85} = 2.292 \text{ кА}$			

Необхідний	перетин	гнучких	шин:
$q_{ном} = \frac{I_{нл} \cdot 10^3}{j_c} = \frac{2.292 \cdot 10^3}{1.4} = 1637 \text{ мм}^2$			

По таблиці приймаєм 2 провода АС-900/38.9, який має наступні параметри:

$q = 900 \text{ мм}^2$ ,  $d = 38.9 \text{ мм}$ ,  $I_{доп} = 1180 \text{ А}$ ,  $m_{ц} = 2789.5 \text{ кг}$ . Відстань між фазами

$D = 3 \text{ м}$ , фазирозташовані горизонтально

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

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

Процеси іонізації повітря навколо проводу 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.

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

$m$  – коефіцієнт, який враховує шершавість поверхні проводу, для багатопроволочних проводів  $m = 0,82$ ;

$r_0$  – радіус проводу, см.  $r_0 = 38,9 \text{ мм}$ .

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		63

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,945}}\right) = 30,173 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається за виразом:

$$E = \frac{0,354 U}{r_0 \lg \frac{D_{\text{серед}}}{r_0}}, \quad \text{де}$$

$U$  – лінійна напруга. Приймаємо  $U = 126$  кВ (найбільша робоча напруга для мережі 110 кВ згідно з "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  $D_{\text{серед}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1,26 D$ .

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 126}{1,945 \lg \frac{378}{1,945}} = 10,021 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

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

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні проводу не більша  $0,9 E_0$ .

Тоді умова перевірки на корону має вигляд:

$$1,07 E \leq 0,9 E_0.$$

Виконуємо перевірку:

$$1,07 \cdot 10,021 = 10,722 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 30,173 = 27,156 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Таким чином, коронування не виникає.

### Перевірка шин на схлестування при к.з.

									Л
									64
3	А	№ докум.	Підп	Д					

141.61101.001.БР.ПЗ

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.

$$f = 0.15 \cdot \frac{I_{0,0}^{(2)2}}{a} \frac{H}{M},$$

де,  $a = D$  – відстань між фазами.

Приймаємо  $D=3$  м.

$I_{0,0}^{(2)}$  – періодична складова струму при двофазному к.з. на шинах 110 кВ для  $t=0$ .  $I_{0,0}^{(2)} = 16.259$  кА за розрахунком.

$$\text{Тоді } f = 0.15 \cdot \frac{16.259^2}{3} = 13.21 \frac{H}{M}.$$

Визначимо силу тяжіння 1м струмопроводу, кг.

$$g = 9.8 m, \quad \text{де } m \text{ – маса 1 м струмопроводу, кг.}$$

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

$$g = 9.8 \cdot 2.7895 = 27.337 \frac{H}{M}.$$

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

$$t_{екв} = t_3 + 0,05,$$

де,  $t_3$  – дійсна витримка часу захисту від струмів к.з.,

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.

					141.61101.001.БР.ПЗ	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		65

Зазвичай,  $h$  не більше  $2 - 2,2$  м.

Приймаємо  $h = 2$  м, тоді  $\frac{\sqrt{h}}{t_c} = \frac{\sqrt{2}}{0,15} = 9,428$ .

По діаграмі рис. 4.8 (Л-2), в залежності від  $\frac{f}{g}$  і  $\frac{\sqrt{h}}{t_c}$ , визначаємо відхилення проводу  $b$  та кут  $\alpha$ .

$$\frac{f}{g} = \frac{13,21}{27,337} = 0,483. \text{ Знаходимо } \frac{b}{h} = 0,21.$$

$$\text{Звідси } b = h \cdot 0,21 = 2 \cdot 0,21 = 0,42 \text{ м} \quad \alpha = 10,5^\circ.$$

Знайдене значення порівнюємо з максимально-допустимим.

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

де,  $d$  – діаметр проводу,  $d = 0,0389$  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 не відбувається.

### Вибір розрядників

Вибір розрядників в нейтралі 110 кВ трансформаторів.

Мережі 110 кВ працюють в режимі з ефективно заземленою нейтраллю трансформаторів. Це означає, що нейтраль 110 кВ заземлюється не на всіх трансформаторах.

Згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж розземлення нейтралі обмоток 110 кВ силових трансформаторів, а також вибір дії релейного захисту і системної автоматики повинні бути здійснені таким чином, щоб у разі різних оперативних і автоматичних вимкнень не були виділені ділянки без трансформаторів із заземленими нейтралями.

На електростанціях трансформатори зв'язку 110/10 кВ та блочні трансформатори 110/10 кВ в деяких аварійних режимах можуть залишатися в роботі під напругою тільки з низької сторони (від шин генераторної напруги 10 кВ або від блочного генератора). Тому у таких трансформаторів нейтраль 110 кВ, як правило, залишається завжди заземленою.

									Л
									66
З	А	№ докум.	Підп	Д					

Для зменшення струмів однофазного та двофазного на землю короткого замикання інші трансформатори 110 кВ на електростанціях і в електричних мережах, які не залишаються в роботі з живленням з низької сторони, можуть працювати з розземленою нейтраллю.

На теперішній час трансформатори для мереж з ефективно заземленою нейтраллю (110-220 кВ) випускаються з ізоляцією з боку нейтралі, зниженою на клас (для мережі 110 кВ – з ізоляцією на 35 кВ).

В аварійних режимах мережі 110 кВ напруга в нейтралі трансформаторів, які працюють з розземленою нейтраллю, може підвищуватись до  $\frac{U_{л max}}{\sqrt{3}}$ , де  $U_{л max}$  – найбільша робоча напруга електроустановки, що складає 121 кВ

$$\frac{121}{\sqrt{3}} = 69,85 \text{ кВ}.$$

Для резервного трансформатора власних потреб 110/6 кВ нейтраль 110 кВ передбачається заземленою.

Вибираємо в нейтралі вентиляційний розрядник РВС-110 з номінальною напругою 110 кВ і найбільшою допустимою напругою 100 кВ

$$\left( \frac{121}{\sqrt{3}} = 69,85 \text{ кВ} < 100 \text{ кВ} \right).$$

## **Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ГРП-10.5, РП-110 та**

### **РП-330**

#### **Вибір вимикача та роз'єднувача на ГРП**

#### **Вибір вимикача на ГРП**

Вимика визначаємо за струмом режиму перенавантаження:

$$I_{нв} = 1.05 \cdot I_{ном ген} = 1.05 \cdot \frac{P_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = 1.05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.85} = 4.547 \text{ кА}$$

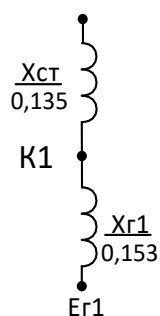


Рис.2.31

									Л
									67
3	А	№ докум.	Підп	Д					
<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>									

### Розрахуємо струми КЗ від системи:

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{n,c,0} = I_{n,c} = \frac{I_{\bar{0}}}{X_{\Sigma c}} = \frac{4.33}{0.072} = 60.139 \text{ (кА)};$$

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.33 \text{ (кА)}; - \text{ базисний струм по відношенню до напруги}$$

місця КЗ.

Періодична складова струму КЗ від системи і об'єднаних з нею генераторів Г<sub>2</sub>, Г<sub>3</sub>, Г<sub>4</sub>, Г<sub>5</sub>, Г<sub>6</sub>, надсилається від шин незмінної напруги і тому вважається незмінною в часі.

Задаємо типом вимикача, який відповідає попередньо визначеним умовам експлуатації: номінальна напруга і номінальний струм. В даному випадку можливе використання вимикача ВГГ-10/63-5000, який має час відключення  $\Delta t_{\text{від}} = 0.1 \text{ (с)}$ ;

Тоді,  $\Delta t_{\text{пз}} = 0.06 \text{ (с)}$ ; час протікання аперіодичної складової струму КЗ

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{від}} + \Delta t_{\text{пз}} = 0.1 + 0.06 = 0.16 \text{ (с)};$$

Враховуючи, що (Табл. 1.8), аперіодична складова струму КЗ від системи [6]:

$$T_{a,c} = 0.06 \text{ (с)};$$

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,c}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 60.139 \cdot e^{-\frac{0.16}{0.06}} = 5.91 \text{ кА};$$

Повний струм з боку системи для часу:

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 5.91 + \sqrt{2} \cdot 60.139 = 90.959 \text{ (кА)};$$

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки  $k_{y,c} = 1.85$

$$i_{\text{уд max}} = k_{y,c} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 1.85 \cdot \sqrt{2} \cdot 60.139 = 157.341 \text{ (кА)};$$

### Розрахуємо струми к.з. від генератора:

Використавши уточнений вираз для надперехідної ЕРС,

					141.61101.001.БР.ПЗ	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		68

$$E_G'' = \sqrt{(I_{n,G} \cdot X_d'' \cdot \cos \varphi_{n,G})^2 + (U_{n,G} + I_{n,G} \cdot X_d'' \cdot \sin \varphi_{n,G})^2} = \\ = \sqrt{(0.153 \cdot 0.8)^2 + (1 + 0.153 \cdot 0.6)^2} = 1.099;$$

$$I_{n,G} = 1;$$

$$U_{n,G} = 1;$$

$$\cos \varphi_{n,G} = 0.8;$$

$$X_d'' = 0.153;$$

$$\sin \varphi_{n,G} = \sqrt{1 - (\cos \varphi_{n,G})^2} = 0.6$$

Періодична складова струму к.з. від генератора для початкового моменту часу:

$$I_{n,0,G} = \frac{E_G''}{X_d''} \cdot I_\sigma = \frac{1.099}{0.153} \cdot 4.33 = 31.102 \text{ (кА)};$$

Номінальний струм генератора з (Табл. Д1.1)

$$I_{n,G} = \frac{S_{n,G}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,G} \cdot \cos \varphi_{n,G}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4.33 \text{ (кА)};$$

Відношення періодичної складової струму к.з. від генератора для початкового моменту часу відносно номінального струму

$$\frac{I_{n,0,G}}{I_{n,G}} = \frac{31.102}{4.33} = 7.183;$$

По типовим кривим (Рис.2.2) для визначеного

часу  $t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{від}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ (с)}$ ; Знаходимо  $\gamma_t = \frac{I_{n,G,t}}{I_{n,G,0}} = 0.68$ ;

Періодична складова струму генератора на момент

$$I_{n,G,t} = I_{n,G,0} \cdot \gamma_t = 31.102 \cdot 0.68 = 21.149 \text{ (кА)};$$

Враховуючи, що у відповідності до Табл. 2.3[6]  $T_{a,G} = 0.222 \text{ (с)}$ ;

аперіодична складова струму к.з. від генератора

$$i_{a,G,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,G,0} \cdot e^{-\left(\frac{t}{T_{a,G}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 31.102 \cdot e^{\frac{-0.15}{0.222}} = 22.38 \text{ (кА)};$$

Повний струм КЗ від генератора

$$I_{\Sigma,G} = i_{a,G,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,G,t} = 22.38 + \sqrt{2} \cdot 21.149 = 52.047 \text{ (кА)};$$

Ударний струм КЗ від генератора

$$i_{\text{уд max}} = K_{y,G} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,G,0} = 1.96 \cdot \sqrt{2} \cdot 31.102 = 81.372 \text{ (кА)};$$

										Л
										69
3	А	№ докум.	Підп	Д						

де: в відповідності до Табл. 1.8  $K_{y,\Gamma} = 1.96$ ;

Для вибору і перевірки вимикача необхідно перевірити наступні умови:

- номінальна напруга електроустановки повинна бути менша, або дорівнювати номінальній напрузі  $U_n$  вимикача;

- струм обтяженого режиму, що протікає через вимикач, повинен бути менший або дорівнювати номінальному струму  $I_n$  вимикача.

Під ці умови найбільше підходить вимикач ВГГ-10/63-5000, який має  $\Delta t_{від} = 0.1$  (с);

Вибір і перевірку вимикача проведемо в табличній формі.

Порівняння сумарних струмів КЗ (періодичної та аперіодичної складових) від системи і від генератора показує, що

$$i_{\Sigma,c} = 90.959 \text{ кА} \geq i_{\Sigma,\Gamma} = 52.047 \text{ (кА)};$$

Вибір генераторного вимикача виконаємо за більшими струмами КЗ, якими являються струми від системи  $i_{\Sigma,c} = 90.959$  (кА).

Умови протікання струмів КЗ будуть визначатися властивостями гілки, в якій буде використаний вимикач. В нашому випадку - це гілка, яка являється еквівалентним опором, що зв'язує всі джерела енергосистеми і електричної станції (за винятком генератора  $\Gamma_1$ ) з місцем КЗ.

Розрахуємо величини необхідні для вибору і перевірки вимикача:

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ від системи:

$$\beta = \frac{i_{a,c,t}}{i_{\Sigma,c}} \cdot 100\% = \frac{5.91}{90.959} \cdot 100\% = 6.497\%;$$

- струм гілки, де буде встановлено вимикач, відповідає номінальним параметрам генератора:

$$I_{обт} = \frac{P_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,\Gamma} \cdot \cos \varphi \cdot 0.95} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 4.33 \text{ (кА)};$$

- розрахунковий імпульс квадратичного струму:

									Л
									70
З	А	№ докум.	Підп	Д					

$$t_{роз} = \Delta t_{від} + \Delta t_{пз} = 0.1 + 0.4 = 0.5 \text{ (с)};$$

$$B_k^{роз} = I_{н,с}^2 \cdot (t_{роз} + T_a) = 60.139^2 (0.5 + 0.1) = 2170 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

- номінальний допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_k^{дон} = 14260 \text{ (кА} \cdot \text{с)};$$

- динамічна стійкість:

$$i_{ед \text{ макс,н}} = 163 \text{ (кА)} \geq i_{уд, \text{ макс}} = 157.341 \text{ (кА)};$$

Всі результати розрахунків зведені в таблицю, звідки видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

**Таблиця 2.16.**

**Вибір та перевірка вимикача ВГГ-10/63-5000**

/п	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	ВГГ-10/63-5000		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	10.5	10.5
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	5000	4547
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед \text{ макс,н}} \geq i_{уд, \text{ макс}}$	163	157.341
5	Термічна стійкість, кА с	$B_k^{дон} \geq B_k^{роз}$	14260	2170
6	Час відключення, с	$\Delta t_{від}$	0.1	-

**Вибір роз'єднувача на ГРП**

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі.

**Таблиця 2.17**

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						71
3	А	№ докум.	Підп	Д		

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РОН-10К/5000У2			
1	Напруга, $U$	кВ	10	10
2	Струм, $I$	А	5000	4547
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд}$	кА	180	157.341
4	Тепловий імпульс струму к.з., $B$	$(кА)^2 \cdot с$	20164	2170

## Вибір вимикачів та роз'єднувачів на РП-110

### Вибір вимикача на РП-110 кВ

Перетворимо заступну схему в однопроменеву заступну схему з еквівалентним опором:

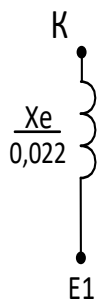


Рис.2.32

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.413 \text{ кА}$$

Періодична складова струму КЗ від системи, що не затухає з часом

$$I_{n,c,0} = I_{n,c} = \frac{1}{X_e} \cdot I_6 = \frac{0.413}{0.022} = 18.773 \text{ кА}$$

Враховуючи можливість використання для даних умов вимикача ЛТВ-145, у якого  $\Delta t_{відкл} = 0.04 \text{ с}$ , час протікання аперіодичної складової

$$t_{роз} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз} = 0.04 + 0.013 = 0.053 \text{ с}$$

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ від системи для шин 110 кВ  $T_{a,c} = 0.06 \text{ с}$ , розрахуємо наступні параметри режиму КЗ:

										Л
										72
3	А	№ докум.	Підп	Д	141.61101.001.БР.ПЗ					

- аперіодична складова струму від системи

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_{a,c}}\right)} = \sqrt{2} \cdot 18.773 \cdot e^{\frac{-0.053}{0.06}} = 10.975(\kappa A);$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 10.975 + \sqrt{2} \cdot 18.773 = 37.524(\kappa A);$$

- ударний струм від системи

$$i_{y\delta \max} = K_{y,c} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 1.85 \cdot \sqrt{2} \cdot 18.773 = 51.771(\kappa A);$$

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta = \frac{i_{a,c,t}}{i_{\Sigma,c}} \cdot 100\% = \frac{10.975}{37.524} \cdot 100\% = 29.2\%;$$

Вибір вимикача буде проводитись в відповідності до струму комірки ВРУ-110 кВ приєднання автотрансформатора. Струм комірки визначає струм вимикача.

$$I_{обт} = \frac{S_{н,АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н,АТ}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,0(\kappa A);$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{poz} = I_{n,c}^2 \cdot (t_{poz} + T_a) = 18.773^2 (0.053 + 0.06) = 20.793(\kappa A^2 \cdot c);$$

$$\text{Де, } t_{poz} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} = 0.04 + 0.013 = 0.053c$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{don} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 40^2 \cdot 3 = 4800(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_k^{don} = 4800(\kappa A^2 \cdot c) \geq B_k^{poz} = 20.793(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{ед \max,н} = 102(\kappa A) \geq i_{y\delta, \max} = 51.771(\kappa A);$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.52) = 85.984(\kappa A);$$

$$i_{відкл,н} = 85,984(\kappa A) \geq i_{\Sigma,c} = 37.594(\kappa A);$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача ЛТВ-145 зведені в Табл.

**Таблиця 2.18**

№ п/п	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	ЛТВ-145		
2	Номінальна	$U_n \geq U_{уст}$	110	110

	напруга, кВ			
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	2500	2000
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	40	37.594
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед\ max,н} \geq i_{уд,маx}$	102	51.771
6	Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> с	$B_k^{доп} \geq B_k^{роз}$	4800	20.793
7	Вміст ап.складової, %	$\beta_n \geq \beta_{роз}$	52	29.2
8	Час відключення, с	$\Delta t_{від}$	0.04	
9	Асиметричний струм вимкнення, кА	$\sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) \geq i_{\Sigma,с}$	85.984	37.594

### Вибір роз'єднувача на РП-110кВ

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі. Вибір роз'єднувача на РУ-110кВ табл.

Таблиця 2.19

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РНД-110/2000У1			
1	Напруга, $U$	кВ	110	110
2	Струм, $I$	А	2000	2000

									Л
									74
3	А	№ докум.	Підп	Д					

141.61101.001.БР.ПЗ



$$I_{обт} = \frac{S_{н,АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н,АТ}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0.7(\kappa A);$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{роз} = I_{н,с}^2 \cdot (t_{роз} + T_a) = 30.9^2(0.053 + 0.06) = 107.894(\kappa A^2 \cdot c);$$

$$\text{Де, } t_{роз} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз} = 0.04 + 0.013 = 0.053c$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{дон} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 63^2 \cdot 3 = 11910(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_k^{дон} = 11910(\kappa A^2 \cdot c) \geq B_k^{роз} = 107.894(\kappa A^2 \cdot c);$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 63 \cdot (1 + 0.51) = 134.534(\kappa A);$$

$$i_{відкл,н} = 134.534(\kappa A) \geq i_{\Sigma,с} = 61.764(\kappa A);$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{ед\ max,н} = 158(\kappa A) \geq i_{уд,маx} = 83.902(\kappa A);$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними елегазового вимикача **HPL420** зведені в Табл.

**Таблиця 2.20**

№ п/п	Величини	Умови порівняння	Параметри	
			паспорт ні	розрахов ані
1	Тип	HPL-420		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	330	330
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	4000	700
4	Струм відключення , кА	$I_{відкл,н}$	63	61.764
5	Струм електродина мічної стійкості, кА	$i_{ед\ max,н} \geq i_{уд,маx}$	158	83.902
6	Термічна стійкість, кА <sup>2</sup> с	$B_k^{дон} \geq B_k^{роз}$	11910	107.894
7	Вміст ап.складової, %	$\beta_n \geq \beta_{роз}$	51	21.531
8	Час відключення , с	$\Delta t_{від}$	0.04	

9	Асиметричний струм вимкнення,кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл.н}} (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq i_{\Sigma,с}$	134.534	61.764
---	---------------------------------	--	---------	--------

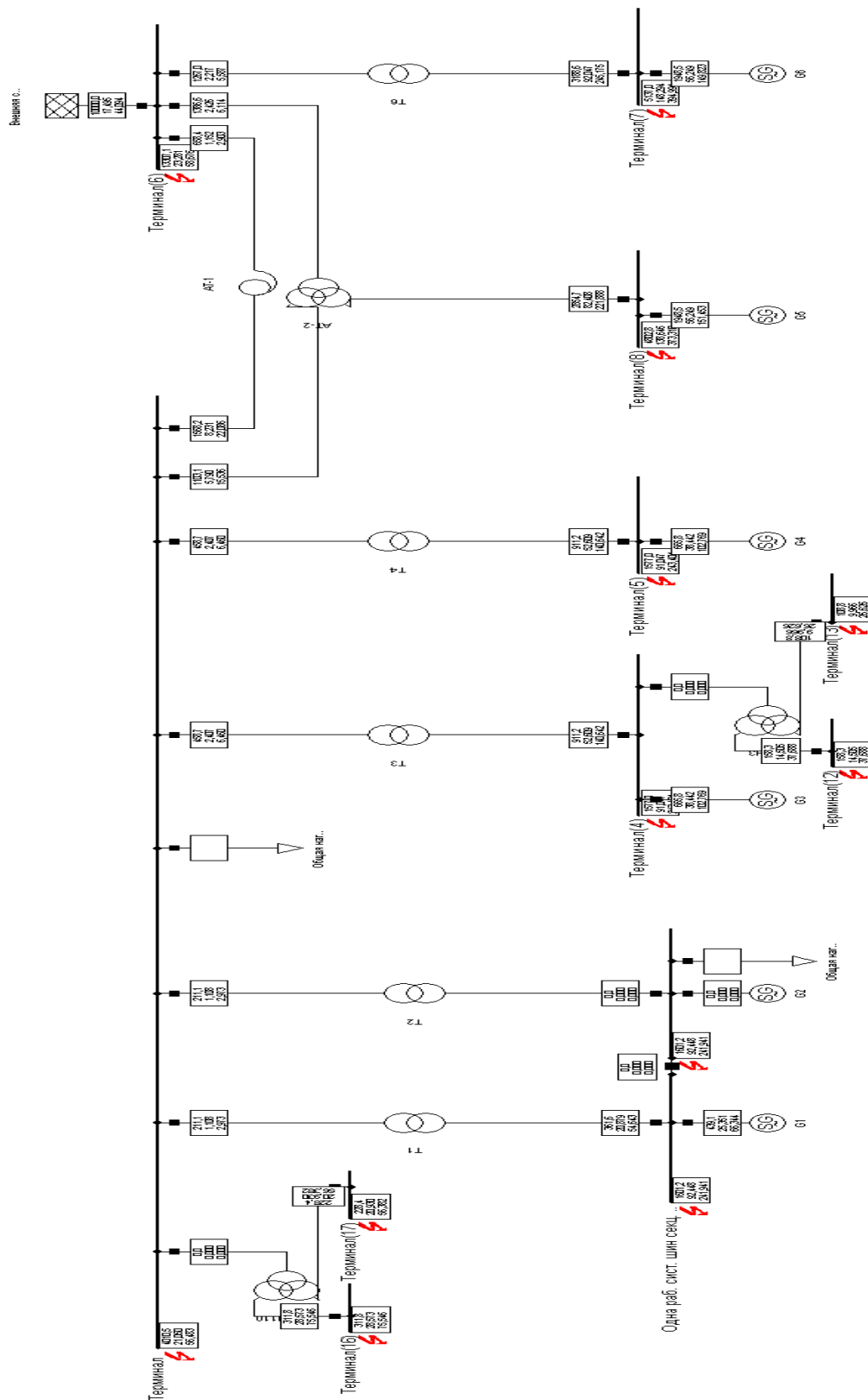
### Вибір роз'єднувача на РП-330кВ

Оскільки роз'єднувач ввімкнений після вимикача, то його режим роботи буде відповідати режиму роботи вимикача. Вибір роз'єднувача виконаємо в табличній формі.

**Таблиця 2.21**

№	Назва параметрів	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Тип роз'єднувача РНД-330/3200У1[4]			
1	Напруга, $U$	кВ	330	330
2	Струм, $I$	А	3200	700
3	Струм електродинам. стійк., $I_{уд.}$	кА	160	83.902

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
						77
3	А	№ докум.	Підп	Д		



3	А	№ докум.	Підп	Д
---	---	----------	------	---

141.61101.001.БР.ПЗ

## Висновки до розділу 2

У даному розділі бакалаврської роботи було складено розрахункову схему, проведено розрахунок струмів КЗ на ПЕОМ для вибору апаратури на розрахунковому відгалуженні. Був вибраний лінійний реактор 10 кВ РБД-10-2500-0.14, вимикач типу VF 12.08.31, шинні роз'єднувачі типу РВ-10/1000 УЗ, трьохжильного кабелю АПВЭВ $U_{ном.}=10$  кВ, вимірювального трансформатора струму ТПЛ-10, трансформатора напруги НТМИ-10-66 УЗ, КРУ типу К-104Мз вимикачем типу VF 12.08.31. Для даних апаратів була виконана перевірка на термічну та динамічну стійкість.

Була вибрана схему ВРП-110 кВ з двома робочими системами шин і з обхідною системою шин та схему ВРП-330 кВ полуторну з трьома вимикачами на 2 приєднання. Також була вибрана схема ГРП 10 кВ з 2 секціями збірних шин до кожної з яких приєднаний генератор 60 МВт. Була здійснена перевірка за умовами корони, перевірка шин на схлестування при КЗ. Була вибрана комутаційна апаратура для даних РП.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		79

# РОЗДІЛ 3

## ОЦІНКА ДОПУСТИМОСТІ ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>			
З	Л	№ докум.	Підп	Д	Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора теплоелектроцентралі потужністю 920 МВт  .Оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Бас Є.А					80	89	
Перевір.	Болотний							
Н.	МатєєнкоЮ					НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського», кафедра відновлюваних джерел		
Затверд.	КудряС.О.					32		

### 3.1 Огляд систем протиаварійної автоматики та можливих причин перевантаження генератора.

Для запобігання виникнення і розвитку аварій в енергосистемах, їх локалізації і ліквідації призначена протиаварійна автоматика (ПА). Система ПА в межах свого енерговузла включає в себе ряд підсистем, в даній роботі буде розглянута автоматика обмеження зниження напруги (АОЗН) і а також вплив на її роботу зі сторони ЧДА – частотної ділильної автоматики, її метою є виділення електростанції на роботу ВП з частиною навантаження в залежності від доаварійного балансу потужностей. Однак пусковим органом даної автоматики є тільки фактичне значення частоти в мережі. Як наслідок, вузьким місцем є зниження напруги поблизу шин електростанції.

Насамперед важливо визначити наслідки до яких може призвести зниження напруги поблизу шин електростанції.

Слід виділити декілька з них:

- перевантаження генеруючого обладнання струмами статора;
- перевантаження генеруючого обладнання струмами ротора.

### 3.2 Перевантаження генератора струмами статора і ротора.

Струм статора синхронної машини визначається наступним виразом:

$$I_{\text{статор}} = \sqrt{\frac{P_z^2 + Q_z^2}{U_{\text{ген}}}},$$

де  $P_z$ ,  $Q_z$  - фактична активна і реактивна потужності відповідно;  $U_{\text{ген}}$  - напруга на шинах генератора.

Отже, зниження напруги  $U_{\text{ген}}$  поблизу шин електростанції призводить до збільшення струму статора. Однак дане зниження напруги буде компенсуватися за рахунок роботи автоматичного регулятора збудження (АРВ) генераторів аж до граничних значень струму збудження  $I_{\text{гран}}$ . При підтримці напруги за рахунок збільшення струму збудження збільшується виробіток реактивної потужності

					141.61101.001.БР.ПЗ	А
3	А	№ докум.	Підп	Д		81

генератора  $Q_G$  (так як  $I_f \sim Q_G$  при нехтуванні насиченням магнітних частин синхронного генератора), яке також викликає збільшення струму статора навіть за умови, що до досягнення граничних значень струму збудження  $U_{ген} = const$ .

Для якісного відображення описуваних процесів розглянемо роботу синхронного генератора на шини приймальної системи із змінною напругою  $U_{ЕС} = var$  через підвищувальний трансформатор з опір  $X_{зов}$ . Синхронний генератор забезпечений АРВ

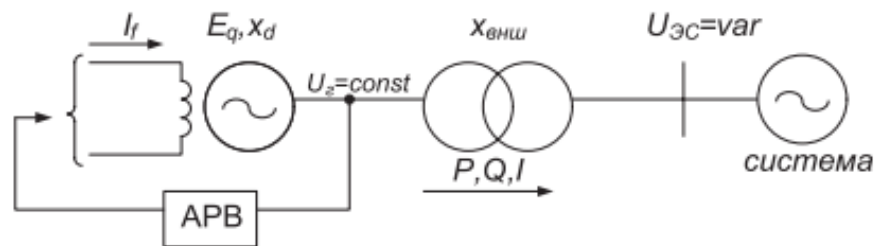


Рисунок 3.1. Принципова схема роботи синхронного генератора

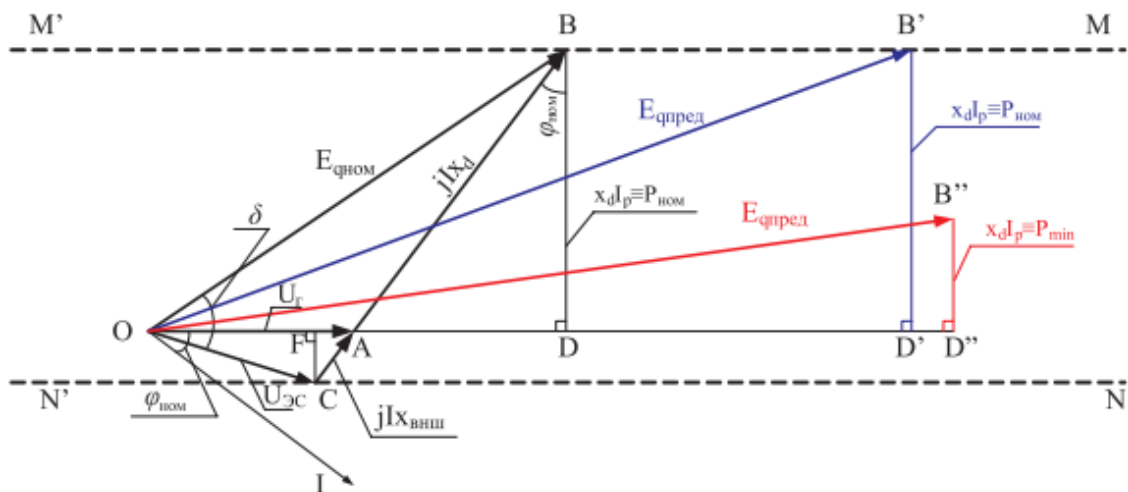


Рисунок 3.2. Векторна діаграма роботи генератора з АРВ на шини ЕС з  $U=var$

Для даної схеми справедливі такі вирази:

$$\dot{E}_q = \dot{U}_z + jI_x_d; \quad \dot{U}_z = \dot{U} + jI_x_{зов}$$

Векторна діаграма приведена за параметрами типового генератора середньої потужності в в. о. при роботі його в номінальному режимі:

$$x_d^* = 1,72; I_{f\text{гран}}^* = 3,96; \cos\phi_{\text{ном}} = 0,8; S_{\text{ном}}^* = 1; U_{\text{ном}}^* = 1; I_{\text{ном}}^* = 1;$$

$$X_{\text{зов}}^* = 0,20.$$

Згідно векторній діаграмі, вектор  $BD$  і  $FC$  пропорційні активній потужності генератора  $P_g$ , і розглядаючи режим роботи, при якому  $P_g = \text{const}$ , точки  $B$  і  $C$  при будь-якому значенні  $UEC$  будуть знаходитися відповідно на прямих  $MM'$  і  $NN'$ , паралельних вектору  $U_g$ . При цьому вектор  $AD$  пропорційний реактивній потужності генератора  $Q_g$ . Для аналізу можливого перевантаження по струму статора розглянемо випадок роботи генератора з видачею в мережу номінальної активної потужності і підтримці на шинах генератора номінальної напруги (тобто коли генератор ще має запас по реактивній потужності). Результати розрахунку зведемо в таблицю і порівняємо для кожної розрахункової точки граничні часи існування режиму по допустимим перевантаженням струмами ротора і струмами статора. Допустимі часи існування режиму в залежності від кратності перевантаження прийняті згідно з даними, зазначеними в ПТЕ.

Аналізуючи цю таблицю, можна прийти до висновку, що перевантаження можливі при зниженнях напруги в мережі, обумовлених недоліком реактивної потужності. При цьому перевантаження генератора по струму статора виникає як наслідок перевантаження по струму ротора. Перевантаження по струму ротора небезпечні тим, що для її ліквідації проводиться автоматичне зниження струму збудження до  $0,9I_{f\text{ном}}$  за допомогою блоку розвантаження в АРВ і захисту від перевантаження, а остання, крім дії на розвантаження, в разі, якщо при цьому перевантаження не зникає, відключає генератор. Відключення генератора при аварії що розвивається каскадно ще більше посилює її хід

Результати розрахунку роботи генератора з видачею в мережу номінальної активної потужності зведена в табл.3.1

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		83

Таблиця 3.1

$I_a = I \cos \phi, \text{ в.о}$	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
$I_a = I \sin \phi, \text{ в.о}$	0.60	0.75	0.90	1.05	1.20	1.35	1.50	1.65	1.80	1.95	2.16
$I_{\text{статор}}, \text{ в.о}$	1.00	1.10	1.20	1.32	1.44	1.57	1.70	1.83	1.97	2.11	2.12
$E_q, \text{ в.о}$	2.45	2.67	2.90	3.13	3.36	3.60	3.84	4.08	4.32	4.57	4.91
$UEC, \text{ в.о}$	1.00	0.97	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
кротор, в.о	1.00	1.09	1.18	1.27	1.37	1.47	1.56	1.66	1.76	1.86	2.00
кстатор, в.о	1.00	1.10	1.20	1.32	1.44	1.57	1.70	1.83	1.97	2.11	1.12
тгр. ротор, хв	-	25	6	1.5	1.0	0.9	0.8	0.5	0.45	0.35	0.33
тгр. статор, хв	-	60	6	3	2	2.5	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8

Питання про відключення генератора без розгляду мережевої протиаварійної автоматики, що входить до складу АОЗН, невиправданий. В даному випадку йдеться про відключення частини навантаження при значному зниженні напруги в мережі.

Параметри спрацювання АОЗН з дією на відключення навантаження визначаються за значенням коефіцієнта запасу по напрузі (KU):

$$K_u = \frac{U - U_{кр}}{U},$$

де  $U$  - напруга в розглянутому режимі;  $U_{кр}$  - критична напруга в розглянутому вузлі навантаження, відповідне статичній стійкості електродвигунів. При цьому критична напруга в вузлах навантаження напругою 110 кВ і вище при відсутності більш точних даних зазвичай приймають рівною більшій з двох величин:  $0,7U_{ном}$  і  $0,75U_{ном}$ , де  $U_{ном}$  - напруга в розглянутому вузлі при нормальному режимі роботи енергосистеми.

Мінімально допустиме значення коефіцієнта запасу по напрузі для нормального режиму роботи енергосистеми складає 0,15, для вимушеного - 0,1.

											Л
											84
3	А	№ докум.	Підп	Д	<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>						

Отже, мінімально допустиме значення напруги для нормального режиму можна визначити, виражаючи U:

$$U_{\min \text{ доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{1 - K_{\text{инорм}}} = \frac{0,7U_{\text{ном}}}{1 - 0,15} = 0,82U_{\text{ном}} ;$$

$$U_{\min \text{ доп}} = \frac{U_{\text{кр}}}{1 - K_{\text{инорм}}} = \frac{0,75U_{\text{ном}}}{1 - 0,15} = 0,88U_{\text{ном}} ;$$

Аварійно допустиме значення:

$$U_{\min \text{ ав}} = \frac{U_{\text{кр}}}{1 - K_{\text{инорм}}} = \frac{0,7U_{\text{ном}}}{1 - 0,1} = 0,78U_{\text{ном}} ;$$

$$U_{\min \text{ ав}} = \frac{U_{\text{кр}}}{1 - K_{\text{инорм}}} = \frac{0,75U_{\text{ном}}}{1 - 0,1} = 0,83U_{\text{ном}} ;$$

Як уставки за напругою для АОЗН приймається величина U<sub>min</sub> з невеликим запасом 0,5-1 кВ. Уставки АОЗН також слід відбудувати від зниження напруги, викликаного тривалим КЗ, в тому числі трифазними, які ліквідуються резервними захистами приєднань. При цьому АОЗН виконують з різними витримками часу, що забезпечує відключення споживачів до тих пір, поки значення напруги в місці установки захисту не перевищить мінімально допустимого значення (рис. 3). Витримка часу першого ступеня АОЗН повинна забезпечувати відокремлення від АПВ, АВР та може становити 5-10 с.

Наведемо уставки АОЗН для однієї з діючих транзитної підстанції:

- 1-й ступінь: U<sub>сп1</sub> = 0,6U<sub>ном</sub>; t<sub>с</sub> = 0,4 с;

- 2-й ступінь: U<sub>сп2</sub> = 0,85U<sub>ном</sub>; t<sub>с</sub> = 20 с.

Аналізуючи сказане про АОЗН і дані, показані в таблиці 3.1 (рядок зі значенням U<sub>ЕС</sub>), можна вказати на одне з вузьких місць - це коли напруга на шинах енергосистеми знизилася до рівня не достатнього для спрацьовування АОЗН, але достатнього для перевантаження генератора з слідуючим його

розбудженням. При цьому при розбудженні генератора за рахунок утвореного дефіциту реактивної потужності напруга на шинах ЕС знизиться і виявиться в коридорі значення (0,6-0,85)  $U_{ном}$  (між уставками спрацьовування 1-й і 2-й ступенями АОЗН). При цьому відключення навантаження відбудеться тільки з витримкою часу 20 с. За цей час при використанні захисту від перевантаження генератора з інтегральної залежністю (моделює теплову модель нагрівання і охолодження машини) може відбутися повне відключення генератора. На роботу генератора великий вплив мають такі параметри як охолодження, напруга, частота. Їх коливання можуть призвести до перевантаження генератора і завдати шкоди генератору і іншим системам, що забезпечують технологічний процес.

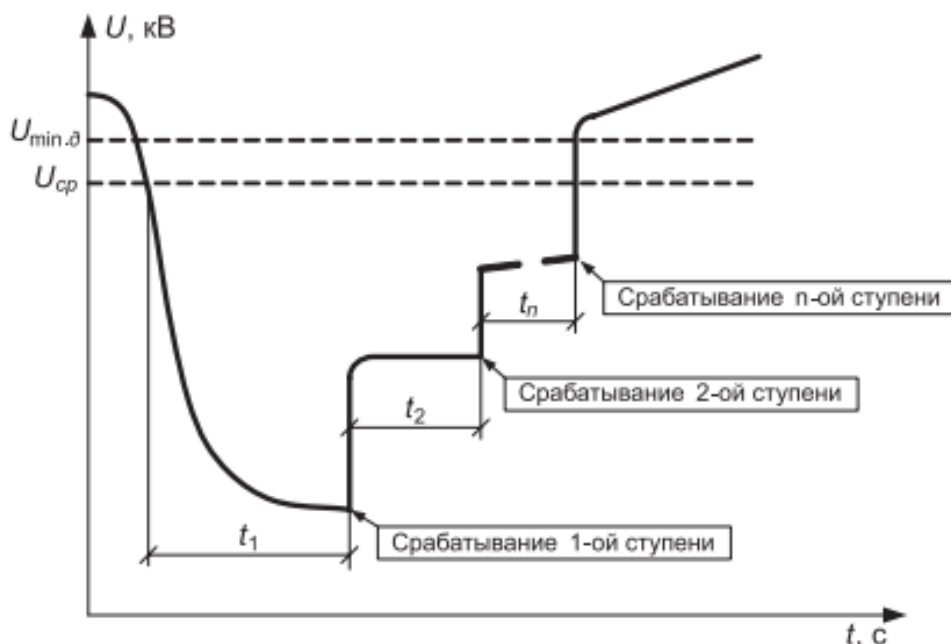


Рисунок 3.3. Характеристика спрацьовування АОЗН

У зв'язку з цим в якості однієї з альтернатив слід розглянути доповнення ЧДА на станції новими пусковими факторами крім органів, що реагують на частоти в ЕС.

Очевидно, що при утворенні значного дефіциту реактивної потужності в мережі генератора буде зафіксовано перевантаження генераторів. При цьому обов'язковою умовою є фіксація перевантаження двох і більше генераторів для

виключення випадків виникнення несправності в системі збудження в одному генераторі.

Також з огляду на те, що в більшості випадків напруга на шинах генераторів станції при аварії що розвивається каскадно і з дефіцитом реактивної потужності за рахунок дій АРВ, залишається практично незмінною, то для більш точного визначення часу відключення генератора варто використовувати контроль напруги на протилежних кінцях ліній, що відходять і визначення параметра  $dQ / dU$ . Очевидно, що найнебезпечнішим режимом для генеруючого обладнання з точки зору його перевантаження є при  $dQ > 0$  і  $dU < 0$ . (зниження напруги при зростанні виробітку реактивної потужності генераторів станції). Зазвичай при роботі ЧДА станції відбувається виділення одного або двох генераторів станції з їх подальшою роботою на навантаження власних потреб (ВП) і частина навантаження споживачів, ізолюваних від ЕС, решта генераторів залишаються в мережі для можливості відновлення нормального електропостачання після аварії без загроз втрати живлення ВП. У зв'язку з цим доцільно зіставляти параметр  $dQ/dU$  з перевантажувальною здатністю що виділяються на ізолювану роботу енергоблоків.

### **3.3 Застосування оцінки допустимості перевантаження синхронного генератора для налаштування пристроїв протиаварійної автоматики.**

При зниженій нарузі виникає ймовірність відключення електродвигуна від теплового захисту і, як наслідок, порушення технологічного процесу. Однак слід зазначити, що при зниженні напруги перекидання двигуна буде відбуватися раніше, ніж спрацює захист від перевантаження. Основним призначенням даного захисту є запобігання тривалої умови самозапуску двигунів при знижених напругах або технологічного застрягання обертових механізмів. У зв'язку з цим розглядати дану причину для порушення технологічного процесу виробництва електроенергії в рамках довготривалої автоматики ТЕС не доцільно.

									Л
									87
З	А	№ докум.	Підп	Д					

141.61101.001.БР.ПЗ

При виникненні дефіциту реактивної потужності, з урахуванням традиційних принципів побудови головних електричних схем ТЕС, виникає загроза порушення технологічного процесу виробництва електроенергії і аварійного відключення генераторів з наступних причин:

- зниження продуктивності робочих механізмів ВП станції;
- відключення генераторів внаслідок їх перевантаження по струму ротора

Ділильна автоматика на ТЕС включає в себе тільки систему ЧДА, яка має пусковий орган, що реагує на виникнення дефіциту активної потужності, при цьому з'являється загроза відключення станції при виникненні дефіциту реактивної потужності в зв'язку з недосконалістю системи АОЗН ( а в деяких регіонах і його повної відсутності) в умовах зміненого складу електричного навантаження енергосистеми і скорочення резервів реактивної потужності. Необхідно розглянути питання про доповнення існуючої системи ділильної автоматики додатковими пусковими органами, здатними зафіксувати небезпечне зниження напруги поблизу шин електростанції.

В якості додаткових пускових органів для виділення живлення ВП і частини ізольованих споживачів на штатні генератори станції (поряд з пусковими органами ЧДА) пропонуємо використовувати:

- факт виникнення форсування на двох і більше генераторах станції з уставкою за часом (орієнтовно 10 с), відбудованої від дії резервних захистів ліній, обладнання станції, АОЗН на прилеглих підстанціях;

- збільшення спрацьовування уставки спрацьовування ЧДА по частоті для запобігання неприпустимого зниження продуктивності робочих механізмів при одночасному зниженні напруги і частоти, або ж при використанні мікропроцесорних захистів спрацьовування захисту представити у вигляді функції  $f_{\text{спрацьовування ЧДА}} = f(U_{\text{мережі}})$ , яка будується за умовою допустимого зниження продуктивності робочих механізмів.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
З	А	№ докум.	Підп	Д		88

### Висновки до розділу 3

В третьому розділі була представлена методика оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора спроектованої станції. Була проаналізована векторна діаграма роботи генератора з АВР на шини ЕС з  $U=var$ . Аналізуючи її, можна прийти до висновку, зниження напруги в мережі, зумовлені недостатньою кількістю виробітку реактивної потужності. При цьому перевантаження генератора по струму статора виникає як наслідок перевантаження по струму ротора. Виконано розрахунок роботи синхронного генератора з видачею в електричну мережу номінальної активної потужності.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		89

## Висновки

Відповідно до завдання, була спроектована теплоелектроцентральною 920МВт.

У першому розділі проекту, за результатами техніко-економічного порівняння, було вибрано структурну схему із трьох запропонованих варіантів а також основне електрообладнання електричної частини спроектованої станції.

У другому розділі розраховано струми к.з. на ПЕОМ, були вибрані комутаційні апарати, після чого, була виконана перевірка вибраної апаратури на термічну та динамічну стійкість а також їх комутаційна придатність.

В третьому розділі детально розглянуто спеціальне питання «оцінка допустимості перевантаження синхронного генератора». Була проаналізована векторна діаграма роботи генератора з АВР на шини ЕС з  $U=var$ , а також вплив перевантаження генеруючого обладнання струмами статора і ротора на зниження напруги біля шин електростанції.

У процесі роботи над заданою темою були включені всі знання в галузі електроенергетики використано багато технічної літератури.

					<b>141.61101.001.БР.ПЗ</b>	Л
3	А	№ докум.	Підп	Д		90

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

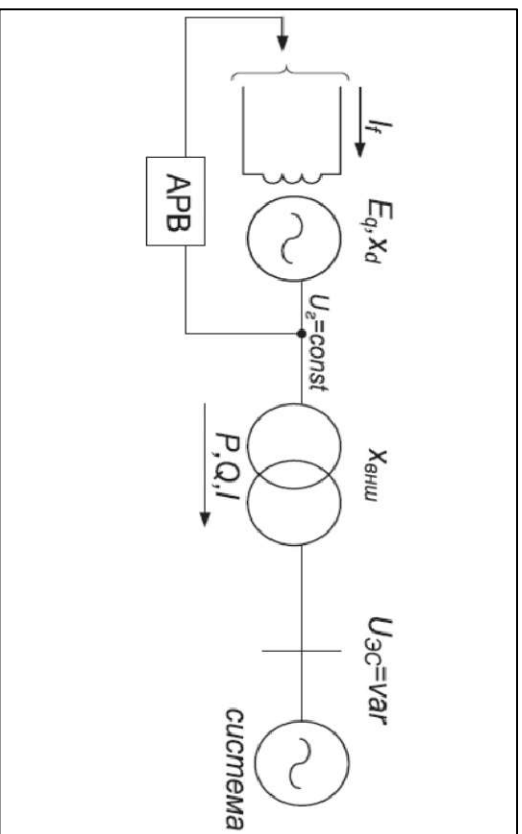
- 1 Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 1 / Уклад.: П. Л. Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2003. – 73 с.
- 2 Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних станцій та підстанцій». Частина 2 / Уклад.: П. Л. Денисюк, - К.: ФЕА НТУУ «КПІ», 2004. – 72 с.
- 3 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. – 61 с.
- 4 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
- 5 Основи проектування теплових та гідравлічних електростанцій: Методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи /Укл.: П.Л.Денисюк, Є.І.Бардик, Р.В.Вожаков./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 66 с.
- 6 Л.Д. Рожкова, В.С. Козулін. Электрообладнання станції та підстанції. М.: Энергоатомиздат, 1967-648с.
- 7 Афанасьев В. В., Вишневский Ю. И. Воздушные выключатели. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. – 384 с.
- 8 Андреев Д.А., Назарычев И.А. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей. – Вестник ИГЭУ. – 2008. – Выпуск 2. – С.69-84.
- 9 Охрана труда. Под ред. Б.А. Князевского, 2-е изд. Переработ. И доп. М.: Высш.школа. 1982 г. – 311 с., с ил.
- 10 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергия, 1978, - 408 с.

										Л
										91
3	А	№ докум.	Підп	Д						

141.61101.001.БР.ПЗ



## Принципова схема роботи СТ з результатом розрахунку параметрів роботи СТ з видачено в мережу номінальної активної потужності



Принципова схема роботи СТ

$I_a = I \cos \phi$ , <i>г.о</i>	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	
$I_a = I \sin \phi$ , <i>г.о</i>	0.60	0.75	0.90	1.05	1.20	1.35	1.50	1.65	1.80	1.95	2.11	2.16	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12
$I_{ематор}$ , <i>г.о</i>	1.00	1.10	1.20	1.32	1.44	1.57	1.70	1.83	1.97	2.11	2.11	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12
$E_{g}$ , <i>г.о</i>	2.45	2.67	2.90	3.13	3.36	3.60	3.84	4.08	4.32	4.57	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91
$U_{EC}$ , <i>г.о</i>	1.00	0.97	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Кротор, <i>г.о</i>	1.00	1.09	1.18	1.27	1.37	1.47	1.56	1.66	1.76	1.86	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Кстатор, <i>г.о</i>	1.00	1.10	1.20	1.32	1.44	1.57	1.70	1.83	1.97	2.11	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12	1.12
тпр ротор, <i>хв</i>	-	25	6	1.5	1.0	0.9	0.8	0.5	0.45	0.35	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
тпр статор, <i>хв</i>	-	60	6	3	2	2.5	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

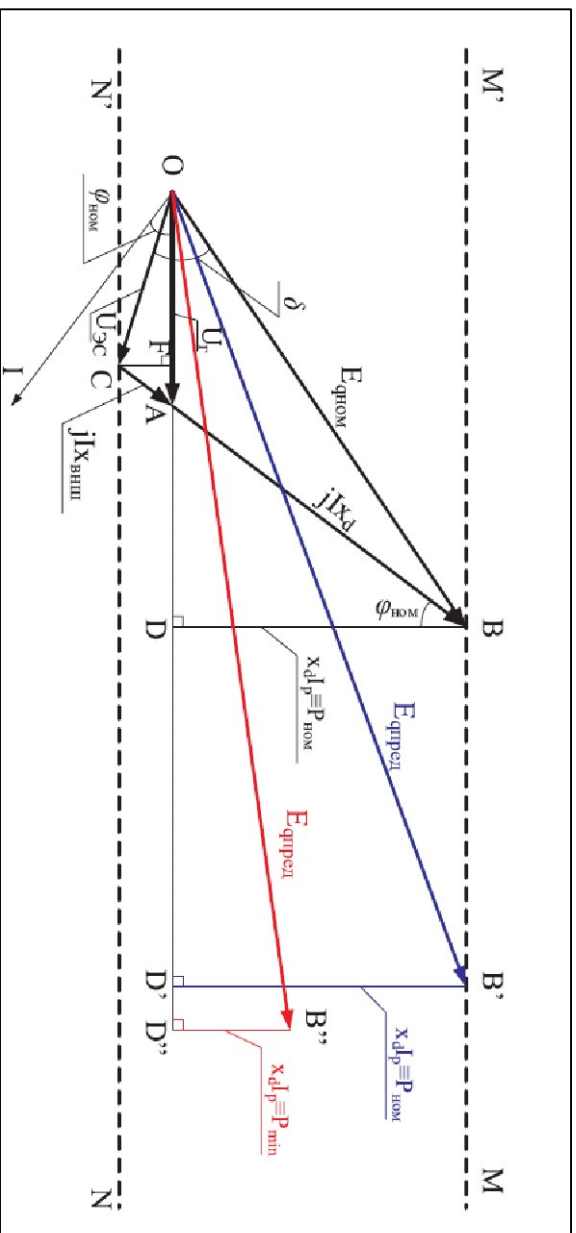
Результати розрахунку  
параметрів СТ з видачено в  
мережу активної потужності

Для аналізу можливого перевантаження по струму статора розглянемо випадок роботи генератора з видачено в мережу номінальної активної потужності і підтримці на шинях генератора номінальної напруги (тобто коли генератор ще має запас по реактивній потужності). Результати розрахунку зведемо в таблицю і порівняємо для кожної розрахункової точки граничні часи існування режиму по допустимим перевантаженням струмами ротора і струмами статора. Допустимі часи існування режиму в залежності від кратності перевантаження прийняті з даними, зазначеними в ПТЕ.

Аналізуючи цю таблицю, можна прийти до висновку, що перевантаження можливі при зниженнях напруги в мережі, обумовлених недовідком реактивної потужності. При цьому перевантаження генератора по струму статора виникає як наслідок перевантаження по струму ротора. Перевантаження по струму ротора безпечні тим, що для її ліквідації проводиться автоматичне зниження струму збудження до 0,91ном за допомогою блоку розвантаження в АВР і захисту від перевантаження, а остання, крім дії на розвантаження, в разі, якщо при цьому перевантаження не зникає, відключає генератор. Відключення генератора при аварії що розвивається каскадно ще більше посилює її хід

ДП 141.61101.001.БР		Принципова схема роботи	
№ документації	№ документації	Термін дії	Місце виконання
Розробник	Виконавець	Інженер	СТ та результати розрахунку
Перевірник	Модифікатор	Модифікатор	інженерний розробник СТ з видачено в мережу активної потужності
Стор. 1	Стор. 1	Стор. 1	Стор. 1
Стор. 2	Стор. 2	Стор. 2	Стор. 2
Стор. 3	Стор. 3	Стор. 3	Стор. 3
Стор. 4	Стор. 4	Стор. 4	Стор. 4
Стор. 5	Стор. 5	Стор. 5	Стор. 5
Стор. 6	Стор. 6	Стор. 6	Стор. 6
Стор. 7	Стор. 7	Стор. 7	Стор. 7
Стор. 8	Стор. 8	Стор. 8	Стор. 8
Стор. 9	Стор. 9	Стор. 9	Стор. 9
Стор. 10	Стор. 10	Стор. 10	Стор. 10
Стор. 11	Стор. 11	Стор. 11	Стор. 11
Стор. 12	Стор. 12	Стор. 12	Стор. 12
Стор. 13	Стор. 13	Стор. 13	Стор. 13
Стор. 14	Стор. 14	Стор. 14	Стор. 14
Стор. 15	Стор. 15	Стор. 15	Стор. 15
Стор. 16	Стор. 16	Стор. 16	Стор. 16
Стор. 17	Стор. 17	Стор. 17	Стор. 17
Стор. 18	Стор. 18	Стор. 18	Стор. 18
Стор. 19	Стор. 19	Стор. 19	Стор. 19
Стор. 20	Стор. 20	Стор. 20	Стор. 20
Стор. 21	Стор. 21	Стор. 21	Стор. 21
Стор. 22	Стор. 22	Стор. 22	Стор. 22
Стор. 23	Стор. 23	Стор. 23	Стор. 23
Стор. 24	Стор. 24	Стор. 24	Стор. 24
Стор. 25	Стор. 25	Стор. 25	Стор. 25
Стор. 26	Стор. 26	Стор. 26	Стор. 26
Стор. 27	Стор. 27	Стор. 27	Стор. 27
Стор. 28	Стор. 28	Стор. 28	Стор. 28
Стор. 29	Стор. 29	Стор. 29	Стор. 29
Стор. 30	Стор. 30	Стор. 30	Стор. 30
Стор. 31	Стор. 31	Стор. 31	Стор. 31
Стор. 32	Стор. 32	Стор. 32	Стор. 32
Стор. 33	Стор. 33	Стор. 33	Стор. 33
Стор. 34	Стор. 34	Стор. 34	Стор. 34
Стор. 35	Стор. 35	Стор. 35	Стор. 35
Стор. 36	Стор. 36	Стор. 36	Стор. 36
Стор. 37	Стор. 37	Стор. 37	Стор. 37
Стор. 38	Стор. 38	Стор. 38	Стор. 38
Стор. 39	Стор. 39	Стор. 39	Стор. 39
Стор. 40	Стор. 40	Стор. 40	Стор. 40
Стор. 41	Стор. 41	Стор. 41	Стор. 41
Стор. 42	Стор. 42	Стор. 42	Стор. 42
Стор. 43	Стор. 43	Стор. 43	Стор. 43
Стор. 44	Стор. 44	Стор. 44	Стор. 44
Стор. 45	Стор. 45	Стор. 45	Стор. 45
Стор. 46	Стор. 46	Стор. 46	Стор. 46
Стор. 47	Стор. 47	Стор. 47	Стор. 47
Стор. 48	Стор. 48	Стор. 48	Стор. 48
Стор. 49	Стор. 49	Стор. 49	Стор. 49
Стор. 50	Стор. 50	Стор. 50	Стор. 50
Стор. 51	Стор. 51	Стор. 51	Стор. 51
Стор. 52	Стор. 52	Стор. 52	Стор. 52
Стор. 53	Стор. 53	Стор. 53	Стор. 53
Стор. 54	Стор. 54	Стор. 54	Стор. 54
Стор. 55	Стор. 55	Стор. 55	Стор. 55
Стор. 56	Стор. 56	Стор. 56	Стор. 56
Стор. 57	Стор. 57	Стор. 57	Стор. 57
Стор. 58	Стор. 58	Стор. 58	Стор. 58
Стор. 59	Стор. 59	Стор. 59	Стор. 59
Стор. 60	Стор. 60	Стор. 60	Стор. 60
Стор. 61	Стор. 61	Стор. 61	Стор. 61
Стор. 62	Стор. 62	Стор. 62	Стор. 62
Стор. 63	Стор. 63	Стор. 63	Стор. 63
Стор. 64	Стор. 64	Стор. 64	Стор. 64
Стор. 65	Стор. 65	Стор. 65	Стор. 65
Стор. 66	Стор. 66	Стор. 66	Стор. 66
Стор. 67	Стор. 67	Стор. 67	Стор. 67
Стор. 68	Стор. 68	Стор. 68	Стор. 68
Стор. 69	Стор. 69	Стор. 69	Стор. 69
Стор. 70	Стор. 70	Стор. 70	Стор. 70
Стор. 71	Стор. 71	Стор. 71	Стор. 71
Стор. 72	Стор. 72	Стор. 72	Стор. 72
Стор. 73	Стор. 73	Стор. 73	Стор. 73
Стор. 74	Стор. 74	Стор. 74	Стор. 74
Стор. 75	Стор. 75	Стор. 75	Стор. 75
Стор. 76	Стор. 76	Стор. 76	Стор. 76
Стор. 77	Стор. 77	Стор. 77	Стор. 77
Стор. 78	Стор. 78	Стор. 78	Стор. 78
Стор. 79	Стор. 79	Стор. 79	Стор. 79
Стор. 80	Стор. 80	Стор. 80	Стор. 80
Стор. 81	Стор. 81	Стор. 81	Стор. 81
Стор. 82	Стор. 82	Стор. 82	Стор. 82
Стор. 83	Стор. 83	Стор. 83	Стор. 83
Стор. 84	Стор. 84	Стор. 84	Стор. 84
Стор. 85	Стор. 85	Стор. 85	Стор. 85
Стор. 86	Стор. 86	Стор. 86	Стор. 86
Стор. 87	Стор. 87	Стор. 87	Стор. 87
Стор. 88	Стор. 88	Стор. 88	Стор. 88
Стор. 89	Стор. 89	Стор. 89	Стор. 89
Стор. 90	Стор. 90	Стор. 90	Стор. 90
Стор. 91	Стор. 91	Стор. 91	Стор. 91
Стор. 92	Стор. 92	Стор. 92	Стор. 92
Стор. 93	Стор. 93	Стор. 93	Стор. 93
Стор. 94	Стор. 94	Стор. 94	Стор. 94
Стор. 95	Стор. 95	Стор. 95	Стор. 95
Стор. 96	Стор. 96	Стор. 96	Стор. 96
Стор. 97	Стор. 97	Стор. 97	Стор. 97
Стор. 98	Стор. 98	Стор. 98	Стор. 98
Стор. 99	Стор. 99	Стор. 99	Стор. 99
Стор. 100	Стор. 100	Стор. 100	Стор. 100

## Векторна діаграма роботи генератора з АВР на шини ЕС з $U = U_{\text{вар}}$



Векторна діаграма приведена за параметрами типового генератора середньої потужності в в. о. при його роботі в номінальному режимі:

$$x_d^* = 1,72; I_{\text{гран}}^* = 3,96; \cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8; S_{\text{ном}}^* = 1; U_{\text{ном}}^* = 1; I_{\text{ном}}^* = 1;$$

$$X_{\text{зов}}^* = 0,20.$$

Зниження напруги  $U_{\text{ген}}$  поблизу шин

електростанції призводить до збільшення струму статора. Однак дане зниження напруги буде компенсуватися за рахунок роботи автоматичного регулятора збудження (АРВ) генераторів аж до граничних значень струму збудження  $I_{\text{гран}}$ . При підтримці напруги за рахунок збільшення струму збудження збільшується виробіток реактивної потужності генератора  $Q_{\text{г}}$  (так як  $I_{\text{г}} \sim Q_{\text{г}}$  при нехтуванні насиченням магнітних частин синхронного генератора), яке також викликає збільшення струму статора навіть за умови, що до досягнення граничних значень струму збудження  $U_{\text{ген}} = \text{const}$ .

Для якісного відображення описуваних процесів розглянемо роботу синхронного генератора на шини приймальної системи із змінною напругою  $U_{\text{ЕС}} = U_{\text{вар}}$  через підвищувальний трансформатор з опір  $X_{\text{зов}}$ . Синхронний генератор забезпечений АРВ

ДП 141.61101.001.БР	
№ докум.	Приймач
Розроб.	М.А.
Перевір.	М.А.
Затверд.	М.А.
Дата	2023
Векторна діаграма роботи генератора з АВР на шини ЕС з $U_{\text{вар}}$	
Лист	1
Масштаб	1:1
Категорія	3
Статус	В
ЛІТУ "ЛТМ" ім. С.М.Ковалевського вул. Героїв, 171-18-61	