

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

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” 2020 p.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

спеціалізація «Електричні станції»

на тему: Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕТ-91мп
(шифр групи)

Діденко Юрій Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові) _____ (підпис)

Науковий керівник професор, д.т.н., Костєв М.В. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. ТРЕТЬЯКОВА Л.Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Консультант стартап-проект ст. викладач БАХМАЧУК С.В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____ (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) _____ (підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
“Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського”**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра відновлювальних джерел енергії

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Напрямок підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

Спеціальність 7.05070101 «Електричні станції»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ С. О. Кудря
(підпис)

“__” _____ 2020р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ ДИСЕРТАЦІЮ СТУДЕНТУ

Діденко Юрію Олександровичу

1. Тема проекту Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції

керівник проекту професор, д.т.н., Костерев М.В.

затверджені наказом по університету від «__» _____ 20__ р. № _____

2. Строк подання студентом дисертації: «10» грудня 2020 року.

3. Предмет дослідження підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі

4. Зміст пояснювальної записки: 1) вибір головної схеми електричних з'єднань станції: вибрати електрообладнання електричної частини; виконати техніко – економічне обґрунтування структурної схеми електростанції та вибрати генератори та трансформатори; 2) розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) виконати розрахунок струмів к.з.; 3) Вибір та перевірка комутаційних апаратів: вибрати комутаційні апарати за умовами нормального режиму

та перевірити їх за результатами розрахунку струмів к.з.; 4) спеціальний розділ: Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції

5. Перелік графічного матеріалу :

1) схема заміщення, еквівалентна схема, схема станції; 2) імовірність відмови ЛЕП ; 3) математична модель асинхронного двигуна; 4) оцінка технічного стану ЛЕП; 5) визначення режиму системи ; 6) експериментально-модельні розрахунки;

6. Орієнтовний перелік публікацій 1) Костерев М.В., д.т.н., проф., Алексейчук В.О., Діденко Ю.О., Кудряшов Р.Р. Визначення ризику виникнення анормального режиму в ЕЕС при відмовах електрообладнання.

7. Консультанти розділів дисертації

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

8. Дата видачі завдання «__»_____ 2020 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Пошук теоретичного матеріалу	25.10.20р	
2.	Аналіз теоретичного матеріалу	1.11.20р	
3.	Розрахунок технічного стану повітряної лінії	3.11.20р	
4.	Ймовірність відмови повітряної лінії	10.11.20р	
5.	Математична модель асинхронного двигуна	20.11.20р	
6.	Розрахунок режиму при відмові обладнання	27.11.20р	
7.	Оформлення отриманих результатів	2.12.20р	
8.	Оформлення технічних креслень	7.12.20р	

Студент

(підпис)

Діденко Ю. О.

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Костерев М. В.

Відомість магістерської дисертації

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на магістерську дисертацію	2	
2	A4	МД 9106.6.050701.005 ПЗ	Пояснювальна записка	113	
4	A1	МД 9106.6.050701.01.005 ТК	Схема заміщення, еквівалентна схема, схема станції	1	
5	A1	МД 9106.6.050701.02.005 ТК	Імовірність відмови ЛЕП	1	
6	A1	МД 9106.6.050701.03.005 ТК	Математична модель асинхронного двигуна	1	
7	A1	МД 9106.6.050701.04.005 ТК	Оцінка технічного стану ЛЕП	1	
8	A1	МД 9106.6.050701.05.005 ТК	Визначення режиму системи	1	
9	A1	МД 9106.6.050701.06.005 ТК	Експериментально- модельні розрахунки	1	

					МД 9106.6.050701.005 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Діденко Ю.О.				Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції Відомість дипломного проекту	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Костерев М.В.						4	113
Н. Контр.	Матеєнко Ю.П.					НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського» каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		
Затверд.	Кудря С.О.							

Реферат

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 113 сторінках формату А4. Графічна частина містить 6 аркушів технічних креслень форматом А1.

В магістерській дисертації розглядається питання підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції. Було розраховано технічний стан повітряної лінії. Для оцінки діапазонів термів доцільно було використано індикатори Харрінгтона для функцій приналежності. Ймовірність відмови повітряної лінії за час експлуатації. Розрахунок режиму при відмові обладнання.

Публікації.

Костерев М.В., д.т.н., проф., Алексейчук В.О., Діденко Ю.О., Кудряшов Р.Р.

Визначення ризику виникнення аномального режиму в ЕЕС при відмовах електрообладнання

Ключові слова: електрична станція, вимикач, трансформатор, реактор, двигун власні потреби, коротке замикання.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Арк.
						5
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Summary

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 113 A4 pages. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

In the master's dissertation the question of increase of reliability of work of thermal power plant in the presence of wind power plant is considered. The technical condition of the overhead line was calculated. Harrington indicators for membership functions were used to estimate term ranges. Probability of overhead line failure during operation. Calculation of the mode in case of equipment failure.

Publications.

Kosterev MV, Doctor of Technical Sciences, Professor, Alekseychuk VO, Didenko YO, Kudryashov RR

Determining the risk of abnormal mode in the power system in case of electrical equipment failures

Key words: power plant, switch, transformer, reactor, engine, own needs, short circuit.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

Вступ	10
1. Вибір структурних схем	12
1.1. Вибір структурних схем	13
1.2. Вибір основного обладнання ТЕЦ	16
1.2.1. Вибір генераторів	16
1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку	17
1.2.3 Вибір блочних трансформаторів	18
1.2.4 Вибір автотрансформатора зв'язку	19
1.2.5. Вибір секційного реактору	21
1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів	22
1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	27
1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ	27
1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ	27
1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ.....	28
1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП	29
2. Розрахунок струмів короткого замикання (к. з.)	32
2.1. Визначення опору системи.....	33
2.2 Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ.....	38
2.3. Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ	43
2.4. Розрахунок струму короткого замикання на РП 330 кВ	47
3. Вибір та перевірка комутаційного обладнання	49
3.1. Вибір вимикача на ГРП 10.5 кВ.....	50
3.2. Вибір вимикача на РП 110 кВ.....	52
3.3. Вибір вимикача на РП 330кВ.....	53
3.4. Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгалуженні	55
3.5. Вибір вимикача за лінійним реактором	56
3.6. Вибір роз'єднувача в колі генератора	59

					МД 9106.6.050701.005 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Діденко Ю. О..			Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Костерев М. В.					7	113
						НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського» ФЕА ЕТ-91мп		
Н. Контр.		Матеєнко Ю.П						
Затверд.		Кудря С.О.						

3.7. Вибір роз'єднувача РУ – 330 кВ	60
3.8. Вибір роз'єднувача РУ – 110 кВ	61
3.9. Вибір роз'єднувача в колі лінії місцевого навантаження	61
3.10. Вибір кабелю	62
3.11. Вибір вимірювального трансформатора струму.....	64
3.12. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	66
3.13. Перевірка шин на дотик при КЗ	67
4. Оцінка технічного стану повітряної лінії	71
4.1 Загальна характеристика	71
4.2. Види пошкодження повітряної лінії	71
4.3. Розрахунок технічного стану повітряної лінії	75
4.4. Ймовірність відмови повітряної лінії.....	86
4.5. Розрахунок режиму при відмові обладнання.....	90
5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації вітроелектростанції	96
5.1 Загальна характеристика об'єкта.....	96
5.2. Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях	96
5.3. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	97
5.4. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	98
5.5. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	99
5.5. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	101
6. Розроблення стартап-проекту	105
6.1 Опис ідеї технології	105
6.2. Визначення техніко-економічних характеристик ідеї.....	107
6.3. Технологічний аудит ідеї проекту	108
6.4. SWOT- аналіз стартап-проекту.....	108
Загальні висновки.....	109
Список літератури.	110

Перелік скорочень та умовних позначень

ЕС – електрична станція;
ЕЕС – електроенергетична система;
КЗ (к. з.) – коротке замикання;
АД – асинхронний двигун
ВП – власні потреби;
МН – місцеве навантаження;
ТВП – трансформатор власних потреб;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ТЕЦ – теплова електрична станція;
ЛР – лінійний реактор;
ОВ – обхідний вимикач;
ТЗ – трансформатор зв'язку;
ТБ– трансформатор блочний;
Г – генератор;
С – система;
ЛЕП – лінії електропередач;
РПН – регулювання під навантаженням;
ШЗВ – шиноз'єднуючий вимикач;
РП – розподільчий пристрій;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ГРП – генераторний розподільчий пристрій;
ПЛ – повітряна лінія;

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Пояснювальна записка до магістерської дисертації

на тему: Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за
наявності вітроелектростанції

Київ – 2020 року

Вступ

Дипломний проект – заключний етап підготовки майбутніх бакалаврів. До дипломного проекту входять наступні розділи:

1. Вибір основного електроустаткування й техніко-економічне обґрунтування вибору принципової (структурної) схеми електричних з'єднань проектованої електростанції.
2. Складання схеми заміщення й розрахунок струмів короткого замикання. Вибір і перевірка електроустаткування розрахункового відгалуження.
3. Спеціальний розділ. У цьому розділі виносяться питання пов'язані з режимом роботи циркуляційного насосу при зміні напруги і системі власних потреб теплоелектроцентралі.

Схема трансформаторних з'єднань між генераторами і розподільчими пристроями основних напруг називається структурною схемою. Вона показує розподіл генераторів між РП різних напруг і зв'язки між РП. В головній електричній схемі виділяють електричну схему власних потреб (ВП) станції.

Структурну схему електричної частини електростанції необхідно вибирати на основі техніко-економічних варіантів розрахунків. Проектована станція є ТЕЦ, головною особливістю якої є наявність збірних шин генераторної напруги, до яких приєднані генератори ТЕЦ, живлячі місцевий район електричного навантаження.

Вимоги, пред'явлені до електричної схеми станції:

1. Відповідність електричної схеми умовам роботи станції в енергосистемі очікуваним режимам, а також відповідність технологічній схемі.
2. Зручність експлуатації: простота і наочність схеми, мінімальний об'єм переключень, зв'язаний зі зміною режиму, доступність електрообладнання для ремонту без порушень режиму установки.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

3. Зручність спорудження електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ліній.

4. Можливість оптимізації установки в економічно доцільному об'ємі.

5. Достатня, економічно виправдана ступінь надійності. Варіант з найменшими приведеними затратами приймається для подальшої розробки.

До графічної частини входить: головна схема електростанції та два аркуші спеціального розділу.

Струми КЗ розраховуються з метою вибору електричних апаратів і перевірки їх на динамічну й термічну стійкість; перевірки комутаційних апаратів на здатність, що відключає, а також для вибору уставок релейного захисту й пристроїв автоматики.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1. Вибір структурної схеми станції

					МД 9106.6.050701.005ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Діденко Ю.О.						12	113
Перевір.	Костерев М. В.							
						НТУУ «КПІ ім І.Сікорського»		
Н. Контр.	Матеєнко Ю.П.					каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		
Затверд.	Кудря С.О.							

1.1. Вибір структурних схем

Структурна схема ТЕЦ залежить від одиничної і сумарної потужності агрегатів і від співвідношення сумарної генераторної потужності і мінімальної потужності місцевого навантаження. Це обумовлено тим, що сучасні ТЕЦ споруджуються поза межею міста або промислового об'єкта.

Якщо потужність місцевого навантаження велика (не менш 50% сумарної потужності генераторів ТЕЦ, номінальна напруга яких співпадає з номінальною напругою розподільчої мережі місцевого навантаження), то доцільним являється спорудження РП генераторної напруги (ГРП 6-10 кВ), куди приєднують генератори і кабелі місцевого навантаження. Така структурна схема характерна для ТЕЦ з генераторами 30 – 60 МВт, що живлять місцеве навантаження в радіусі до 5 – 10 км.

При наявності місцевого навантаження не тільки на генераторній, але і на середній напрузі (35 або 110 кВ) структурна схема може бути виконана: триобмотковими автотрансформаторами ($U_{CH} = 110$ кВ); триобмотковими трансформаторами ($U_{CH} = 35$ кВ); по схемі із двообмотковими трансформаторами. Коли потужність місцевого навантаження відносно мала (не перевищує 30% сумарної потужності генераторів ТЕЦ), то її структурну схему рекомендують будувати на блочному принципі, а живлення місцевого навантаження і власних потреб здійснювати відгалуженнями від генераторів з встановленням реакторів або понижуючих трансформаторів. Виходячи з вимог надійності теплопостачання споживачів, використовують одиночні блоки: відмова елементів об'єднаного або укрупненого блоку привела б до втрати двох теплофікаційних блоків і вірогідному при цьому обмеженню теплопостачання споживачів. Такі умови справедливі для сучасних потужних ТЕЦ з агрегатами 100 і 250 МВт, які випускають для теплового та електричного постачання великих міст та крупних промислових підприємств. Такі ТЕЦ становляться сильно віддаленими від основних електричних

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

навантажень, що займають великі площі. Лише невелика частина навантаження розташована безпосередньо поблизу станції. Необхідно враховувати, що номінальні напруги потужних генераторів ($P_{ном} > 100 \text{ МВт}$) дорівнюють $13.8 - 18 \text{ кВ}$, що вище напруги розподільчих кабельних мереж ($6 - 10 \text{ кВ}$), існуючих в даний час.

Живлення близько розташованих районів навантаження може бути реалізоване відгалуженнями від генераторів декількох блоків через реактор (генераторна напруга $10,5 \text{ кВ}$) або трансформатор (генераторна напруга більша $10,5 \text{ кВ}$). Відгалуження виконують між генераторним вимикачем і блочним трансформатором. Це підвищує надійність електропостачання місцевих споживачів, тому що при найбільш ймовірних пошкодженнях у технологічній частині блоку відключиться генераторний вимикач, а живлення місцевого навантаження збережеться через блочний трансформатор.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

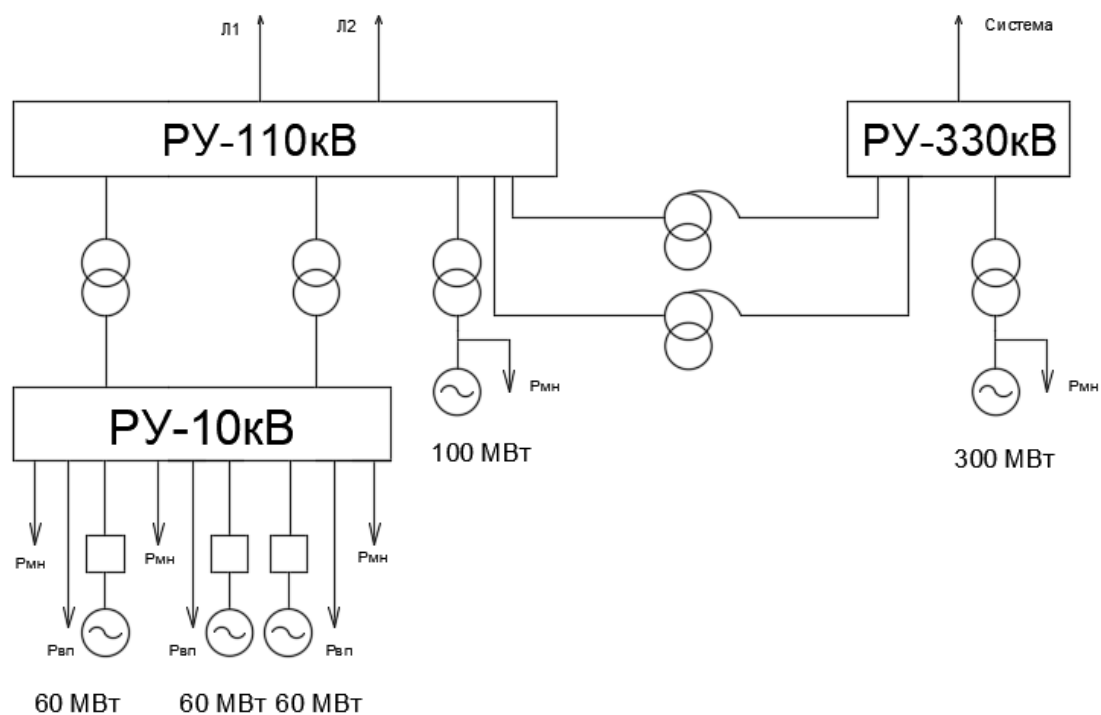


Рис. 1 Структурна схема варіант 1

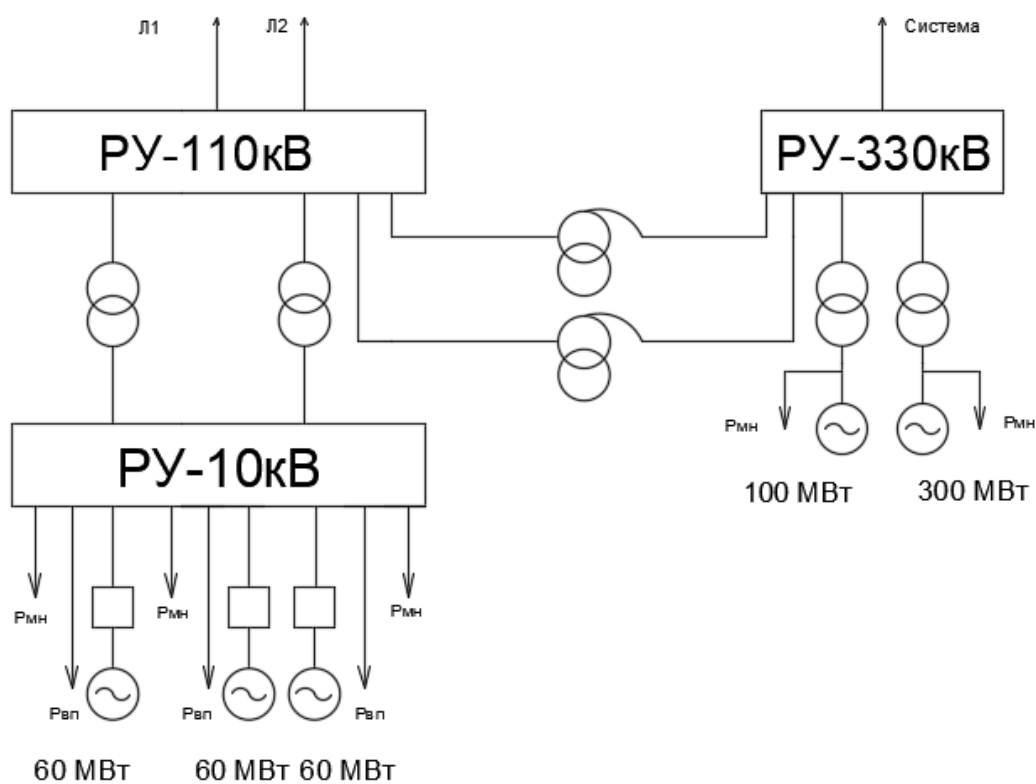


Рис. 2 Структурна схема варіант 2

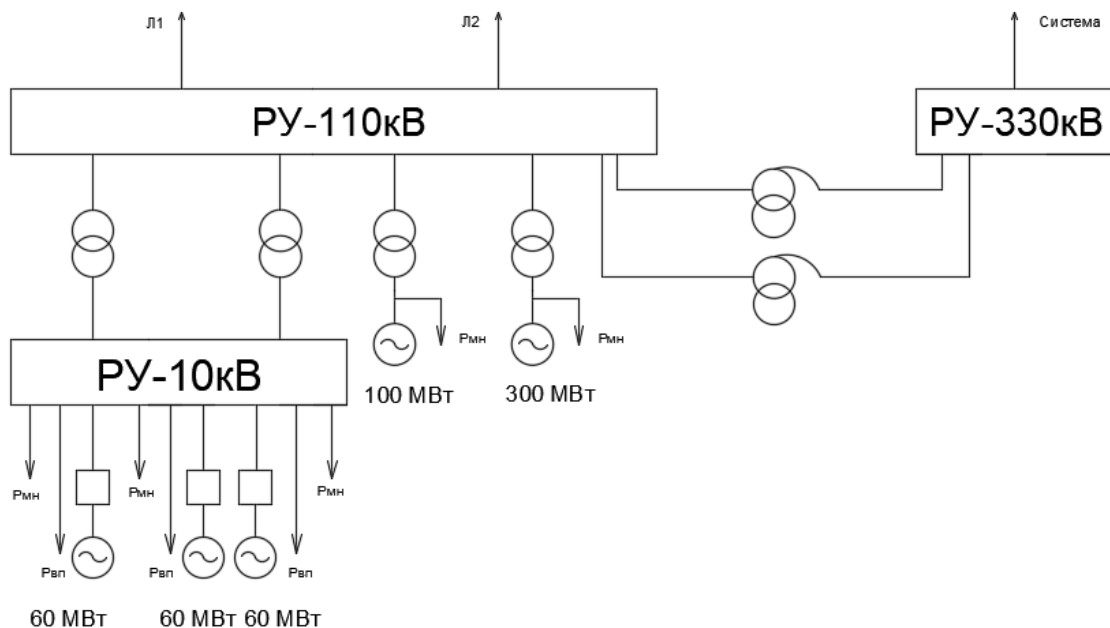


Рис.3 Структурна схема варіант 3

Використання варіанту 3 буде не доцільним. Так як через перетік потужності потрібно ставити більш потужний автотрансформатор, що буде дорожчим.

1.2. Вибір основного обладнання ТЕЦ

Варіант 1

1.2.1 Вибір генераторів

Для покриття встановленої потужності яка складає 580 МВт з якої на ГРП 10.5 кВ розподіляється 180 МВт, а на ВРП 110 кВ та 330 кВ - 400 МВт. Тому необхідно встановити:

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

Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ – 63 - 2УЗ** [1]. Для роботи в блоці вибираємо один генератора типу **ТВФ - 120 - 2УЗ** [1] та один

генератора типу **ТГВ -300 - 2УУЗ** [1], основні параметри яких представлені в Табл. 1.1:

Таблиця 1.1 - Технічні характеристики турбогенераторів

№ п/п	Найменування	Одиниця вимірювання	Умовне позначення	Номінальне значення	Номінальне значення	Номінальне значення
				ТВФ-63-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ	ТГВ-300-2УЗ
1	Номінальна частота обертання	об/хв	$n_{\text{ном}}$	3000	3000	3000
2	Номінальний струм	кА	$I_{\text{ном}}$	4,33	6,875	10,2
3	Номінальна повна потужність	МВА	$S_{\text{ном}}$	78,75	125	353
4	Номінальна активна потужність	МВт	$P_{\text{ном}}$	63	100	300
5	Номінальна напруга	кВ	$U_{\text{ном}}$	10,5	10,5	20
6	Коефіцієнт потужності		$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,8	0,8	0,85
7	Надперехідний опір	%	X''_d	15,3	19,2	19,5

1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку

$$S_{\text{розрах}} \leq S_{\text{ном транс}}$$

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}}}{\cos\varphi}$$

Потужність власних потреб складає 15%

Таблиця 1.2 – Вибір трансформатора зв'язку

№		Одиниці	Нормальний режим	Мінімальний режим	Аварійний режим
1	Генерація	МВт	180	180	120
2	Власні потреби	МВт	27	27	27
3	Місцеві навантаження	МВт	120	84	120
4	Перетік	МВт	33	69	-27

Розрахуємо трансформатор зв'язку:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{перет}}}{2 * \cos\varphi} = \frac{69}{2 * \cos\varphi} = 40.58 \text{ МВА}$$

В якості трансформатора зв'язку вибираємо 2 трансформатора **ТДН-63000/110** [1].

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики трансформатора зв'язку

№	Тип	$S_{\text{ном}}$	Напряження обмотки, кВ		Втрати, кВт		$U_k, \%$ ВН-НН	$I_x, \%$	Ціна
		МВА	ВН	НН	P_x	P_k		%	Тис.грн
1	ТДН-63000/110	63	115	38.5	50	245	10.5	0.5	373

Для всіх варіантів тип трансформатора зв'язку буде однаковим.

1.2.3 Вибір блочного трансформатору:

Для 1-го варіанту:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{нг}} - P_{\text{вп}}}{\cos\varphi_r} = \frac{100 - 15}{0,85} = 100 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ - 125000/110** [1]. Паспортні дані які приведені в Табл. 1.4.

Блочний трансформатор для генератора 300 МВт

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}}}{\cos\varphi} = \frac{300 - 45}{0.85} = 300 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном}} = 400 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ - 400000/330** [1]. Паспортні дані які приведені в Табл. 1.4.

Для 2-го варіанту:

На напругу 330 кВ

Блочний трансформатор для генератора 100 МВт

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}}}{\cos\varphi} = \frac{100 - 15}{0.85} = 100\text{МВА}$$

$$S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор типу **ТДЦ - 125000/330** [1]. Паспортні дані яких приведені в Табл. 1.4

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики блочних трансформаторів

№	Тип	$S_{\text{ном}}$	Напряження обмотки, кВ		Втрати, кВт		$U_k, \%$ ВН-НН	$I_x, \%$	Ціна
		МВА	ВН	НН	P_x	P_k	%	%	Тис.грн
1	ТДЦ-125000/110	125	121	10.5	120	400	10.5	0.55	140
2	ТДЦ-400000/330	400	347	20	300	790	11.5	0.45	398.5
3	ТДЦ-125000/330	125	347	10.5	125	380	11	0.55	2158.7

1.2.4 Вибір автотрансформатора зв'язку:

Вибір автотрансформатора для 1-го варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{перет макс}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}} - P_{\text{мн}}}{\cos\varphi} = \frac{280 - 42 - 120}{0.85} = 138.82\text{МВА}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{перет мін}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}} - P_{\text{мн}}}{\cos\varphi} = \frac{280 - 42 - 84}{0.85} = 181.18\text{МВА}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{перет авар}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}} - P_{\text{мн}}}{\cos\varphi} = \frac{180 - 42 - 120}{0.85} = 21.17\text{МВА}$$

По найбільшому перетоку потужності, в режимі мінімального навантаження, який складає 181.18(МВА). Вибираємо автотрансформатор

зв'язку типу **АТДЦТН - 200000/330/110** [1], з параметрами які занесені до Табл.1.5:

Вибір автотрансформатора для 2-го варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{перет макс}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}} - P_{\text{мн}}}{\cos\varphi} = \frac{180 - 27 - 120}{0.85} = 38.82 \text{ МВА}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{перет мін}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}} - P_{\text{мн}}}{\cos\varphi} = \frac{180 - 27 - 84}{0.85} = 81.18 \text{ МВА}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{перет авар}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{вп}} - P_{\text{мн}}}{\cos\varphi} = \frac{120 - 27 - 120}{0.85} = -31.76 \text{ МВА}$$

По найбільшому перетоку потужності, в аварійному режимі, який складає 81.18(МВА). Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН - 125000/330/110** [1], з параметрами які занесені до Табл.1.5:

Таблиця 1.5 - Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення	
1	Тип автотрансформатора			АТДЦТН-200000/330/110	АТДЦТН-125000/330/110
2	Номінальна потужність	МВ·А	$S_{\text{ном}}$	200	125
3	Напруга обмотки ВН	кВ	$U_{\text{ВН}}$	330	330

4	Напруга обмотки СН	кВ	U_{CH}	115	115
5	Напруга обмотки НН	кВ	U_{HH}	10,5	10,5
6	Напруга к.з ВН-СН	%	$U_k(BC)$	10,5	10,5
7	Напруга к.з ВН-НН	%	$U_k(BH)$	38	35
8	Напруга к.з СН-НН	%	$U_k(CH)$	25	24
9	Втрати х.х	кВт	ΔP_{XX}	155	100
10	Втрати к.з	кВт	ΔP_{K3}	560	345
11	Струм х.х	%	I_{XX}	0,45	0,45
12	Ціна	тис.грн		291	238.5

1.2.5. Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції.

$$I_C = 0,6 \cdot \frac{P_c}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 0,6 \cdot \frac{60}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,474 \text{ кА.} \quad (1.15)$$

Вибирається реактор типу РБГ 10-2500-0,2УЗ [1] з номінальними параметрами, які приведені в Табл.1.6:

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики секційного реактора

№	U_{BH} , кВ	Тривалий струм, А	$X_{НОМ}$, Ом	Номінальні втрати на фазу, кВт	$I_{дин}$, кА	$I_{ТЕРМ}$, кА	$t_{ТЕРМ}$, сек
1	10	2500	0,2	16,1	49	19,3	8

Для всіх варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Навантаження споживача дорівнює 120 МВт $T_{\text{макс}} = 3500$ год. і залишається незмінним на протязі всього періоду експлуатації.

Втрати потужності розраховуємо за формулою, результат заносимо в табл.

1.

$$\Delta W_{\text{тп}} = P_x (8760) + P_k \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau,$$

Втрати потужності (млн.кВт.год)

Табл. 1.

№		1		2	
		n		n	
1	ТДН-63000/110	2	1.586	2	1.586
2	ТДЦ-125000/110	1	1.947	0	
3	ТДЦ-125000/330	0		1	1.946
4	АТДЦТН-200000/330/110	1	2.664	0	
5	АТДЦТН-125000/330/110	0		1	1.189
6	Σ		6.197		4.721

Середній тариф на виході $c_{\text{вих}} = 436,1 \frac{\text{грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$. Податок на прибуток

$p = 21\%$.

Розрахунок капітальних вкладень, тис.грн.

Табл. 2.

№	Найменування затрат	Вар- тість	Варіант 1		Варіант 2	
			кіль - кіст ь	вар- тість	кіль - кіст ь	вар- тість
1	Трансформатор зв'язку ТДЦ-63000/110	373	2	746	2	746
2	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/110	140	1	140	0	-
3	Блочний трансформатор ТДЦ-125000/330	305	0	-	1	305
4	АТДЦТН-200000/330/110	291	1	291	0	-
5	АТДЦТН-125000/330/110	238.5	0	-	1	238.5
6	Комірка РУ 110 кВ	115	6	690	5	575
7	Комірка РУ 330 кВ	465	3	1395	4	1860
8	ВЛ-110 кВ, 1-ланцюгова	930	3	2790	2	1860
9	ВЛ-330 кВ, 1-ланцюгова	8370	2	16740	3	25110
10	Всього капіталовкладень – К		22792		30694.5	

Розрахунок щорічних витрат, тис.грн.

Табл. 3.

№	Найменування	Варіант	
		1	2
1	Щорічні витрати на технічне обслуговування	820.5	1304.99
	і ремонт, B_{et} - всього		
	в т.ч.	273.5	368.33
	ВЛ 110-330кВ, 1,2% від К	547	936.66
	РУ 110-330кВ, 2,4% від К		
2	Амортизаційні відрахування, A_{pt} -	1276.352	1718.89
	всього		
	в т.ч.	455.84	613.89
	ВЛ 35-750кВ, 2% від К	820.512	1105
	РУ 10-750кВ, 3,6% від К		
3	Вартість втрат, $B_{\partial \partial \partial t}$ (43,61 коп/кВт.год)	2519.17	1951.8
4	Разом щорічні витрати:	4616.022	4975.68

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

Розрахунок для 1-го варіанту:

1. Доход:

$$D_t = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot c_{\text{вих}} = 580000 \cdot 3500 \cdot 0,4361 = 885,283 \cdot 10^6 \text{грн}$$

2. Балансовий прибуток :

$$\begin{aligned} P_{\text{бт}} &= D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{пт}} = 885,283 - 0,8205 - 1,276352 - 2,51917 \\ &= 880,67 \cdot 10^6 \text{грн} \end{aligned}$$

де: D_t – надходження за виробництво енергії та інші оподатковувані доходи; $B_{\text{ет}}$ – витрата на експлуатацію (обладнання станції) електротехнічної частини; $B_{\text{втрат}}$ – вартість втрат електроенергії в елементах електричної частини;

$A_{\text{пт}}$ – амортизаційні затрати на реновацію. (див. Табл. 3.)

3. Податок на прибуток:

$$H_{\text{нт}} = p \cdot P_{\text{бт}} = 21\% \cdot 880,67 = 176,134 \cdot 10^6 \text{грн}$$

4. Поточний річний чистий прибуток:

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 880,67 - 176,134 = 704,536 \cdot 10^6 \text{грн}$$

5. Інтегральний ефект:

$$P_{\text{дс}} = \frac{(P_{\text{бт}} + A_{\text{нт}})}{E} - K = \frac{(704,536 + 1,2763)}{0,1} - 22,792 = 7035,33 \cdot 10^6 \text{грн}$$

6. Рентабельність інвестицій:

$$R_i = (P_{\text{бт}} + A_{\text{нт}})/K = \frac{(704,536 + 1,2763)}{22,792} = 30,97 \cdot 10^6 \text{грн}$$

7. Строк окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{30,97} = 0,03229$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результати розрахунку показників ефективності, млн. грн.

Табл. 4.

№	Показники	Варіант	
		1	2
1	Доход $D_t = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot C_{\text{вих}}$	885,283	885,283
2	Балансовий прибуток $\Pi_{\text{бт}} = D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{впрт}} - A_{\text{пт}}$	880.67	880.307
3	Податок на прибуток $H_{\text{нт}} = p \cdot \Pi_{\text{бт}}$	176.134	184.86
4	Поточний річний чистий прибуток $\Pi_{\text{пт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_{\text{нт}}$	704.536	695.447
5	Інтегральний ефект $\Pi_{\text{ос}} = (\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}) / E - K$	7035.33	6940.96
6	Рентабельність інвестицій $R_i = (\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}) / K$	30.97	22.71
7	Строк окупності $T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_i}$	0.03229	0.04403

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ

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

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

До недоліків схеми 3/2 можна віднести:

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

1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

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

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення
- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.
- 4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки

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

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

1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ

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

будівельні роботи. До переваг можна віднести:

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

До недоліків можна віднести:

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

1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

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

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

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

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

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

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

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

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

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

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

Схема ВП проектованої ТЕЦ приведена нижче на Рис.1.3.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

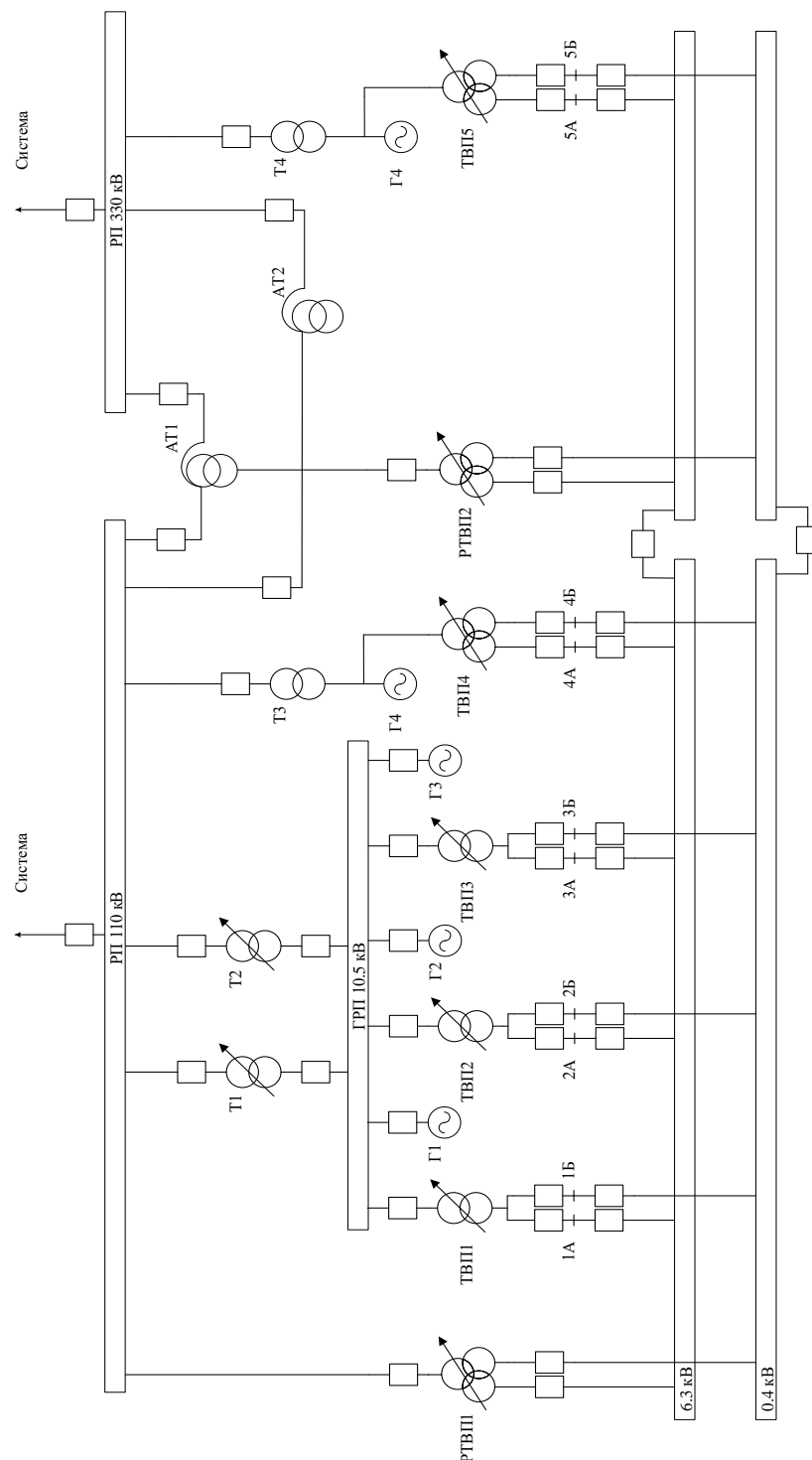


Рис. 1.3. Электрична схема власних потреб ТЕЦ 580 МВт

Висновок:

Строк окупності першого варіанту буде швидшим ніж другий варіант. І рентабельність інвестицій більша в першому варіанті. Тому вибираємо перший варіант.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

МД 9106.6.050701.005ПЗ

Лист

31

3. Вибір та перевірка комутаційного обладнання

					МД 9106.6.050701.005ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Діденко Ю. О.						49	113
Перевір.	Костерев М. В.							
						НТУУ «КПІ ім І.Сікорського»		
Н. Контр.	Матєєнко Ю.П.					каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		
Затверд.	Кудря С.О.							

2.1. Визначення опору системи

З техніко-економічного розрахунку вибираємо варіант 1.

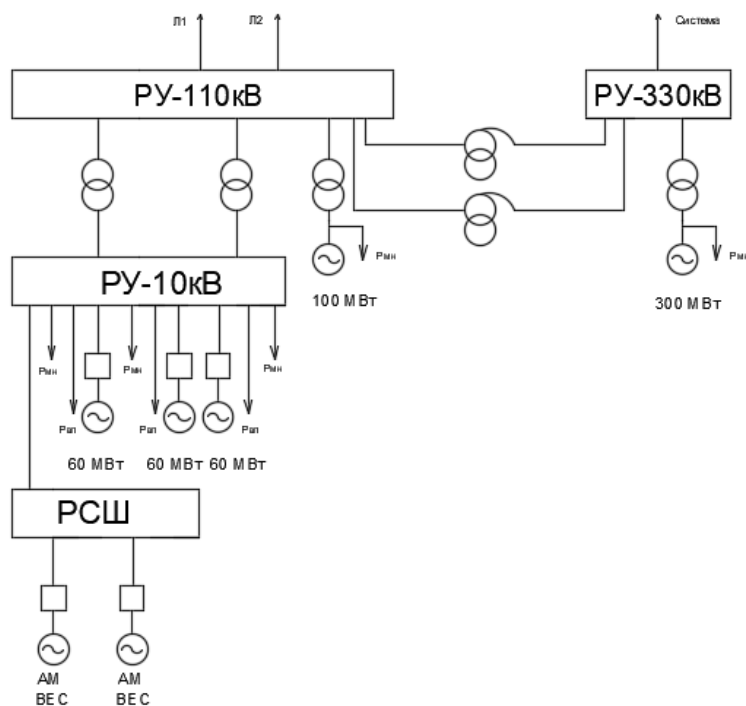


Рис. 2.1 Розрахункова схема ТЕЦ згідно 1 варіанту

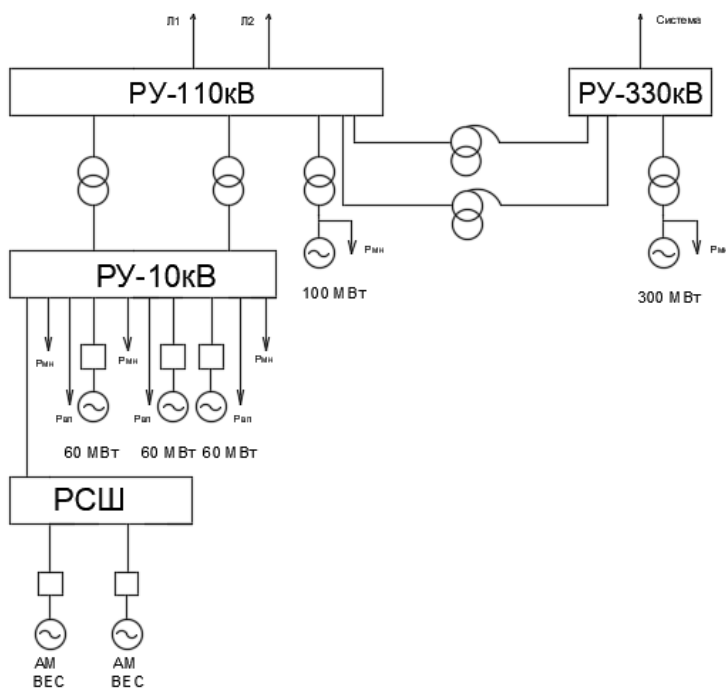


Рис. 2.2 Заступна схема ТЕЦ

За базисну потужність приймемо $S_6 = 78.75 \text{ МВА}$. За базисну напругу візьмемо $U_6 = 10.5 \text{ кВ}$.

Визначення $X_{\text{Сист}}$.

Опори генераторів:

$$X_d'' = 0.1361$$

$$X_{dr1}'' = X_{dr2}'' = X_{dr3}'' = X_d'' * \frac{S_6}{S_H} = 0.1361 * \frac{78.75}{78.75} = 0.1361$$

$$X_{dr4}'' = X_d'' * \frac{S_6}{S_H} = 0.192 * \frac{78.75}{125} = 0.192$$

$$X_{dr5}'' = X_d'' * \frac{S_6}{S_H} = 0.195 * \frac{78.75}{353} = 0.195$$

$$S_H = U_{HT} * I_H * \sqrt{3} = 10.5 * 4.33 * \sqrt{3} = 78.75 \text{ МВА}$$

Трансформатор зв'язку

$$X_T = \frac{U_k \%}{100\%} * \frac{S_6}{S_H} = \frac{10.5}{100} * \frac{78.75}{63} = 0.131$$

Блочний трансформатор 100МВт

$$X_T = \frac{U_k \%}{100\%} * \frac{S_6}{S_H} = \frac{10.5}{100} * \frac{78.75}{125} = 0.07$$

Блочний трансформатор 300МВт

$$X_T = \frac{U_k \%}{100\%} * \frac{S_6}{S_H} = \frac{11.5}{100} * \frac{78.75}{400} = 0.02$$

Автотрансформатор

$$X_{AT1} = X_{AT2} = \frac{U_k(B - C) \%}{100\%} * \frac{S_6}{S_{H.аг}} = \frac{10.5}{100} * \frac{78.75}{200} = 0.041$$

Реактор

$$X_p = X_p * \frac{S_6}{U_{HP}^2} = 0.2 * \frac{78.75}{10^2} = 0.16$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Для розрахунку струмів КЗ нам необхідно знати опір системи X_C .

$$X_1 = \frac{X_{r2} \cdot X_{r3}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.1361 \cdot 0.1361}{0.1361 + 0.1361 + 0.16} = 0.04 \text{ (в. о.)}$$

$$X_2 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.1361 \cdot 0.16}{0.1361 + 0.1361 + 0.16} = 0.05 \text{ (в. о.)}$$

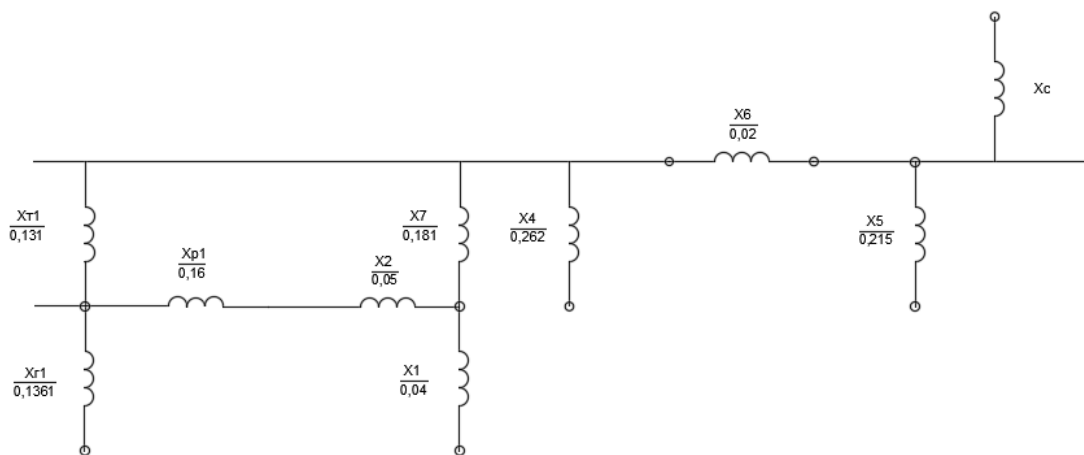
$$X_3 = \frac{X_{r3} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.1361 \cdot 0.16}{0.1361 + 0.1361 + 0.16} = 0.05 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = X_{r4} + X_{T3} = 0.192 + 0.07 = 0.262 \text{ (в. о.)}$$

$$X_5 = X_{r5} + X_{T4} = 0.195 + 0.02 = 0.215 \text{ (в. о.)}$$

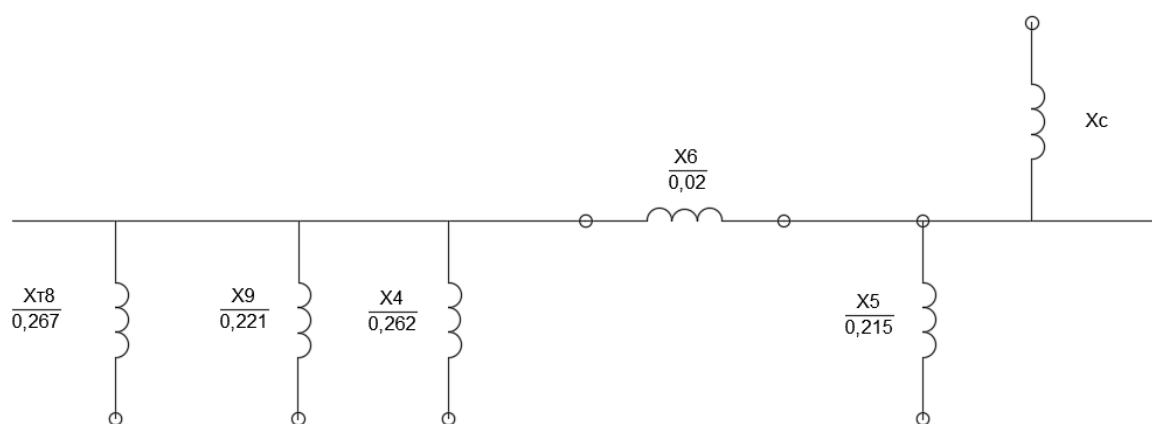
$$X_6 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.041}{2} = 0.02 \text{ (в. о.)}$$

$$X_7 = X_3 + X_{T2} = 0.05 + 0.131 = 0.181 \text{ (в. о.)}$$



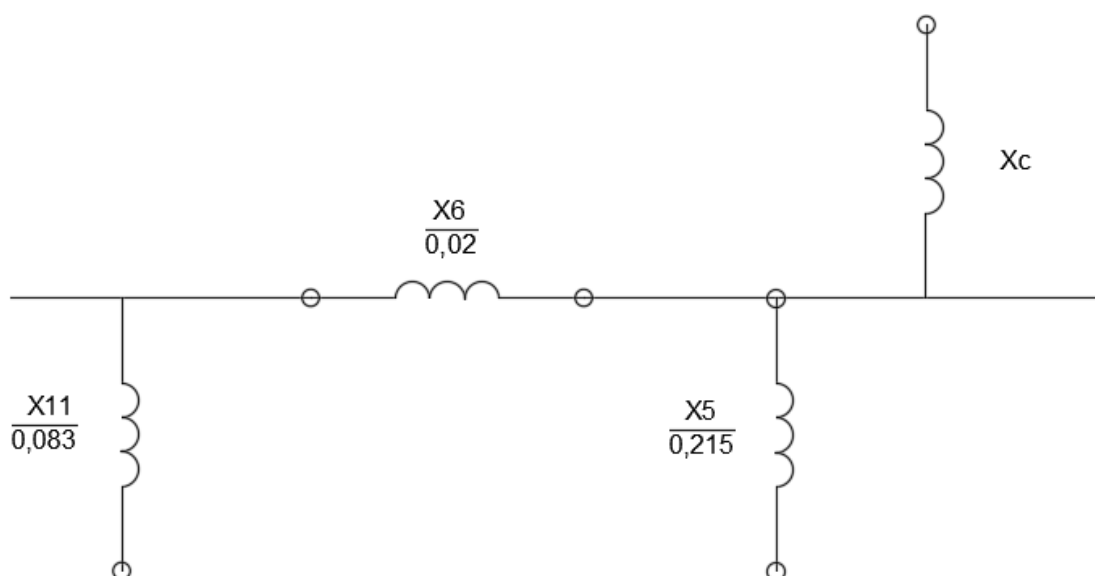
$$X_8 = X_{T1} + X_{r1} = 0.131 + 0.1361 = 0.267$$

$$X_9 = X_7 + X_1 = 0.181 + 0.04 = 0.221$$

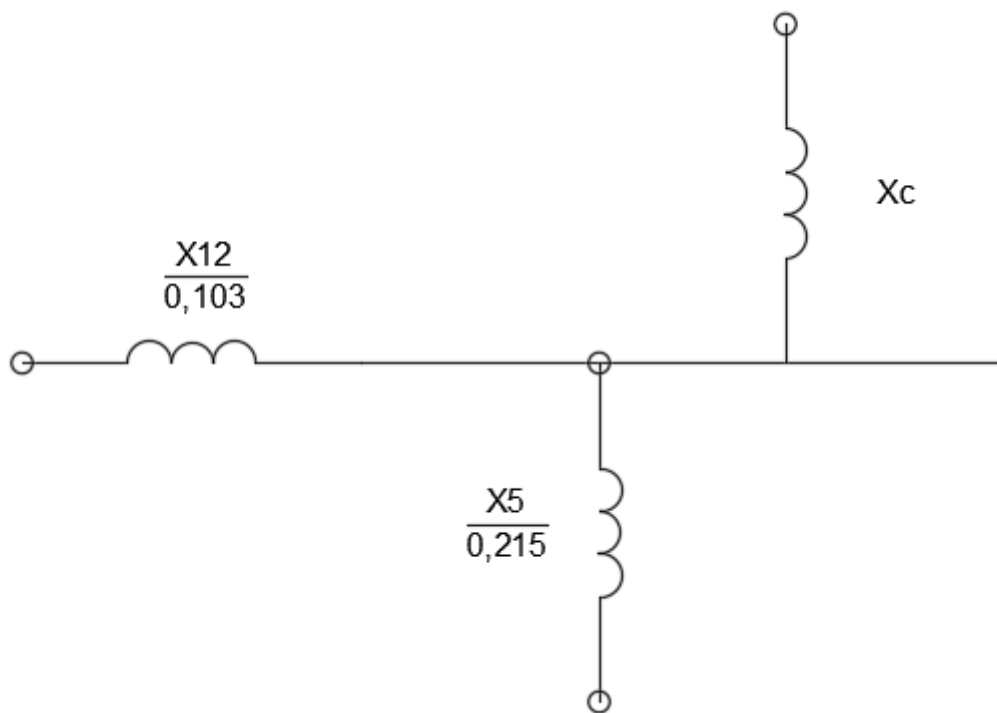


$$X_{10} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9} = \frac{0.267 \cdot 0.221}{0.267 + 0.221} = 0.121$$

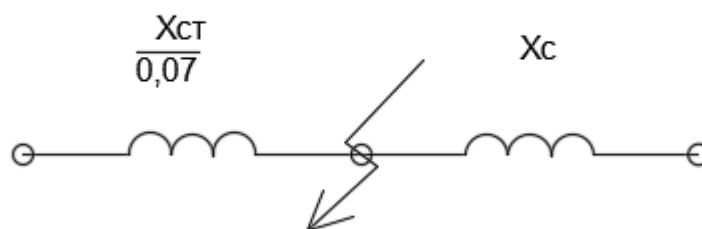
$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_4}{X_{10} + X_4} = \frac{0.121 \cdot 0.262}{0.121 + 0.262} = 0.083$$



$$X_{12} = X_{11} + X_6 = 0.083 + 0.02 = 0.103$$



$$X_{ст} = \frac{X_{12} \cdot X_5}{X_{12} + X_5} = \frac{0,103 \cdot 0,215}{0,103 + 0,215} = 0,07$$



Розрахунок опоры системи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

$$I_{к.з.(сист)} = \frac{U_{330}}{U_6} \cdot I_{к.з.(сист)} = \frac{330}{10,5} \cdot 29 = 911,42 \text{ кА}$$

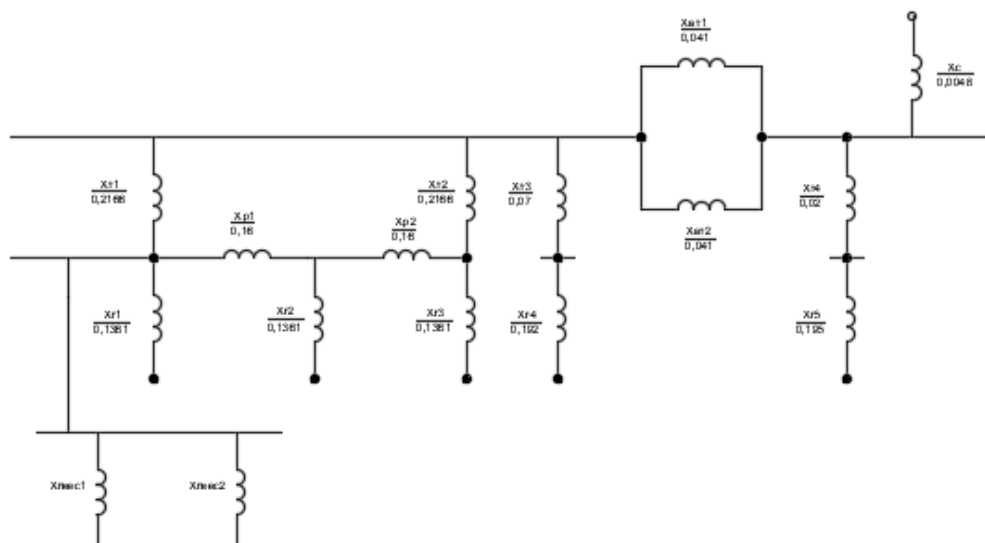
					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$X_e = \frac{I_{\delta}}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4,33}{911,42} = 0,0048 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_e \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_e} = \frac{0,0048 \cdot 0,07}{0,07 - 0,0048} = 0,0052 \text{ в. о.}$$

2.2 Розрахунок струму короткого замикання на ГРП 10.5 кВ

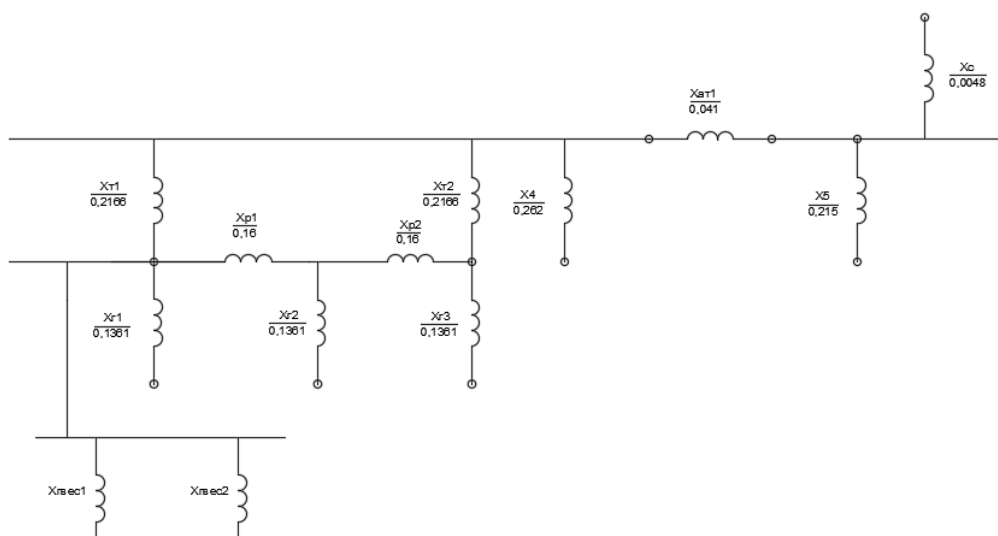
Згортаємо схему справа наліво відносно точки К₁.



$$X_1 = X_{r4} + X_{T3} = 0,192 + 0,07 = 0,262$$

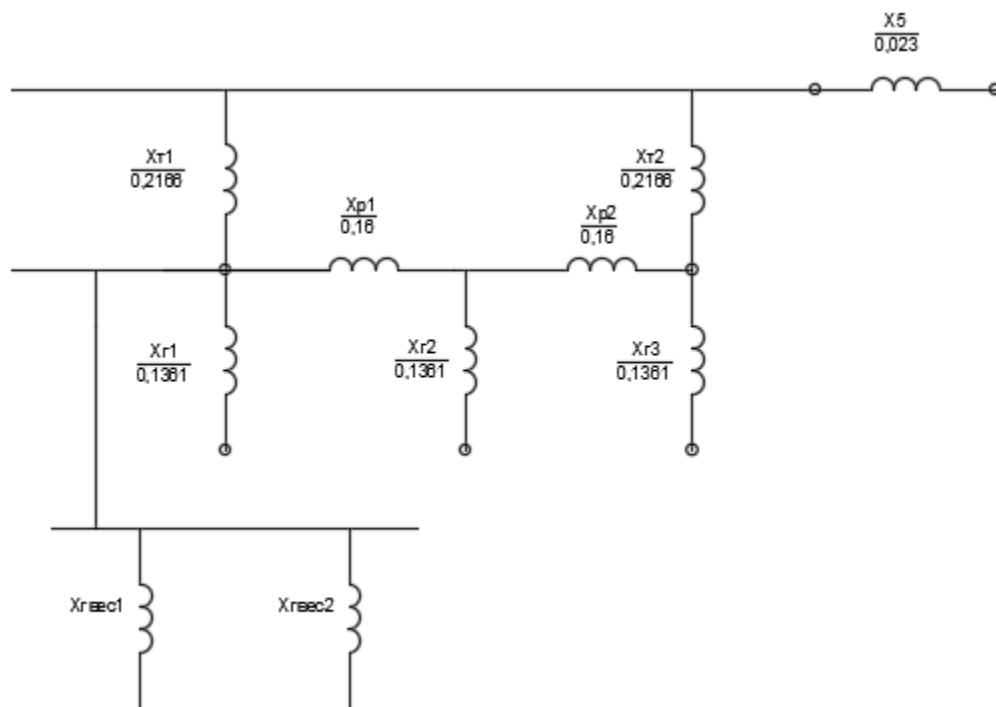
$$X_2 = X_{r5} + X_{T4} = 0,195 + 0,02 = 0,215$$

$$X_3 = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0,041}{2} = 0,02$$



$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_c}{X_2 + X_c} + X_3 = \frac{0.215 \cdot 0.0052}{0.215 + 0.0052} + 0.02 = 0.025$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{0.262 \cdot 0.025}{0.262 + 0.025} = 0.023$$

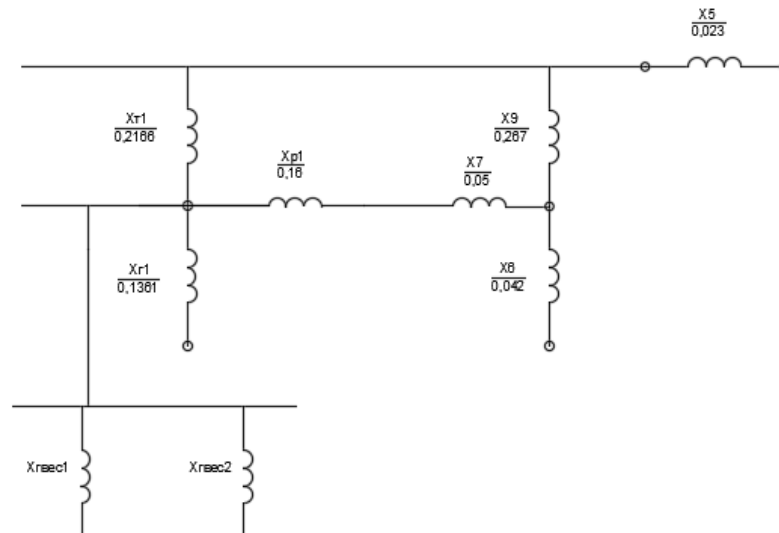


$$X_6 = \frac{X_{r2} \cdot X_{r3}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.1361 \cdot 0.1361}{0.1361 + 0.1361 + 0.16} = 0.042$$

$$X_7 = \frac{X_{r2} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.1361 \cdot 0.16}{0.1361 + 0.1361 + 0.16} = 0.05$$

$$X_8 = \frac{X_{r3} \cdot X_{p2}}{X_{r2} + X_{r3} + X_{p2}} = \frac{0.1361 \cdot 0.16}{0.1361 + 0.1361 + 0.16} = 0.05$$

$$X_9 = X_8 + X_{r2} = 0.05 + 0.131 = 0.181$$

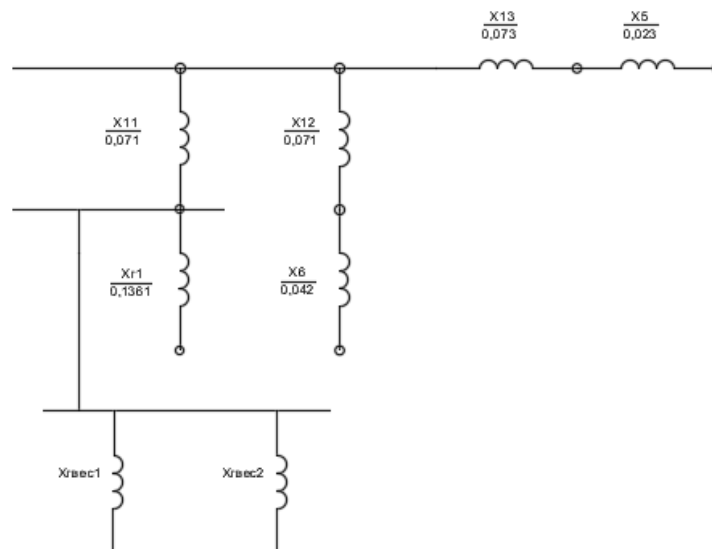


$$X_{10} = X_{p1} + X_7 = 0.16 + 0.05 = 0.21$$

$$X_{11} = \frac{X_{T1} \cdot X_{10}}{X_{T1} + X_{10} + X_9} = \frac{0.131 \cdot 0.21}{0.131 + 0.21 + 0.181} = 0.053$$

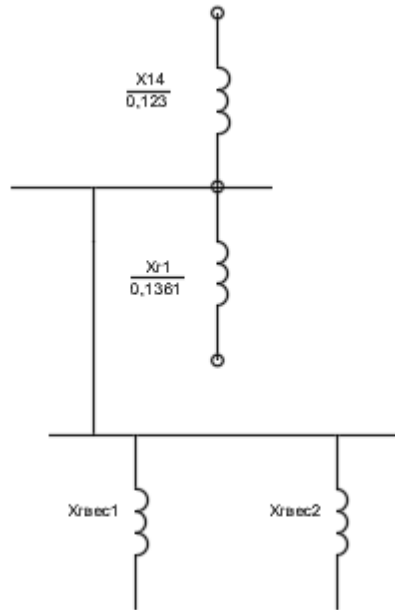
$$X_{12} = \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_{T1} + X_{10} + X_9} = \frac{0.181 \cdot 0.21}{0.131 + 0.21 + 0.181} = 0.073$$

$$X_{13} = \frac{X_{T1} \cdot X_9}{X_{T1} + X_{10} + X_9} = \frac{0.131 \cdot 0.181}{0.131 + 0.21 + 0.181} = 0.045$$



$$X_{14} = \frac{(X_{13} + X_5) \cdot (X_{12} + X_6)}{X_{13} + X_5 + X_{12} + X_6} + X_{11}$$

$$= \frac{(0.045 + 0.023) \cdot (0.073 + 0.042)}{0.045 + 0.023 + 0.073 + 0.042} + 0.053 = 0.096$$



$$X_e = \frac{X_{r1} \cdot X_{14}}{X_{r1} + X_{14}} = \frac{0.1361 \cdot 0.096}{0.1361 + 0.096} = 0.056$$

Розрахунок струмів к.з. від системи

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{n,c,0} = I_{n,c} = \frac{I_6}{X_{\Sigma c}} = \frac{4.33}{0.096} = 45.1(\text{кА})$$

$$\text{де: } I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

Час протікання аперіодичної складової струму КЗ

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.12 + 0.05 = 0.17 \text{ с.}$$

Враховуючи, що $T_{a,c} = 0.06 \text{ с}$ (Табл. 1.2), аперіодична складова струму КЗ від системи:

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,c}}} = \sqrt{2} \cdot 45.1 \cdot e^{-\frac{0.17}{0.06}} = 3.75 (\text{кА})$$

Повний струм з боку системи для часу τ :

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 3.75 + \sqrt{2} \cdot 45.1 = 67.53 (\text{кА})$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки КЗ ,
 $K_{y,C} = 1.85$

$$i_{уд\max} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot K_{y,C} = \sqrt{2} \cdot 45.1 \cdot 1.85 = 117.99 \text{ (кА)}$$

Розрахунок струмів к.з. від генератора

Використавши уточнений вираз для надперехідної ЕРС

$$E''_{\Gamma} = \sqrt{(I_{n,\Gamma} \cdot X''_d \cdot \cos \varphi_{n,\Gamma})^2 + (U_{n,\Gamma} + I_{n,\Gamma} \cdot X''_d \cdot \sin \varphi_{n,\Gamma})^2} =$$

$$\sqrt{(1 \cdot 0.153 \cdot 0.8)^2 + (1 + 1 \cdot 0.153 \cdot 0.6)^2} = 1.098$$

$$\text{де: } I_{n,\Gamma} = 1; U_{n,\Gamma} = 1; \cos \varphi_{n,\Gamma} = 0.8, \sin \varphi_{n,\Gamma} = \sqrt{(1 - (\cos \varphi_{n,\Gamma}))^2}$$

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

$$I_{n,0,\Gamma} = \frac{E''_{\Gamma}}{X''_d} \cdot I_{\phi} = \frac{1.098}{0.153} \cdot 4.33 = 31.07 \text{ (кА)}$$

Номінальний струм генератора

$$I_{n,\Gamma} = \frac{P_{n,\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,\Gamma} \cdot \cos \varphi_{n,\Gamma}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8} = 4.33 \text{ кА}$$

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

$$I_{n,0,\Gamma}/I_{n,\Gamma} = \frac{31.07}{4.33} = 7.17$$

По розрахунковим кривим (Рис.2.2) для визначеного часу

$$t_{роз} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз} = 0.12 + 0.05 = 0.17 \text{ с.}$$

Знаходимо

$$\gamma_{\tau} = I_{n,t,\Gamma}/I_{n,0,\Gamma} = 0.65$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Периодична складова струму генератора на момент

$$t_{\text{роз}} = \tau = 0.17 \text{ с.}$$

$$I_{n,t,\Gamma} = I_{n,0,\Gamma} \cdot \gamma_{\tau} = 31.07 \cdot 0.65 = 20.19 \text{ (кА)}$$

Враховуючи, що в відповідності до Табл. 2.3, $T_{a,\Gamma} = 0.222 \text{ с}$, аперіодична складова струму к.з. від генератора

$$i_{a,\Gamma,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,\Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 20.19 \cdot e^{-\frac{0.17}{0.222}} = 13.27 \text{ (кА)}$$

Повний струм КЗ від генератора

$$i_{\Sigma,\Gamma} = i_{a,\Gamma,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,t} = 13.27 + \sqrt{2} \cdot 20.19 = 41.82 \text{ (кА)}$$

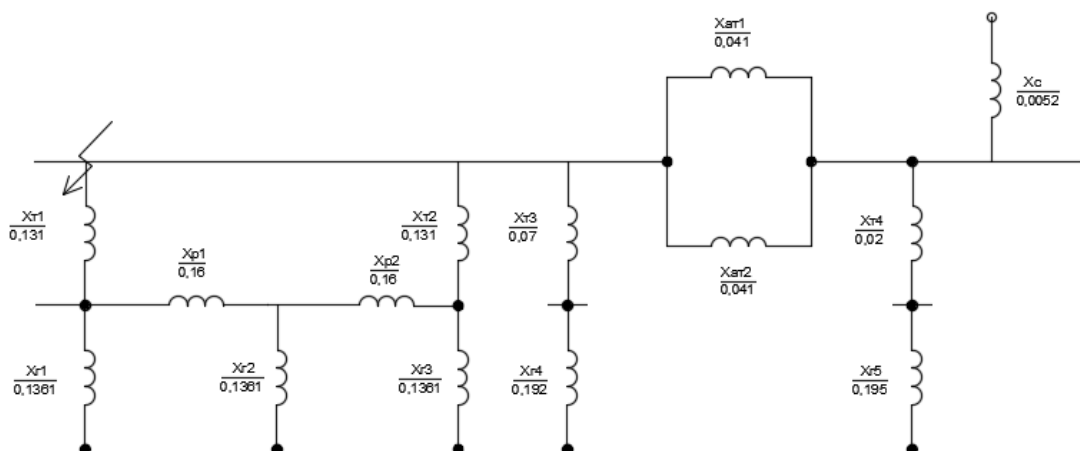
Ударний струм КЗ від генератора

$$i_{\text{уд max}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\Gamma,0} \cdot K_{y,\Gamma} = \sqrt{2} \cdot 31.07 \cdot 1.973 = 86.69 \text{ (кА)}$$

де: в відповідності до Табл. 4.3 $K_{y,\Gamma} = 1.973$

2.3 Розрахунок струму короткого замикання на РП 110 кВ

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



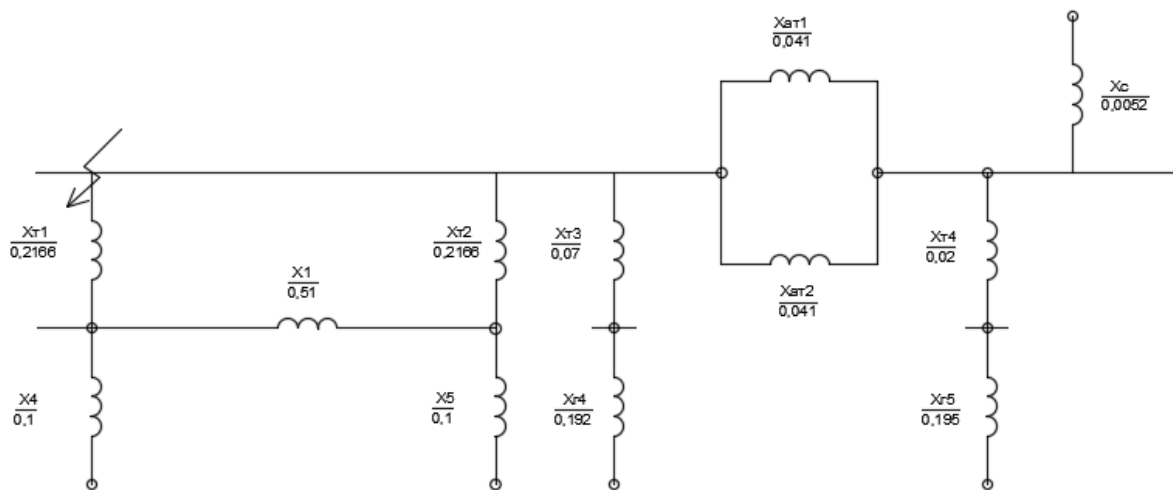
$$X_1 = X_{p1} + X_{p2} + \frac{X_{p1} * X_{p2}}{X_{r2}} = 0,16 + 0,16 + \frac{0,16 * 0,16}{0,1361} = 0.51 \text{ (в. о.)}$$

$$X_2 = X_{p1} + X_{r2} + \frac{X_{p1} * X_{r2}}{X_{p2}} = 0,16 + 0,1361 + \frac{0,16 * 0,1361}{0,16} = 0.43 \text{ (в. о.)}$$

$$X_3 = X_{p2} + X_{r2} + \frac{X_{p2} * X_{r2}}{X_{p1}} = 0,16 + 0,1361 + \frac{0,16 * 0,1361}{0,16} = 0.43 \text{ (в. о.)}$$

$$X_4 = \frac{X_{r1} * X_2}{X_{r2} + X_2} = \frac{0,1361 * 0,43}{0,1361 + 0,43} = 0.1 \text{ (в. о.)}$$

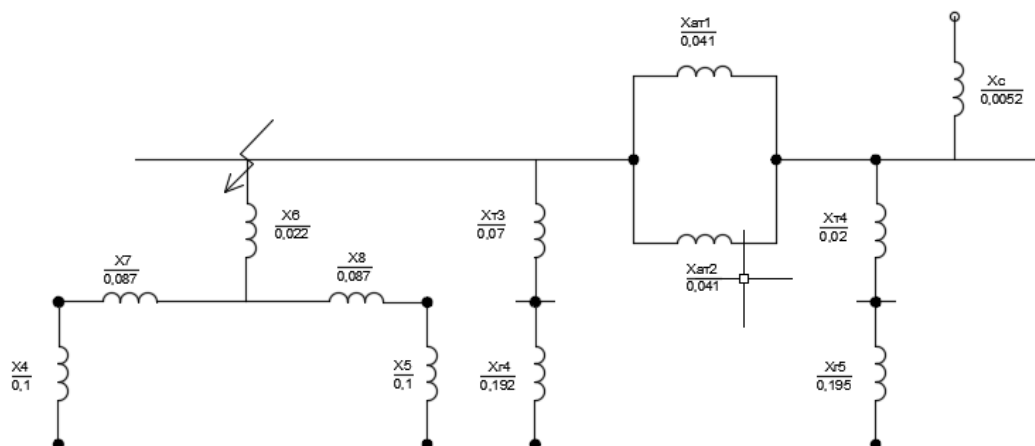
$$X_5 = \frac{X_{r3} * X_3}{X_{r3} + X_3} = \frac{0,1361 * 0,43}{0,1361 + 0,43} = 0.1 \text{ (в. о.)}$$



$$X_6 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2} + X_1} = \frac{0,131 * 0,131}{0,131 + 0,131 + 0,51} = 0.022 \text{ (в. о.)}$$

$$X_7 = \frac{X_{T1} \cdot X_1}{X_{T1} + X_{T2} + X_1} = \frac{0,131 * 0,51}{0,131 + 0,131 + 0,51} = 0.087 \text{ (в. о.)}$$

$$X_8 = \frac{X_1 \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2} + X_1} = \frac{0,51 * 0,131}{0,131 + 0,131 + 0,51} = 0.087 \text{ (в. о.)}$$



$$X_9 = X_4 + X_7 = 0.1 + 0.087 = 0.187 (\text{в. о.})$$

$$X_{10} = X_8 + X_5 = 0.087 + 0.1 = 0.187 (\text{в. о.})$$

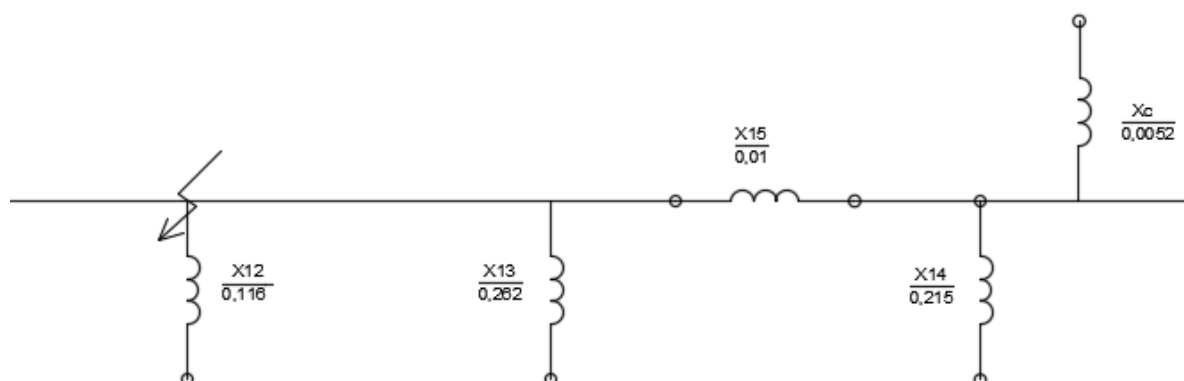
$$X_{11} = \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_9 + X_{10}} = \frac{0.187 \cdot 0.187}{0.187 + 0.187} = 0.094 (\text{в. о.})$$

$$X_{12} = X_6 + X_{11} = 0.022 + 0.094 = 0.116 (\text{в. о.})$$

$$X_{13} = X_{r4} + X_{T3} = 0.192 + 0.07 = 0.262 (\text{в. о.})$$

$$X_{14} = X_{r5} + X_{T4} = 0.195 + 0.02 = 0.215 (\text{в. о.})$$

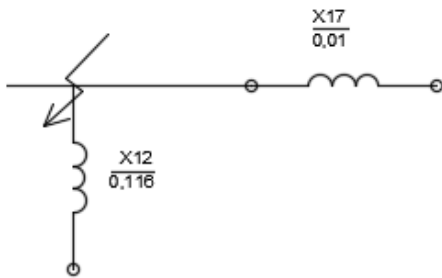
$$X_{15} = \frac{X_{AT1}}{2} = \frac{0.02}{2} = 0.01 (\text{в. о.})$$



$$X_{16} = \frac{X_{14} \cdot X_c}{X_{14} + X_c} + X_{15} = \frac{0.215 \cdot 0.005}{0.215 + 0.005} + 0.01 = 0.01 (\text{в. о.})$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$X_{17} = \frac{X_{13} \cdot X_{16}}{X_{13} + X_{16}} = \frac{0.262 \cdot 0.01}{0.262 + 0.01} = 0.01 \text{ (в. о.)}$$



$$X_{\text{екв}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{12}} + \frac{1}{X_{17}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.116} + \frac{1}{0.01}} = 0.009 \text{ (в. о.)}$$

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

$$I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{U_{330}}{U_{\phi}} \cdot I_{\text{к.з. (сист)}} = \frac{330}{110} \cdot 29 = 87 \text{ кА}$$

$$X_e = \frac{I_{\phi}}{I_{\text{к.з. (сист)}}} = \frac{4,33}{87} = 0,049 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{X_e \cdot X_{CT}}{X_{CT} - X_e} = \frac{0,049 \cdot 0,07}{0,07 - 0,049} = 0,163 \text{ в. о.}$$

Розрахунок струмів КЗ на шинах РП 110

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.413 \text{ кА}$$

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

$$I_{n,c,0} = I_{n,c} = \frac{I_{\phi}}{X_{\Sigma c}} = \frac{0.413}{0.163} = 2.53 \text{ (кА)}$$

Враховує можливість використання для даних умов вимикача **ВГУ-110Б** [8], у якого $\Delta t_{\text{відкл}} = 0.055 \text{ с.}$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Час протікання аперіодичної складової

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.055 + 0.013 = 0.068 \text{ с.}$$

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ від системи для шин 110 кВ (Табл. 4.1.), $T_{a,\Gamma} = 0.13 \text{ с}$, розрахуємо наступні параметри режиму КЗ:

- аперіодична складова струму від системи

$$i_{a,C,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 2.53 \cdot e^{-\frac{0.063}{0.13}} = 2.12 \text{ (кА)}$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,C,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 2.12 + \sqrt{2} \cdot 2.53 = 5.69 \text{ (кА)}$$

- ударний струм від системи

$$i_{\text{уд max}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot K_{y,C} = \sqrt{2} \cdot 2.53 \cdot 1.92 = 6.86 \text{ (кА)}$$

де: $K_{y,C}=1.92$ на шинах РУ-110кВ;

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta = \frac{i_{a,C,t}}{i_{\Sigma,C}} \cdot 100\% = \frac{2.12}{5.69} \cdot 100\% = 37.25\%$$

2.4 Розрахунок струмів КЗ на шинах РП 330 кВ

Еквівалентний опір

$$X_{\Sigma,C} = \frac{X_C \cdot X_{CT}}{X_C + X_{CT}} = \frac{0,0052 \cdot 0,07}{0,07 + 0,0052} = 0,0049 \text{ в. о.}$$

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0.138 \text{ кА}$$

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

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$I_{n,c,0} = I_{n,c} = \frac{I_6}{X_{\Sigma c}} = \frac{0.138}{0.0049} = 28.16(\text{кА})$$

Враховує можливість використання для даних умов вимикача **ВГУ-330Б** [8], у якого $\Delta t_{\text{відкл}} = 0.12 \text{ с}$.

Час протікання аперіодичної складової

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.05 + 0.013 = 0.063 \text{ с}$$

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ від системи для шин 330 кВ (Табл. 4.1.), $T_{a,\Gamma} = 0.06 \text{ с}$, розрахуємо наступні параметри режиму КЗ:

- аперіодична складова струму від системи

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,c}}} = \sqrt{2} \cdot 28.16 \cdot e^{-\frac{0.063}{0.06}} = 13.93 (\text{кА})$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c} = 13.93 + \sqrt{2} \cdot 28.16 = 53.75 (\text{кА})$$

- ударний струм від системи

$$i_{\text{уд max}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot K_{y,c} = \sqrt{2} \cdot 28.16 \cdot 1.92 = 76.46 (\text{кА})$$

де: $K_{y,c}=1.99$ на шинах РУ-330кВ;

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta = \frac{i_{a,c,t}}{i_{\Sigma,c}} \cdot 100\% = \frac{13.93}{53.75} \cdot 100\% = 25.92\%$$

Висновки:

В розділі 2 бакалаврської роботи було побудовано структурну схему, знайдено X_c та розраховано струми КЗ за методом типових кривих.

4. Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Діденко Ю. О.					70	113
Перевір.		Костерев М. В.						
Н. Контр.		Матеєнко Ю.П.				НТУУ «КПІ ім І.Сікорського» каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		
Затверд.		Кудря С.О.						

3.1 Визначення умов вибору та перевірки вимикача на шинах генераторної напруги

Для вибору і перевірки вимикача необхідно перевірити наступні умови:

- $U_{уст}$ - номінальна напруга електроустановки повинна бути менша, або дорівнювати номінальній напрузі U_n вимикача;
- $I_{обт}$ - струм обтяженого режиму, що протікає через вимикач, повинен бути менший або дорівнювати номінальному струму I_n вимикача.

Під ці умови найбільше підходить вимикач **МГГ-10-5000** [8], який має

$$\Delta t_{відкл} = 0.12 \text{ с.}$$

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

$$(i_{\Sigma, C} = 67.53 \text{ кА}) \geq (i_{\Sigma, Г} = 41.82 \text{ кА}).$$

Розрахуємо величини необхідні для вибору і перевірки вимикача:

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ від системи:

$$\beta = \frac{i_{a, C, t}}{i_{\Sigma, C}} \cdot 100\% = \frac{3.75}{67.53} \cdot 100\% = 5.55\%$$

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

$$I_{обт} = \frac{P_{Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{уст} \cdot \cos(\varphi) \cdot 0.95} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 4.558 \text{ (кА)}$$

- розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_k^{розр} = I_{n, C}^2 \cdot (t_{роз} + T_a) = 45.1^2 \cdot (5.12 + 0.1) = 10434.5 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\text{де: } t_{\text{роз}} = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.12 + 5 = 5.12 \text{ с.}$$

- номінальний допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}}^{\text{доп}} = I_{\text{терм,н}}^2 \cdot t_{\text{терм,н}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

- динамічна стійкість:

$$i_{\text{ед макс,н}} = 170 \text{ кА} \geq i_{\text{уд макс}} = 117.99 \text{ кА}$$

- вимикаюча здатність:

$$i_{\text{відкл,н}} = 58.0 \text{ кА} \geq i_{\Sigma, \text{с}} = 67.53 \text{ кА}$$

Всі результати розрахунків зведені в таблицю 2.1, звідки видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

Табл. 2.1 Вибір та перевірка вимикача МГГ–10–5000–63

№	Велечини	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
1	Тип	МГГ-10-5000-63		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{уст}}$	10	10
3	Номінальний струм, А	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{обт}}$	5000	4558
4	Струм відключення, кА	$I_{\text{відкл,н}} \geq (i_{\text{а,с,т}} + \sqrt{2} * I_{\text{н,с}})$	58	67.53
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{\text{вд макс,н}} \geq i_{\text{уд,мак}}$	170	117.99
6	Термічна стійкість, кА ² с	$B_{\text{к}}^{\text{доп}} > B_{\text{к}}^{\text{розр}}$	11907(63/3)	10434.5
7	Час підключення, с	$\Delta t_{\text{відкл}}$	0.12	

3.2. Вибір вимикача РП 110 кВ

Визначення умов вибору і перевірки вимикача РП 110 кВ

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

$$I_{\text{обт}} = \frac{S_{\text{н,АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н,АТ}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1049 \text{ А}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_{\text{к}}^{\text{розр}} = I_{\text{н,с}}^2 \cdot (t_{\text{роз}} + T_{\text{а}}) = 2.53^2 \cdot (0.555 + 0.13) = 4.35 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$\text{де: } t_{\text{роз}} = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.055 + 0.5 = 0.555 \text{ с, } T_{\text{а,с}} = 0.13 \text{ с.}$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_{\text{к}}^{\text{доп}} = I_{\text{терм,н}}^2 \cdot t_{\text{терм,н}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_{\text{к}}^{\text{доп}} = 3200 \text{ кА}^2 \geq B_{\text{к}}^{\text{розр}} = 4.35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{\text{ед макс,н}} = 102 \text{ кА} \geq i_{\text{уд макс}} = 6.86 \text{ кА}$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{\text{відкл,н}} = 77.49 \text{ кА} \geq i_{\Sigma, \text{с}} = 5.69 \text{ кА}$$

$$\text{де: } i_{\text{відк}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл,н}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0.37) = 77.49 (\text{кА})$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача **ВГУ-110 [8]** зведені в Табл.2.2.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Табл. 2.2 Вибір та перевірка вимикача ВГУ-110Б

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	ВГУ-110Б		
2	Номинальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	110	110
3	Номинальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	2000	1049
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	40	
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{вд\ max,н} \geq i_{уд,мах}$	102	6.86
6	Термічна стійкість, кА ² с	$B_K^{доп} > B_K^{розр}$	3200(40/2)	4.35
7	Час підключення, с	$\Delta t_{відкл}$	0.055	
8	Асиметричний струм вимикання, кА	$\sqrt{2} * I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном} \geq i_{\Sigma,с}$	77.49	5.69

3.3 Визначення умов вибору і перевірки вимикача РУ 330 кВ

Вибір вимикача буде проводитись в відповідності до струму комірки ВРУ-330 кВ приєднання автотрансформатора. Струм комірки визначає струм вимикача

$$I_{обт} = \frac{S_{н,АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н,АТ}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 330} = 349.9 \text{ А}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_K^{розр} = I_{н,с}^2 \cdot (t_{роз} + T_a) = 28.16^2 \cdot (0.55 + 0.13) = 539.23 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

де: $t_{роз} = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз} = 0.05 + 0.5 = 0.55 \text{ с}$, $T_{a,C}=0.13 \text{ с}$.

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_K^{доп} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 40^2 \cdot 3 = 4800 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_K^{доп} = 4800 \text{кА}^2 \geq B_K^{розр} = 10434.5 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{ед \text{ мах,н}} = 102 \text{ кА} \geq i_{уд \text{ мах}} = 76.46 \text{ кА}$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл,н} = 83.16 \text{ кА} \geq i_{\Sigma,с} = 53.75 \text{ кА}$$

$$\text{де: } i_{відкл} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} \cdot (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 40 * (1 + 0.47) = 83.16 (\text{кА})$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача **ВГУ-330** [1] зведені в Табл. 2.3.

Табл.2.4 Вибір та перевірка вимикача ВГУ-330Б

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	ВГУ-330Б		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	330	330
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	3150	349.9
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	40	
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{вд \text{ мах,н}} \geq i_{уд,мах}$	102	76.46

6	Термічна стійкість, $\text{кА}^2\text{с}$	$B_K^{\text{доп}} > B_K^{\text{розр}}$	4800(40/3)	539.23
7	Час підключення, с	$\Delta t_{\text{відкл}}$	0.05	
8	Асиметричний струм вимикання,кА	$\sqrt{2} * I_{\text{відкл.н}}(1 + \beta_{\text{ном}} \geq i_{\Sigma, \text{с}}$	83.16	53.75

3.4. Вибір лінійного реактора на розрахунковому відгалуженні

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

Визначемо кількість приєднань до одної секції на ГРП 10.5 кВ:

$$n_{\text{пр}} = \frac{n_{\text{відг}}}{n_{\text{с}}} = \frac{20}{3} = 7 \text{ шт.}$$

Приймемо, що від лінійного реатора відходить 8 відгалудження.

Визначаємо необхідну кількість лінійних реаторів:

$$n_p = \frac{n_{\text{пр}}}{6} = \frac{7}{6} \approx 2 \text{ (шт.)}$$

Номінальний струм відключення якого складає 29 (кА).

Визначаємо бажаний опір лінійного реактора:

$$X_{E1*} = \frac{I_6}{I_{\text{відкл}}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \cdot \frac{1}{I_{\text{відкл}}} = \frac{78.75}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \frac{1}{29} = 0.157$$

$$X_{\text{баж*}} = X_{E1} - X_{E1} = 0.157 - 0.041 = 0.116$$

Знайдемо бажаний опір реактора в іменованих одиницях:

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_{\text{баз}} = X_{\text{баз*}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_6} = 0.116 \cdot \frac{10^2}{78.75} = 0.147 \text{ (Ом)}$$

Розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\text{норм}} = \frac{2 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{2 \cdot 5,62}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 771 \text{ (А)}$$

Розрахунковий струм режиму, що обтяжує:

$$I_{\text{утяж}} = k_{\text{обт}} \cdot \frac{2 \cdot P_{\text{від}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{уст}} \cdot \cos(\varphi)} = 1.05 \cdot \frac{2 \cdot 5,62}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 887 \text{ (А)}$$

Для заданих значень опору, струму та напругу заделегідь вибираємо:

Реактор здвоєний для внутрішньої установки РБСГ 10 – 2Х1000 – 0.22УЗ [1]

Дані занесені в табл. 3.1

Табл.3.1 Реактор РБСГ 10 – 2Х1000 – 0.22УЗ [1]

№	Параметр	Значення
1	Номінальна напруга, кВ	10
2	Довгостроково допустимий струм, А	1000
3	Номінальний індуктивний опір, Ом	0,22
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	55
5	Струм термічної стійкості, кА	21.65
6	Допустимий час дії струму термічної стійкості, с	8

3.5.Розрахунок струмів КЗ за лінійним реактором

Кабельна лінія місцевого навантаження ТЕЦ приєднується до збірних шин генераторної напруги через лінійний реактор. В якості прикладу візьмемо реактор, який має номінальний індуктивний опір приведений до номінальних параметрів реактора $X_{\text{рн}}=0.2$

Враховуючи значну електричну віддаленість від джерел електричної енергії, для вибору вимикача на лінії місцевого навантаження скористуємося алгоритмом розрахунку струмів КЗ «система».

$$X_{\text{роз}} = \frac{X_{\Sigma C} X_{r1}}{X_{r1} + X_{\Sigma C}} = \frac{0.1361 * 0.096}{0.1361 + 0.096} = 0.056$$

Враховуючи, що індуктивність реактора задана в іменованих одиницях, його приведений опір в відносних одиницях

$$X_p = X_r * \frac{S_6}{U_{HP}} = 0.2 * \frac{78.75}{10^2} = 0.16$$

Еквівалентний опір «системи» по відношенню до точки КЗ:

$$X_{\Sigma C} = X_E = X_{\text{зов}} + X_p = 0.056 + 0.16 = 0.216$$

Періодична складова струму КЗ за реактором:

$$I_{n,0} = I_{n,C} = \frac{I_6}{X_{\Sigma C}} = \frac{4.33}{0.216} = 20.05(\text{кА})$$

Враховуючи, що $T_{a,C}=0.1$ с, аперіодична складова струму КЗ:

- аперіодична складова струму

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 20.05 \cdot e^{-\frac{0.17}{0.1}} = 5.18 (\text{кА})$$

$$\text{де: } t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0.12 + 0.05 = 0.17 \text{ с.}$$

- повний струм КЗ

$$i_{\Sigma,t} = i_{a,\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 5.18 + \sqrt{2} \cdot 20.05 = 33.53 (\text{кА})$$

- ударний струм

$$i_{\text{уд max}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot K_{y,C} = \sqrt{2} \cdot 20.05 \cdot 1.9 = 53.87 (\text{кА})$$

$$\text{де: } K_{y,C}=1.9$$

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta = \frac{i_{a,\tau}}{i_{\Sigma,t}} \cdot 100\% = \frac{5.18}{33.53} \cdot 100\% = 15.45\%$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Задавшись струмом відгалуження $I_{обт} = 0.887$ кА, для якого вміст аперіодичної складової становить 15.43%, пропнується до вибору елегазовий вимикач VF.12.12.31

$$B_k^{розр} = I_{n,c}^2 \cdot (\Delta t_{від} + \Delta t_{рз} + T_{a,c}) = 20.05^2 \cdot (0.12 + 5 + 0.1) = 2098.45 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_k^{доп} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.75 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_k^{доп} = 2976.75 \text{кА}^2 \geq B_k^{розр} = 2098.45 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{ед \max,н} = 80 \text{кА} \geq i_{уд \max} = 53.87 \text{ кА}$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл,н} = 83.16 \text{ кА} \geq i_{\Sigma,с} = 53.75 \text{ кА}$$

$$\text{де: } i_{відк} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} \cdot (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 31.5 \cdot (1 + 0.15) = 50.87 (\text{кА})$$

Всі результати розрахунків для порівняння з паспортними даними зведені в Табл.3.2.

Табл. 3.2 Вибір та перевірка вимикача VF.12.12.31.

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	VF.12.12.31		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	10	10
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	1250	887

4	Струм відключення, кА	$I_{\text{відкл,н}}$	31.5	
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{\text{вд мах,н}} \geq i_{\text{уд,мах}}$	80	53.87
6	Термічна стійкість, кА ² с	$B_{\text{к}}^{\text{доп}} > B_{\text{к}}^{\text{розр}}$	2976.75(31.5/3)	2098.45
7	Вміст аперіодичної складової, %	$\beta_{\text{н}} \geq \beta_{\text{розр}}$	40	15.45
8	Час підключення, с	$\Delta t_{\text{відкл}}$	0.12	
9	Асиметричний струм вимикання, кА	$\sqrt{2} * I_{\text{відкл.н}}(1 + \beta_{\text{ном}}) \geq i_{\Sigma, \text{с}}$	93.55	53.75

3.6. Вибір роз'єднувача в колі генератора

Робоча напруга роз'єднувача повинна відповідати номінальній напрузі шин генератора.

Враховуючи, що роз'єднувач приєднано послідовно з генераторним вимикачем, його режимні параметри відповідають режиму вимикача.

За умовами експлуатації пропонується роз'єднувач **РВР-20/6300 УЗ**[8].

Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані. Табл. 3.3

Табл. 3.3 Вибір та перевірка роз'єднувача РВР – 20/6300 УЗ [8]

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	РВР – 20/6300 УЗ		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{уст}}$	20	10

3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	6300	4558
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{вд\ max, n} \geq i_{уд, max}$	260	117.99
5	Термічна стійкість, кА ² с	$B_K^{доп} > B_K^{розр}$	40000(100/4)	10434.5

3.7. Вибір роз'єднувача РУ-330 кВ

Виберемо роз'єднувач в послідовному колі вимикача ВГУ-330.

Обтяженим струмом буде вважатися обтяжений струм вимикача на напрузі 330 кВ.

За цими умовами найбільш прийнятним являється роз'єднувач **РНД330/3200 У1[1]**.

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

Табл. 3.4 Вибір та перевірка роз'єднувача **РНД 330/3200 У1[1]**

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	РНД 330/3200		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	330	330
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	3200	349.9
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{вд\ max, n} \geq i_{уд, max}$	160	76.46
5	Термічна стійкість, кА ² с	$B_K^{доп} > B_K^{розр}$	7938(63/2)	539.23

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.8. Вибір роз'єднувача РУ-110 кВ

Виберемо роз'єднувач в послідовному колі вимикача ВГУ-110.

Обтяженим струмом буде вважатися обтяжений струм вимикача на напрузі 110 кВ.

За цими умовами найбільш прийнятним являється роз'єднувач **РНД110/1250 Т1** [1].

Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані. Табл.3.5

Табл. 3.5 Вибір та перевірка роз'єднувача **РНД110/1250 Т1** [1]

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	РНД 110/1250		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	110	110
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	1250	1049
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{вд\ max, n} \geq i_{уд, max}$	100	6.86
5	Термічна стійкість, кА ² с	$B_K^{доп} > B_K^{розр}$	4800(40/3)	4.35

3.9. Вибір роз'єднувача в колі лінії місцевого навантаження

Робоча напруга роз'єднувача повинна відповідати номінальній напрузі шин генератора.

Вважаючи, що середня потужність лінії місцевого відгалуження

$$P_{відг}^{ср} = 3.15 \text{ МВт},$$

Струм обтяженого режиму в цьому випадку:

$$I_{обт} = \frac{P_{Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{уст} \cdot \cos(\varphi) \cdot 0.95} = \frac{3.15}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 0.279(\text{кА})$$

Враховуючи, що роз'єднувач включається послідовно з вимикачем лінії місцевого навантаження, умови його вибору відповідають умовам вибору вимикача.

За умовами експлуатації пропонується роз'єднувач **РВ – 10/400 УЗ**[8].

Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані. Табл. 3.6.

Табл. 3.6. Вибір та перевірка роз'єднувача **РВ – 10/400 УЗ**[8].

№	Велечини		паспортні	розраховані
1	Тип	РВ – 10/400 УЗ		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	10,5	10
3	Номінальний струм, А	$I_n \geq I_{обт}$	400	279
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$I_{вд\ max, n} \geq i_{уд, max}$	80	53.87
5	Термічна стійкість, $\text{кА}^2\text{с}$	$B_K^{доп} > B_K^{розр}$	2976.75(16/4)	539.23

3.10. Вибір кабелю

Вибираємо кабель по допустимому струму.

$$I_{роб.} = \frac{P_{розр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{5,62}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,363 \text{ кА}$$

Вибираємо трьохжильний кабель АПВЭВ $U_{ном.}=10 \text{ кВ}$ [4].

Вибираємо кабель з перерізом струмопровідної жили 240 мм^2 , з

$$I_{тр.доп.ном} = 460 \text{ А}.$$

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 мм $K_1 = 0.85$, $K_2 = 1$ при $t = 25^\circ\text{C}$:

$$I_{тр.доп} = 2 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot I_{тр.доп.ном} = 2 \cdot 1 \cdot 0.85 \cdot 460 = 782 \text{ A}$$

Оскільки $I_{л} = 340 \text{ A} < I_{тр.доп} = 782 \text{ A}$, то по допустимому струму кабель підходить.

2) Виконуємо перевірку кабелю на термічну стійкість за умовою:

$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}$ – 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 кВ з алюмінієвими жилами $C_T = 90 \text{ A} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1737 \cdot 10^6}}{90} = 463,08 \text{ мм}^2.$$

Переріз кабелю $F_{каб} = 3 \cdot F_0 = 3 \cdot 240 = 720 \text{ мм}^2$

Оскільки $q_{станд} = 720 \text{ мм}^2 > q_{min} = 463,08 \text{ мм}^2$

Умова на термічну стійкість кабелю виконується.

3.11. Вибір вимірювального трансформатора струму

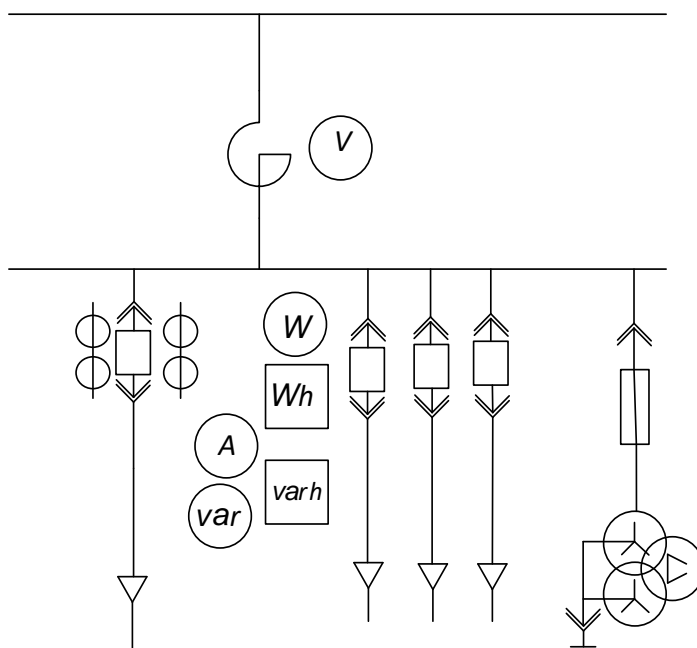


Рисунок 3.1 Вимірювальні прилади, через які проходить обмотка трансформатора струму

$$I_{\text{обм.}} = \frac{P_{\text{розр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{5,62}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,363 \text{ кА}$$

Таблиця 3.6 Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Потужність, яка споживається послідов. обмоткою тр-ра I(S), ВА			
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	0,5	0,5	—	—
Лічильник акт.енергії	2,5	2,5	—	2,5
Лічильник реакт.енергії	2,5	2,5	—	2,5
Ватметр	0,5	0,5	—	0,5
Варметр	0,5	0,5	—	0,5
$\sum S$	6,5	6,5	0	6

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

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

Визначається сумарний опір приладів:

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

Вибирається трансформатор струму, який для класу точності 0,5 має відповідний зовнішній опір. Вибирається трансформатор струму ТПОЛ-10 [4] з параметрами:

Таблиця 3.7 Трансформатор струму ТПОЛ-10

U_n , кВ	I_{IH} , А	I_{IIH} , А	Клас точності	Номінальне навантаження, Ом	$I_{\text{дин}}$, кА	$I_{\text{тер}}$, кА	$t_{\text{тер}}$, с
10	600	5	0,5	0,4	74,5	37,6	3

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

$$r_{\text{прил}} + r_{\text{контр}} + r_{\text{пр}} = z_{2\text{H}}$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{H}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{контр}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом}$$

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

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

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

В якості з'єднувальних провідників приймається багатожильні контрольні кабелі КРВГ з перерізом 4 мм². Вибір трансформатору струму виконується в табличній формі.

Таблиця 3.8. Порівняльна таблиця для трансформатору струму ТПОЛ-10

№	Назва параметру	Одиниці вимірюв.	Номінальні параметри	Розраховані параметри
	Трансформатор струму типу		ТПОЛ-10	
1	Напруга, U	кВ	10	10
2	Струм, I	А	600	317
3	Струм електродинам. стійк., $I_{\text{уд}}$	кА	74,5	69,59

4	Тепловий імпульс струму к.з., B	$(\kappa A)^2 \cdot c$	4241	146,454
5	Навантаження, г	Ом	0,4	0,26

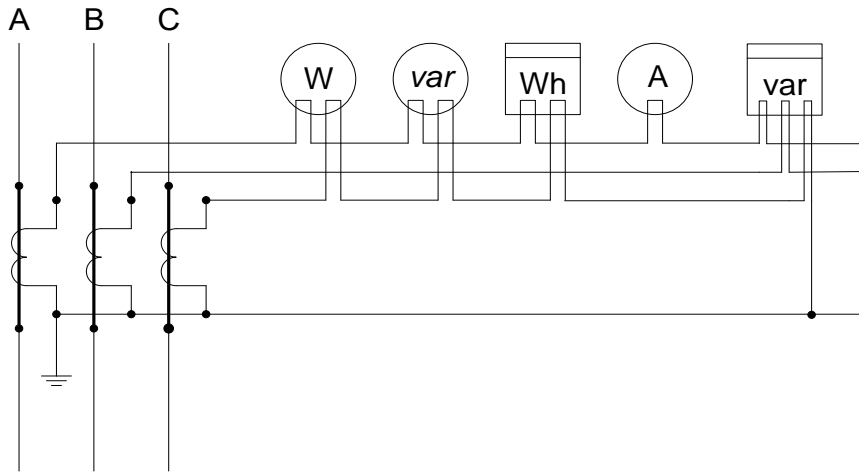


Рисунок 3.2. Схема підключення вимірювальних приладів по струму

3.12. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Таблиця 3.9 Вторинне навантаження трансформаторів напруги

№ п/п	Назва приладу	Кількість	Кількість обмоток	Навантаження одного приладу		Навантаження всіх приладів	
				P, Вт	Q, ВА	ΣP , Вт	ΣQ , ВА
1	Вольтметр	1	1	2	—	2	—
2	Ватметр	4	2	2	1,85	16	14,8
3	Варметр	4	2	1,5	—	12	—
4	Лічильник реакт. енергії	4	2	—	2,5	—	20
5	Лічильник акт. енергії	4	2	3	2,775	24	22,2
	Всього					54	57

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\text{прил}}^2 + Q_{\text{прил}}^2} = \sqrt{54^2 + 57^2} = 78,52 \text{ ВА}$$

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10-66 УЗ [4].

$$S_{\Sigma} = 78,52 \text{ ВА} < S_{\text{н}} = 120 \text{ ВА}$$

Табл. 3.10 Порівняльна таблиця для трансформатору типу НТМИ-10-66 УЗ

№	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	78,52

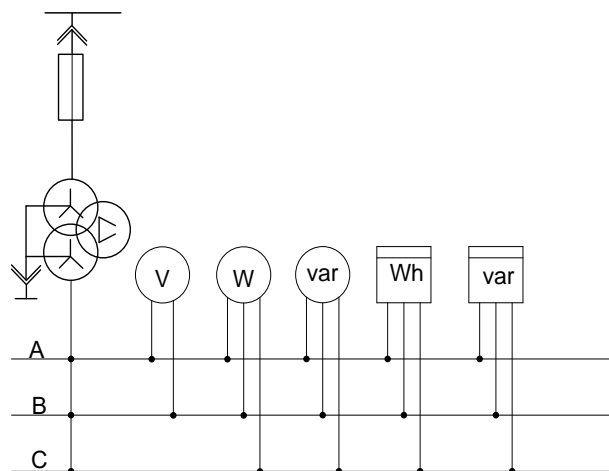


Рисунок 3.3 Схема підключення вимірювальних приладів по напрузі.

3.13 Перевірка шин на дотик при КЗ

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

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

Перевіримо гнучкий струмопровід на умови схлестування.

Визначимо зусилля від тривалого протікання струму двофазного к.з.

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

де, $a = D$ – відстань між фазами.

Приймаємо $D = 3$ м.

$I_{0,0}^{(2)}$ – періодична складова струму при двофазному КЗ на шинах 110 кВ для $t=0$. $I_{0,0}^{(2)} = 5,404$ кА за розрахунком.

$$\text{Тоді } f = 0.15 \cdot \frac{5,404^2}{3} = 1.46 \frac{H}{M}.$$

Визначимо силу тяжіння 1 м струмопроводу, кг.

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

$$\text{Для АС–700/38.9 } m = 2.575 \frac{K\mathcal{E}}{M}.$$

$$g = 9.8 \cdot 2.575 = 25.235 \frac{H}{M}.$$

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 КЗ, 0.05 – враховується вплив аперіодичної складової.

Максимальна стріла прогину h залежить від довжини прольоту, тяжіння проводів, мінімально припустимої відстані від землі, умов монтажу та інших факторів.

Зазвичай, h не більше 2 – 2.2 м.

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

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

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

та кут α .

$$\frac{f}{g} = \frac{5,404}{25.235} = 0.214. \quad \text{Знаходимо} \quad \frac{b}{h} = 0.08$$

$$\text{Звідси} \quad b = h \cdot 0.08 = 2 \cdot 0.08 = 0.16 \text{ м} \quad \alpha = 6.5^\circ.$$

Знайдене значення порівнюємо з максимально-допустимим.

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

де, d – діаметр проводу, $d = 0.0362 \text{ м}$;

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

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

$$b_{\text{дон}} = \frac{3 - 0.0362 - 0.45}{2} = 1.257 \text{ м}.$$

$$b_{\text{дон}} = 1.257 \text{ м} > b = 0.16 \text{ м}.$$

Схлестування (дотик) не відбувається.

Висновок:

В розділі 3 бакалаврської роботи було вибрано і перевірено комутаційне обладнання станції, а саме: вимикачі, роз'єднувачі, реактори, вимірювальні трансформатори струму та вимірювальні трансформатори напруги. Обрані комутаційні пристрої задовольняють усім перевіркам та вимогам.

4. Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Діденко Ю. О.						
Перевір.		Костерев М. В.					70	113
						НТУУ «КПІ ім І.Сікорського»		
Н. Контр.		Матеєнко Ю.П.				каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		
Затверд.		Кудря С.О.						

РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ

4.1. Загальна характеристика

Лінії електропередачі характеризуються такими параметрами:

активним опором $r_{\text{л}}$ Ом ; реактивним опором $x_{\text{л}}$ Ом ; активною провідністю $g_{\text{л}}$ Ом ; реактивною провідністю $b_{\text{л}}$ Ом;

Повний опір (Ом):

$$z_{\text{л}} = r_{\text{л}} + jx_{\text{л}};$$

$$\text{де } z_{\text{л}} = \sqrt{r_{\text{л}}^2 + x_{\text{л}}^2};$$

Повна провідність (См)

$$y_{\text{л}} = g_{\text{л}} + jb_{\text{л}};$$

$$\text{де } y_{\text{л}} = \sqrt{g_{\text{л}}^2 + b_{\text{л}}^2};$$

Класи змінної напруги в Україні при передачі та розподілу електричної енергії:

1. Низька напруга — 220 В, 380 В;
2. Середня напруга — 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ,
3. Висока напруга — 110 кВ, 150 кВ, 220 кВ, 330 кВ,
4. Надвисока напруга — 400 кВ, 500 кВ, 750 кВ

4.2. Види пошкодження повітряної лінії

Основними видами та наслідками пошкодження повітряних ліній електропередачі є пошкодження або обрив лінії яке відбувається внаслідок обледеніння, сильних поривів вітру, повені, старіння проводу, низьких температур, через пожежі, які утворилися поблизу лінії.

1) Температура повітря постійно змінюється, це впливає на механічну частину проводу (інтервал може бути від -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$). При високій температурі довжина проводу збільшується, а провис повітряної лінії зменшується, якщо відбувається зниження температури – то все навпаки. В результаті зниження надійності і безпеки повітряної лінії.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

2) Поява вітру приводить до допоміжних механічних загрузок проводу, опори та ізоляції. При цьому враховують силу тяжіння і натягу проводу повітряної лінії. При сильному вітру можливо поломка ряду опор ліній.

3) Утворення ожеледі на проводах виникають в результаті туману, попадання капель дощу, снігу. Це призводить до появи значних механічних нагрузок на провід, трос і опори у вигляді вертикальних сил. Це знижує запас міцності проводів, тросів і опор лінії. На деяких прольотах відбувається провисання проводів, скорочуються ізоляційні відстані, проводи зближуються. Через налипання снігу, утворення льоду (рис.2) на проводах виникають обриви проводу і поломки опори, зближення і схлестування проводів з перекриттям ізоляційних проміжків не тільки при перенапруженнях, але і при нормальному робочому напрузі.

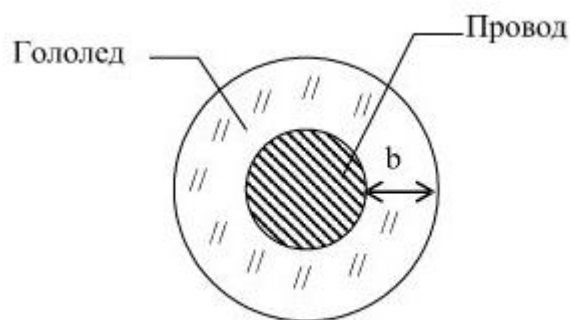


Рис. 2. Ідеалізоване уявлення ожеледиці на проводах

Основними заходами боротьби з ожеледицею на лініях електропередач є: видалення ожеледі з проводів і тросів електричним струмом; механічні способи; профілактичний прогрів проводів.

4) Вібрація проводів з високою частотою (5 – 50 Гц), малою довжиною хвилі (2 – 10 м), ці коливання визвані вітром і відбуваються постійно. Через вібрацію настає «втома» матеріалу проводу і виникає розрив біля місця закріплення проводу, біля опори.

5) Пил

При нормальних умовах експлуатації є забруднення ізолюючих траверсів, що є причин відключень ліній електропередач яке підвищує ймовірність пробою. Пил може долати великі відстані, що є найбільшим забруднювачем ЛЕП. Такі аварії виникають при певному поєднанні погодних умов. Виникнення перебою відбувається рано вранці при наявності роси, ізолятори при цьому лише злегка забруднені або не забруднені взагалі. Частіше перебої є однофазними, а не трифазними, після успішного повторного включення, під час візуального огляду не вдається виявити ніяких ознак забруднення.

Для українських ЛЕП відключення з невідомих причин відбувається при напрузі 110 кВ становить 60%, для 330 кВ - 30%, для 500 кВ - 28%.

В Україні на певних ділянках ЛЕП з незначним забрудненням відбувалися численні збої, причина яких була «невідома». Це відбувалося вранці поблизу водойм (коли відносна вологість повітря більше 85%). Пошкодження порцелянових ізоляторів складає близько 10%, які мають рівень ізоляції 12 мм / кВ, при ефективному рівні ізоляції всього 11 мм / кВ.

Старі ізолятори на ЛЕП після 50-60 років експлуатації, зазвичай мають 1 або 2 пошкоджених диска, які мають рівень ізоляції в «критичному» рівні 11 мм / кВ.

6) Атмосферні перенапруги виникають через грозові явища. При таких коротких перенапругах виникають пробої ізоляційних проміжків і перекриття ізоляції, а деколи і пошкодження. Через виникнення дуги через коротке замикання в місці пошкодження потрібно виключати автоматично.

7) Комутаційні перенапруги виникають при включенні і виключенні вимикача. Дія на ізоляцію така сама як при атмосферних перенапругах. Місце короткого замикання потрібно виключати автоматично. У мережах до 220 кВ зазвичай більш небезпечні атмосферні перенапруги. У мережах 330 кВ і вище небезпечніше комутаційні перенапруги.

8) Електрохімічна корозія має місце при дії на метали рідких електролітів по більшій частині водяних розчинів солей, кислот і лугів. У

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

випадку корозії в атмосфері електроліт на металі утворить тонку плівку води, і корозія йде при впливі на метал саме цього рідкого шару. При зниженні температури або при збільшенні кількості пару води в повітрі будуть утворюватися дрібні крапельки. При збільшенні вологості повітря швидкість атмосферної корозії зростає. Змінна напруга не викликає корозію. Руйнування матеріалу відбувається через появу тріщин корозійної втоми. Корозія призводить до зменшення діаметра провідника, а зміна діаметра провідника впливає на механічну міцність ліній електропередач.

Вираз для механічної напруги в провід $\sigma = R_{\Pi} / F$,

де $F = \frac{\pi \cdot d'^2}{4}$ – сумарна площа перетину проводу, $d' = d - \Delta d$ – діаметр проводу після впливу корозії, d – первісний діаметр проводу, Δd – зміна діаметра проводу від корозії, R_{Π} – розривне зусилля проводу.

Зміна розривного зусилля за період експлуатації лінії (10 років) (рис. 1)

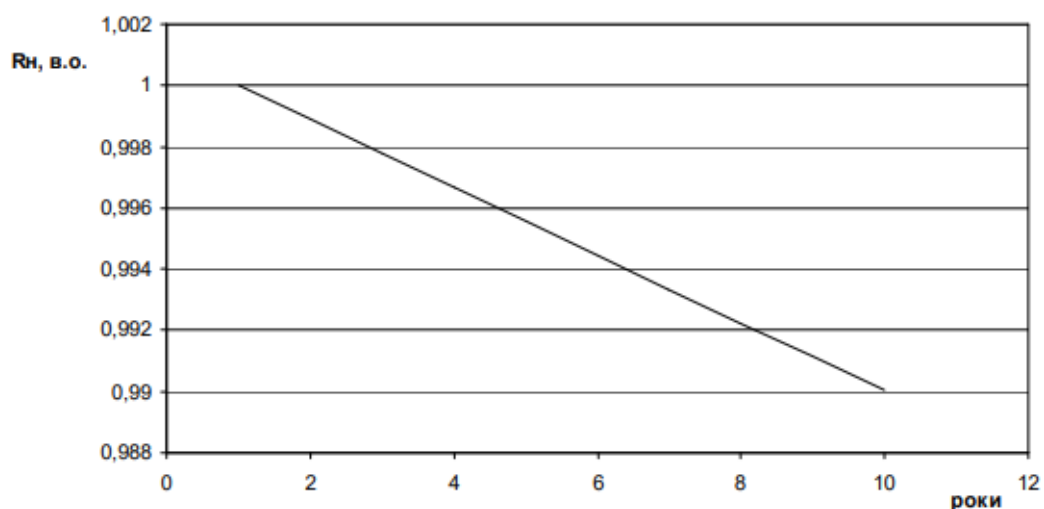


Рис. 1 Графік залежності розривного зусилля при зміні діаметра проводу

9) Вплив гармонік

Однією з основних проблем при транспортуванні електроенергії є вплив вищих гармонік напруги і струму на елементи систем електропостачання. Несинусоїдальні струми в елементах електричної мережі викликають додаткові втрати потужності і електроенергії. Величина цих

втрат залежить від ступеня спотворення синусоїдальності. Основний внесок в втрати вносять 3-тя, 5-а і 7-а гармоніки.

Величина додаткових втрат в лінії визначається такими факторами, як гармонійним складом і величиною струмів вищих гармонік, їх розподілом вздовж траси лінії, опорами проводів і тросів. Високий рівень додаткових втрат активної потужності і енергії говорить про наявність резонансних процесів в лініях, що призводить до погіршення якості переданої електроенергії і зниження терміну служби електроустаткування мережі.

Аналіз гармонік струму дозволяє виявляти виток і замикання, а також локалізувати їх. Виявлення резонансних явищ дозволяє вжити заходів для кращого узгодження з навантаженням і зменшити втрати енергії в мережах при транспортуванні.

4.3. Розрахунок технічного стану повітряної лінії

На основі обстеження вузлів ЛЕП визначаються найбільш слабкі вузли, які можуть бути в різних прольотах. Наприклад,:

Загальна кількість прольотів 300;

- слабкий провід на 105 прольоті;
- слабка опора на 75 прольоті;
- слабка ізоляція на 87 прольоті;
- слабка арматура на 65 прольоті.

Побудова нечіткої моделі

В якості вихідної змінної P приймаємо імовірність відмови об'єкта на інтервалі $[0,1]$. Для оцінки діапазонів термів доцільно використовувати індикатори Харрінгтона.:

L – <мала імовірність відмови>, якщо $p = [0 - 0.2)$;

LM – <імовірність нижче середнього>, якщо $p = [0.2 - 0.37)$;

M – <середня імовірність>, якщо $p = [0.37 - 0.63)$;

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

BM – <імовірність вище середнього>, якщо $p = [0.63 - 0.8)$;

B – <велика імовірність>, якщо $p = [0.8 - 1]$.

В якості входних змінних(ознак) використаємо A_k

A_1 = < коефіцієнт дефектності проводу (КДП) >

A_2 = < коефіцієнт дефектності опори (КДО) >

A_3 = < коефіцієнт дефектності ізолятора (КДІ) >

A_4 = < коефіцієнт дефектності арматури (КДА) >

Задамо для входних ознак A_1, A_2, A_3, A_4 значення:

$$A_1 = \frac{105}{300} = 0.35$$

$$A_2 = \frac{75}{300} = 0.25$$

$$A_3 = \frac{87}{300} = 0.29$$

$$A_4 = \frac{65}{300} = 0.22$$

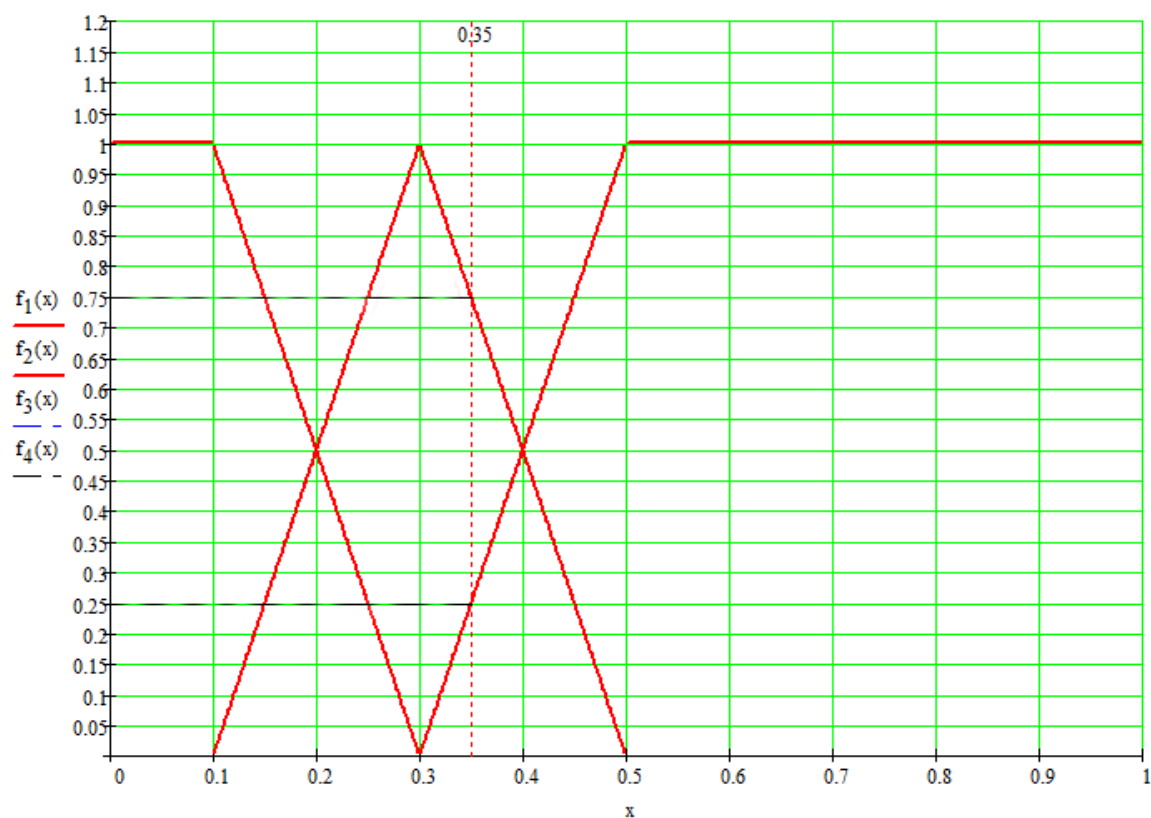
L = < малий >

M = < середній >

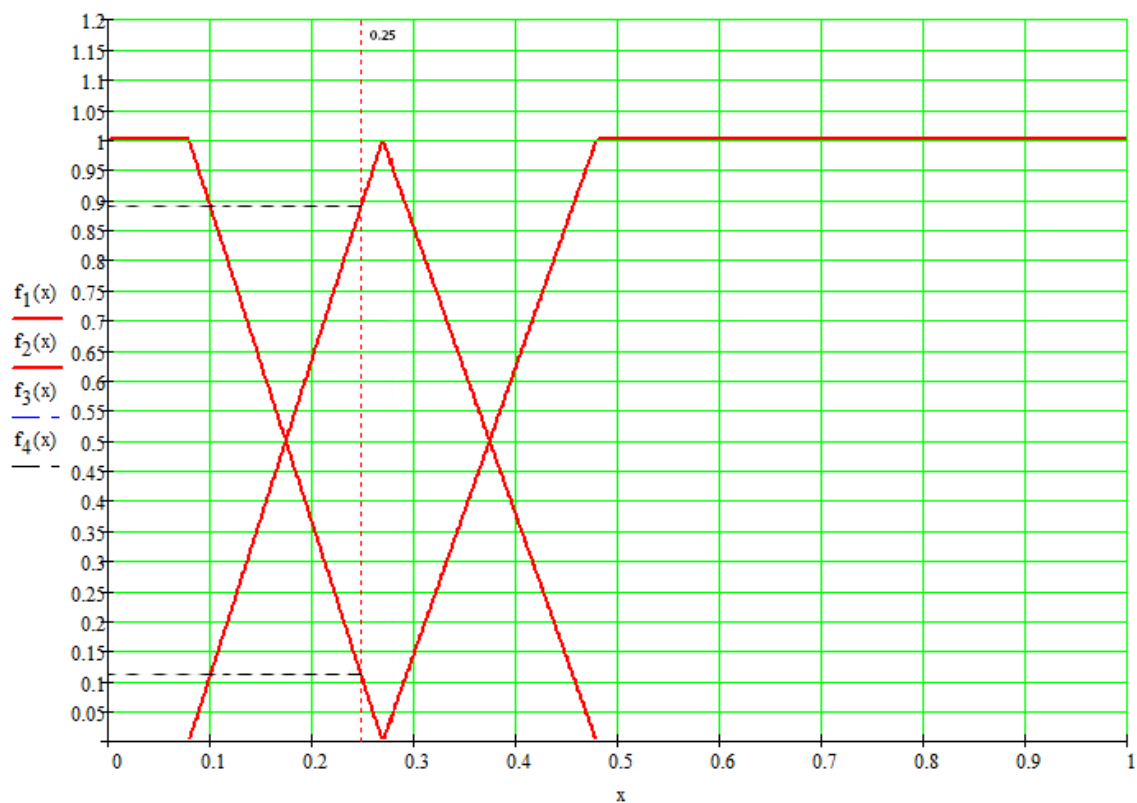
B = < великий >

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Функції приналежності коефіцієнта дефектності проводу:



Функції приналежності коефіцієнта дефектності опори:



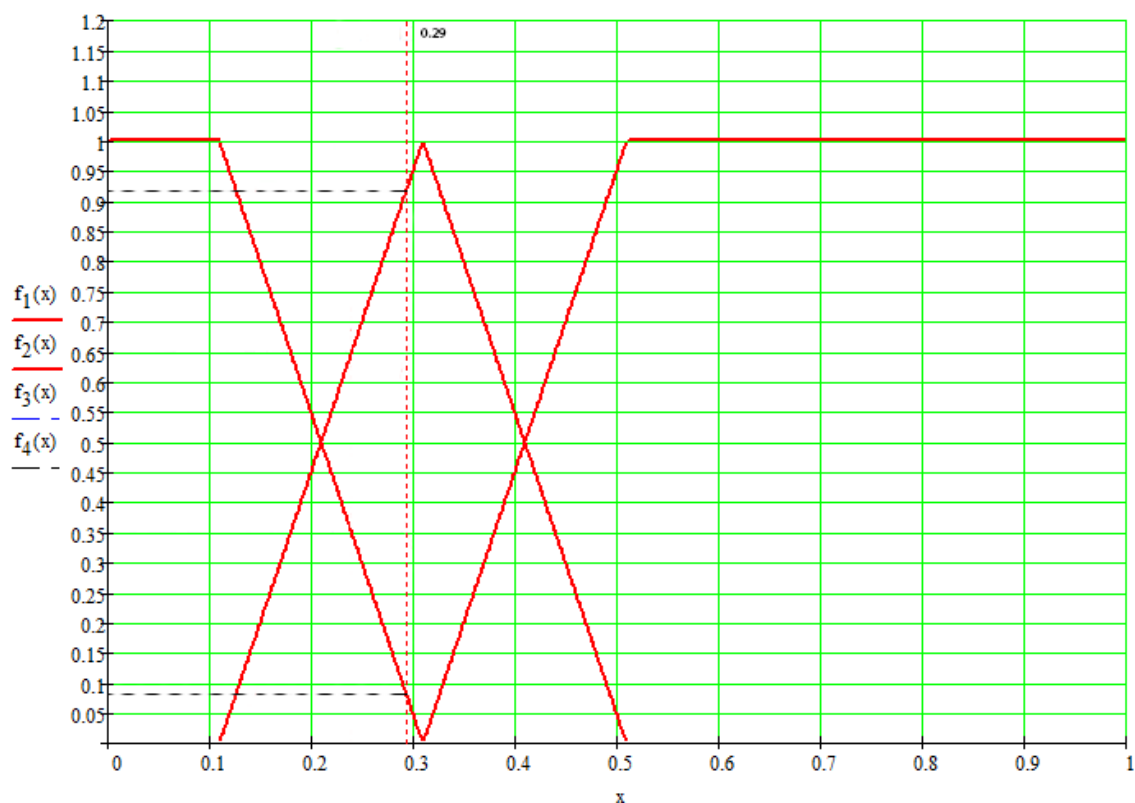
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

МД 9106.6.050701.005ПЗ

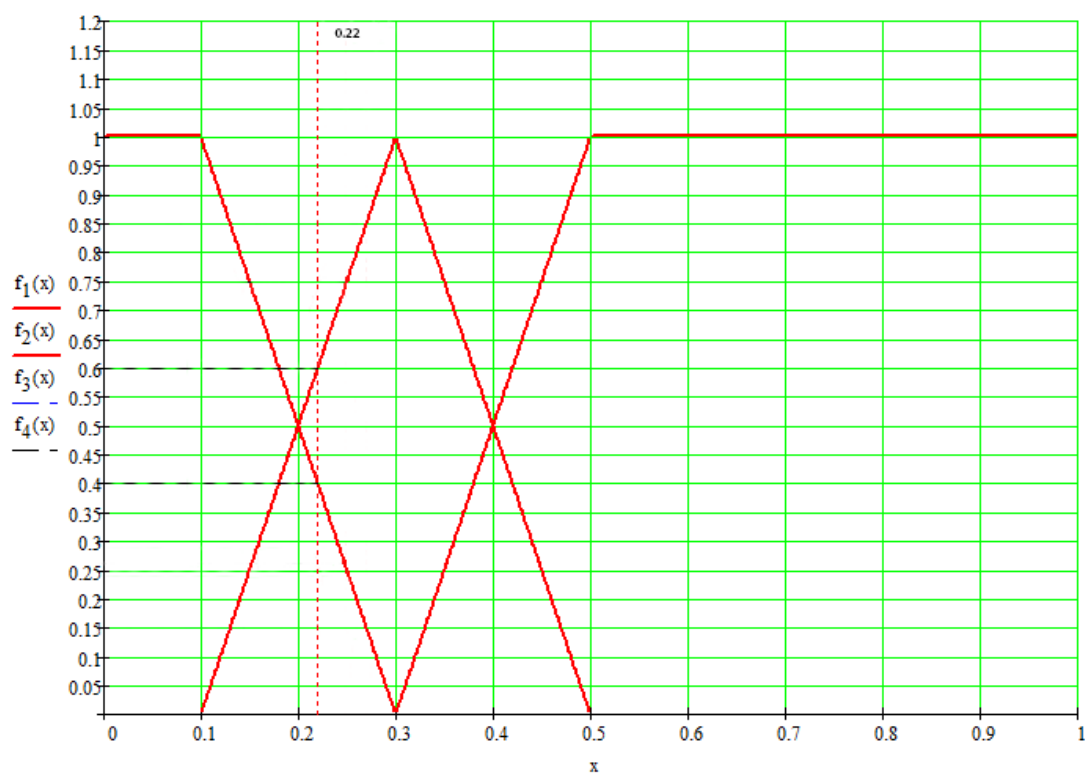
Лист

77

Функції приналежності коефіцієнта дефектності ізолятора:



Функції приналежності коефіцієнта дефектності арматура:



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

МД 9106.6.050701.005ПЗ

Лист

78

Сформулюємо правило логічного висновку:

S_o	K_n			K_o			K_i			K_a		
	L	M	B	L	M	B	L	M	B	L	M	B
L	+			+			+			+		
L	+			+			+				+	
L	+			+			+					+
L	+			+				+		+		
L	+			+					+	+		
L	+				+		+			+		
L	+					+	+			+		
L		+		+			+			+		
L			+	+			+			+		
M		+			+			+			+	
M	+				+			+			+	
M			+		+			+			+	
M		+				+		+			+	
M		+		+				+			+	

<i>M</i>		+			+		+				+	
<i>M</i>		+			+				+		+	
<i>M</i>		+			+			+		+		
<i>M</i>		+			+			+				+
<i>B</i>			+			+			+			+
<i>B</i>		+				+			+			+
<i>B</i>	+					+			+			+
<i>B</i>		+			+				+			+
<i>B</i>		+				+			+		+	
<i>B</i>		+				+			+		+	

В матричному вигляді базові стани мають вигляд:

R ₁ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1	1	1	1
	M				
	B				

R ₂ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1	1	1	
	M				1
	B				

R ₃ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1	1	1	
	M				
	B				1

R ₄ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1	1		1
	M			1	
	B				

R ₅ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1	1		1

	M				
	B			1	

R ₆ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1		1	1
	M		1		
	B				

R ₇ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L	1		1	1
	M				
	B		1		

R ₈ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L		1		1
	M	1			
	B			1	

R ₉ =		A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
	L		1		1
	M				
	B	1		1	

$R_{10} =$		A_1	A_2	A_3	A_4
	L	1	1		
	M			1	1
	B				

Припустимо в момент спостереження маємо:

1. $X_1 = 0,35$

Тоді $\mu_M(0.35) = 0.75$ $\mu_B(0.35) = 0.25$

2. $X_2 = 0,25$

Тоді $\mu_L(0.25) = 0.12$ $\mu_M(0.25) = 0.89$

3. $X_3 = 0,29$

Тоді $\mu_L(0.29) = 0.09$ $\mu_M(0.29) = 0.92$

4. $X_4 = 0,22$

Тоді $\mu_L(0.22) = 0.4$ $\mu_M(0.22) = 0.6$

Матриця поточного стану:

$R =$		A_1	A_2	A_3	A_4
	L		0.12	0.09	0.4
	M	0.75	0.89	0.92	0.6
	B	0.25			

Зіставлення з базовими станами:

$R_1 \cap R' =$		0.12	0,09	0,4
-----------------	--	-------------	-------------	------------

$R_2 \cap R' =$		0.12	0,09	
				0,6

$R_3 \cap R' =$		0.12	0,09	

Індекс порівняння:

$$I_1 = \frac{0.12 + 0.09 + 0.4}{1 + 1 + 1} = 0.34$$

$$I_2 = \frac{0.12 + 0.09 + 0.6}{1 + 1 + 1} = 0.27$$

$$I_3 = \frac{0.12 + 0.09}{1 + 1} = 0.105$$

$$I_4 = \frac{0.12 + 0.92 + 0.4}{1 + 1 + 1} = 0.48$$

$$I_5 = \frac{0.12 + 0.4}{1 + 1} = 0.26$$

$$I_6 = \frac{0.89 + 0.09 + 0.4}{1 + 1 + 1} = 0.46$$

$$I_7 = \frac{0.09 + 0.4}{1 + 1} = 0.245$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$I_8 = \frac{0.75 + 0.12 + 0.4}{1 + 1 + 1} = 0.42$$

$$I_9 = \frac{0.25 + 0.12 + 0.4}{1 + 1 + 1} = 0.25$$

$$I_{10} = \frac{0.12 + 0.09 + 0.6}{1 + 1 + 1} = 0.27$$

Отже, найбільша ймовірність можливого технічного стану відповідає

M – <середній спрацьований загальний ресурс>

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

4.4. Ймовірність відмови повітряної лінії

ЛЕП знаходиться в експлуатації 20 років. З графіка функції $F(t)$ повітряної лінії отримуємо:

$$F(t_1) = 0.37, \quad F(t_2) = 0.4$$

Звідси:

$$p(H_1/G) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)} = \frac{0.4 - 0.37}{1 - 0.37} = 0.0476$$

де $F(t_1)$, $F(t_2)$ визначені з графіка $F(t)$ в момент часу t_1 та t_2 .

Приймаємо отримані значення $p(H_1/G)$ в якості апіорної ймовірності $p(H_1')$ при визначенні ймовірності відмови повітряної лінії на інтервалі Δt з врахуванням його технічного стану, а

$$p(H_2) = 1 - p(H_1/G) = 1 - 0.0476 = 0.9524$$

$$p(H_1'') = 0.0476, \quad p(H_2'') = 0.9524$$

Враховуючи, що для повітряної лінії оцінка технічного стану по нечіткій моделі показало, що він відповідає середньому значенню спрацьованого ресурсу, приймемо ймовірність $p(B/H_1)$ рівну 0,7, а $p(B/H_2) = 0,2$. Тоді ймовірність відмови повітряної лінії при даному значенні спрацьованого ресурсу визначиться з відношення:

$$\begin{aligned} p(H_1''/B) &= \frac{p(H_1'') * p(B/H_1'')}{p(H_1'') * p(B/H_1'') + p(H_2'') * p(B/H_2'')} \\ &= \frac{0.0476 * 0.7}{0.0476 * 0.7 + 0.9524 * 0.2} = 0.1489 \end{aligned}$$

Отже, повна ймовірність відмови повітряної лінії на інтервалі Δt з врахуванням подій G та B дорівнює: $p(H_1/G, B) = 0.1489$.

Інтервал часу Δt значно менший часу нагляду T . Тому допустимо прийняти, що на цьому інтервалі інтенсивність відмови постійна і на графіку $F(t)$ цей відрізок представити прямою лінією $F(t_1) - F'(t_2)$ (рис.).

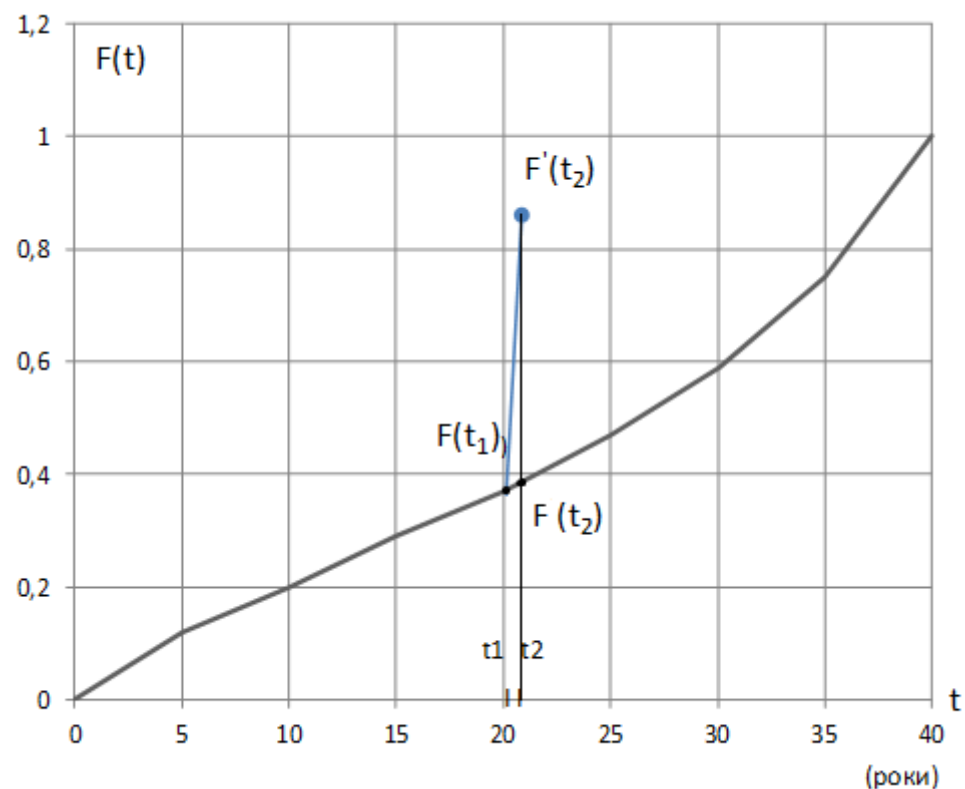


Рис – Функція розподілу $F(t)$ ПЛ

Параметри:

Тип двигуна	АГВ280М4ОМ2
Ном потужність, кВт	110
Частота обертання, об/хв	1513
Ном. Напруга, В	380
З'єднання фаз	Y
ККД, %	94,0
cos φ	0,86
Маса, кг	620
X_c	0.11
$X_{\sigma f}$	0.15
X_μ	3.9
r_f	0.014

$$U_k = 1.05 + j0.3 \quad P_k = -1.1 \text{ (потужність береться з знаком -)}$$

Розрахунок параметрів:

$$x_s = x_c + x_\mu = 0.11 + 3.9 = 4.01$$

$$x_f = x_\mu + x_{\sigma f} = 3.9 + 0.15 = 4.05$$

$$x_s = x_c + 1 / (1/x_\mu + 1/x_{\sigma f}) = 0.254$$

$$N = x_s - x_s = 3.756$$

$$T_{d1} (\text{рад.}) = x_f / r_f = 4.05 / 0.014 = 289.286$$

$$T_d (\text{сек}) = 289.286 / 314 = 0.92 \text{ сек}$$

$$U^2 = 1.05^2 + 0.3^2 = 1.1925 \quad U = 1.092$$

2.Ковзання двигуна:

$$S = \frac{U^2(x_s - x_s) T_{d1} - \sqrt{[U^2 N T_{d1}]^2 - 4 P_k x_s^2 (P_k x_s^2 T_{d1}^2)}}{2 P_k (x_s T_{d1})^2}$$

$$= -0.01463$$

3.Розрахунок r і x

$$r = N \cdot s \cdot T_{d1} / [1 + (s \cdot T_{d1})^2] = -0.84$$

$$x = x_s' + N / [1 + (s \cdot T_{d1})^2] = 0.45$$

4.Визначення реактивної потужності:

$$Q_s = U^2 \cdot x / (r^2 + x^2) = 0.59$$

$$Q_k = - Q_s = - 0.59$$

5.Визначення струмів:

$$I' = (P_k \cdot U' + Q_k \cdot U'') / U^2 = -1.117$$

$$I'' = (P_k \cdot U'' - Q_k \cdot U') / U^2 = 0.243$$

6.Складові в площині d-q

$$U_d = - U' = - 1.05 \quad I_d = - I' = 1.117$$

$$U_q = U'' = 0.3 \quad I_q = I'' = 0.243$$

7.Визначення ЭДС:

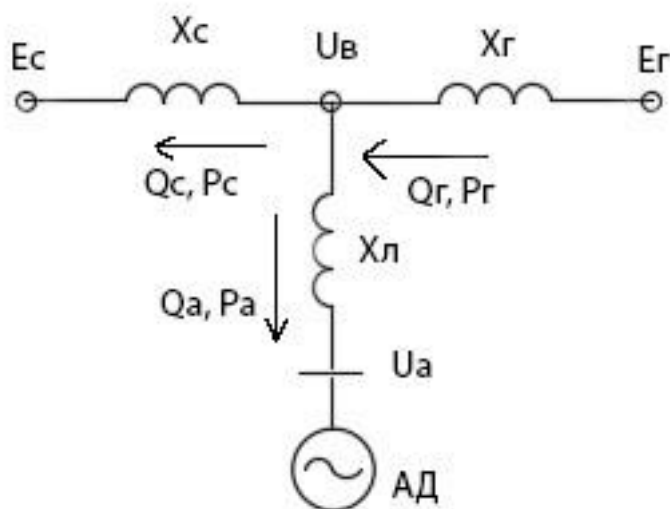
$$E'_q = U_q - x'_s \cdot I_d = 0.016$$

$$E'_d = U_d + x'_s \cdot I_q = - 0.988$$

8.Момент двигуна

$$M = E'_q \cdot I_q + E'_d \cdot I_d = - 1.1 = 0.016 \cdot 0.243 + (-0.988) \cdot 1.117 = 0.00389 + (-1,1147) = - 1.09971$$

Схема усталеного режиму



$$X_{с\sigma} = 0.11 \quad X_{f\sigma} = 0.15 \quad r = 0.014 \quad X_{\mu} = 3.9 \quad X_c = 0.096 \quad X_g = 0.1361$$

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$X_{\text{пит}} = 0.4$$

Приймаємо за базисну потужність двигуна

$$S_{\text{ном}} = 20 \text{ МВА}$$

$$U_a = 1$$

$$X_{\sigma} = X_{\text{с}\sigma} + X_{\text{f}\sigma} = 0.26 \text{ в.о.}$$

$$X_{\text{л}} = X_{\text{пит}} * l * \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.4 * 3 * \frac{20}{10.5^2} = 0.218 \text{ в.о.}$$

$$P_{a*} = \frac{P_{\text{дв}}}{S_{\text{дв}}} = \frac{16}{20} = 0.8 \text{ в.о.}$$

$$Q_a = \frac{U_a^2}{X_{\mu}} + \frac{P_{a*} * X_{\sigma}}{U_a^2} = 0.464 \text{ в.о.}$$

$$U_{\text{в}} = \sqrt{(U_a + \frac{Q_a * X_{\text{л}}}{U_a})^2 + (\frac{P_{a*} * X_{\text{л}}}{U_a})^2} = 1.115 \text{ в.о.}$$

4.5 Розрахунок режиму при відмові обладнання

$t_{\text{пер}}$ – час перерви живлення, $t_{\text{пер}} = 2 \text{ с}$

m_c – момент опору механізму, $m_c = -0.9 \text{ в.о.}$

T_j – постійна інерції ротора, $T_j = 10 \text{ с}$

Рівняння руху ротора асинхронного двигуна

$$T_j \frac{ds}{dt} = m_c - m_e$$

При перерві живлення електромагнітний момент $m_e = 0$

Ковзання асинхронного двигуна в момент подачі живлення:

$$s = \frac{1}{T_j} m_c * t_{\text{пер}} = \frac{1}{8} (-0.8) * 2.5 = -0.18 \text{ в.о.}$$

Опір АД в момент подачі напруги:

$$X_{\text{дв}} = X'_s + \frac{N}{[1 + (s * T_{\alpha 1})^2]} = 0.256 \text{ в.о.}$$

Приведений опір лінії до потужності АД

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$$X_{\text{л}} = X_{\text{пит}} * l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0.4 * 3 * \frac{20}{10.5^2} = 0.218 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір

$$X_{\text{е}} = X_{\text{л}} + X_{\text{дв}} = 0.474 \text{ в.о.}$$

Залишкова напруга на шинах АД при подачі живлення

$$U_{\text{ост}} = \frac{U_{\text{в}} * X_{\text{дв}}}{X_{\text{е}}} = 0.602 \text{ в.о.}$$

По залишковій напрузі система не стійка

Зведемо розрахунки в таблицю.

№	$\varepsilon_{U_{\text{в}}}$	$\varepsilon_{X_{\text{дв}}}$	$\varepsilon_{X_{\text{л}}}$	$U_{\text{в}}$	$X_{\text{дв}}$	$X_{\text{л}}$	$X_{\text{е}}$	$U_{\text{ост}}$
1	0.894	1.147	0.886	0.997	0.293	0.193	0.486	0.601
2	0.853	1.009	1.031	0.951	0.258	0.224	0.483	0.509
3	1.012	1.137	1.113	1.128	0.291	0.242	0.533	0.615
4	0.989	1.149	1.033	1.102	0.294	0.225	0.519	0.624
5	1.053	0.853	0.933	1.174	0.218	0.203	0.421	0.608
6	1.026	1.073	0.987	1.144	0.275	0.215	0.489	0.642
7	1.073	1.03	1.022	1.197	0.263	0.222	0.486	0.649
8	0.895	1.075	0.901	0.998	0.275	0.196	0.471	0.583
9	0.892	1.058	0.978	0.995	0.271	0.213	0.484	0.557
10	1.14	0.907	1.095	1.271	0.232	0.238	0.471	0.627
11	1.072	1	0.858	1.195	0.256	0.187	0.443	0.691
12	1.022	1.009	1.047	1.139	0.258	0.228	0.486	0.605
13	1.03	1.092	0.913	1.148	0.279	0.199	0.478	0.671
14	1.016	1.013	0.981	1.133	0.259	0.214	0.473	0.621
15	1.039	1.001	1.059	1.158	0.256	0.23	0.487	0.609
16	0.879	0.878	1.129	0.98	0.225	0.246	0.471	0.468
17	1.038	0.985	1.029	1.158	0.252	0.224	0.476	0.613
18	1.106	1.037	1.02	1.233	0.265	0.222	0.487	0.672
19	0.905	1.017	0.923	1.009	0.26	0.201	0.461	0.569
20	1.031	1.072	1.036	1.15	0.274	.226	0.5	0.631
21	1.091	1.068	1.05	1.217	0.273	0.229	0.502	0.662
22	0.945	0.942	1.105	1.053	0.241	0.241	0.482	0.527
23	0.896	0.874	1.014	0.999	0.224	0.221	0.444	0.503
24	0.973	1.071	1.098	1.084	0.274	0.239	0.513	0.579

25	1.112	1.085	1.033	1.24	0.278	0.225	0.503	0.685
26	0.872	0.918	1.126	0.972	0.235	0.245	0.48	0.476
27	1.049	0.998	1.003	1.169	0.255	0.218	0.474	0.63
28	1.056	0.88	1.109	1.178	0.225	0.241	0.467	0.568
29	1.074	1.137	0.903	1.197	0.291	0.197	0.487	0.715
30	0.889	0.867	0.889	0.992	0.222	0.194	0.415	0.529
31	1.109	1.066	1.062	1.237	0.273	0.231	0.504	0.669
32	0.915	0.901	0.952	1.02	0.23	0.207	0.438	0.537
33	0.96	1.091	1.008	1.07	0.279	0.219	0.498	0.599
34	1.089	0.891	0.87	1.215	0.228	0.189	0.417	0.663
35	1.022	1.014	1.092	1.139	0.26	0.238	0.497	0.595
36	0.935	1.119	0.958	1.043	0.286	0.209	0.495	0.603
37	0.919	0.919	0.866	1.024	0.235	0.189	0.424	0.568
38	1.007	0.878	1.117	1.123	0.225	0.243	0.468	0.539
39	1.007	0.8787	0.894	1.123	0.225	0.195	0.419	0.602
40	1.129	0.864	0.951	1.259	0.221	0.207	0.428	0.65
41	0.97	1.134	1.058	1.081	0.29	0.23	0.52	0.602
42	0.928	1.008	0.97	1.034	0.258	0.21	0.469	0.569
43	1.026	1.055	0.981	1.143	0.27	0.213	0.483	0.638
44	0.852	0.917	0.851	0.95	0.235	0.185	0.42	0.531
45	0.876	1.145	0.938	0.976	0.293	0.204	0.497	0.575
46	1.121	0.874	0.902	1.249	0.224	0.196	0.42	0.665
47	1.121	0.874	1.083	1.249	0.224	0.236	0.459	0.608
48	0.913	0.851	0.884	1.018	0.218	0.192	0.41	0.54
49	0.943	0.862	0.896	1.052	0.22	0.195	0.415	0.558
50	1.116	0.909	1.044	1.244	0.232	0.227	0.46	0.629
51	1.123	1.126	0.895	1.252	0.288	0.195	0.483	0.747
52	1.123	1.126	1.021	1.252	0.288	0.222	0.51	0.707
53	1.133	1.024	0.955	1.263	0.262	0.208	0.47	0.704
54	1.089	0.871	0.909	1.214	0.223	0.198	0.421	0.643
55	1.043	1.031	0.969	1.163	0.264	0.211	0.475	0.646
56	1.028	0.906	1.022	1.146	0.232	0.223	0.454	0.584
57	1.038	1.119	1.069	1.157	0.286	0.233	0.519	0.638
58	0.956	1.074	1.072	1.066	0.275	0.233	0.508	0.576
59	0.91	0.883	0.911	1.015	0.226	0.198	0.424	0.54
60	1.046	1.06	0.874	1.167	0.27	0.19	0.46	0.685
61	1.046	1.056	0.858	1.167	0.27	0.187	0.457	0.69

62	0.942	0.893	0.87	1.05	0.228	0.189	0.418	0.574
63	1.067	1.058	1.046	1.19	0.271	0.228	0.499	0.646
64	0.879	0.865	1.068	0.98	0.221	0.233	0.454	0.478
65	1.054	0.962	0.901	1.175	0.246	0.196	0.442	0.654
66	0.943	0.982	1.032	1.051	0.251	0.225	0.476	0.555
67	0.866	1.109	0.942	0.965	0.284	0.205	0.489	0.56
68	1.033	1.113	1.088	1.152	0.285	0.237	0.521	0.629
69	1.027	0.853	0.952	1.145	0.218	0.207	0.426	0.587
70	1.118	1.011	1.084	1.247	0.259	0.236	0.495	0.652
71	0.909	1.039	1.035	1.014	0.266	0.225	0.491	0.548
72	0.925	0.874	1.107	1.031	0.224	0.241	0.465	0.497
73	0.942	1.148	1.044	1.05	0.294	0.227	0.521	0.592
74	0.961	0.92	0.919	1.072	0.235	0.2	0.435	0.579
75	0.853	1.043	0.974	0.951	0.267	0.212	0.479	0.53
76	0.877	1.011	0.866	0.978	0.259	0.189	0.447	0.565
77	0.989	0.94	0.953	1.103	0.241	0.207	0.448	0.592
78	1.032	1.145	0.895	1.151	0.293	0.195	0.488	0.691
79	1.032	1.145	1.063	1.151	0.293	0.232	0.525	0.643
80	1.083	1.02	1.014	1.207	0.261	0.221	0.482	0.654
81	0.924	1.037	1.09	1.03	0.265	0.237	0.502	0.544
82	1.002	0.985	1.132	1.117	0.252	0.246	0.498	0.565
83	1.042	1.017	0.984	1.162	0.26	0.214	0.474	0.637
84	1.149	1.03	0.902	1.281	0.264	0.196	0.46	0.734
85	1.149	1.03	0.95	1.281	0.264	0.207	0.47	0.718
86	1.046	0.999	1.091	1.166	0.256	0.237	0.493	0.605
87	0.851	0.963	1.117	0.949	0.246	0.243	0.49	0.478
88	1.045	1.07	0.959	1.165	0.274	0.209	0.483	0.661
89	1.121	0.986	1.111	1.25	0.252	0.242	0.494	0.638
90	0.862	1.131	0.885	0.961	0.289	0.193	0.482	0.577
91	0.886	1.051	1.093	0.987	0.269	0.238	0.507	0.524
92	1.024	1.138	0.965	1.142	0.291	0.21	0.501	0.663
93	0.886	0.864	0.851	0.988	0.221	0.185	0.406	0.538
94	0.978	0.988	1.018	1.09	0.253	0.222	0.474	0.581
95	1.127	1.107	0.997	1.256	0.283	0.217	0.5	0.711
96	1.127	1.107	1.074	1.256	0.283	0.234	0.517	0.688
97	0.927	1.088	1.016	1.033	0.278	0.221	0.499	0.576
98	1.061	1.07	1.124	1.183	0.274	0.245	0.518	0.624

99	1.061	1.089	0.968	1.183	0.279	0.211	0.489	0.673
100	0.866	0.85	1.077	0.965	0.218	0.234	0.452	0.465

Кількість нестійких режимів $n = 75$;

Загальна кількість розрахунків – $N = 100$;

Імовірності порушення стійкості підсистеми:

$$P_a = n / N$$

$$P_a = 75/100 = 0.75$$

Визначення ризику порушення стійкості :

$$R = P_a \cdot P_o$$

$$R = 0.75 * 0.1489 = 0.1117$$

Висновок:

На основі обстеження вузлів ЛЕП визначаються найбільш слабкі вузли, які можуть бути в різних прольотах. При розрахунку технічного стану повітряної лінії було визначено, що найбільша ймовірність можливого технічного стану відповідає середньому спрацьованому загальному ресурсу.

Під час експлуатації ЛЕП протягом 20 років, повна ймовірність відмови повітряної лінії на інтервалі Δt дорівнює: 0.1489.

Розрахунок режиму при відмові обладнання показав, що ймовірність порушення стійкості підсистеми складає 0.75, а ризик порушення стійкості складає 0.1117.

5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації вітроелектростанції.

					МД 9106.6.050701.005ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Діденко Ю. О.					95	113
Перевір.		Костерев М. В.						
Н. Контр.		Матеєнко Ю.П.				НТУУ «КПІ ім І.Сікорського» каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		
Затверд.		Кудря С.О.						

Розділ 5. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації вітроелектростанції

5.1 Загальна характеристика об'єкта

Таблиця 5.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Вітрова станція	Відкрита ЕУ, за межами населеного пункту	Зовнішнє, на висоті від 0...130 м	особливо небезпечне приміщення	Категорія Д

5.2 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 5.2. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Місце виконання робіт	Відкрите чи закрите Постійне чи тимчасове Умови виконання робіт	Відкрита ЕУ Постійне Без напруги але поблизу діючих ЕУ
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	(5...+29) °C (70...75) % (0,01...0.5) м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення	До 10 кг Робота на висоті і землі «стоячи», «ходячи» «зігнувшись»
Напруженість праці	Змінність Тривалість	3 зміни на добу, 8 годин
Кваліфікація працівників	Кількість Група з електробезпеки	Виїзна бригада, яка складається не менш ніж із двох осіб. III –IV група

Освітлення	Природне	Коефіцієнт природного освітлення, 100%
Шум	Постійний чи змінний Рівень	Постійний, від обертів лопатей ротора 100 дБА
Оцінка умов праці	Оптимальні, Допустимі, Шкідливі (категорія)	Шкідливі умови праці II категорії через магнітні поля, шум.

5.3 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5.3. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Потужність	110 кВт	Усі роботи виконуються без напруги у вимкненому стані
Струм (постійний)	290 А	
Напруга	380 В	
Частота обертання	1513 об/хв	
Напруженість електричного поля	1,0 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	4,2 кА/м	1,4 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	100 дБА	85 дБА
Робота на висоті	1 - 130 м	1.5 м
Важкість		
Статичні і динамічні навантаження	Категорія важкості робіт	Середньої важкості, до 10кг
Напруженість		
Нервові перевантаження	Категорія напруженості робіт	Робота на висоті, втома через умови праці

5.4 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 5.4. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
	Знак безпеки	Знак «Обережно напруга»
Захисне заземлення	Захисне заземлення для всіх установок	Конструкція ВЕС включає в себе систему заземлення та захист від прямих ударів блискавки конструкцією башти
Заземлення	Переносні заземлення, або мають єдину систему заземлення	У розподільчих установках у спеціально відведених місцях
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Оперативне керування роботою ВЕС здійснює начальник зміни (диспетчер) ВЕС	Наряд-допуск. Робота бригад з обслуговування ведеться в денний час доби
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Шум	Розташування вітрової станції	Відстань від вітроелектростанції до найближчого населеного пункту повинна складати 1000 м.

Засоби орієнтації та сигналізації

Робота ВЕС полягає в перетворюванні механічної роботи(за допомогою вітру) в електричну шляхом обертання лопатями ротора вал двигуна.

Напрямок вітру змінюється дуже швидко, тому потрібно обертати гондолу навколо башти. Напрямок вітру фіксується флюгером, який розташований на даху кабіни, від нього імпульс передається в систему управління і далі на пуск електродвигуна повороту. Система має певну витримку часу (близько 5 – 10 хв), якщо напрямок вітру не змінився система дає сигнал на повертання гондoli. Гнучкий електричний кабель, який передає електроенергію від генератора до розподільного щита, розташованого внизу башти, може закручуватися, якщо кабіна буде продовжувати повертатися в одну сторону. Коли кількість оборотів в одну сторону досягне значення (2...4 оберти), то система управління дасть сигнал на припинення обертання кабіни в цю сторону і розворот буде здійснений у зворотний бік.

Також є певні перешкоди повітряному транспорту. Необхідні вимоги щодо розміщення ВЕС поблизу аеродромів, безпечній висоті польотів, оснащення ВЕС маркованими і сигналізуючими пристроями та нанесення ВЕС на карти.

ВЕС обладнана системами автоматичної сигналізації та пожежогасіння з метою попередження пожежі на ВЕС та на прилеглій території, в тому числі землях сільськогосподарського призначення та лісового фонду. Сигналізація сповіщення про аварію чи пожежу приходить до начальника зміни (диспетчера) ВЕС у вигляді сирени і повідомлення на щит управління (комп'ютер).

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

Таблиця 5.5. Перелік засобів індивідуального захисту

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Технологічний захист	Комбінезон Л-1	2 роки використання	Забезпечує захист
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Спеціальне взуття	6 місяців	Взуття захисне, стійке до розрізання ланцюговою пилюкою
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички	5 робочих змін	Стійкості до порізів, проколів
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска	2 роки	Під час робіт з прокладання кабеля
Захист очей	Захист від електричної дуги та ультрафіолетового випромінювання	Закриті подвійні окуляри.	2 роки	Під час робіт в ЕУ
Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 35 дБА	Захисні навушники з кріпленням до каски ЗМ Пелтор Оптим 3	12 місяців	Під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням
Захист для роботи на висоті	Захист від падіння з висоти	ПН «Верхолаз».	До першого використання	Під час роботи на висоті більш як 1,3 м.

Таблиця 5.6. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
---------	--------------	-------------------------	---------------------------------

Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - що 6 місяців
Контрольносигнальні і прилади	Ізолювальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ. Раз у 24 місяці
	Електровимірювальні і кліщі	Вимірювання струму	0,4- 10 кВ Раз у 12 місяці
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки	Виконання робіт	0,4 – 10кВ. Раз у 24 місяці

5.6 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 5.7. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Пожежні резервуари	З об'ємом води достатнім для забезпечення безперервного пожежогасіння протягом 2 годин згідно норм	На території ВЕС
Блискавкозахист	Буде використаний грозозахисний трос перерізом не менше 70 мм, а також вбудованою системою блискавкозахисту із блискавкоприймачами	Блискавко-захисний трос буде виконаний на кожній опорі, а також вбудована система в лопатках ВЕС
Організаційні		

План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	Відділ з охорони праці
ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	ВК «КОМБІ», комбінезон	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.

Висновок:

Під час виконання робіт на вітровій електростанції потрібно використовувати засоби індивідуального захисту (захисний одяг, взуття, окуляри, рукавиці, навушники, каску, захист від падіння з висоти). Робота відбувається за певної температури і вологості, в положенні стоячи і зігнувшись, перенесення вантаж вагою понад 10 кг, а великогабаритний вантаж піднімається кранами.

З технічних і організаційних заходів безпеки праці можна відмітити що для роботи потрібно получить наряд допуск, а при виконанні роботи під напругою треба використовувати ізолювальні кліщі. Щоб був нормальний рівень шуму треба щоб відстань від вітроелектростанції до найближчого населеного пункту складала 1000 м. На території ВЕС знаходяться пожежні резервуари.

На території ВЕС розташовані системи автоматичної сигналізації для сповіщення про небезпеку, яка приходить до диспетчера у вигляді сирени і повідомлення на щит управління. Також у вітрогенератора на корпусі

знаходяться засіб орієнтації (флюгер), який необхідний для фіксування напрямку вітру.

Блискавко-захисний трос знаходиться на кожній опорі, а також системою блискавкозахисту із блискавкоприймачами вбудована в лопатках ВЕС

					МД 9106.6.050701.005ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

6. Старт-проект

					МД 9106.6.050701.005ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітроелектростанції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Діденко Ю. О.						104	113
Перевір.	Костерев М. В.							
Н. Контр.	Матєєнко Ю.П.					НТУУ «КПІ ім І.Сікорського»		
Затверд.	Кудря С.О.					каф. ВДЕ, гр. ЕТ-91мп		

РОЗДІЛ 6. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Вступ

В даному розділі магістерської дисертації розглядається ідея розроблення стартап-проекту з підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі, коли при втраті напруги в системі власних потреб потрібно використати резервне живлення. Розділ є такі основні етапи:

1. опис ідеї технології;
2. визначення техніко-економічних характеристик ідеї;
3. технологічний аудит ідеї проекту;
4. SWOT- аналіз стартап-проекту.

6.1 Опис ідеї технології

На кожній електричній станції відбуваються аварії через несправність обладнання, погодні умови, стихійні лиха. Наприклад, такі електричні станції, як ТЕЦ і АЕС є менш маневрені, ніж ВЕС, ГЕС, СЕС.

До власних потреб станції відноситься обладнання систем паливостачання, технічного водопостачання, маслостачання, регенеративного підігріву живильної води, конденсаційної установки. Неможливо допускати велику перерву в живленні власних потреб, через роботу різного типу насосу (живильний, циркуляційний, масляний), що може призвести до високих температур нагрівання котла. У разі втрати напруги в системі власних потреб потрібно використовувати резервне живлення (наприклад дизель-генератори).

Для підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі було використано вітрову електричну станцію, яка розташована на відстані 8 кілометрів і під'єднана до резервної системи шин. ВЕС відіграє роль резервного живлення при втраті напруги в системі власних потреб на ТЕЦ. Використання вітрової електричної станції значно зменшить перерву в живленні лише на час дії пристроїв автоматичного введення резерву ніж

дизель-генератори, яким потрібен час на запуск. При досягненні машини, механізми, устаткування підвищеної небезпеки виводяться з експлуатації, здійснюється їх експертне обстеження, за результатами якого приймається рішення щодо встановлення нового строку експлуатації зазначеного виробничого обладнання з проведенням або без проведення ремонту, модифікації, а нестачу потужності можна компенсувати ВЕС.

За різних погодних умов (вітру, сонця) на ВЕС і СЕС використовують акумуляторні батареї, коли надлишок потужності в енергосистемі відбувається накопичення електричної енергії, у випадку недостаті електричної енергії - споживання. Швидкість вітру не впливає на потужність яка видається в мережу. Загрозою для ТЕЦ може бути використання ВЕС в якості резервного живлення через погані погодні умови це може бути обрив повітряної лінії. Наприклад, налипання снігу, утворення корки льоду, це збільшує вагу проводу, що призводить до провисання, а також і обриву повітряної лінії.

Таблиця 6.1 - Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Зміст ідеї полягає в підвищенні надійності роботи теплоелектроцентралі. У разі втрати напруги в системі власних потреб можна використати вітрову електричну станцію в ролі резервного живлення	1. Застосовується для підвищення якості та надійності енергопостачання споживачів	Зниження ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС. Перерва живлення лише на час дії пристроїв автоматичного введення резерву (АВР)
	2. Застосовується для часткового розвантаження мереж	
	3. Застосовується для продовження терміну експлуатації обладнання	

6.2 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї

Сьогодні джерела енергії поділяють на традиційні та альтернативні. До традиційних відносять корисні копалини – нафту, газ, вугілля. Альтернативні джерела енергії – це природні явища, які перетворюються в теплову або електричну енергію. Постійно потрібно враховувати відмову обладнання яке може статись під час експлуатації. Наприклад на ВЕС можливе обледеніння або ржавіння валу ротора, коли немає вітру або для дизель-генератора може відмовити паливний насос і це призведе до певних наслідків аварії. В системі власних потреб при нестачі напруги має бути включене резервне живлення, швидкість введення в роботу дизель-генератора буде більша за рахунок запуску.

Таблиця 6.2. Характеристики проекту

№ п/ п	Техніко- економічні характеристики ідеї	Концепції		Слабка сторона	Нейтраль на сторона	Сильн а сторо на
		ВЕС	Дизель генератори			
1	Потужність, що виробляється	20 МВт	500 кВт - 8 МВт			
2	Врахування наслідків аварії	+	+		+	
3	Випадкові відмови обладнання	+	+			+
4	Швидкість введення в роботу	+	-			+
5	Подальше удосконалення системи	+	-		+	

6.3 Технологічний аудит ідеї проекту

Таблиця 6.3. Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі	Використання вітрової електричної станції, як резервне джерело живлення	наявні	Доступне, потрібен дозвіл на роботу
2		Додавання допоміжних акумуляторних батарей на вітровій електричній станції або ТЕЦ	наявні	Доступне, потрібен інвестор
	Обрана технологія реалізації ідеї проекту була обрана з метою збільшення надійності теплоелектроцентралі при можливості виникнення аварії (втрати напруги) в системі власних потреб.			

Для розрахунку рентабельності інвестицій використовуємо формулу (6.1):

$$R_i = \frac{P_p}{K}, \quad (6.1)$$

де R_i – норма прибутку;

P_p – прибуток за період p ;

K – величина початкових інвестицій.

Наприклад, інвестором у даному випадку виступає енергетична компанія, власник ТЕЦ.

Величина початкових інвестицій складає 27 млн. грн., з яких:

- Вартість проведення лінії – 25 млн.грн;
- Вартість пристроїв АВР– 2 млн.грн;
- Вартість пуско-налагоджувальних робіт – 1 млн.грн.

З статистики видно, що протягом 3-х років відбувається 7 зупинок блоку ТЕЦ за різних причин, а також через втрату напруги в системі власних потреб. При використанні вітрової електричної станції, як резервне живлення, вдалося зменшити кількість зупинок блоку ТЕЦ до 2. Через швидке спрацювання пристроїв автоматичного введення резерву вдалося вжити заходів для ліквідації дефекту. Для кожного незапланованого відключення блоку, економія складає 3.7 млн. грн. В загальному випадку, сума, яку може зекономити станція за цей період, складає 18.5 млн. грн. або 3.7 млн. грн./рік.

Експлуатаційні витрати (B_e) прийняті за статистикою 1% на рік від вартості основних фондів ($B_e = 1\%/100\% \times 27 \text{ млн. грн.} = 0.27 \text{ млн. грн./рік}$

Розрахунок рентабельності інвестицій:

$$R_i = \frac{(3.7 - 0.27)}{27} = 0,127 \text{ (1/рік)} \quad (6.2)$$

У відсотках це значення складає 21%.

Розрахунок періоду окупності проекту:

$$T_{ok} = \frac{K}{\Pi_p} = \frac{27}{3.7} = 7.29 \text{ (років)} \quad (6.3)$$

З розрахунку бачимо, що період окупності інвестицій складає близько 7.5 років.

6.4 SWOT- аналіз стартап-проекту

SWOT-аналіз – матриця аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін (табл. 7.4.).

Таблиця 6.4 SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
Збільшення надійності в системі власних потреб, через масштаб аварії, що міг виникнути за рахунок	Велика вартість обладнання для генерації енергії з відновлювальних джерел та

Продовження таблиці 6.4 SWOT – аналіз стартап-проекту

ланцюгової реакції; повна автономність та незалежність системи від загальної електромережі; економія затрат на паливо для виробництва вітрової енергії;	аккумуляторних батарей; необхідні великі площі земельних ділянок для вітрової станції
Можливості:	Загрози:
Використання вітрової електроенергії; виводити генератори в ремонт для огляду і продовження терміну експлуатації шляхом заміни певних деталей; можлива співпраця з іншими компаніями;	Можлива недостатність електричної енергії через погодні умови(відсутності вітру); можливе не спрацювання автоматики.

Висновок

У даному розділі було розглянуто ідею стартап-проекту для підвищення надійності роботи теплоелектроцентралі за наявності вітрової електричної станції.

Основний напрямок реалізації має базуватися на швидкодії, щоб не було перерви в живленні, тільки на час спрацювання АВР, та зменшення витрат шляхом використання кінетичної енергії вітру. Беручи до уваги той факт, що розглянута система має позитивний вплив на енергосистему в цілому, тому даний проект має всі шанси на реалізацію.

Загальні висновки

В даній роботі розв'язано вирішення важливої задачі оцінки ризику порушення статичної стійкості вузла навантаження енергосистеми при відмовах повітряної лінії, що є важливо для оперативного управління та планування режимів ЕЕС. При вирішенні цієї задачі отримані наступні результати:

1. Проведений аналіз сучасного стану проблеми оцінки технічного стану ЛЕП, наведені статистичні дані по відмовам ЛЕП, дано фізико-технічний опис деградації ЛЕП;

2. Для оцінки технічного стану ПЛ використовується наближений метод розпізнавання найбільш можливого технічного стану на основі співставлення прийнятих еталонних та поточного станів.

3. Сформована нечітка модель для оцінки технічного стану ПЛ, яка в якості вхідних нечітких змінних використовує доступну інформацію: коефіцієнти дефектності провода, опори, арматури та ізоляції. В якості вихідної змінної запропоновано спрацьований ресурс ПЛ. Сформовані правила нечіткого логічного висновку.

4. При визначенні імовірності відмови ПЛ на інтервалі часу враховується технічний стан ПЛ.

5. Наведен алгоритм оцінки ризику порушення статичної стійкості вузла навантаження енергосистеми.

6. На основі статистичного моделювання режиму тестової схеми ЕЕС при відмові ПЛ та при випадковій зміні режиму вузлів навантаження визначено ризик порушення стійкості вузла навантаження за напругою.

7. Виконаний аналіз ризику порушення стійкості вузла навантаження за напругою в залежності від величини динамічного навантаження.

Список літератури:

1. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
4. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
5. Проектування електричних станцій, ч.1/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 73 с.
6. Проектування електричних станцій, ч.2/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 74 с.
7. Проектування електричних станцій, ч.3/ Методичні вказівки до виконання курсового проекту/ Укл.: П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 61 с.
8. 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.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання власних потреб електростанцій: Навчальний посібник/ В.Ф. Сивокобиленко, В.К. Лебедев, 2002.-136 с.
10. Моделювання і динаміка атомних електростанцій при збуреннях в енергосистемі/ Н. В. Костєрев 1986.- 168 с.
11. Третьякова Л.Д. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування / Литвиненко Г.Є., Третьякова Л.Д. – К.: Лібра, 2008. – 317 с.
12. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації.
13. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.

14. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45 с.

15. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж

16. ДСТУ EN ISO 13688:2016 Одяг захисний.

17. ДСТУ EN ISO 17249:2017 Взуття захисне, стійке до розрізання ланцюговою пилкою

18. ДСТУ EN ISO 374-5:2017 Засоби індивідуального захисту рук. Спеціальні рукавички для захисту від хімічних речовин та мікроорганізмів. Частина 5. Термінологія та експлуатаційні вимоги до рукавичок для захисту від хімічних речовин та мікроорганізмів

19. ДСТУ EN 812:2017 Засоби індивідуального захисту голови. Промислові протиударні каски

20. ДСТУ EN 166:2017 Засоби індивідуального захисту очей.

21. ДСТУ EN 352-5:2005 Засоби індивідуального захисту органів слуху. Вимоги безпеки і випробування. Частина 5. Навушники протишумові з системою активного зниження шуму