

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

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

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

“ ____ ” _____ 2020 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

спеціалізація «Електричні станції»

на тему: Оцінка ефективності самозапуску високовольтних двигунів в
системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 160 МВт

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕТ-91мп
(шифр групи)

БІЛЯНІВСЬКИЙ АРТУР ВІТАЛІЙОВИЧ

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник доцент, д.т.н. ОСТАПЧУК О.В.

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

(підпис)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. ТРЕТЯКОВА 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»

Інститут/факультет ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
(повна назва інституту)

Кафедра ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

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

спеціалізація «Електричні станції»

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

С. О. Кудря
(ініціали, прізвище)

(підпис)
« ___ » _____ 2020 р

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Білянівському Артуру Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації Оцінка ефективності самозапуску високовольтних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 160 МВт
науковий керівник дисертації ОСТАПЧУК Олександр Володимирович., д.т.н., доцент, затвержені наказом по університету від «___» _____ 20__ р.
№ _____
2. Строк подання студентом дисертації _____
3. Об'єкт дослідження перехідні процеси в електромеханічних системах власних потреб (ВП) теплоелектроцентралі _____
4. Предмет дослідження процес самозапуску високовольтних двигунів ВП
5. Перелік завдань, які потрібно розробити забезпечити теоретичне обґрунтування поточного дослідження; вибрати головну схему електричних з'єднань та кількість і одиничну потужність генераторів, трансформаторів та іншого основного обладнання ; виконати розрахунок струмів КЗ; оцінити ефективність самозапуску високовольтних двигунів ВП; перевірити самозапуск двигунів власних потреб в Power Factory

Орієнтовний перелік ілюстративного матеріалу_1) однолінійна головна схема електричних з'єднань ТЕЦ 160 МВт; 2) Електрична схема живлення споживачів власних потреб блоку 100 МВт; 3) Типи і параметри двигунів власних потреб; 4) Графіки перехідного процесу для напруг.

6. 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		

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Пошук теоретичного матеріалу	04.10.2020 – 11.10.2020	
2	Аналіз теоретичного матеріалу	12.10.2020 – 27.10.2020	
3	Побудова	27.10.2020 – 20.11.2020	
4	Проведення експериментальних розрахунків	21.11.2020 – 27.11.2020	
5	Оформлення отриманих результатів	28.11.2020 – 04.12.2020	
6	Оформлення технічних креслень	05.12.2020 – 10.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

_____ (ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

_____ (підпис)

_____ (ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 116 сторінках формату А4, яка включає в себе 27 малюнків, 41 таблиць, 35 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 4 аркуші технічних креслень форматом А1.

В магістерській дисертації розглядається питання оцінка ефективності самозапуску високовольтних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 160 МВт. Проведено розрахунок і аналіз самозапуску двигунів власних потреб , а також побудовані моментні характеристики двигунів ВП.

Актуальність роботи. На даний момент електроенергетична галузь України характеризується високим рівнем зносу електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основна частина якого введена в експлуатацію в 1960-1970-х роках минулого століття, а спроектована за нормами 1950-х років.

Системи власних потреб станцій потребують модернізації, яка дозволить стабільно підтримувати потрібний діапазон регулювання частот та покращити умови самозапуску при короткочасних зниженнях або навіть повному зникненню напруги на шинах власних потреб.

Метою магістерської дисертації є проведення оцінки ефективності самозапуску двигунів власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 160 МВт. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

1. Забезпечити теоретичний фон поточного дослідження
2. Надати інформацію про самозапуск електродвигунів власних потреб
3. Виконати розрахунок і аналіз самозапуску двигунів власних потреб ТЕЦ.

Об'єкт дослідження. Перехідні процеси в електромеханічних системах власних потреб теплоелектроцентралі

Предмет дослідження. Процес самозапуску високовольтних двигунів в системі власних потреб .

Методи дослідження. В основу роботи покладено оцінку ефективності самозапуску високовольтних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 160 МВт. Моделювання було здійснено за допомогою програми Power Factory .

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on ___ pages of A4 format, which includes ___ figures, ___ tables, ___ sources of literature. The graphic part contains 6 sheets of technical drawings in A1 format.

In the master's dissertation the question of estimation of efficiency of self-starting of high-voltage engines in system of own needs of the thermal power plant with a power of 160 MW is considered. The calculation and analysis of self-starting of engines of own needs are carried out, and also moment characteristics of engines of VP are constructed.

Relevance of work. At present, Ukraine's electricity industry is characterized by a high level of wear and tear of electricity equipment used for the production, transmission and distribution of electricity, most of which was commissioned in the 1960s and 1970s and designed according to the norms of the 1950s.

The stations' own needs systems need to be upgraded, which will allow them to stably maintain the required frequency control range and improve the self-starting conditions with short-term reductions or even complete loss of voltage on the own needs buses.

Relevance of the topic.

The purpose of the master's thesis is to evaluate the efficiency of self-starting engines of own needs of a thermal power plant with a capacity of 160 MW. To achieve this goal it is necessary to solve the following tasks:

1. Provide a theoretical background for the current study
2. Provide information on self-starting of electric motors of own needs

3. Perform calculation and analysis of self-starting engines of CHP own needs.

The object of research. Engines of own needs of thermal power plant

Subject of study. The process of self-starting high-voltage motors in the system of own needs.

Methods of research. The work is based on the assessment of the efficiency of self-starting of high-voltage motors in the system of own needs of a thermal power plant with a capacity of 160 MW. The simulation was performed using the Power Factory program.

Зміст

РОЗДІЛ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.1. Структурна схема і схема електричних з'єднань ТЕЦ.....	15
1.2. Техніко-економічне обґрунтування вибору принципової схеми електричних з'єднань.....	
1.3. Вибір основного електрообладнання структурної схеми.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.1. Вибір турбогенераторів	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.2.1 Вибір трансформаторів зв'язку для I варіанта.....	17
1.3.2.2 Вибір автотрансформаторів для I варіанта.....	18
1.3.3.1 Вибір трансформаторів зв'язку для II варіанта.....	19
1.3.3.2 Вибір автотрансформаторів для II варіанта.....	20
1.3.4. Вибір секційних реакторів	Ошибка! Закладка не определена.
1.4. Економічне порівняння варіантів..	Ошибка! Закладка не определена.
Висновки.....	21
РОЗДІЛ 2. Розрахунок струмів короткого замикання на генераторному напрузі та вибір апаратури на розрахунковому відгалуженні	22
2.1. Розрахунок струмів короткого замикання	22
2.2. Вибір апаратури на розрахунковому відгалуженні	29
2.2.1 Вибір лінійного реактора.	29
2.2.2. Вибір вимикачів.	33
2.2.3. Вибір кабелю.	34
2.3. Вибір трансформаторів струму лінії, що відходить у КРУ	37
2.4. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	38
2.5. Вибір роз'єднувачів в колі місцевої навантаження	39
Висновки:	40
РОЗДІЛ 3. Вибір конструкції і схем розподільчих пристроїв, розрахунок жорстких шин	41
3.1. Опис закритого розподільчого пристрою	41
3.2. Опис відкритого розподільного пристрою	42

3.3. Вибір і розрахунок гнучких шин	43
3.4. Вибір контрольно-вимірювальних приладів	47
3.5. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв і ВП.....	52
3.5.1. Вибір електричної схеми ВРП 220 кВ	52
3.5.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ	53
3.6. Вибір електричної схеми електропостачання ВП.....	53
3.7. Вибір трансформаторів власних потреб електростанції.....	55.
3.7.1. Вибір трансформаторів власних потреб для генераторів на ГРП – 10,5	55
3.7.2. Вибір трансформаторів власних потреб для блочних генераторів ТВП для генератора потужністю 100 МВт.....	55
3.7.3. Резервний трансформатор власних потреб від ВРП – 110 кВ.....	55
3.7.4. Резервний трансформатор власних потреб від АТ1	56
Висновки:	56
РОЗДІЛ4. Оцінка ефективності самозапуску двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі	57
4.1. Призначення електродвигунів власних потреб і вимоги до них.....	57
4.2. Самозапуск електродвигунів власних потреб на електричних станціях	63
4.3. Розрахунок і аналіз самозапуску на ТЕЦ	72
4.3.1. Побудова моментних характеристик двигуна і механізму.....	74
4.3.2. Розрахунок вибігу двигуна з механізмом.....	76
4.3.3. Розрахунок самозапуску електродвигуна.....	79
4.3.4.Визначення напруги на двигунах при самозапуску.....	79
4.3.5.Визначення часу розвороту двигуна з механізмом.....	81
4.4.Перевірка самозапуску двигунів власних потреб в PFactory	82
Висновки	86
РОЗДІЛ 5. Розробка startup-проекту створення компанії, яка надає послуги по модернізації електродвигунів власних потреб ТЕЦ.....	88
5.1. Ідея проекту.....	88
5.2. Технологічний аудит ідеї проекту.....	91

5.3. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	92
5.4. Фінансово-економічний аналіз встановлення двигунів власних потреб АСД.....	93
5.4.1. Розрахунок основних фінансово-економічних показників проекту.....	98
Висновки	99

РОЗДІЛ 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації високовольтного двигуна напругою 6 кВ.....**Ош**

ибка! Закладка не определена.

6.1. Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
6.2. Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту	101
6.3. Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
6.4. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	103
6.5. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	104
6.6. Вибір засобів індивідуального захисту	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
6.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	106
6.8. Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації.....	107
Висновки.....	111

Перелік посилань:

.....**Ошибка!**

Закладка не определена.

Розділ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань

1.1. Структурна схема і схема електричних з'єднань ТЕЦ

Електрична схема електростанції повинна забезпечуватися такими вимогами:

- відповідати технологічній схемі і умовам роботи електростанції в енергосистемі;
- бути легкою в експлуатації, а саме: мати просту схему; включати мінімальну кількість перемикань при зміні режиму роботи; зберігати ремонтпридатність без порушення роботи енергоустановки;
- передбачати простоту споруд електростанції. Повинно бути враховано черговість включення в експлуатацію генераторів різної потужності, трансформаторів (блокових і зв'язку) і ліній електропередач (ЛЕП).
- мати можливість автоматизації енергоустановки в економічно цілісному обсязі;
- забезпечуватися достатнім і економічно виправданою ступенем надійності.

При виборі структурної схеми ТЕЦ потрібно користуватися такими правилами:

- 1) Найбільш економічним режимом роботи електростанції є блоковий.
- 2) $R_{mn} \leq R_e$ збірних шин генератора

Для ТЕЦ, що мають генераторну напругу широкого застосування знайшли схеми з подвійною системою збірних шин з виконанням секціонування робочих шин. Місцеве навантаження і власні потреби електростанції підключений до збірних шин окремими лініями. Кожне відгалуження підключається до самої збірної шини за допомогою двох шинних роз'єднувачів, тим самим дозволяючи здійснювати роботу на обох системах шин (при цьому один з шинних роз'єднувачів в нормальному режимі експлуатації відключений).

Головною перевагою подвійний секціонованій системи збірних шин є можливість виведення в ремонт будь-якої з систем шин без відключення енергоблоку та споживачів. Ще однією важливою перевагою є те, що при короткому замиканні в одній з систем шин, споживачі залишаються без електроенергії тільки на період перемикання на резервну секцію. Шіноз'єднувальні вимикачі, якими забезпечується подвійна система шин, дозволяють виконувати необхідні комутації по переключенню на резервну систему шин з робочою. Також дана система шин дозволяє застосовувати шіноз'єднувальній вимикач для ремонту або для заміни вимикача будь-якого відгалуження.

Розглянуто систему шин є досить надійною з точки зору енергозабезпечення споживачів і є досить гнучкою. Перераховані якості аргументовано доводять те, схема відповідає сучасним стандартам безпеки, надійності і економічності.

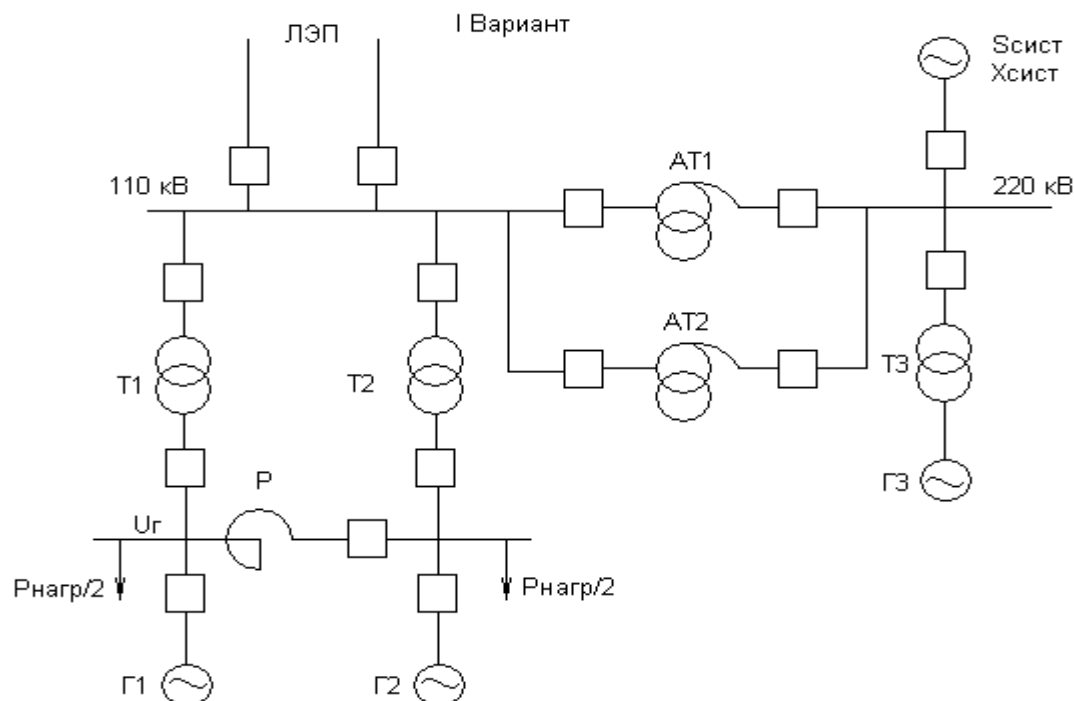
Згідно заданої потужності електростанції можлива схема, де два генератора по 30 МВт працюють на загальну систему шин, а інші більш потужні генератори працюють за блочною схемою. Більш складні варіанти схем для нашого випадку неприйнятні з економічної доцільності та складності обслуговування.

Електрична потужність, що генерується на ТЕЦ, розподіляється на трьох напругах: $U_1 = 220$ кВ, $U_2 = 110$ кВ та $U_3 = 10.5$ кВ. Шини 10.5 кВ і 110 кВ зв'язані між собою через 2 трансформатори зв'язку, а шини 110 кВ і 220 кВ зв'язані через автотрансформатори. У разі дефіциту потужності в одній з систем, потужність у неї перетікає з іншої системи через автотрансформатор.

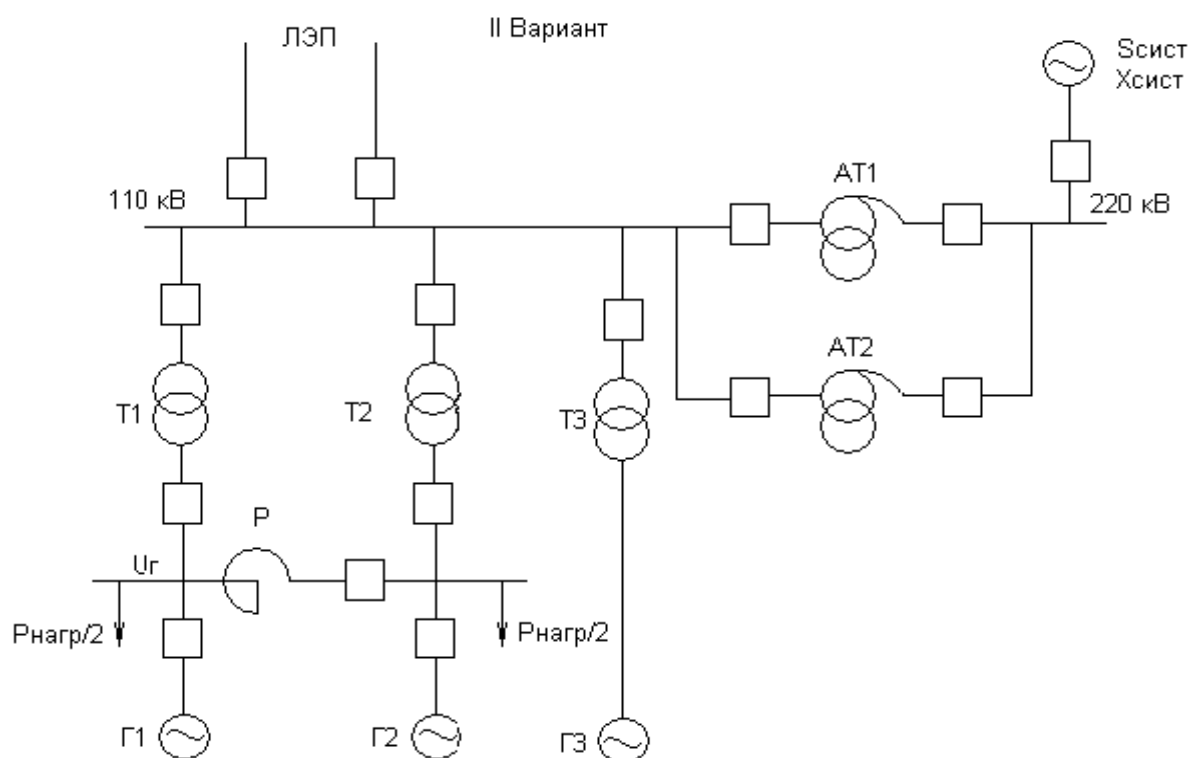
Структурні схеми обох варіантів дані на рис.1.1 і рис. 1.2, де показані генератори Г, розподільчі установки вищої напруги РП і генераторної ГРП, місцеве навантаження Рмн, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3, Т4, а також автотрансформатори АТ1 та АТ2. У першому варіанті два генератора по 30 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератора по 100 МВт – до РП 220 кВ за блоковим принципом. У

другому варіанті два генератора по 30 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 100 МВт приєднаний до РП 110 кВ за блоковим принципом.

Варіант 1



Варіант 2



1.2 Техніко-економічне обґрунтування вибору принципової схеми електричних з'єднань

Електрична схема станції повинна відповідати таким вимогам:

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

1.3. Вибір основного електрообладнання структурної схеми

1.3.1. Вибір турбогенераторів

На напругу 10,5 кВ здійснюється енергопостачання місцевих споживачів від трьох генераторів типів: ТВС-32У3, ТВФ-120-2У3. Номінальні параметри генераторів:

№	$n_{ном}$ об/мін	$S_{ном}$ МВА	$P_{ном}$ МВт	$U_{ном}$ кВ	$\cos \varphi_{ном}$	$I_{ном}$ кА	X''_d о.е.	Ціна тис.грн
1	3000	45	32	10,5	0,8	2,2	0,153	4396,5
2	3000	125	100	10,5	0,8	6,875	0,192	6160,5

Виберемо обладнання для I варіанта схеми.

1.3.2.1 Вибір трансформаторів зв'язку для I варіанта

При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності

ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні і мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечено живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ЗРУ. З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи і генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

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

	Навантаження в різних режимах МВА		
	Норм.	min	ав.
$P_{Ген}, (МВт)$	64	64	32
$P_{сн}, (МВт)$	3,84	3,84	3,84
$P_{нагр}, (МВт)$	38,5	31,5	38,5
$\Delta P, (МВт)$	21,66	28,66	-10,3

За найбільшим розрахунковим навантаженням визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{тр} = \frac{\Delta P_{ав}}{2 \cdot \cos(\phi)} = \frac{28,66}{2 * 0.85} = 16,85 МВ \cdot А$$

Як трансформатор зв'язку вибираємо два трансформатора типу ТРДН-25000/110 з наступними параметрами:

$S_{н},$ МВА	$U_{вн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ	$\Delta P_{хх},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	$U_{к},$ %	$I_{хх},$ %	Ціна, Тис.грн
25	115	10,5	25	120	10,5	0,65	1148,2

Виберемо блочний трансформатор на шину 220 кВ. При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{220 \text{ б}} = S_{\Gamma} - S_{\text{сн}} = 125 - 12,5 = 112,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

вибираємо трансформатор типу ТДЦ-125000/220 з параметрами:

$S_{\text{н}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ(ВН)}}$, кВт	$U_{\text{К(ВН)}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %	Ціна, Тис. грн.
125	347	10,5	125	380	11	0,55	111,6

1.3.2.2 Вибір автотрансформаторів для I варіанта

Потужність, що передається через автотрансформатори: $\Delta P_{\text{АТ}} = P_{110} + \Delta P$

	Навантаження в різних режимах МВА		
	Норм.	min	ав.
$\Delta P_{\text{АТ}}$, (МВт)	125-21,66=103,34	125-28,66=81	125+10,3=135,3

За найбільшою розрахунковому навантаженні визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{\text{АТ}} = \frac{\Delta P_{\text{АТ ав}}}{2 \cdot \cos(\phi)} = \frac{135,3}{2 \cdot 0,85} = 79,59 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

вибираємо автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/220/110 з параметрами:

$S_{\text{н}}$ МВА	$U_{\text{вн}}$ кВ	$U_{\text{сн}}$ кВ	$U_{\text{нн}}$ кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ кВт	$S_{\text{нн}}$ МВА	$U_{\text{К(ВС)}}$ %	$U_{\text{К(ВН)}}$ %	$U_{\text{К(СН)}}$ %	Ціна, тис.гр н.
125	330	115	10,5	100	345	63	10	35	24	4004

Виберемо обладнання для II варіанта схеми.

1.3.3.1 Вибір трансформаторів зв'язку для II варіанта

Потужність, що передається через трансформатори: $\Delta P = P_G - P_{CH} - P_{нагр}$

	Навантаження в різних режимах МВА		
	Норм.	min	ав.
$P_{ген}, (МВт)$	64	64	32
$P_{CH}, (МВт)$	3,84	3,84	3,84
$P_{нагр}, (МВт)$	38,5	31,5	38,5
$\Delta P, (МВт)$	21,66	28,66	-10,3

Трансформатори зв'язку в II варіанті схеми залишаються ті ж.

Виберемо блочний трансформатор на шину 110 кВ. При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{110б} = S_G - S_{CH} = 125 - 12,5 = 112,5 МВА$$

вибираємо трансформатор типу ТДЦ-125000/110 з параметрами:

$S_N,$ МВА	$U_{ВН},$ кВ	$U_{НН},$ кВ	$\Delta P_{XX},$ кВт	$\Delta P_{КЗ(ВН)},$ кВт	$U_{К(ВН)},$ %	$I_x,$ %	Ціна, Тис. Грн
125	121	10,5	120	400	10,5	0,6	2464,2

1.3.3.2 Вибираємо автотрансформатори для II варіанту

Потужність, що передається через автотрансформатори: $\Delta P_{AT} = P_{110} + \Delta P$

	Навантаження в різних режимах МВА		
	Норм.	min	ав.
ΔP_{AT} , (МВт)	125-21,66-100=3,34	125-28,66-100=-3,66	125+-10,3-100=35,5

За найбільшим розрахунковим навантаженням визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{AT} = \frac{\Delta P_{AT_{ав}}}{2 \cdot \cos(\phi)} = \frac{35,5}{2 \cdot 0,85} = 20,88 \text{ МВА}$$

Вибираємо автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/220/110 з тими ж параметрами.

1.3.4 Вибір секційних реакторів

Для обмеження рівня струмів к.з. на ТЕЦ застосовують секційні реактори. У нормальному режимі потужності між секціями розподілені рівномірно і перетоки потужності через секційний реактор практично дорівнюють нулю.

$$I_p = \frac{S_r}{\sqrt{3}U_{HT}} \cdot 0,6 = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 0,6 = 1319,65 \text{ А} = 1,319 \text{ кА}$$

Вибираємо реактор типу РБ 10-1600-0,14 УЗ з параметрами:

U _н , кВ	тривалий. Струм, А	X _{ном} , Ом	Номинальні втрати на фазу	I _{дин} кА	I _{терм} кА	t _{терм} с	Ціна, тис. грн
10	1600	0,14	6,1	66	26	8	15120

1.4. Економічне порівняння варіантів.

Найбільш економічний варіант електроустановки вимагає найменшого значення повних приведених витрат

$$Z_i = I_i + E_n \cdot K_i$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень 0,12 (1 / рік);

I - річні витрати виробництва, грн / рік

$$I_i = I_a + I_{nom}$$

$$I_a = \frac{a}{100} \cdot K_i - \text{амортизаційні відрахування грн/год};$$

a - норма амортизаційних відрахувань 8,4%;

K – капіталовкладень в електроустановку, грн

$$K = K_{\text{блтр}} + K_{\text{яч}}$$

$I_{nom} = \beta \cdot \Delta A_{год}$ - витрати викликані втратами електроенергії за рік, грн/ рік;

β - середня собівартість електроенергії 60 (коп / кВт год);

$\Delta A_{год}$ – річні втрати електроенергії, кВт ч

$$\Delta A = P_{\text{хх.бл}} \cdot t + P_{\text{к.з.бл}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2$$

$$t = \tau = 6000 \text{ ч}$$

Вихідні дані для розрахунку витрат:

	I варіант	II варіант
Вартість блочного трансформатора $K_{\text{БЛТР}}$	3416,85 тис.грн	2464,2 тис.грн
Втрати х.х. блочного трансформатора $P_{\text{ХХБЛ}}$	105 кВт	89 кВт
Втрати к.з. блочного трансформатора $P_{\text{КЗБЛ}}$	380 кВт	400 кВт
Повна потужність блочного трансформатора S_H	125 МВА	125 МВА

Капіталовкладення в обладнання, яке в I і II варіантах однакова не враховуємо.

Розрахунок витрат зведемо в таблицю.

Варіант	$\Delta A_{год}$ МВт ч	$I_{ном}$ тис.грн	К Тис грн	З тис.грн
I	7196	12684,35	3416,85	14508,79
II	5705	9968,42	2464,2	11704,48

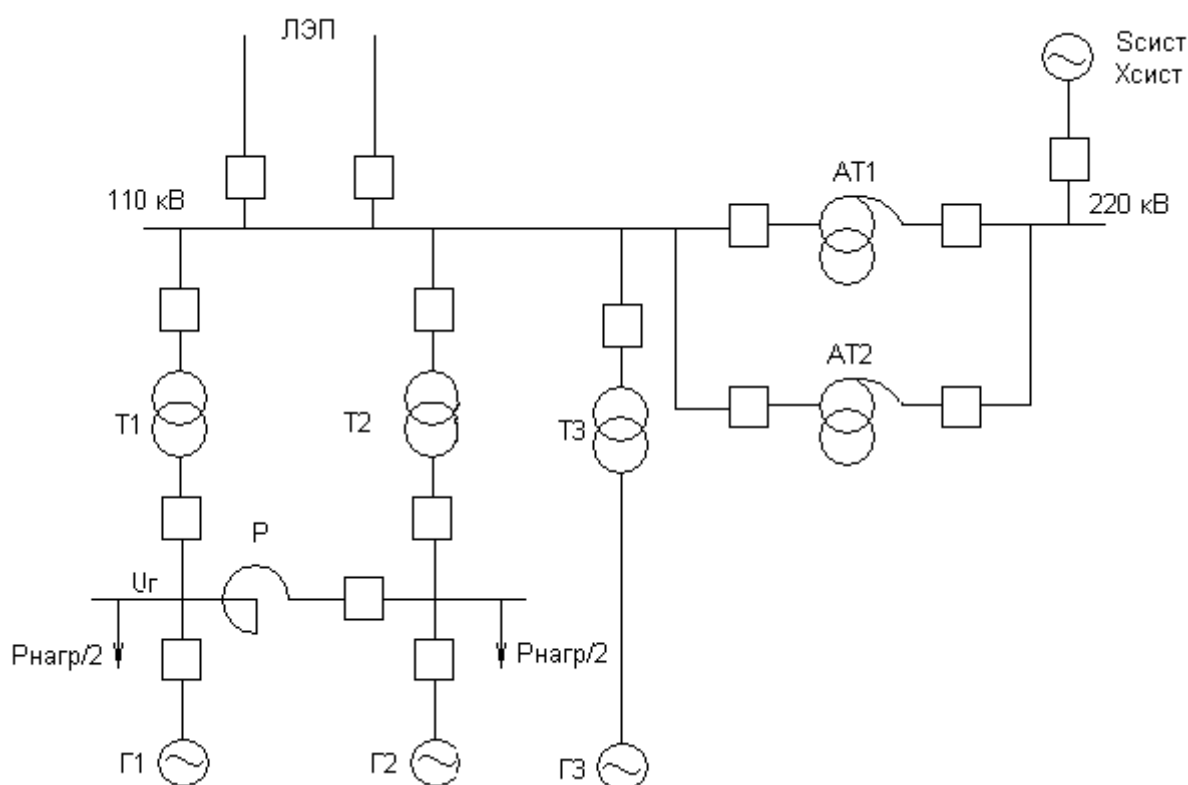
Висновки:

У першому розділі даного дипломного проекту було проведено техніко-економічне обґрунтування вибору головної схеми електростанції. Було спроектовано 2 варіанти головних схем ТЕЦ. Для кожного з варіантів було розраховано і вибрано основне обладнання (це генератори, трансформатори зв'язку, блокові трансформатори, автотрансформатор зв'язку і блоковий автотрансформатор). Додатково були вибрані секційні реактори, які однакові для всіх варіантів схем. За економічними показниками найбільш вигідним виявився II варіант.

РОЗДІЛ 2. Розрахунок струмів короткого замикання на генераторному напрузі та вибір апаратури на розрахунковому відгалуженні

2.1. Розрахунок струмів короткого замикання методом розрахункових кривих.

Для вибору електрообладнання і струмоведучих елементів на електростанції необхідно розрахувати струми к.з. Розрахункова схема для визначення струмів к.з. приведена на рис.2. Розрахунок проведемо методом розрахункових кривих.



Знайдемо величини опорів елементів схеми заміщення у відносних одиницях. За базисну прийємо потужність 100 МВА: Генератори Г1, Г2, Г3:

$$\bar{x}_{Г1,2}^* = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НГ}} = 0,153 \cdot \frac{100}{40} = 0,383$$

$$\bar{x}_{Г3}^* = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НГ}} = 0,192 \cdot \frac{100}{125} = 0,154$$

де x''_d - відносно надпровідного індуктивний опір по поздовжній осі, в.о.

Трансформатори Т1, Т2, Т3:

$$\bar{x}_{T1}^* = \bar{x}_{T2}^* = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42$$

$$\bar{x}_{T3}^* = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT3}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,084$$

Реактор:

$$\bar{x}_{P1}^* = x_{PH} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{HP}^2} = 0,14 \cdot \frac{100}{(10,5)^2} = 0,127$$

Автотрансформатори АТ1, АТ2,:

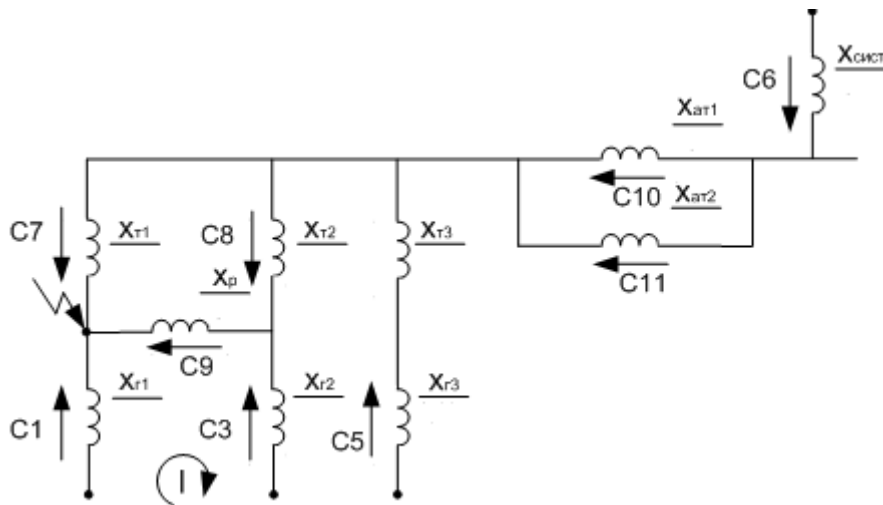
$$\bar{x}_{AT1}^* = \bar{x}_{AT2}^* = \frac{U_{\kappa(\sigma-c)\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{HT}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,08$$

Система:

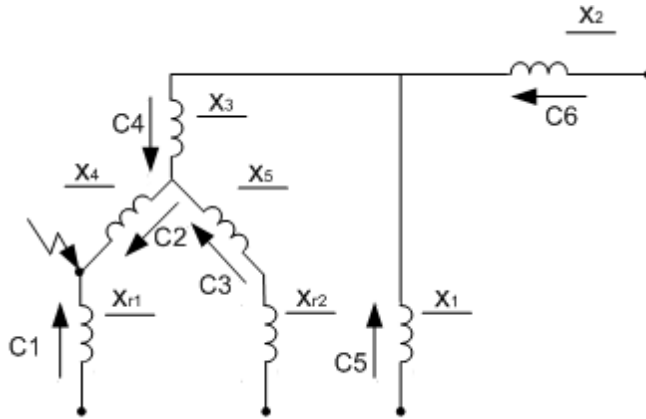
$$\bar{x}_c^* = x_c \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_c} = \frac{100}{\sqrt{3} * 330 * 14,7} = 0,012$$

За розрахункової схемою складаємо схему заміщення, замінюючи електромагнітні зв'язку електричними. Генератори вводимо в схему заміщення як ЕРС з опором, інші елементи як опори. Точка к.з. на затискачах генератора. Розрахунок струмів к.з. вестимемо у відносних одиницях.

Види к.з. .: двофазне, трифазне.



Приводимо схему заміщення до найпростішого виду.



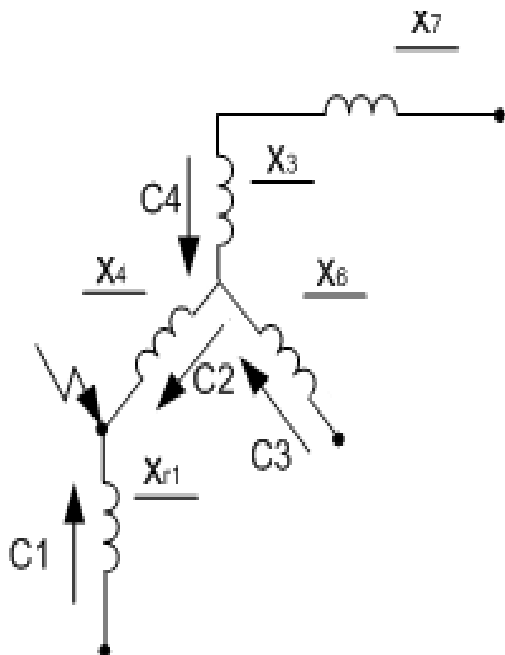
$$X_1 = X_{T3} + X_{Г3} = 0,084 + 0,154 = 0,238 \text{ o.e.},$$

$$X_2 = (X_{AT})/2 + X_c = 0,04 + 0,012 = 0,052 \text{ o.e.}$$

$$X_3 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2} + X_P} = \frac{0,42 \cdot 0,42}{0,42 + 0,42 + 0,127} = 0,182 \text{ o.e.};$$

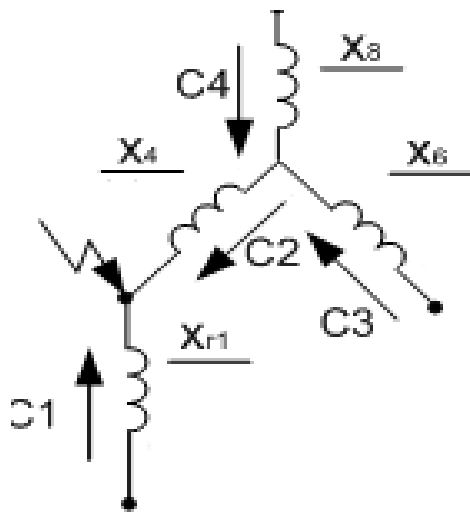
$$X_4 = \frac{X_{T1} \cdot X_P}{X_{T1} + X_{T2} + X_P} = \frac{0,42 \cdot 0,127}{0,42 + 0,42 + 0,127} = 0,055 \text{ o.e.}$$

$$X_5 = X_4 = 0,055 \text{ o.e..}$$

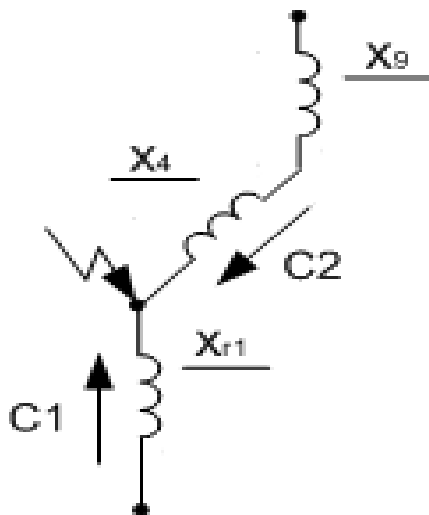


$$X_7 = \frac{X_2 \cdot X_1}{X_2 + X_1} = \frac{0,052 \cdot 0,238}{0,052 + 0,238} = 0,043 \text{ o.e.}$$

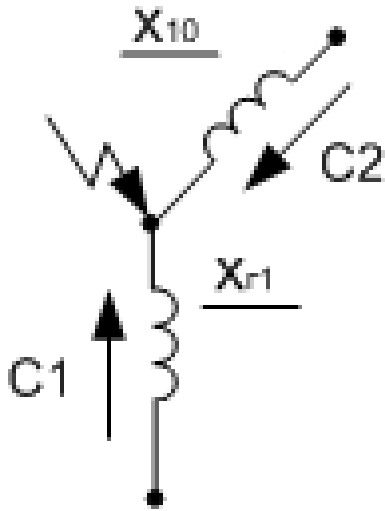
$$X_6 = X_5 + X_{\Gamma 2} = 0,6055 + 0,6383 = 0,438 \text{ o.e.}$$



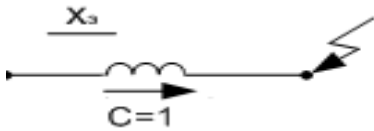
$$X_8 = X_3 + X_7 = 0,182 + 0,043 = 0,225 \text{ o.e.}$$



$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_6}{X_8 + X_6} = \frac{0,225 \cdot 0,438}{0,225 + 0,438} = 0,149 \text{ o.e.}$$



$$X_{10} = X_9 + X_4 = 0,55 + 0,149 = 0,699 \text{ o.e.}$$



$$X_9 = \frac{X_{\Gamma 1} \cdot X_{10}}{X_{\Gamma 1} + X_{10}} = \frac{0,383 \cdot 0,699}{0,383 + 0,699} = 0,247 \text{ o.e.}$$

Знайдем коэффициенты строморозподілу у всіх гілках схеми.

$$C_1 = C \cdot \frac{X_{10}}{X_{\Gamma 1} + X_{10}} = 1 \cdot \frac{0,699}{0,699 + 0,383} = 0,65,$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{\Gamma 1}}{X_{\Gamma 1} + X_{10}} = 1 \cdot \frac{0,383}{0,699 + 0,383} = 0,35;$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{X_8}{X_6 + X_8} = 0,35 \cdot \frac{0,225}{0,438 + 0,225} = 0,12,$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{X_6}{X_6 + X_8} = 0,35 \cdot \frac{0,438}{0,438 + 0,225} = 0,23;$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_2}{X_1 + X_2} = 0,23 \cdot \frac{0,052}{0,238 + 0,052} = 0,04;$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_2}{X_1 + X_2} = 0,23 \cdot \frac{0,238}{0,2069 + 0,238} = 0,19;$$

По другому закону Кірхгофа для 1 контура визначаємо коефіцієнти

$$C_1 \cdot X_{\Gamma 1} - C_9 \cdot X_p - C_3 \cdot X_{\Gamma 2} = 0;$$

$$C_9 = \frac{C_1 \cdot X_{\Gamma 1} - C_3 X_{\Gamma 2}}{X_P} = \frac{0,65 \cdot 0,383 - 0,12 \cdot 0,383}{0,127} = 1,59 ;$$

$$C_9 = -C_1 - C_9 = -2,24 ;$$

$$C_8 = C_9 - C_3 = 1,59 - 0,12 = 1,47 ;$$

$$C_{10} = \frac{C_6}{2} = C_{11} = \frac{0,19}{2} = 0,095 ;$$

Вихідну систему замінюємо еквівалентною з трьома променями, в першому промені - генератор Г2, у другому генератори Г1, Г3, в третьому - система.

Промінь	Потужність, МВА	'
Г ₁	40	C ₁ =0,65
Г ₂ +Г ₃	165	C ₃ +C ₅ =0,16
Система	100	C ₆ =0,19
		1

Номінальний струм променя:

$$I_{нл} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}}$$

де S_л - потужність променя, МВА; U_б = 10,5 кВ - базисне напруга.

Розрахункові опори променів:

$$X_{расч}_{л} = \frac{X_{экв} \cdot S_{л}}{C_{л} \cdot S_{б}}$$

де X_{екв} - еквівалентний опір для трифазного і двофазного замикань відповідно; S_л - Токорозподіл променя.

За розрахунковими кривим для моментів часу $t = 0$, $t = 0,1$ і $t = \infty$ визначаємо відносне значення періодичної складової струму к.з. кожного з променів схеми. При $X_{расч} > 3$: $I_{0,0*} = I_{0,1*} = I_{\infty*} = I/X_{расч}$.

Діючі струми:

$$I_{0,0} = I_{0,0*} \cdot m \cdot I_{НЛ}$$

$$I_{0,1} = I_{0,1*} \cdot m \cdot I_{НЛ}$$

$$I_{\infty} = I_{\infty*} \cdot m \cdot I_{НЛ}$$

де m - коефіцієнт який вказує на вид к.з.

Ударний струм в місці к.з. .:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0,0\Sigma}$$

Розрахунок струмів короткого замикання зведемо в таблицю.

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U_{δ}	$X_{\Sigma 1}$	$X_{\Sigma 2}$	$X_{\Sigma 0}$	$X_{\Sigma}^{(1)}$	Параметри променів			
								$S_{Л}$	$C_{Л}$	$I_{НЛ}$	$X_{расч.Л}$
1	К ₁	(3)	10,5	0,247	-	-	0,247	40	0,65	2,19	0,152
								165	0,16	9,07	2,55
								<u>100</u>	<u>0,19</u>	5,49	1,3
								305	1		
2	К ₁	(2)	10,5	0,247	0,247	-	0,494	75	0,65	2,19	0,304
								165	0,16	9,07	5,1
								<u>100</u>	<u>0,19</u>	5,49	2,6
								305	1		

$m^{(1)}$	$I_{0,0*}$	$I_{0,1*}$	$I_{\infty*}$	$I_{0,0}$	$I_{0,1}$	I_{∞}	$I_{уд}$
1	6,8	5	2,8	14,89		6,13	
	0,4	0,4	0,42	3,63	10,95	3,81	
	0,8	0,7	0,9	<u>4,39</u>	3,63	<u>4,94</u>	
				22,91	3,84	14,88	64,15

$\sqrt{3}$	3,5	2,4	2,8	13,28	9,1	10,62	
	0,19	0,19	0,19	2,98	2,98	2,98	
	0,38	0,35	0,41	<u>3,61</u>	3,33	<u>3,89</u>	
				19,87		17,49	54,79

2.2. Вибір апаратури на розрахунковому відгалуженні

Електричні апарати, шини та кабелі на електростанції повинні бути обрані за умовами розрахункового режиму і перевірені по режиму короткого замикання.

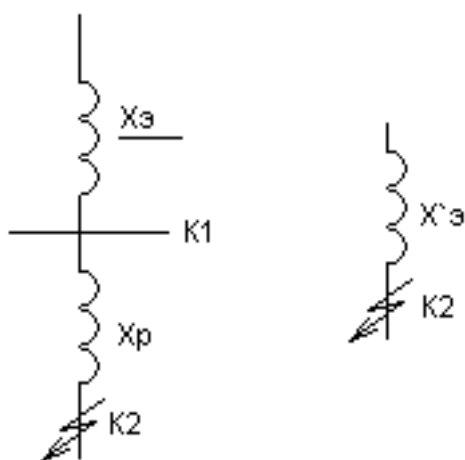
2.2.1. Вибір лінійного реактора

Реактори служать для обмеження струмів к.з., а також дозволяють підтримувати на шинах певний рівень напруги при пошкодженнях за реакторами. Розрахуємо груповий реактор, від якого відходять два відгалуження.

Для вибору реактора, необхідного для обмеження струму к.з. в ланцюгах двох ліній, що живлять споживачів від шин 10,5 кВ ГРУ, потрібно визначити його опір.

Визначимо кількість одинарних реакторів:

$$n_p = \frac{n}{4} = \frac{28}{4} = 7 \text{ реакторів}$$



Визначимо результуючий опір ланцюга к.з. до установки реактора:

$$X_{\vartheta} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{o.o\Sigma}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 22,91} = 0,265 \text{ Ом}$$

Необхідний результуючий опір ланцюга к.з. для забезпечення початкового значення періодичної складової струму к.з., при якому забезпечується комутаційна здатність вимикача.

$$X'_{\vartheta} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{откл}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом}$$

Різниця отриманих значень опорів дає необхідний опір реактора:

$$X_p = X'_{\vartheta} - X_{\vartheta} = 0,303 - 0,265 = 0,038 \text{ Ом}$$

За каталогом вибираємо реактор відповідно до струмом в об'явленні режимі:

$$S_p = \frac{n' \cdot P_{расч}}{\cos \varphi} = \frac{4 \cdot 2,7}{0,85} = 12,7 \text{ МВА}$$

$$I_o = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{12,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,733 \text{ кА}$$

де $n'=4$ - кількість відгалужень, що припадають на реактор,

Ррозр = 2,7 МВт - потужність, що передається через одне відгалуження.

Вибираємо реактор типу РБ-10-1000-0,14 УЗ з наступними параметрами:

U _H кВ	Довготривалий струм, А	X _p Ом	Втрати на фазу, кВт	I _{дин} , кА	I _{терм} , кА
10	1000	0,14	3,5	63	24,8

$$X_{P^*} = X_{P_{Om}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{н.р}^2} = 0,2 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,2 \text{ о.е}$$

$$X_{\varepsilon^*} = X_{\varepsilon^*} + X_{P^*} = 0,247 + 0,14 = 0,387 \text{ о.е}$$

Розглянемо два види к. з: трифазне і двофазним.

№ п/п	Мвсце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{э1}	X _{э2}	X _{э0}	X _{э⁽¹⁾}	Параметри променів			
								S _л	C _л	I _{н.л}	X _{расч.л}
3	K ₂	(3)	10	0,387	-	-	0,387	305	1	17,61	1,18
4	K ₂	(2)	10	0,387	0,387	-	0,774	305	1	17,61	2,36

m ⁽¹⁾	I _{о.о*}	I _{о.1*}	I _{∞*}	I _{о.о}	I _{о.1}	I _∞	I _{уд}
1	0,86	0,84	0,94	15,14	14,79	16,55	41,75
√3	0,45	0,38	0,42	13,75	11,58	12,79	37,93

Трифазне к.з

$$I_{нл} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{305}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17,61 \text{ кА},$$

$$X_{расч.л} = \frac{X_{\varepsilon}^{(3)} \cdot S_{\Sigma}}{C_{л} \cdot S_{\delta}} = \frac{0,387 \cdot 305}{1 \cdot 100} = 1,18 \text{ о.е},$$

$$I_{0.0} = I_{0.0^*} \cdot m \cdot I_{нл} \quad I_{0.1} = I_{0.1^*} \cdot m \cdot I_{нл} \quad I_{\infty} = I_{\infty^*} \cdot m \cdot I_{нл}$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{о.о} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 15,14 \cdot 1,95 = 41,75 \text{ кА}$$

$$I_{факт} = I_{о.о^*} \cdot I_{л} = 0,295 \cdot 64,95 = 19,16 < 20 \text{ кА}$$

Двохфазне к.з:

$$X_{расч}_л = \frac{X_{\text{э}}^{(2)} \cdot S_{\Sigma}}{C_{л} \cdot S_{\sigma}} = \frac{0,774 \cdot 305}{1 \cdot 100} = 2,360.e,$$

$$I_{0.0} = I_{0.0*} \cdot m \cdot I_{нл} \quad I_{0.1} = I_{0.1*} \cdot m \cdot I_{нл} \quad I_{\infty} = I_{\infty*} \cdot m \cdot I_{нл}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{o.o} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 13,75 \cdot 1,95 = 37,93 \text{кА}$$

Перевірка реактора на електродинамічну стійкість при протіканні через нього струму к.з. робимо за умовою ,

$i_{дин} > i_{y\partial}$ де $K_{y\partial} = 1,93 \div 1,95$ - ударний коефіцієнт,

$$i_{дин} = 63 \text{кА} > i_{y\partial} = 41,75 \text{кА}$$

Таким чином, умова електродинамічної стійкості виконується. Термічна стійкість реактора характеризується величинами часу термічної стійкості.

На заводі було встановлено такі значення теплового імпульсу струму к.з.,

$$B_{к}^{зав} = I_T^2 \cdot t_T = 23,6^2 \cdot 8 = 4455,68 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$I_T = 24,8$ кА Струм термічної стійкості,

$t_T = 8$ с – час термічної стійкості,

$B_{к}^{расч} = I_{факт}^2 (\tau_{отк} + T_a)$ – розрахунковий імпульс струму к.з. за

реактором,

$\tau_{отк} = t_{CB} + t_{P3}$ – час розходження контактів,

$t_{CB} = 0,07$ с – власний час вимкнення вимикача,

$t_{P3} = 4$ с – час дії РЗ,

$$\tau_{отк} = 0,07 + 4 = 4,07 \text{ с.}$$

$$T_a = 0,25,$$

$$B_K^{расч} = 15.14^2(4,07 + 0,25) = 990.2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K^{зав} = 4,4557 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K^{расч} = 0,9902 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова термічної стійкості виконується.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} * I_{пофакт} * X_p * 100}{U_n} = \frac{\sqrt{3} * 0,405 * 0.14 * 100}{10} = 65,6 \%$$

$$65\% \leq 65,6\% \leq 70\%$$

$$U = \frac{\sqrt{3} * I_{норм} * X_p * \sin \psi * 100}{U_{норм}} = \frac{\sqrt{3} * 0.733 * 0.6 * 100}{10} = 1.64 \%$$

$$1.5\% < 1.64\% < 2\%$$

2.2.2. Вибір вимикачів

Вибір вимикача відключення

Номинальний струм вимикача:

$$I_{нВ} = \frac{P_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{2,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 0,185 \text{ кА}$$

Выбираємо вимикач типу ВМПЭ-10-630-20 У3 –з наступними параметрами:

U _{ном} , кВ	U _{раб} ^{наиб} , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	I _{терм} , кА	t _{действ.} , с	τ _{откл} , с	I _{дин} , кА
10	12	630	20	20	4	0,005	52

Перевірка вимикача.

1) За робочою напругою:

$$U_{раб}^{наиб} = 12 > U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$$

2) За робочим струмом:

$$I_{уутя} = \frac{P_{ро}}{\sqrt{3} * U_{б} * \cos \varphi * 0.95} = \frac{2,7}{\sqrt{3} * 10,5 * 0,8 * 0,95} = 0,195 \text{ кА}$$

$$I_{утяж} = 195 \text{ А} < I_{Н} = 630 \text{ А}$$

3) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{yo} = 41,75 \text{ кА} < i_{оин} = 52 \text{ кА}$$

4) Перевірка на термічну стійкість

Заводські значення теплового імпульсу квадратичного струму::

$$B_{квза} = I_{вв}^2 \cdot t_{вГ} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Розрахунковий тепловий імпульс квадратичного струму:

$$B_{расч} = I_{факт}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

Прийдем час спрацювання релейного захисту $t_{отк} = 4 \text{ с}$.

Струм через вимикач:

$$I_{ффак} = 15,14 \text{ кА.}$$

$$\text{Тоді: } B_{расч} = I_{факт}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 15,14^2 \cdot (4 + 0,25) = 0,9902 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Оскільки $B_{квза} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{кврасч} = 990,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, то можна зробити висновок, що умова термічної стійкості виконується.

2.2.3. Вибір кабелю

Вибираємо кабель по напрузі і струму:

$$I_{лн} = \frac{P_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{2,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 0,185 \text{ кА};$$

Вибираємо кабель марки АСБУ, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, одножильний.

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{э} = \frac{I_{лн} \cdot 10^3}{j_{э}} = \frac{0,185 \cdot 10^3}{1,4} = 132,142 \text{ мм}^2,$$

де $j_{э} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – економічна густина струму,

Приймаємо трьохжильний кабель з перерізом 150 мм^2 .

$$I_{дл.дон} = 275 \text{ А} \text{ – допустимий тривалий струм.}$$

Допустимий аварійний струм:

$$I_{авдоп} = 1,25 \cdot I_{длдоп} = 1,25 \cdot 275 = 343,75 \text{ A}$$

Визначимо θ_1 при $\theta_{земли} = 15^\circ\text{C}$ і $\theta_{допуст} = 65^\circ\text{C}$

$$\theta_1 = \theta_{земли} + (\theta_{доп} - \theta_{земли}) \cdot \left(\frac{I_{НК}}{I_{доп}} \right)^2 = 15 + (65 - 15) \cdot \left(\frac{258,75}{275} \right)^2 = 59,3^\circ\text{C}$$

$$\text{Для } \theta_1 = 47,4 \text{ маємо } A_1 = 0,15 \cdot 10^4 \frac{\text{A}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}}$$

Визначимо імпульс квадратичного струму при к.з.:

- в зоні дії відсічки

$$B'_K = I_{уст}^2 (\tau_{кз} + T_a) = 40,04^2 \cdot (0,105 + 0,06) = 264,528 \text{ кА}^2\text{с}$$

- поза зоною дії відсічки:

$$B''_K = I_{уст}^2 (\tau_{кз} + T_a) = 40,04^2 \cdot (1,5 + 0,06) = 2500,994 \text{ кА}^2\text{с}$$

Значення A_2 в кінці режиму к.з.

- в зоні відсічки:

$$A'_2 = A_1 + \frac{B'_K \cdot 10^6}{S^2} = 0,15 \cdot 10^4 + \frac{264,528 \cdot 10^6}{150^2} = 13,256 \cdot 10^3 \frac{\text{A}^2\text{с}}{\text{мм}^2}$$

- поза зоною відсічки:

$$A''_2 = A_1 + \frac{B''_K \cdot 10^6}{S^2} = 0,15 \cdot 10^4 + \frac{2500,994 \cdot 10^6}{150^2} = 112,655 \cdot 10^3 \frac{\text{A}^2\text{с}}{\text{мм}^2}$$

В зоні відсічки $\theta'_2 = 35^\circ\text{C}$

Поза зоною відсічки $\theta''_2 = 170^\circ\text{C}$

Кабель стійкий до термічної дії $\theta_2 < 200^\circ\text{C}$.

2.3. Вибір трансформаторів струму лінії, що відходить у КРУ

Таблиця 1.6 Вторинна навантаження трансформатора струму

Прибор	Навантаження , ВА	Навантаження А, ВА	Навантаження В, ВА	Навантаження С, ВА
Амперметр Е335	0,5	0,5	0,5	0,5
Лічильник акт. енергії СА3-И481	2,5	2,5	-	2,5
Варметр Д-335	0,5	0,5	-	0,5
Всього	3.5	3.5	0,5	3.5

Вибираємо трансформатор струму ТЛМ-10 з параметрами:

U _н , кВ	I _н , А	I _{пн} , А	Клас точності	Номінальне навантаження, Ом	I _{ел.дин} , кА	Допустимий час дії, с
10	600	5	0,5	0,4	125	4

Перевірка на термічну стійкість

IT - струм термічної стійкості,

TT = 4 с - час термічної стійкості,

$$V_{к}^{ном} = 2304 A^2 \cdot c.$$

$$V_{к}^{расч} = I_{факт}^2 (\tau_{отк} + T_a) - \text{розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.}$$

за реактором,

$$V_{к}^{расч} = 1,6336 \cdot 10^3 кА^2 \cdot c.$$

$$V_{кном} = 2304 A^2 \cdot c > V_{к}^{расч} = 1633,6 A^2 \cdot c,$$

Умова виконується.

Опір приборів:

$S_{приб}=5,5$ ВА – сумарна потужність, спожита приборами,

$I_{IIH}=5$ А – номінальний вторинний струм,

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{IIH}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Перехідний опір контактів приймаємо 0,05 Ом, тоді опір проводів:

$$r_{приб} + r_{конт} + r_{пр} = z_{2H},$$

$$r_{пр} = z_{2H} - r_{приб} - r_{конт} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}.$$

Приймаючи довжину сполучних проводів з алюмінієвими жилами 5 м, визначаємо перетин: $q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,13} = 1,09 \text{ мм}^2$,

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

Як сполучні прилади приймаємо багатожильні контрольні кабелі КРВГ з площею перетину 3 мм².

2.4. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

По напрузі:

$$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ} = U = 10,5 \text{ кВ}.$$

По вторинному навантаженні:

$$S_{\Sigma} \leq S_{ном},$$

$S_{ном}$ - номінальна потужність в обраному класі точності,

S_{Σ} - навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги.

Таблиця 1.7 Вторинна навантаження трансформатора напруги

Прибор	Кількість приборов	Кількість катушок	$S_{пр}$	$S_{спож}$
W	4	2	4	16
V	1	1	2.5	2.5

Wh	4	2	4	32
Всього				50.5

Вибираємо НТМИ-10-66УЗ, ТЗ з параметрами:

- клас напруги 10 кВ,
- номінальну напругу первинної обмотки $10000/\sqrt{3}$,
- вторинної обмотки $100/\sqrt{3}$,
- клас точності 0,5
- номінальна потужність в класі точності 75 ВА.

Оскільки, $S_{\Sigma} = 50/5BA < S_H = 75BA$

То обраний трансформатор напруги задовольняє всі параметри.

2.5. Вибір роз'єднувачів в колі місцевого навантаження

Роз'єднувачі вибираємо по номінальним значенням напруги і тривалого струму і перевіряємо на електродинамічну і термічну стійкість при к.з.

Умови вибору роз'єднувача:

1. По номінальній напрузі:

$$U_{уст} = U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

2. По струму обтяженого режиму:

$$I_{протя} = \frac{P_{ро}}{\sqrt{3} * U_{б} * \cos \varphi * 0.95} = \frac{2,7}{\sqrt{3} * 10.5 * 0.8 * 0.95} = 0.185 \text{ кА}$$

Вибираємо роз'єднувач типу РВЗ-10 / 1000ІУЗ з наступними паспортними даними:

U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{терм} , кА	Час дії, с	i _{дин} , кА
10	1000	31.5	4	81

Перевірка роз'єднувача:

1. Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$2. I_{pp_уд} = \sqrt{2} * K_y * I_{ффак} = \sqrt{2} * 1,95 * 15.14 = 41.75 \text{ кА}$$

$$I_{pp_уд} = 41.75 \text{ кА} < I_{дін} = 81 \text{ кА, тобто умова виконується.}$$

2. Перевірка на термічну стійкість:

Заводське значення імпульсу квадратичного струму:

$$V_{крн_зав} = I_{вГ}^2 \cdot t_{вГ} = 31.5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Розрахунковий тепловий імпульс квадратичного струму при $t_{отк} = 4 \text{ с}$:

$$V_{крн_расч} = I_{факт}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 15.14^2 \cdot (4 + 0.25) = 0.9902 \cdot 10^3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$V_{крн_зав} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > V_{крн_расч} = 1513 \text{ кА}^2 \cdot \text{с, тобто умова виконується}$$

Висновки:

В другому розділі на основі розрахунку струмів к.з. та був проведений вибір та перевірка комутаційної апаратури та лінійного реактора.

Вибрані вимикачі та роз'єднувачі на ВРП-110 та ВРП-220, вимикачі на ГРП-10,5, вимикачі в колі генераторів, вимикачі в колі власних потреб. Вибрані лінійні реактори, роз'єднувачі та вимикачі на розрахунковому відгалуженні. Обране обладнання відповідає всім необхідним параметрам.

РОЗДІЛ 3. Вибір конструкції і схем розподільчих пристроїв, розрахунок жорстких шин

3.1 Опис закритого розподільчого пристрою

Розподільний пристрій - це електроустановка, призначена для приймання і розподілу електричної енергії і містить електричні апарати, шини і допоміжні пристрої.

Розподільні пристрої 6-10 кВ з двома системами шин, як правило, споруджують на ТЕЦ. На підстанціях така система зустрічається вкрай рідко. Значні струму к.з. на збірних шинах генераторної напруги призводять до необхідності збільшення відстані між фазами, установці секційних і групових реакторів. Все це ускладнює конструкцію розподільного пристрою.

На рис. зображена ГРА 6-10 кВ за типовим проектом інституту «Теплопроект». Будинок споруджено з стандартних залізобетонних конструкцій, які мають колони розташовані в два ряди через кожні 6 м. На колони спираються балки, перекриття прольотом 15 м. Висота будинку до балок 9,6 м. Стіни із залізобетонних плит не мають віконних прорізів. Будинок підготовлений для електромонтажних робіт, являє собою коробці без міжповерхового перекриття, яке дозволяє вибирати як довжину осередку незалежно від кроку колон.

Основою осередків є сталевий каркас, на який спираються плити міжповерхового перекриття на висоті 4,8 м. Таким чином, будинок ГРУ двоповерховий. Все обладнання розташоване в два ряди, причому робоча збірна шина розділена на трьох секції. Робоча система розміщується в центральному відсіку, резервна - в бічних відсіках, по довжині будинку, розділеного поперечними спинами, які відокремлюють одну секцію від іншої. Перегородки осередків першого поверху виконані з залізобетонних плит, а другого поверху - з азбестоцементних плит, укріплених на металевому каркасі. Збірні шини коробкоподібні, алюмінієві, з відстанню

між фазами по горизонталі 840 мм, по вертикалі 1180 мм, з прольотом між ізоляторами 600 мм, розраховані на ударний струм 300 кА. Блоки збірних шин і шинних роз'єднувачів спираються на металевий каркас осередків першого поверху. Важке обладнання: генераторні вимикачі МГ-10, секційні та групові реактори, осередки КРУ розташовані на першому поверсі, фундаментом для них служать залізобетонні конструкції тунелів для силових і контрольних кабелів.

Спеціальні вентиляторні тунелі не будеш будувати підведення охолоджуючого повітря у камери реакторів і для збірних шин, здійснюється з центрального коридору першого поверху. Нагріте повітря викидається через прорізи в жалюзі на другому поверсі. У типовому проекті передбачається можливість об'єднання робочої системи шин в кільце за допомогою шинної перемички, яка знаходиться в бічному коридорі другого поверху.

3.2. Опис відкритого розподільного пристрою.

Розподільний пристрій, яке розташоване на відкритому повітрі, називається відкритим розподільчим пристроєм. Як правило, РП з напругою 35 кВ і вище споруджуються відкритими.

Так само як ЗРП, відкриті РП повинні забезпечувати надійність роботи, безпеку і зручність обслуговування при максимальних витратах на спорудження, можливість розширення, максимальне використання великих вузлів заводського виготовлення.

Всі апарати ВРУ розташовані на невисоких засадах (металевих або залізобетонних). Територією ЗРП передбачається проїзд для можливості механізації монтажу і ремонту обладнання. Шини можуть бути гнучкими з багатодротяних проводів або з жорстких труб. Перші кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а другі - за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих опорах.

Під силовими трансформаторами, олійними реакторами і баковими вимикачами 110кВ і вище укладається пласт гравію завтовшки не менше 25

см і передбачається стік масла в аварійних випадках в систему відведення дощових вод. Кабелі оперативних мереж, схем управління, релейного захисту, автоматики прокладаються в лотках із залізобетонних конструкцій без поглиблення їх в ґрунт або в металевих лотках, які підвішують до конструкції ВРП.

ВРП має бути загороджений.

ВРП мають наступні переваги перед відкритими РП:

менший обсяг монтажних робіт, так як необхідна лише підготовка майданчика, улаштування доріг, спорудження фундаментів і встановлення опор;

- більш легке виконуються розширення і реконструкції;

- всі апарати доступні для огляду.

Конструкції ВРП різноманітні і залежать від схеми електричних з'єднань, від типу вимикачів, роз'єднувачів і їх взаємного розміщення.

3.3. Вибір і розрахунок гнучких шин

В РУ 35 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС і АСО. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РУ 6-10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по колу в кільцях-обіймах.

Два дроти з пучка - сталевалюмінієвими - несуть в основному механічне навантаження від власної маси струмопроводу, ожеледиці та вітру. Інші дроти - алюмінієві - є тільки струмопровідними. Перетин окремих проводів в пучку рекомендується вибирати якомога більшою (АСО-500, АСО-600 і А-500, А-600), так як це зменшує число проводів і вартість струмопроводу.

Переріз гнучких шин вибирається за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{роб}}{j_{ек}}$$

і перевіряється:

по довго допустимому току з умови нагрівання

$$I_{роб.макс} \geq I_{дон};$$

по допустимій термичній дії струму к.з.

$$g_k \leq g_{к.дон} \text{ чи } q_{мин} = \frac{1}{C} \cdot \sqrt{B_k} \leq q$$

по струму к.з.

Гнучкі шини і струмопроводи зазвичай кріпляться на гірляндах підвісних ізоляторів з досить великою відстанню між фазами. Так, для збірних шин прийняті відстані: при напрузі 35 кВ - 1,5 м; 110 кВ - 3,0 м; 220 кВ - 4,0 м; 330 кВ - 4,5 м; 500 кВ - 6,0 м; для струмопроводів генераторного напруги - 3,0 м. При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі, а тому розрахунок на динамічну стійкість гнучких шин зазвичай не роблять. Однак при великих токах к.з. дроти в фазах можуть настільки зблизитися один з одним, що відбудеться їх схлестивання. Згідно ПУЕ на динамічну стійкість при токах к.з. повинні перевірятися гнучкі шини РУ при потужності короткого замикання на них, що дорівнює або більший наступних величин:

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному короткому замиканні сусідніх фаз, якщо дроти спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім, після відключення струму к.з., рухаються назустріч один одному. Їх зближення буде тим більше, чим менше відстань між фазами, чим більше стріла прогину і чим більше тривалість протікання і величина струму к.з.

Перевіримо токопровід по зусиллям схлестування.

Визначимо зусилля від тривалого протікання струму двофазного к.з. .:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^{(2)2}}{a}$$

де a — відстань між фазами, м ;

$I^{(2)2}$ — періодична складова струму к.з., А;

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}$$

Підставивши ці величини отримуємо зусилля, Н/м:

$$f = \frac{1.5 \cdot I^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1.5 \cdot 150300^2}{3} \cdot 10^{-7} = 11.295 \text{ Н/м}$$

Сила тяжіння 1 м токопровода з урахуванням маса кілець 1,6 кг:

$$g = 9.8 \cdot (2 \cdot 1.86 + 6 \cdot 1.37 + 1.6) = 133 \text{ Н/м}$$

Переймаючись стрілою прогину h , визначаємо параметр t_e де t_e - еквівалентне по імпульсу час дії швидкодіючої захисту, с.

Для ланцюгів генераторів і трансформаторів

$$t_e = t_3 + 0,05,$$

$$t_e = 0,1 + 0,05 = 0,15;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_e} = \frac{\sqrt{11,295}}{0,15} = 22,4$$

де t_3 - відповідає дійсності витримка часу захисту від струмів к.з. ;

0,05 - враховує вплив аперіодичної складової.

Максимальна стріла прогину h залежить від прольоту, натягу проводів, мінімально допустимої відстані до землі, умов монтажу та інших факторів.

Зазвичай не більше 2-2,5 м.

За діаграмою залежно від f/g і \sqrt{h}/t_e визначають відхилення проводу b , γ , і кут α .

$$\frac{f}{g} = \frac{11,295}{133} = 0.085$$

знаходимо $b/h = 0,3$, звідки $b = 0,75$, $\alpha = 18$.

Знайдене значення b порівнюємо з максимально допустимим

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - \alpha_{\text{доп}}}{2} b_{\text{доп}} = \frac{3 - 0,16 - 0,2}{2} = 1,32 \text{ м}$$

де d - діаметр струмопроводу;

$\alpha_{\text{доп}}$ - найменша допустима розрахунка відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення

Сплітання не відбудуться, тому що. $b_{дон} > b$

Якщо виявиться, що, $b > b_{дон}$ то необхідно зменшити стрілу прогину або збільшити відстань між фазами. У гнучких підвісних струмопроводах зменшення стріли прогину може привести до значного збільшення механічної напруги в проводі, а збільшення відстані між фазами веде до збільшення розмірів ВРП. Тому в деяких випадках встановлюються поперечні розпірки, які залишаються несплаченими до фаз через ізолятори, які дозволяє не збільшувати відстань між фазами і не зменшувати стрілу прогину. Якщо все-таки необхідне зменшення стріли прогину, встановлюються додаткові опори, тобто фактично зменшується проліт, щоб зберегти механічне напруження в проводах в допустимих межах.

Перевірка за умовами коронування необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у вигляді «корони» виникає біля проводу при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо дротів призводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, які створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, який шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників належний забезпечити зменшення дії корони до допустимих значень.

Розглянемо порядок розрахунку для вибору перетину проводів за умовами корони.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля E_0 , кВ / см:

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ / см.}$$

де t - коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні дроту (для багатодротяних проводів $t = 0,82$); r_0 - радіус проводу, см.

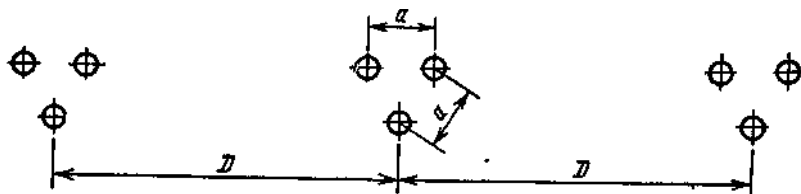


Рис. Розміщення розщеплених проводів для ПЛ.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерасщепленого дроту визначається за виразом:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}$$

де U - лінійна напруга, кВ;

D_{cp} - середньгеометричні відстань між проводами фаз, см. При горизонтальному розташуванні фаз $D_{cp} = 1,26D$,

де D - відстань між сусідніми фазами, см.

У розподільних пристроях 220 кВ і вище кожна фаза для зменшення коронування виконується двома, трьома або чотирма проводами, тобто застосовуються розщеплені дроти. В окремих випадках розщеплені дроти застосовуються також на лініях 220 кВ. Напруженість електричного поля (максимальне значення) навколо розщеплених проводів:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_c}}, \text{ КВ / см}$$

де k - коефіцієнт, який враховує число проводів n в фазі; r_c - еквівалентний радіус розщеплених проводів.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,22 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,22}} = 14,2 \text{ кВ / см}$$

Відстань між проводами в розщепленій фазі і приймається в установках 220 кВ - 20-30 см, в установках 330-750 кВ-40 см.

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

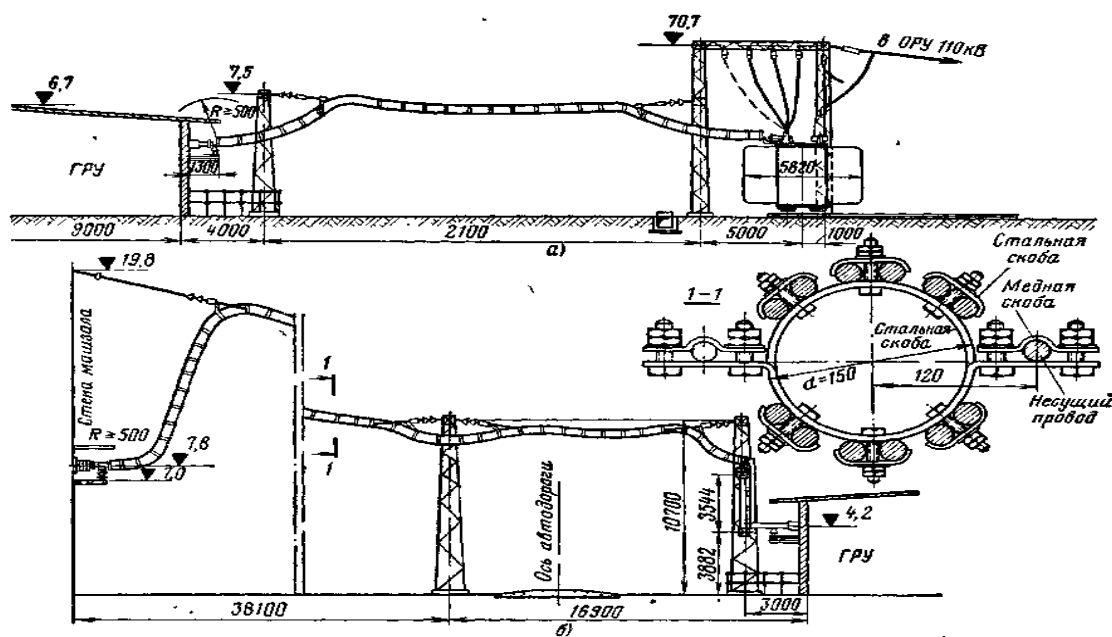
Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого проводу не більше $0,9 E_0$. Таким чином, умова перевірки на корону можна записати у вигляді:

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

Виконуємо перевірку:

$$1,07 \cdot 14,2 = 15,2 < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4.$$

Таким чином коронування не відбувається.



3.4. Вибір контрольно-вимірювальних приладів

Контроль за режимом роботи основного і допоміжного обладнання на електростанціях здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів (КВП).

Таблица 3.1 Перелік контрольно-вимірювальних приладів на ТЕЦ

№	Коло	Місце встановлення приборів	Перелік приборів	Примітки
1	Турбогенератор	Статор	Амперметр в кожній фазі, вольтметр, ватметр, варметр, лічильник активної енергії, датчик активної і реактивної потужності. Реєструючі прилади: ватметр, амперметр і вольтметр.	1. 1. Перераховані прилади встановлюються на основних щитах управління (БЩУ і ГЩУ).
		Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в ланцюзі основного і резервного збудника. Реєструючий амперметр.	2. 2. На ЦЩУ встановлюються частотомер, сумуючий ватметр і варметр.
2	Блок генератор-трансформатор	Генератор	Прибори по п.1	1. У ланцюзі генератора встановлюються осцилограф і прилади синхронізації.
		Блочный трансформатор	НН - СН Амперметр, ватметр и варметр с двухсторонью шкалою. ВН Амперметр	-
3	Трансформатор зв'язку з енергосистемою	Двохобмоточний	ВН - НН Амперметр, ватметр и варметр с двухсторонью шкалою.	-

4	Лінія 110-220 кВ		<p>Амперметр, ватметр, варметр, що фіксує прилад, який використовується для визначення місця к.з., розрахункові лічильники активної і реактивної енергії на тупикових споживчих лініях. Вольтметр для вимірювання міжфазного напруги, вольтметр з перемиканням для вимірювання трьох фазних напруг, частотомір, прилади синхронізації: два частотоміра, два вольтметра і синхроскоп.</p>	<p>На лініях з двостороннім живленням ватметр і варметр з двосторонньою шкалою, два лічильники активної енергії зі стопорами.</p>
---	------------------	--	--	---

5	Збірні шини	На кожній секції чи системі шин	Амперметр, ватметр, варметр, що фіксує прилад, який використовується для визначення місця к.з., розрахункові лічильники активної і реактивної енергії на тупикових споживчих лініях. Вольтметр для вимірювання міжфазного напруги, вольтметр з перемиканням для вимірювання трьох фазних напруг, частотомір, прилади синхронізації: два частотоміра, два вольтметра і синхроскоп.	Прилади синхронізації встановлюються при можливості синхронізації.
		Загальні прилади з перемиканням на будь-яку секцію або систему шин	Два реєструючих вольтметра для вимірювання міжфазних напруг і два частотоміра.	-
6	Шини 6 кВ власних потреб		Вольтметр для вимірювання міжфазної напруги і вольтметр з перемиканням для вимірювання трьох фазних напруг	-

7	Збірні шини вищої напруги електростанції	На кожній секції або системі шин	Вольтметр з перемиканням для вимірювання трьох міжфазних напруг; реєструючі прилади: частотомер, вольтметр і суммируючий ватметр; прилади синхронізації: два частотоміра, два вольтметра, синхроскоп, осцилограф.	На шинах 110 кВ встановлюється по одному осцилографу на секцію.
8	Шиноз'єднувальний і секційний вимикач		Амперметр.	-
9	Обхідний вимикач		Амперметр, ватметр, варметр з двосторонньою шкалою, розрахункові лічильники і фіксує прилад	-

3.5. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв і ВП

Варіант	Назва схеми	Визначник схеми			Обмеження	
		$N_{Ш}$	$N_{пр,ш}$	$N_{Б,л}$	$N_{пр}$	$N_{Б+}$ $N_{АГ}$
1	3/2 без секціювання	2	0	3	5-8	-
2	4/3 без секціювання	2	0	4	7-12	-
3	3/2 з секціюванням шин через два або три ланцюги	4	0	3	7-12	-
4	4/3 з секціюванням шин через два або три ланцюги	4	0	4	10-18	-
5	Шини – трансформатори з вимикачами на приєднання	2	2	2	4-5	≥ 2
6	Шини – трансформатори з 3/2 вимикачами на приєднання	2	2	3	5-8	≥ 2
7	Шини – трансформатори з 4/3 вимикачами на приєднання	2	2	4	9-11	≥ 2
8	Зв'язані чотирикутники	4	4	2	7-8	≥ 4
9	Зв'язані п'ятикутники і шестикутники	4	4	3	10-12	≥ 4

Таблиця 3.1. Характеристики схем електричних з'єднань з комутацією приєднань через два вимикачі.

3.5.1. Вибір електричної схеми ВРП 220 кВ

На ВРП 220 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. виконуються двома вимикачами
- 2) Складність кіл релейного захисту та автоматики
- 3) Велика кількість вимикачів
- 4) Кількість вимикачів не дорівнює кількості приєднань

3.5.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

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

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

Можливість оперативних переключень в залежності від режиму

3.6. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними двигунами, система управління, допоміжне обладнання, джерела енергії які не залежать від системи, 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 220 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 220 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримає живлення від трансформаторів що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів. По приведеним вище положенням вибираємо схему живлення ВП з

одинарною секціонованою системою збірних шин на напругу 6 кВ. В даному дипломному проекті розглядаємо тільки РП ВП 6 кВ. Робочі трансформатори та трансформатори власних потреб (ТВП) забезпечують живлінням ТЕЦ у всіх експлуатаційних режимах роботи. Резервне живління через РТВП або від дизель-генераторів необхідне тільки при планових ремонтах або при ушкодженнях одного з робочих джерел ВП. На рисунку 1.4 приведемо схему ВП ТЕЦ 6 кВ.

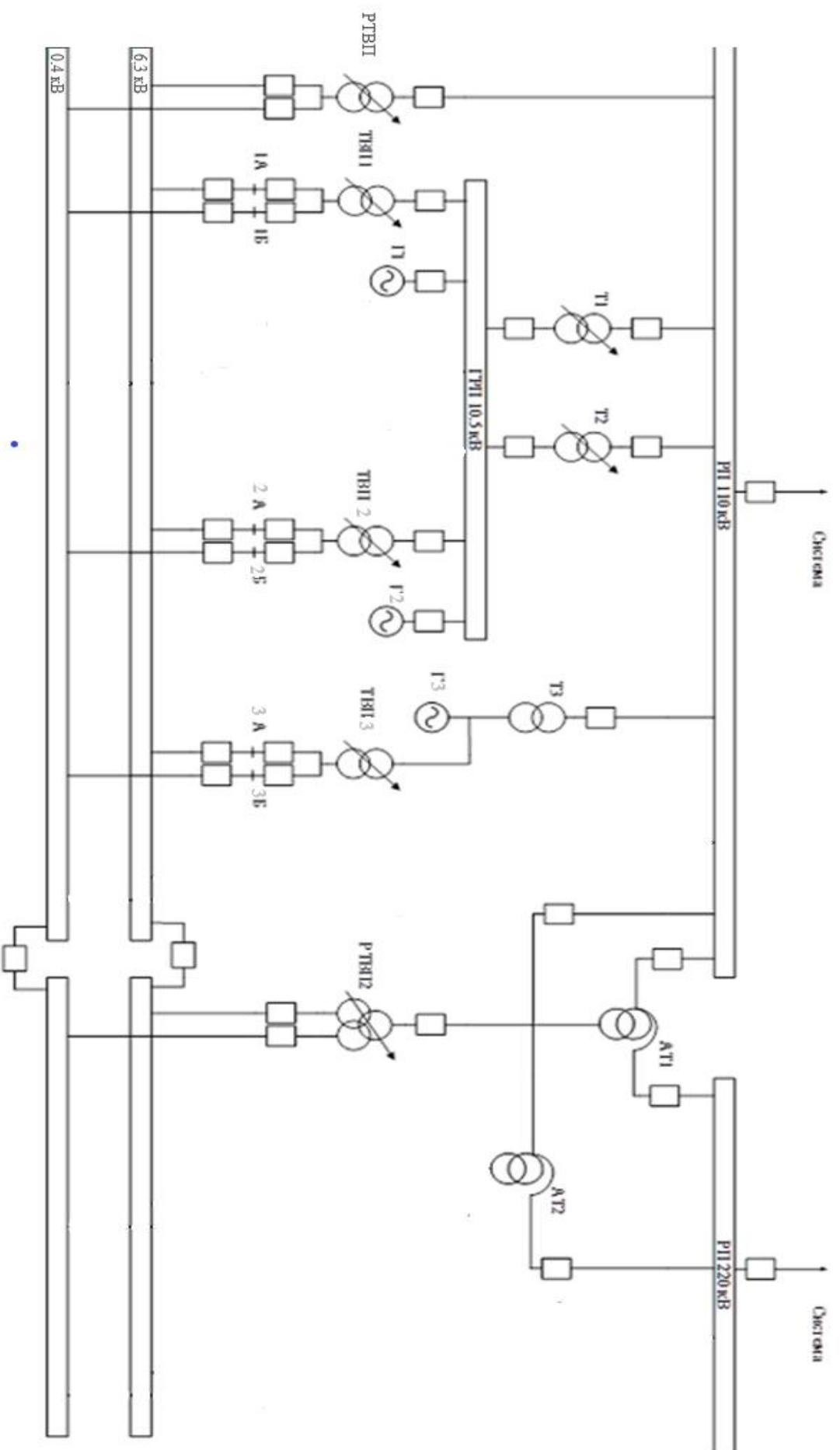


Рис. 1.4. Електрична схема власних потреб ТЕЦ 160 МВт

3.7. Вибір трансформаторів власних потреб електростанції

3.7.1. Вибір трансформаторів власних потреб для генераторів на ГРП – 10,5

Виберемо трансформатори ВП на ГРП – 10,5 кВ. Для цього необхідно розрахувати потужність одного трансформатора.

$$S_{ТВП} = \frac{P_{ген} \cdot 0,1}{\cos\varphi} = \frac{63 \cdot 0,1}{0,85} = 7,412 \text{ МВА}$$

Вибираємо 2 трансформатори з розщепленою обмоткою ТРДНС-25000/10.

Параметри цього трансформатора приведемо в таблиці 1.16.

Таблиця 1.16 Параметри трансформатора ТРДНС-25000/10

Тип трансформатора	S _н , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	ΔP _{ХХ} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{ХХ} , %	U _к , %
ТРДНС-25000/10	25	10,5	6,3-6,3	25	115	0,65	10,5

В якості резервного живлення від шин ГРП – 10,5 кВ, вибираємо такий самий трансформатор як і робочі – ТРДНС-25000/10.

3.7.2. Вибір трансформаторів власних потреб для блочних генераторів ТВП для генератора потужністю 100 МВт

Виберемо трансформатор ВП, що знаходиться на відгалуженні від генератора 100 МВт. Номінальна напруга цього ТВП складає 10,5 кВ.

$$S_{ТВП} = \frac{P_{ген} \cdot 0,1}{\cos\varphi} = \frac{100 \cdot 0,1}{0,85} = 11,765 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ВП з розщепленою обмоткою ТРДНС-25000/10.

Параметри цього трансформатора приведені в таблиці 1.16.

3.7.3. Резервний трансформатор власних потреб від ВРП – 110 кВ

В якості резервного трансформатора ВП, який з'єднує шини ВРП – 110 кВ з магістраллю резервного живлення 6 кВ, виберемо трансформатор ТРДНС – 40000/110.

Таблиця 1.18 Параметри трансформатора ТРДНС-40000/110

Тип трансформатора	S_n , МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	U_k , %
ТРДНС-40000/110	40	115	6,3-6,3	34	170	0,55	10,5

3.7.4. Резервний трансформатор власних потреб від АТ1

В якості резервного трансформатора ВП, який з'єднує АТ1 з магістраллю резервного живлення 6 кВ, виберемо трансформатор ТРДНС – 40000/20. Параметри цього трансформатора приведемо в таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 Параметри трансформатора ТРДНС-40000/20

Тип трансформатора	S_n , МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	U_k , %
ТРДНС-40000/20	40	20	6,3-6,3	36	170	0,5	12,7

Висновки:

У третьому розділі магістерської роботи були описані відкриті розподільчі пристрої, вибрані вимірювальні трансформатори струму і напруги, розраховано і вибрано КРУ та гнучкі шини, а також вибрані основні й резервні трансформатори власних потреб. Обране обладнання задовольняє всі необхідні умови

Розділ 4. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ САМОЗАПУСКУ ДВИГУНІВ В СИСТЕМІ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ

4.1 Призначення електродвигунів власних потреб і вимоги до них

Електродвигуни паливоподачі обслуговують механізми розвантаження, транспортування, дроблення і подачі палива в бункера котельної. При повному заповненні бункерів запас палива в них забезпечує роботу станції протягом декількох годин. Тому немає необхідності в так званому самозапуску цих двигунів після їх короткочасного відключення. При зупинці однієї з ланок подачі палива необхідно автоматично від блокування, зупинити всі попередні по ходу палива ланки для того, щоб не допустити завалу паливом та зупинки ланки. Двигуни подачі палива працюють в сильно запиленому середовищі. Тому вони повинні бути закритого виконання, а при паливі, що дає вибухонебезпечний пил, вибухозахищеному виконанні.

Електродвигуни пилеприготування обслуговують систему дроблення палива і подачі пилу в топку. Майже у всіх схемах пилеприготування і подачі пилу в котел є живильники сирого вугілля, млинові вентилятори, шнеки і живильники пилу. Ці механізми складають виробничу лінію і потребують блокування, як ланки подачі палива. При наявності бункерів пилу зупинка будь-якого з механізмів, за винятком живильників пилу і деяких схем млинових вентиляторів, не викличе негайного зупинення котла, і тому їх самозапуск не є необхідним. Двигуни пилеприготування часто працюють в умовах забрудненого середовища і високої температури. На живильниках пилу для забезпечення регулювання їх продуктивності, як правило, встановлюються двигуни постійного струму, а на інших - асинхронні. На потужних котлах для кульових млинів можливе застосування синхронних двигунів, що мають більший повітряний зазор. Їх застосування бажано через важкі пускові умови.

Електродвигуни мазутних насосів. На мазутних станціях є двигуни мазутних насосів. Мазутні насоси, які подають мазут в котли, є відповідальними механізмами. Тому повинні забезпечуватися самозапуск двигунів мазутних насосів і автоматичне включення двигуна резервного мазутного насоса.

Електродвигуни тягодуттєвих пристроїв забезпечують роботу димососів, що відсмоктують з топки газу, що утворюються при згорянні палива, і створюють розрідження в топці, і вентиляторів вторинного повітря (дуттєвих вентиляторів), які представляють повітря в топку. Зупинка димососа або вентилятора призводить до припинення роботи котла, якщо на котлі встановлені один вентилятор і один димосос, або до зниження його паропроодуктивності до 70%, якщо встановлені два вентилятори і два димососа на кожен котел. Крім того, на пиловугільних котлах в більшості випадків є вентилятори гарячого дуття, що забезпечують транспортування вугільного пилу в котел. У деяких випадках пил в котел подається за допомогою млинового вентилятора. Робота вентиляторів гарячого дуття і млинових вентиляторів забезпечується електродвигунами.

На потужних котлах для приводу димососів і вентиляторів застосовують двошвидкісні двигуни типу ДАЗО, що мають дві обмотки статора для різних частот обертання. При малій продуктивності котла включена обмотка, що дає низьку (першу) частоту обертання, а обмотка вищої (другий) частоти відключена. Для збільшення продуктивності котла обмотка першої частоти обертання відключається і включається в роботу обмотка другої частоти обертання.

Так як зупинка двигунів тягодуттєвих пристроїв призводить до порушення нормального режиму роботи станції, то передбачається їх самозапуск. При тривалому зникненні або глибокій посадці напруги повинні відключатися від захисту мінімальної напруги двигуни дуттєвих вентиляторів і слідом за ними від блокування двигуни млинових вентиляторів і живильників пилу, так як їх одночасне включення після

тривалого зникнення напруги може призвести до вибуху в котлі. При відключенні останнього димососа від блокування відключаються дуттьові вентилятори і далі інші механізми.

На котлоагрегатах, що працюють в блоці з турбогенератором, дуттьові вентилятори і пов'язані з ними технологічної блокуванням інші механізми відключаються не тільки при відключенні останнього димососа, а й при аварійному відключенні генератора або закриття стопорного клапана турбіни, при спрацьовуванні теплового захисту блоку від зниження або підвищення температури свіжого пара, від зриву вакууму в конденсаторі або від осьового зсуву турбіни, при відключенні всіх живильних насосів, які забезпечують цей котел водою.

Для тягодуттєвих пристроїв застосовуються двигуни в закритому виконанні з підведенням холодного повітря. Підведення холодного повітря, що забирається найчастіше з вулиці, ускладнює обслуговування двигунів, так як при цьому потрібно вчасно закривати і відкривати шибер на підводі повітря. Несвоєчасне закриття шиберів в морозну погоду і при різких змінах температури зовнішнього повітря призведе до випадання інею в двигуні, конденсації вологи на обмотці і пошкодження її в момент включення. Двигун може пошкодитися також через випадкове попадання пари або води в короб. Тому, якщо немає великої необхідності в підводі повітря до двигунів по коробах, доцільно від них відмовитися.

Електродвигуни живильних насосів. Живильні насоси подають воду в котли. Навіть короткочасний (на 10-30 с) перерву в роботі цих насосів може привести до аварії котла. Тому для блокових котлів передбачається резерв за живильними агрегатами. На випадок відключення працюючих живильних пристроїв або зниження тиску живильної води в магістральних трубопроводах з якої-небудь іншої причини передбачено автоматичне включення резервних живильних насосів. Повинен забезпечуватися самозапуск цих насосів. На великих електростанціях з високим тиском пари потужність двигунів живильних насосів досягає декількох мегават. Такі

двигуни (типу АТМ або АТД) забезпечуються замкнутим охолодженням. На живильних насосах блоків 300 МВт застосовуються асинхронні електродвигуни потужністю 8 МВт з водяним охолодженням короткозамкненою обмотки ротора.

При дії АВР шин власних потреб резервне джерело живлення повинно забезпечувати самозапуск відповідальних ЕД, перерва живлення яких повинна бути досить короткочасним (не більше 2,5 сек).

Для АД з КЗ ротором і для СД застосовують прямий пуск при повному напрузі мережі. Джерела живлення розраховують на прямі пуски найбільших ЕД станції. При цьому передбачають, щоб зниження напруги під час пуску не виходило за межі, при яких забезпечуються пуск механізму і нормальна робота інших АД.

При нормальному пуску агрегату ротор АД, разом з приєднаним до нього механізмом, починає обертатися зі зростаючою швидкістю і через короткий проміжок часу досягає постійної номінальної швидкості. Створюваний АД крутний момент повинен перевищувати момент опору приєднаного до нього механізму протягом усього періоду пуску. Пускові струми можуть перевищувати номінальні в 6 разів і більше.

У механізмів з постійним моментом опору пусковий момент не залежить від ковзання і підтримує одну й ту величину. До механізмів з вентиляторним моментом опору, тобто з квадратичною залежністю моменту від швидкості обертання, відносяться вентилятори, димососи і т. п. Пусковий момент таких механізмів зазвичай не перевищує 0,1-0,3 номінального. Чим більше величина надлишкового моменту, тим швидше закінчується пуск агрегату. Час розгону ЕД визначає температуру його обмотки в кінці пуску. У зв'язку з великою кратністю пускових струмів АД нагрів обмотки при пуску відбувається інтенсивніше, ніж при нормальному робочому режимі. Тому частота пусків АТ обмежується.

Процес автоматичного пуску (підйому швидкості) частково загальмування або повної зупинки АД після відновлення напруги, без

втручання персоналу, називається самозапуском. Самозапуск АД можливий тоді, коли його крутний момент при відновленні напруги в мережі, з урахуванням зниження напруги через великі пускові струми АД, що беруть участь у самозапуску, перевищує момент опору.

Електродвигуни конденсаційних насосів приводять в рух насоси, що відкачують конденсат з конденсаторів турбін і подають його в деаератори. При зупинці конденсаційного насоса конденсат почне заповнювати конденсатор, що спричинить за собою зниження вакууму і необхідність зупинки турбіни. Щоб уникнути цього встановлюються два конденсаційних насоса. Для конденсаційних насосів поряд з асинхронними двигунами з горизонтальним розташуванням ротора застосовуються двигуни вертикального виконання. На теплофікаційних турбінах крім конденсаційних насосів турбін встановлюють конденсаційні насоси бойлерів, що відкачують конденсат з бойлерів. Вимоги до двигунів цих насосів не відрізняються від вимог до двигунів конденсаційних насосів турбін.

Електродвигуни циркуляційних насосів відносяться до числа відповідальних. Їх відключення тягне за собою зрив вакууму і аварійну зупинку турбін. Тому повинен бути забезпечений їх самозапуск і АВР. На циркуляційних насосах поряд зі звичайними застосовуються двигуни вертикального виконання.

Електродвигуни мережевих насосів. Мережеві насоси забезпечують споживачів гарячою водою. Вимоги до безперервності роботи цих агрегатів залежать від характеристики споживачів. Теплофікації побутового навантаження допускає короткочасні перерви без істотних наслідків для теплопостачання. В цьому випадку двигуни мережевих насосів не вимагають самозапуску і можуть відключатися при глибоких посадках напруги від захисту мінімальної напруги для полегшення самозапуску більш відповідальних двигунів. У деяких випадках відключення мережевих насосів неприпустимо через можливість підвищення тиску в зворотній магістралі і

масового розриву опалювальних приладів через припинення циркуляції мережної води.

На сучасних станціях управління котлоагрегатами і турбінами автоматизовано. Число засувки і шиберів, що мають електроприводи, на великих станціях обчислюється тисячами одиниць. Зникнення напруги на теплових приладах, автоматиці і електроприводах не раз призводило до аварій з котлами та турбінами. У зв'язку з цим до надійності живлення збірок засувки і теплової автоматики, а також до електроприводів засувки пред'являються не менш високі вимоги, ніж до надійності живлення основних двигунів котлів і турбін.

Серед інших механізмів станцій є менш відповідальні, які допускають перерву в роботі, не викликаючи порушення нормального режиму. До таких механізмів відносяться компресори, дренажні насоси і насоси господарського водопостачання, вентилятори, що подають чисте повітря в приміщення, і т. д. Ця група механізмів при аварійному становищі відключається захистом мінімальної напруги або блокуванням в ланцюзі управління і в самозапуску не бере.

На ГЕС двигуни власних потреб обслуговують пристрої управління турбінами, системи охолодження і змащення підшипників і збудження. Найбільш істотне значення для безперебійності роботи станцій мають двигуни системи збудження генераторів в тих випадках, коли порушення виконано за схемою виносних агрегатів (двигун-генератор) при живленні двигуна від системи власних потреб. Для забезпечення стійкості роботи системи збудження при її форсуванні двигун вибирається із значним запасом по потужності, так що в нормальному режимі він працює з великою недовантаженням. На низьконапірних ГЕС насоси технічного водопостачання забезпечують охолодження і змащення підшипників і під'ятників гідроагрегатів. На високонапірних ГЕС технічне водопостачання здійснюється відбором води з верхнього б'єфа без застосування насосів.

Двигуни маслонапірних установок забезпечують подачу масла в напірну частину цих установок. Масло є робочим середовищем для системи регулювання і управління турбіною. Режим роботи цих двигунів має переривчастий, періодичний характер, який визначається роботою системи регулювання і управління та заповненням витоків масла з цієї системи. При інтенсивній роботі системи (наприклад, при скидах навантаження або пусках генератора) додаткову кількість масла в системах дають резервні масляні електронасоси, двигуни яких живляться зазвичай від громадських пристроїв власних потреб. Резервні електронасоси маслонапірні установок пускаються автоматично при зниженні тиску або рівня масла в маслоповітряних котлах і від системи автоматичного управління гідроагрегатом.

Для постачання маслоповітряних котлів повітрям передбачаються компресори високого тиску, двигуни яких працюють періодично і короткочасно через наявність в системі повітряних ресиверів. На станції зазвичай встановлюються два-три компресора, що здійснюють централізоване постачання повітрям маслонапірні установок всіх турбоагрегатів.

Компресори низького тиску забезпечують повітрям системи гальмування гідроагрегатів та господарські потреби станції. Двигуни цих компресорів працюють також періодично в залежності від витрати повітря на гальмування і ремонтні роботи.

Двигуни допоміжних механізмів - пожежного водопостачання, насосів відкачки турбінних камер, дренажних насосів, нагнітаючої і витяжної вентиляції, вентиляторів системи охолодження трансформаторів - за характером роботи мало відрізняються від двигунів такого ж призначення теплових електростанцій.

4.2 Самозапуск електродвигунів власних потреб на електричних станціях

Самозапуском називається відновлення нормальної роботи електроприводу без втручання персоналу після короткочасної перерви електропостачання або глибокого зниження напруги. Самозапуск вважається забезпеченим, якщо після відновлення напруги агрегат розігнався до нормальної кутової швидкості і продовжує тривало працювати з нормальною продуктивністю приводиться механізму і навантаженням електродвигуна.

Самозапуск електродвигунів дозволяє найбільш повно використовувати засоби автоматизації систем електропостачання. Якщо ушкодження, яка викликала припинення живлення або глибоке зниження напруги, швидко ліквідовано дією релейного захисту та пристроїв автоматики, то при забезпеченому самозапуску це не є аварією або шлюбом в роботі системи електропостачання. Збитку практично не виникає. Якщо ж самозапуск не забезпечений, двигуни зупиняються, і хоча пристрої автоматики спрацювали, збиток може бути значним, особливо при розладі складного технологічного циклу (наприклад, в хімічній промисловості). Самозапуск може відбуватися після короткочасного глибокого зниження напруги, внаслідок близького короткого замикання (КЗ), який відключається релейного захистом. При цьому у самозапуску будуть одночасно брати участь ті двигуни, у яких напруга знизилася до значення, що викликав зниження кутової швидкості. Двигуни все час залишаються підключеними до джерел живлення.

Іншим випадком є самозапуск після короткочасної перерви електропостачання при спрацьовуванні пристроїв автоматичного введення резерву (АВР) або автоматичного повторного включення (АПВ). Тут у самозапуску беруть участь одночасно всі двигуни, які при зникненні напруги відключалися від джерел, живлення і були знову підключені до них після дії автоматики.

Всі механізми власних потреб приводяться в рух електродвигунами короткозамкнутого типу безпосереднього включення. У котельних відділеннях, як правило, застосовані електродвигуни повністю закритого

виконання, в машинних залах - продуваємо, захищені від протікання; електродвигуни для приводу живильних насосів виконані із замкнутою системою охолодження.

Для приводу механізмів власних потреб використовують головним чином асинхронні двигуни змінного струму. Рідше застосовують двигуни з фазним ротором і синхронні двигуни, в окремих випадках двигуни постійного струму.

При повному припиненні живлення обертовий момент ЕД зменшується до нуля і агрегат знижує швидкість, витрачаючи запасені кінетичну енергію на подолання моменту опору механізму. У разі КЗ на шинах, від яких живиться ЕД, напруга на його затискачах знижується до нуля і гальмування агрегату з АТ відбувається так само, як і при повному припиненні живлення. При КЗ в віддаленій точці мережі на затисках ЕД зберігається деяке залишкове напруга, і вибіг агрегату відбувається повільніше в порівнянні з його вибігом при повному припиненні живлення.

У разі короткочасних перерв або порушень живлення самозапуск ЕД є пуском з проміжної швидкості, до якої встиг загальмувати агрегат. Умови розбігу агрегату при самозапуску повністю відповідають умовам його розбігу в процесі пуску, починаючи від ковзання, при якому відбувається самозапуск.

При одночасному пуску або самозапуску декількох агрегатів пускові струми ЕД складаються, збільшуючи зниження напруги в мережі. Для СД і короткозамкнених АД, що мають пускову КЗ обмотку, самозапуск не представляє небезпеки. Широке застосування АВР на електростанціях показує, що при перервах живлення до декількох секунд будь-яких неполадок в роботі ЕД або їх механізмів не відбувається.

У разі неможливості забезпечити самозапуск всіх ЕД в першу чергу потрібно забезпечити самозапуск особливо відповідальних двигунів. При цьому може знадобитися відключення частини менш відповідальних механізмів, щоб підвищити напругу при самозапуску. Відключати ЕД слід за

допомогою захисту, мінімальної напруги з витримкою часу не менше 0,5 сек. Чим коротша перерва живлення, тим легше відбувається самозапуск.

Невідповідальні двигуни з важкими умовами пуску відключаються захистом при втраті живлення або зниженні напруги на секції на 30% номінального тривалістю більше 1-2 сек.

Найбільш економічними щодо первісної вартості і щорічних витрат є такі системи електропостачання власних потреб, при яких існує тісний зв'язок між загальною мережею енергосистеми і мережею власних потреб. Наприклад, живлення за допомогою відгалужень від генераторів або через трансформатори від загальних збірних шин електростанції. Недоліком схем електропостачання, що мають зв'язок із загальною мережею, є зниження напруги на власні потреби при зниженні напруги мережі. Впровадження самозапуску двигунів, при якому перекинувся двигун автоматично входить в роботу після того, як напруга відновитися, практично повністю усувають цей недолік.

На теплофікаційних турбінах, які працюють тільки на мережевій воді, мережеві насоси виконують роль циркуляційних. У деяких випадках мережеві насоси прокачують воду через водогрійні (пікові) котли. У цих випадках вимоги до електродвигунів мережевих насосів схожі в частині надійності роботи, самозапуску, АВР так, як і електродвигуни циркуляційних насосів.

Крім перерахованих насосів і вентиляторів на станції є велика група механізмів меншої потужності, значення безперебійної роботи яких також велике. До таких механізмів відносяться насоси газоохолодження генераторів, маслонасоси водневого охолодження і турбін, валоповоротний пристрій турбін, насоси, які подають воду на охолодження підшипників, двигуни-генератори живильників пари, резервні збудники, насоси і вентилятори охолодження трансформаторів, деякі насоси хімводоочищення, пожежні насоси і ряд інших механізмів. На цю групу механізмів передбачається автоматичне включення (АВР) механізмів, що знаходяться в

резерві. При аварійних положеннях повинен забезпечуватися самозапуск таких механізмів.

При близькому КЗ напруга на виводах двигунів виявляється менше їх ЕРС. Електродвигуни переходять в режим генератора, що посиляє струм в місце пошкодження. Синхронні електродвигуни при їх наявності також підживлюють місце КЗ. Привід всіх механізмів власних потреб здійснюється електродвигунами; на електростанції немає жодного парового приводу для допоміжного обладнання.

Для приводу механізмів власних потреб застосовують головним чином електродвигуни, тому що в порівнянні з двигунами інших типів вони більш надійні, економічніші, дешевші, компактніші, відрізняються простотою пуску, установки і ремонту. При електричному приводі значно спрощується автоматизація технологічного процесу станції. На паротурбінних електростанціях для деяких механізмів власних потреб застосовують і парові приводи. Так, наприклад, на електростанціях з великими на високі параметри пари для робочих живильних насосів застосовують потужні швидкохідні парові турбіни; на деяких паротурбінних електростанціях паровими турбінами постачають резервні живильні насоси, чим забезпечують живлення котлів при повному зникненні напруги в мережі власних потреб станції.

Внаслідок зниження продуктивності механізмів власних потреб різко зменшується наявна потужність теплових електростанцій, особливо станцій високого тиску, що тягне за собою подальше зниження частоти в енергосистемі. Таким чином відбувається лавиноподібний процес, що сприяє розвалу енергосистеми.

Для забезпечення надійності живлення механізмів власних потреб передбачена резервна лінія, яка вимикачами за допомогою пристрою автоматичного включення резерву (АВР) може підключатися до будь-якої з секцій власних потреб. Струмоприймачі, що підключаються на напругу 380/220 В, живляться через трансформатори і можуть підключатися також

через резервний трансформатор і відповідні автомати на будь-яку секцію шин напругою 380/220 В. Електродвигуни напругою 6 кВ приєднують до збірних шин розподільного пристрою через масляні вимикачі.

Практикою експлуатації встановлено, що механізми власних потреб надійно розгортаються при самозапуску, якщо напруга мережі становить 50-60% від номінального.

Після відключення КЗ напруга на шинах власних потреб відновлюється, в той же час збільшується напруга на висновках і відповідно струми в обмотках включених двигунів. Перебіг цих струмів по провідниках мережі викликає втрату напруги, яка може бути дуже значна. Якщо тривалість КЗ була невелика - близько 0,5 сек, то АД не встигнуть значно загальмуватися, пускові струми будуть відносно невеликими, всі двигуни почнуть прискорюватися і нормальна робота їх відновиться. Після тривалих КЗ пускові струми будуть великими, що викличе додаткову втрату напруги в мережі, яка може бути дуже значною. В результаті напруга в мережі може виявитися недостатнім для того, щоб розгорнути АД до нормальної швидкості. У практиці спостерігалися випадки, коли, незважаючи на наявність форсування, напруга не досягало нормального значення і двигуни тривалий час працювали приблизно при 50 - 60% номінальної швидкості. Для полегшення самозапуску АД, що мають істотне значення для роботи станції, доводиться при тривалих КЗ відключати частину двигунів. З цією метою їх пускові пристрої забезпечуються захистом мінімальної напруги з вставкою часу. Чим істотніше значення роботи даного двигуна для станції, тим більшу вставку часу має його захист. Зазвичай двигуни поділяються на три групи:

- 1) двигуни, які не мають захисту мінімальної напруги або з вставкою часу у такого захисту близько 10 сек;
- 2) двигуни з вставкою часу 2 - 3 сек;
- 3) двигуни з миттєвим відключенням. Захист від перевантаження налаштовується так, щоб вона не відключала двигуни при пускових токах.

Сумарна потужність першої групи залежить від характеристик механізмів, ступеня завантаження двигунів і індуктивного опору зв'язку системи електропостачання власних потреб із загальною мережею енергосистеми.

Всі механізми СН мають істотне значення для роботи станції і характеризуються моментом опору вентиляторного типу. Їх вибіг перед самозапуском є груповим з усередненою швидкістю гальмування, тому можна з достатнім ступенем наближення визначити потужність цієї першої групи (групи ЕД, що не відключаються), виходячи з припущення, що двигуни завантажені до номінальної потужності. Для забезпечення самозапуску в зазначених умовах досить, щоб відновлювана напруга на вводах двигуна досягала 70% від номінальної.

Якщо U_d менше 0,7 номінального U_n , необхідно зменшити сумарну потужність не відключаючи потужності двигунів.

Самозапуск не є небезпекою, як для короткозамкнених АД, так і для АД з фазним ротором і для синхронних, що мають пускову короткозамкнену обмотку. У всіх випадках найбільші динамічні зусилля будуть виникати в перший момент КЗ, коли двигуни посилають струм в точку КЗ. Ці зусилля будуть мати місце і при відсутності самозапуску, і на них двигуни повинні бути розраховані. При відновленні напруги зусилля будуть менші, ніж при КЗ, оскільки відновлювана напруга, як правило, нижче номінальної.

Явища, що відбуваються при АВР деяких двигунів СН або при включенні резервного джерела живлення, аналогічні явищам при самозапуску, тільки зниження напруги живлення більш глибоке - у всіх випадках до нуля при швидкій подачі напруги після відключення можуть бути випадки, коли напруга на групі відключених двигунів, підтримуване їх власним магнітним потоком, ще не спаде, як вже буде подано напругу живлення. Це більш імовірно, якщо серед двигунів є потужні СД. Напруги, що залишилися на групі двигунів і знову подані, як правило, будуть не синхронні. Таке включення супроводжується підвищеним кидком струму.

Однак тривалість його не перевищує одного або декількох періодів, і він не є небезпечним за своїм впливом на двигун або механізм. Як показали проведені дослідження з механізмами СН електростанцій, відставання напруги на кут 180° настає через 0,28 - 0,35 сек відключеного двигуна. Після відключення живлення, напруга при цьому знижується до 50 - 30%. Широке застосування АВР на електростанціях і досвід їх роботи показали, що при перервах живлення до декількох секунд будь-яких неполадок в роботі двигунів або їх механізмів не виникає.

Таким чином, застосування АПВ та АВР не вимагає будь-якої спеціального захисту для АД.

Деякі особливості має самозапуск механізмів з СД, перерва в електропостачанні яких може викликати вихід ЕД із синхронізму, якщо час перерви перевищить 0,5 секунди. При перервах менше 0,5 сек. асинхронного режиму роботи СД зазвичай не виникає. Вхідження двигуна в синхронізм відбувається досить швидко і плавно, якщо момент, що розвивається двигуном, забезпечує необхідне для втягування в синхронізм збільшення швидкості. Велику допомогу тут надає форсування збудження.

При недостатньому асинхронному моменті (занадто низька відновлювана напруга, робота з обмоткою ротора, замкнутої на якір збудника) втягування в синхронізм може не відбутися, і тоді потрібно або проведення ресинхронізації під навантаженням, або повторний пуск, якщо можлива короткочасна зупинка механізму. Обидва ці заходи здійснюються спеціальними схемами автоматики, які впливають на відключення АГП і замикання обмотки ротора через опір (в 7 - 10 разів перевищує її власний опір) з одночасним форсуванням збудження при ресинхронізації або приводять в дію нормальну схему пуску після відновлення напруги в мережі при повторному пуску.

У разі необхідності схема ресинхронізації доповнюється автоматикою розвантаження механізму.

Таким чином, релейний захист самих ЕД, так і всієї мережі ВП, а також пов'язаної з нею основної мережі енергосистеми, для забезпечення самозапуску НЕ відключених ЕД повинна бути налаштована з урахуванням наступних основних вимог:

1) У тих випадках, коли КЗ викликає значне зниження напруги в мережі ВП (пошкодження кабелю, що живить двигун, КЗ в обмотці статора і т.п.), основною метою релейного захисту є не стільки захист самого ЕД, скільки швидке відключення цих КЗ. Тому все ЕД повинні мати миттєвий захист (струмова відсічка, відбудована від струмів пуску і самозапуску, або диференційний захист), яка відключала б ЕД при зазначених пошкодженнях з необхідною швидкістю. Максимальний захист трансформатора або лінії, що живлять секції власних потреб, повинна бути відбудована від пускового струму всіх ЕД, приєднаних до даного трансформатора або лінії. Вставка часу цього захисту повинна бути 0,5 - 0,6 сек. для того, щоб забезпечити відбудову за часом від миттєвих захистів ЕД.

2) Захист від перевантаження повинен передбачатися на тих двигунах, перезавантаження яких можливе або за технологією виробництва, або в процес самозапуску, якщо умови останнього важкі (наприклад, шахтні млини і т. д.). Вставка часу дії такого захисту вибирається 8 - 10 сек, вставка по току - не нижче $1,25 \cdot I_n$. Захист від перевантаження діє на відключення тільки тих двигунів, умови пуску або самозапуску яких є важкими, а також в тому випадку, якщо двигуни не мають постійного обслуговуючого персоналу. Там, де це можливо, захист від перевантаження діє або на розвантаження механізму, або при наявності постійного обслуговуючого персоналу на сигнал, виведений на пункт управління.

3) Захист мінімальної напруги застосовується тільки на тих двигунах, які необхідно відключати для забезпечення самозапуску ЕД механізмів, що мають істотне значення для безперебійної роботи станції або для яких мимовільний пуск після перерви живлення неприпустимий за умовами технології виробництва або техніки безпеки.

Завданню забезпечення безперебійної роботи електроприймачів механізмів власних потреб служать наступні заходи: секціонування електричної схеми. Правильний вибір типу приводу для механізмів власних потреб має велике значення для надійності роботи станції і для зниження витрати енергії на власні потреби станції. Основними вимогами при виборі приводу механізмів власних потреб є забезпечення: розвороту механізму до повної швидкості обертання і робота його з повною продуктивністю; регулювання швидкості обертання і продуктивності механізму; надійності і зручності в експлуатації і економічності в роботі; відповідності форми і типи виконання двигуна умовам і температурі навколишнього середовища; самозапуску відповідальних механізмів при відновленні напруги після короткочасного відключення.

Крім цього, на електричних станціях усіх типів передбачаються незалежні від енергосистеми джерела енергії, що забезпечують зупинку і розхолодження станції без пошкоджень обладнання і шкідливого впливу на навколишнє середовище при втраті основних і резервних джерел власних потреб. На гідроелектричних і звичайних теплових станціях для цієї мети досить акумуляторних батарей. На потужних блочних ТЕЦ може додатково знадобитися установка дизель-генераторів невеликої потужності (200-500 кВт), що забезпечують тривале збереження зупиненого обладнання в стані готовності до негайного пуску після відновлення живлення від енергосистеми.

4.3 Розрахунок і аналіз самозапуску на ТЕЦ

Процес самозапуску двигунів на ТЕЦ полягає в тому, що при аварійному перерві живлення групи двигунів відбувається їх гальмування (вибіг), а потім після відновлення електроживлення - одночасний розворот всіх двигунів.

У даній роботі самозапуск розглядається для оцінки можливості розвороту двигуна при заданих умовах, визначення часу розвороту найбільш потужних і відповідальних двигунів.

У таблиці 4.1 наведені сумарне навантаження власних потреб блоку, номінальна потужність трансформатора власних потреб і його напруга короткого замикання. Задані тип і потужність провідного двигуна, тип механізму, а так же час перерви живлення.

Таблиця 4.1. Дані провідного двигуна власних потреб тягодуттєвої установки блоку 100 МВт.

Час перерви живлення, з	$S_{\text{нагр}}$ блоку СН, МВ · А	$U_{\text{к}}$ трансформатора, %	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	Тип провідного двигуна, кВт	Тип механізму
5	14,2	10	16	ДАЗ О4-500	ДС

Таблиця 4.2. Технічні характеристики асинхронного двигуна.

Тип двигуна	номінальні параметри				$\cos \varphi_{\text{ном}}$, В.о.	M_{max} , В.о.	k , В.о.	$k_{\text{п}}$, В.о.	Момент інерції, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$	
	$P_{\text{ном}}$, кВт	$n_{\text{об}}$, Об / хв	$s_{\text{ном}}$, %	$\eta_{\text{ном}}$, %					$J_{\text{рот}}$	$J_{\text{мех}}$
Д АЗО4-400Х-4У1	500	500	1,1	94,8	0,87	2,8	1,5	7	14	280

В ході розрахунку самозапуску власних потреб ТЕЦ необхідно визначити наступні величини:

- можливість розвороту двигунів власних потреб при аварійних умовах на станції (зниження напруги, перерви живлення);
- час розвороту найбільш відповідального двигуна з механізмом і його порівняння з допустимим часом за умовою технологічного процесу на ТЕС;
- температура нагріву обмоток статора і ротора найбільш відповідального двигуна за час самозапуску.

Цей розрахунок складається з декількох етапів:

- побудова моментних характеристик двигуна і механізму;
- розрахунок вибігу двигуна з механізмом при перерві електроживлення;
- визначення часу розвороту двигуна від початкової до сталої швидкості обертання;
- розрахунок нагріву обмоток статора і ротора двигуна під час процесу самозапуску.

4.3.1. Побудова моментних характеристик двигуна і механізму.

Моментну характеристику електродвигуна можна побудуємо за каталожними даними:

пусковий момент:

$$M_{п*} = 1,5 \text{ о. е.},$$

$$s_{п*} = 1 \text{ о. е.}$$

максимальний момент:

$$M_{\text{max}*} = 2,8 \text{ о. е.},$$

$$s_{к*} = s_{н*} \left(M_{\text{max}*} + \sqrt{M_{\text{max}*}^2 - 1} \right) = 0,011 \cdot (2,8 + \sqrt{2,8^2 - 1}) =$$

$$0,0596 \text{ о. е. (4.1)}$$

номінальний момент:

$$M_{H*} = 1 \text{ о. е.},$$

$$s_{H*} = 0,011 \text{ о. е.}$$

синхронний момент:

$$M_{\text{синх}*} = 0 \text{ о. е.},$$

$$s_{\text{синх}*} = 0 \text{ о. е.}$$

Для більшої визначеності характеристики можна наближено визначити ще одну проміжну точку при ковзанні по формулі: $s_{j*} = 0,5$ о. е.

$$M_{j*} = 1,1 M_{\text{п}*} = 1,1 \cdot 1,5 = 1,65 \text{ о. е.}$$

(4.2)

Застосування цієї формули допустимо, якщо в каталогах на двигун не дано значення моментів при різних ковзаннях.

У загальному вигляді характеристика механізму виражається наступною формулою:

$$M_{c*} = k_3(1 - s_*)^p, \quad (4.3)$$

де - коефіцієнт завантаження, в відносних одиницях рівний робочому моменту механізму, о.е .; - ковзання в відносних одиницях, о.е .; - показник ступеня, що характеризує тип механізму (в даному випадку тягодуттєва установка). $k_3 = 1$ $sp = 2$

Розрахуємо значення моменту механізму від ковзання. Результати розрахунку зведемо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3. Результати розрахунку по залежності моменту механізму від ковзання.

s_* , В.о.	M_{c*} , В.о.
0	1
0,1	0,81
0,2	0,64
0,3	0,49
0,4	0,36
0,5	0,25
0,6	0,16
0,7	0,09
0,8	0,04
0,9	0,01
1	0

Дана формула передбачає, що для багатьох механізмів моментна характеристика виходить з початку координат і початковий момент опору дорівнює нулю. Формула використовується для наближеного побудови моменту характеристик механізму.

4.3.2 Розрахунок вибігу двигуна з механізмом

Завдання розрахунку - визначення швидкості (або ковзання) в кінці заданого часу перерви живлення (5 с). Це початкова швидкість для подальшого процесу самозапуску після відновлення нормального електроживлення двигунів.

У загальному випадку вибіг (гальмування) відбувається при будь-якому зниженні напруги, при цьому процес вибігу в часі виражається тим же рівнянням руху, що і процес пуску:

$$T_j \frac{dn}{dt} = M_d U_d^2 - M_c, \quad (4.4)$$

де U_d - напруга на двигуні в процесі самозапуску, о.е .; T_j - механічна постійна двигуна з механізмом, с.

Механічна постійна двигуна з механізмом визначається за каталожними даними з використанням виразу:

$$T_j = \frac{4(J_{\text{рот}} + J_{\text{мех}})n_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}}{364P_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot (14 + 280) \cdot 1500^2 \cdot 10^{-3}}{364 \cdot 500} = 14,54 \text{ с.} \quad (4.5)$$

Моменти характеристики двигуна $M_d(n)$ і механізму не є лінійними функціями швидкості, тому рівняння (2) може бути вирішено тільки графоаналитическим способом.

В окремому випадку, коли при вибігу напруга двигуна (U_d) дорівнює нулю і характеристику механізму можна висловити ступеневою функцією, рівняння руху можна проінтегрувати аналітично і отримати рішення в наступному загальному вигляді:

$$\frac{t}{T_j} = \frac{n_*^{1-p} - n_{\text{н}*}^{1-p}}{k_{30}(1-p)}, \quad (4.6)$$

де k_{30} - коефіцієнт завантаження двигуна перед вибігом. $k_{30} = 1$

при
$$p = 2: n(t) = \left[\frac{t}{T_j} k_3 + \frac{1}{n_{\text{н}*}} \right]^{-1}. \quad (4.7)$$

Розрахуємо значення швидкості обертання двигуна при вибігу для кількох тимчасових інтервалів. Результати розрахунку зведемо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 Результати розрахунку по вибігу електродвигуна.

t	n_* , В.о.
0	0,989
1	0,926
2	0,871
3	0,821
4	0,777
5	0,738
6	0,702
7	0,67
8	0,64
9	0,613
10	0,589

По даним таблиці 4.4 побудуємо криву вибігу двигуна.

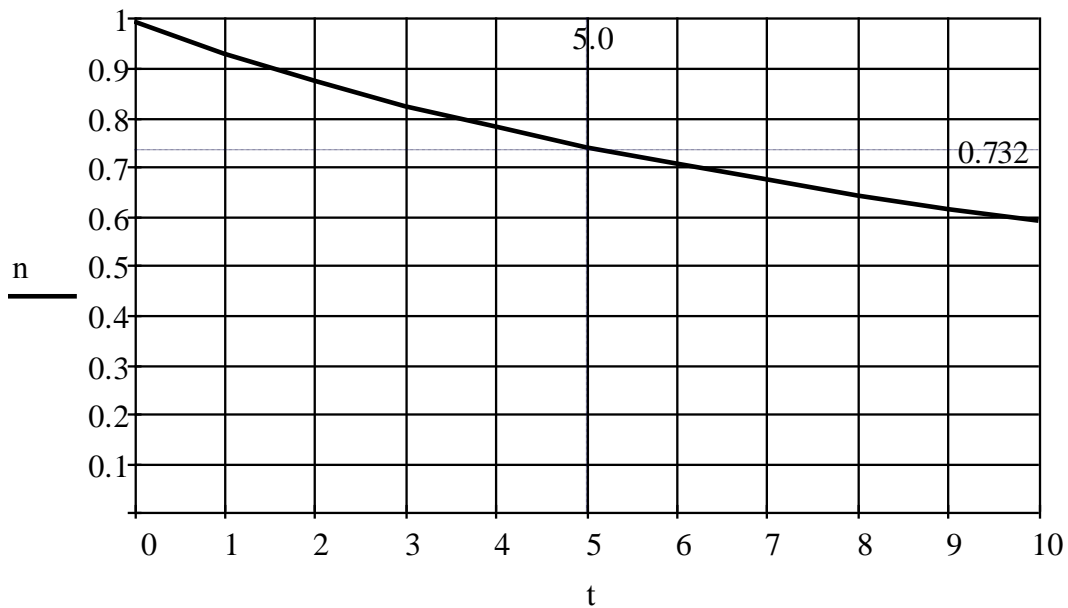


Рисунок 4.1. Крива вибігу електродвигуна

4.3.3. Розрахунок самозапуску електродвигуна.

Процес самозапуску полягає в тому, що при аварійному перерві живлення групи двигунів відбувається їх груповий вибіг, а потім, після відновлення живлення, - одночасний розворот всіх двигунів. При вибігу більшість двигунів збільшують своє ковзання понад критичного. При розвороті двигуни споживають струми, близькі до пускових, і при цьому різко збільшують втрати напруги в елементах живильної ланцюга. Напруга на затискачах двигунів знижується до рівня, а їх розворот триває значно довше, ніж при нормальному пуску окремих двигунів. $(0,6 - 0,7)U_{ном}$

4.3.4. Визначення напруги на двигунах при самозапуску.

Шукане значення напруги знаходиться за сумарною пусковою потужністю:

$$U_{сз*} = \frac{U_{нс*}}{1 + X_{тр*} \frac{S_{п\Sigma}}{S_{нт}}}, \quad (4.8)$$

де - номінальне значення потужності (МВ · А) і індуктивний опір трансформатора, о.е .; - напруга мережі живлення, о.е .; - сумарна пускова

потужність, підключена до трансформатора при самозапуску, МВ · А. $S_{HT}, X_{TP*} U_{HC*} = 1,05 S_{пΣ}$

Опір трансформатора:

$$X_{TP*} = \frac{U_{K\%}}{100} = \frac{10}{100} = 0,1 \text{ о. е.} \quad (4.9)$$

Сумарна пускова потужність залежить від кратності пускового струму (струму самозапуска), який у міру розвороту двигунів зменшується, а напруга на затискачах збільшується. Беручи середній пусковий струм всіх самозапускаючійся двигунів рівним пусковому току провідного двигуна, маємо:

$$S_{пΣ} = S_{нагр} I_{п*} = 14,2 \cdot 7 = 99,4 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.10)$$

Підставами дані в (5) і знайдемо напруга самозапуска при: $s_* = 1$

$$U_{сз1*} = \frac{U_{HC*}}{1 + X_{TP*} \frac{S_{пΣ}}{S_{HT}}} = \frac{1,05}{1 + 0,1 \cdot \frac{99,4}{16}} = 0,648 \text{ о. е.} \quad (4.11)$$

Можна прийняти для практичних розрахунків, що при досягненні критичного ковзання пусковий струм зменшується в $\sqrt{2}$ раз. Тому відповідну напругу можна визначити за формулою (5), приймаючи пускову потужність включаються електродвигунів зменшеною в раз. тоді: $\sqrt{2}$

$$U_{сз2*} = \frac{U_{HC*}}{1 + X_{TP*} \frac{S_{пΣ}}{S_{HT} \sqrt{2}}} = \frac{1,05}{1 + 0,1 \cdot \frac{99,4}{16\sqrt{2}}} = 0,73 \text{ о. е.} \quad (4.12)$$

Знаючи напругу на початку моментной характеристики двигуна () і при критичному ковзанні (), по (5) можна перебудувати всю моментную характеристику двигуна з урахуванням зміни напруги, використовуючи формулу: $U_{сз1*} U_{сз2*}$

$$M_{U_{сз*}} = M_{U_H*} U_{сз*}^2,$$

(4.13)

де - момент двигуна при номінальній напрузі, о.е .; - відповідну напругу на двигуні, визначене за (5), в.о. $M_{U_H^*} U_{сз^*}$

Таким чином, значення моменту двигуна при $s_* = 1$:

$$M_{U_{сз1}^*} = M_{U_H1^*} U_{сз1^*}^2 = 1,5 \cdot 0,648^2 = 0,63 \text{ о. е.}, \quad (4.14)$$

а при: $s_* = s_{к^*}$

$$M_{U_{сз2}^*} = M_{U_H2^*} U_{сз2^*}^2 = 2,8 \cdot 0,73^2 = 1,492 \text{ о. е.} \quad (4.15)$$

По заданому часу перерви живлення з кривою вибігання визначимо швидкість ведучого двигуна на початку самозапуска (рис. 1):

$$n_{сз^*} = 0,732 \text{ о. е.}$$

Знайдемо ковзання, використовуючи співвідношення, для якого напруга визначається на початку самозапуска за формулою: $s_{сз^*} = 1 - n_{сз^*} = 1 - 0,732 = 0,268 \text{ о. е.}$

$$U_{сз} = \sqrt{\frac{M_{s_{сз^*}}}{M_{U_H s_{сз^*}}}} = \sqrt{\frac{0,94}{2,02}} = 0,682 \text{ о. е.}, \quad (4.16)$$

де - момент обертання з урахуванням зменшення напруги при ковзанні початку самозапуска, о.е .; - момент обертання при номінальному напрузі, відповідний ковзанню початку самозапуска (рис. П.1), в.о. $M_{s_{сз^*}} M_{U_H s_{сз^*}}$

Оскільки початкова напруга на електродвигунах після включення резервного живлення $U_{сз}$ виявилось більше, то самозапуск пройде успішно. $0,6 U_{H ДВ}$

4.3.5 Визначення часу розвороту двигуна з механізмом.

Для цього необхідно побудувати залежність динамічного моменту двигуна від ковзання як різниця моменту обертання двигуна з

урахуванням напруги при ковзанні початку самозапуску і моменту опору механізму (рис. П.1):

$$M_{\text{дин}^*} = M_{s_{\text{сз}}^*} - M_{\text{с}^*} \quad (4.17)$$

Далі, крива динамічного моменту розбивається на інтервали, починаючи з величини ковзання, відповідного початку самозапуску, і до номінального ковзання. Інтервал приймається рівним 0,04-0,02. Вважаючи, що динамічний момент залишається незмінним за інтервал часу зміни, визначаємо час самозапуску за формулою:

$$t_{\text{сз}} = T_j \sum_{i=1}^n \frac{\Delta s_{i^*}}{M_{\text{дин}^*i}} \quad (4.18)$$

Дані по розрахунку зведені в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5. До визначення часу розвороту двигуна.

№ інтервалу	$M_{\text{дин}^*i}$, В.о.	$t_{\text{сзи}}$, з
1	0,39	1,491
2	0,4	1,454
3	0,43	1,353
4	0,47	1,237
5	0,52	0,559
6	0,59	0,493
7	0,61	0,477
8	0,43	0,676
Час самозапуску, $zt_{\text{сз}}$		7,74

Тривалість самозапуску не перевищила 20 с, що є нормативним значенням для блокових електростанцій з турбогенераторами потужністю 160 МВт і вище за умовою збереження технологічного режиму блоку.

4.4. Перевірка самозапуску двигунів власних потреб в RFactory

В процесі експлуатації на шинах власних потреб (рис. 4.2) можливі короткочасні пониження або навіть повне зникнення напруги на час перерви живлення, що не повинно призводити до розладу технологічного процесу електростанції. Для цього необхідно, щоб електродвигуни відповідальних механізмів, загальмували при порушенні нормального живлення, знову розгорнулися до нормальної частоти обертання, тобто, щоб відбувся самозапуск електродвигунів ВП (табл. 1) Максимальний час успішного самозапуску двигунів ВП становить для ТЕЦ високого тиску - 20 с;

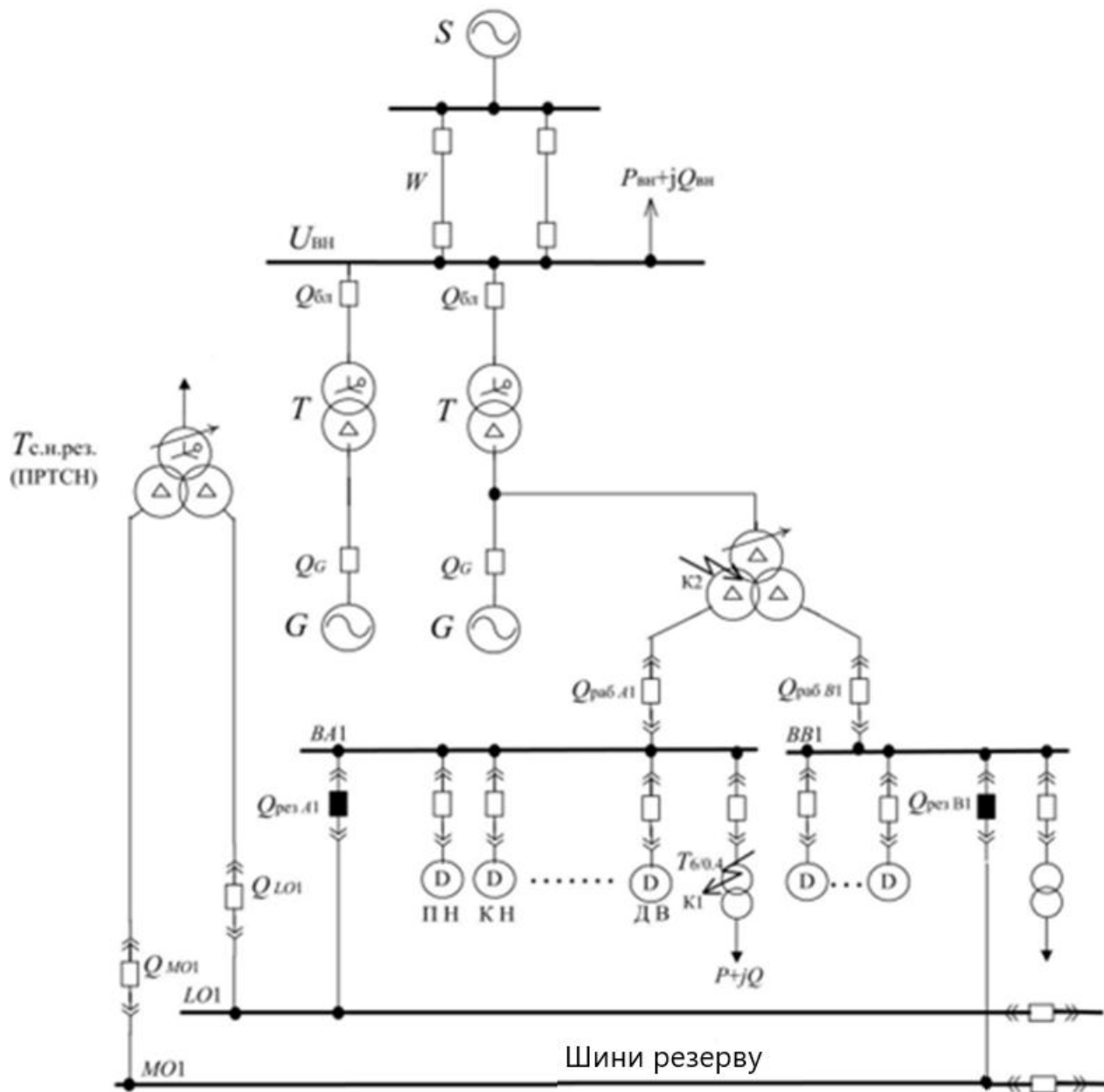


Рисунок 4.2 – Електрична схема живлення споживачів власних потреб блоку 100 МВт

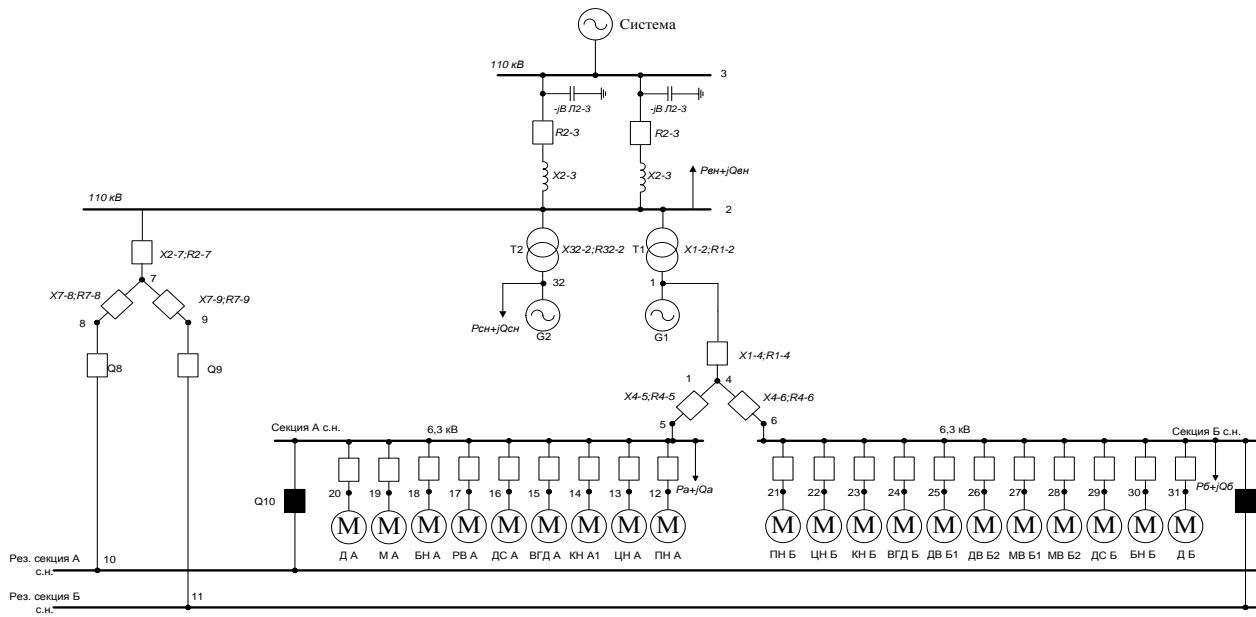


Рисунок 4.3 – Схема заміщення

Тип	Вид	Тдв	Дас	Cos(φ)	Кзг	Мст	Мтрог	Кн	Удв/Ун	Ммах	Мпуск	Іпуск	Сдвом	Sr/Rст
12	1	1.270	1.000	0.880	0.800	0.500	0.010	4.000	1.000	2.000	1.000	5.300	0.900	70.000
13	1	3.090	1.000	0.752	0.700	0.500	0.010	4.000	1.000	2.100	1.100	4.700	1.400	70.000
14	1	0.830	1.000	0.870	0.600	0.500	0.010	4.000	1.000	2.200	1.600	6.000	1.800	70.000
15	1	0.260	1.000	0.860	0.800	0.200	0.010	4.000	1.000	2.400	2.000	6.000	1.400	70.000
16	1	18.050	1.000	0.810	0.900	0.500	0.010	4.000	1.000	2.300	1.200	6.000	1.300	70.000
17	1	15.380	1.000	0.910	0.700	1.000	0.010	4.000	1.000	2.800	0.850	6.800	0.500	70.000
18	1	1.430	1.000	0.850	0.670	0.500	0.010	4.000	1.000	2.500	1.300	6.500	1.100	70.000
19	1	5.240	1.000	0.750	0.750	1.000	0.010	4.000	1.000	2.200	1.300	5.500	1.000	70.000
20	1	32.360	1.000	0.750	0.600	1.000	0.010	4.000	1.000	2.200	1.300	5.500	1.000	70.000
21	1	1.270	1.000	0.880	0.800	0.500	0.010	4.000	1.000	2.000	1.000	5.300	0.900	70.000
22	1	3.090	1.000	0.752	0.700	1.000	0.010	4.000	1.000	2.100	1.100	4.700	1.400	70.000
23	1	0.830	1.000	0.870	0.600	0.500	0.010	4.000	1.000	2.200	1.600	6.000	1.800	70.000
24	1	0.260	1.000	0.860	0.800	0.200	0.010	4.000	1.000	2.400	2.000	6.000	1.400	70.000
25	1	14.800	1.000	0.840	0.900	0.200	0.010	4.000	1.000	2.500	0.700	5.800	1.000	70.000
26	1	14.080	1.000	0.840	0.900	0.200	0.010	4.000	1.000	2.500	0.700	5.800	1.000	70.000
27	1	12.490	1.000	0.870	0.800	0.200	0.010	4.000	1.000	2.800	1.300	7.000	1.100	70.000
28	1	12.490	1.000	0.870	0.800	0.200	0.010	4.000	1.000	2.800	1.300	7.000	1.100	70.000
29	1	18.050	1.000	0.810	0.900	0.500	0.010	4.000	1.000	2.300	1.200	6.000	1.300	70.000
30	1	1.430	1.000	0.850	0.670	0.500	0.010	4.000	1.000	2.500	1.300	6.500	1.100	70.000
31	1	5.240	1.000	0.750	0.750	1.000	0.010	4.000	1.000	2.200	1.300	5.500	1.000	70.000

Рисунок 4.4 Встановлення характеристик двигунів власних потреб

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Уномн	Nсхн	Уном	Pг	Qг	Уша	Ушр	Qmin	Qmax
Г1	1	1010	10.50	10.50	5.2			10.50		10.50	63.0	27.6			-500	500
Шина ВН	2	11	110.00	118.56	2.7	31.50	23.60	110.00		110.00						
Система	3	1100	110.00	110.00				110.00		110.00	-70.7	-17.9			-1000	1000
ТСН	4	11	10.50	10.50				10.50		10.50						
Шина А	5	11	6.30	6.32	0.5	0.41	0.26	6.30		6.30						
Шина Б	6	11	6.30	6.31	0.3	0.44	0.28	6.30		6.30						
РТСН	7	11	110.00	118.09	2.5			110.00		110.00						
РТСН НН1	8	11	6.30	6.33	0.6			6.30		6.30						
РТСН НН2	9	11	6.30	6.32	0.5			6.30		6.30						
Рез Шина А	10	11	6.30	6.33	0.5			6.30		6.30						
Рез Шина Б	11	11	6.30	6.31	0.4			6.30		6.30						
ПН А	12	11	6.30	6.32	0.4	1.60	0.86	6.30		6.30						
ЦН А	13	11	6.30	6.32	0.4	0.35	0.31	6.30		6.30						
КН А	14	11	6.30	6.32	0.4	0.19	0.05	6.30		6.30						
ВГД А	15	11	6.30	6.32	0.5	0.04	0.03	6.30		6.30						
ДС А	16	11	6.30	6.32	0.4	0.36	0.26	6.30		6.30						
РВ А	17	11	6.30	6.32	0.4	0.88	0.40	6.30		6.30						
БН А	18	11	6.30	6.32	0.4	0.21	0.13	6.30		6.30						
М А	19	11	6.30	6.32	0.4	0.38	0.33	6.30		6.30						
Д А	20	11	6.30	6.32	0.4	0.24	0.21	6.30		6.30						
ПН Б	21	11	6.30	6.31	0.3	1.60	0.86	6.30		6.30						
ЦН Б	22	11	6.30	6.31	0.3	0.35	0.31	6.30		6.30						
КН Б	23	11	6.30	6.31	0.3	0.19	0.05	6.30		6.30						
ВГД Б	24	11	6.30	6.31	0.3	0.04	0.03	6.30		6.30						
ДВ Б	25	11	6.30	6.31	0.3	0.36	0.23	6.30		6.30						
ДВ Б2	26	11	6.30	6.31	0.3	0.36	0.23	6.30		6.30						
МВ Б	27	11	6.30	6.31	0.3	0.32	0.18	6.30		6.30						
МВ Б2	28	11	6.30	6.31	0.3	0.32	0.18	6.30		6.30						
ДС Б	29	11	6.30	6.31	0.3	0.36	0.26	6.30		6.30						
БН Б	30	11	6.30	6.31	0.3	0.21	0.13	6.30		6.30						
М Б	31	11	6.30	6.31	0.3	0.38	0.33	6.30		6.30						
Г2	32	1010	10.50	10.50	4.8	9.40	5.92	10.50		10.50	63.0	33.5			-1000	1000

Рисунок 4.5 Результат у вузлах схеми

Розглянемо різні ситуації зникнення або перерви напруги в наступній послідовності:

1. Коротке замикання на електродвигуні.

КЗ в двигуні з подальшим відключенням його струмовою відсічкою. Обраний самий малопотужний двигун (ВГД шини А) для дослідження найбільш важкого режиму самозапуску найбільш потужних ЕД.

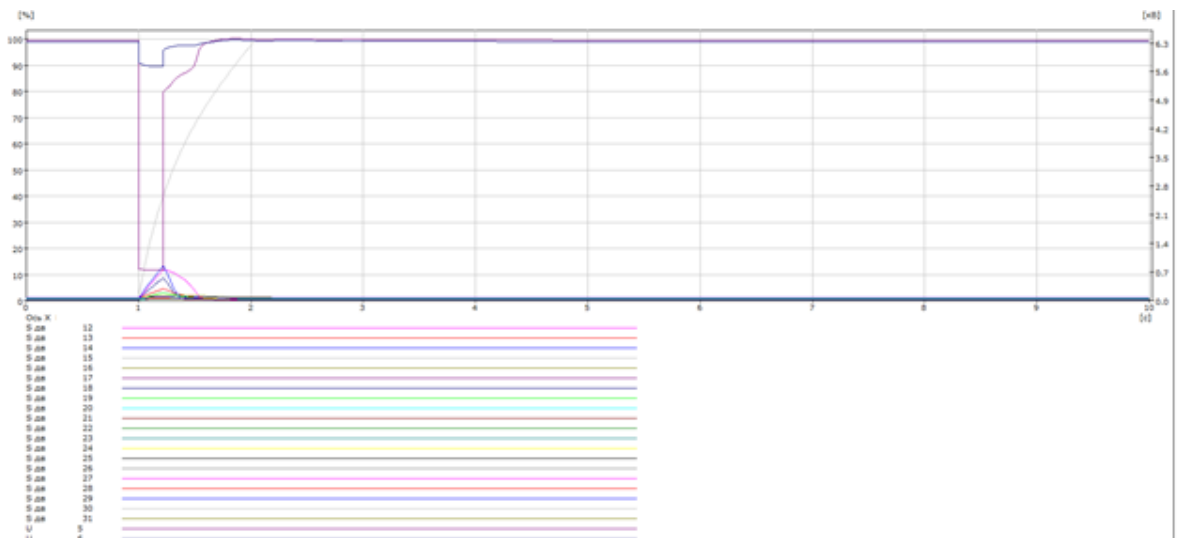


Рисунок 4.6 - Графіки переходного процесу для напруг на шинах в.п. і ковзання АД

Як видно з графіків, пошкоджений двигун повністю зупиниться за 1 секунду і практично ніяк не вплине на роботу інших двигунів.

2. Коротке замикання на секції шин:

КЗ на шині власних потреб. Відключення низькою боку ТСН максимальним струмовим захистом з подальшим дією АВР і включенням вимикача Q1

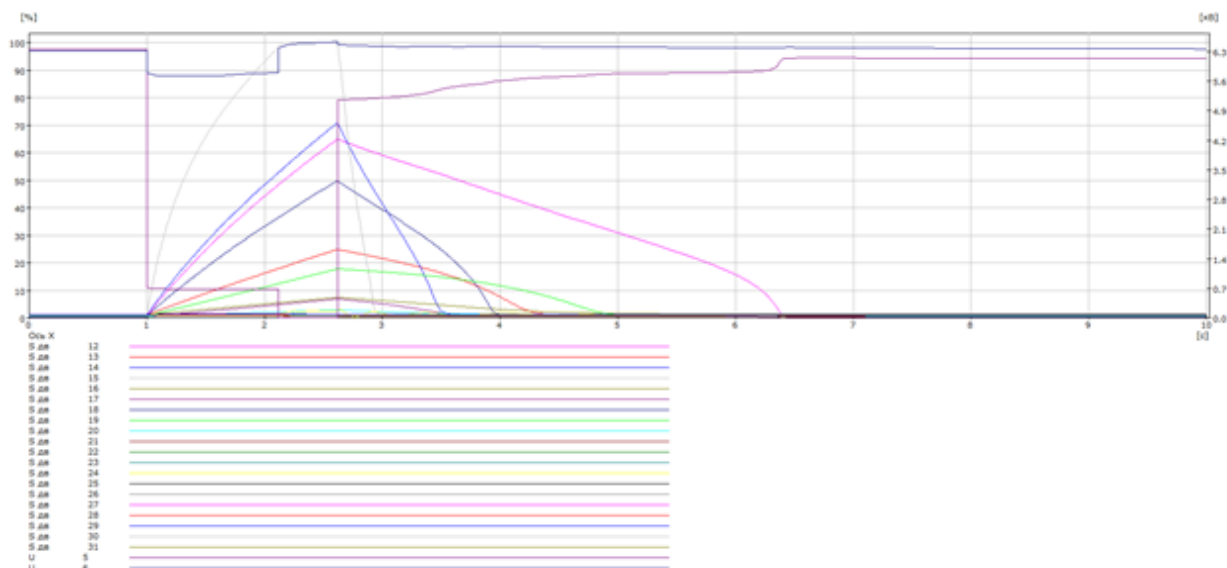


Рисунок 4.7 - Графіки перехідного процесу для напруг на шинах в.п. і ковзання АД

При спрацюванні резервного захисту МСЗ ($t=1.1$ с.), і перекмикання живлення на резервний трансформатор ТСН за допомогою АВР, самозапуск відбувається приблизно через 4 с, що задовільняє умови самозапуску двигунів.

3. Коротке замикання на трансформаторі власних потреб. при відмові диференційного захисту і спрацюванні резервного.

КЗ на високій стороні трансформатора в.п. Відмовила основна захист трансформатора (Диф. захист), спрацював резервний захист, повністю відключивши робочий ТСН від мережі.

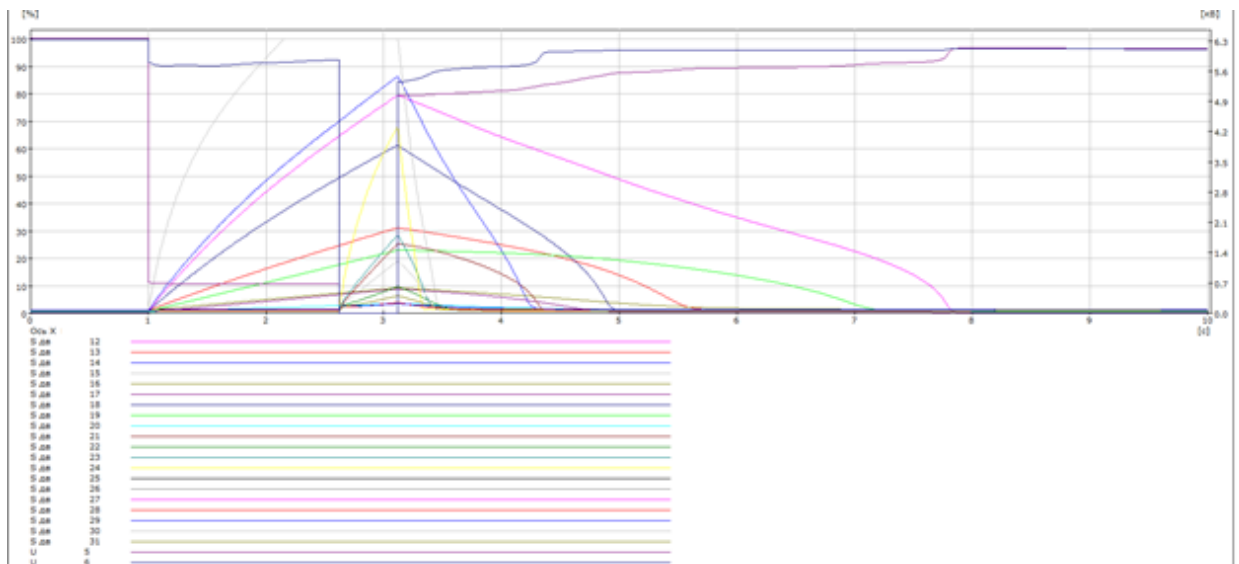


Рисунок 4.8 - Графіки перехідного процесу для напруг на шинах власних потреб і ковзання АД при спрацьовуванні МСЗ

Як видно з графіків, при спрацьовуванні резервного захисту трансформатора (МСЗ), збільшується час дії КЗ, тим самим ускладнюючи самозапуск двигунів. Але незважаючи на збільшення часу самозапуску двигунів, всі АД запустилися менш ніж за 5 с.

Висновки:

В даному розділі магістерської дисертації були досліджені різні режими роботи електрообладнання власних потреб електричної станції.

Були розраховані різні аварійний режими:

1) КЗ на одному малопотужному АТ, для дослідження самозапуску відповідальних потужних двигунів після ліквідації аварійного режиму. Самозапуск двигунів успішний.

2) КЗ на секції шин власних потреб з відключенням низькою боку трансформатора ТСН максимальним струмовим захистом і дослідження самозапуску двигунів на предмет часу самозапуску і можливе полегшення самозапуску превентивним відключенням невідповідальних двигунів. Дія резервного захисту трансформатора збільшує час дії КЗ на електрообладнання і ускладнює самозапуск АД, але в даному випадку самозапуск здійснився в повному обсязі менш ніж за 4 с.

4) КЗ на високій стороні ТСН, відмова основного захисту і спрацьовування резервного захисту (МТЗ), дослідження самозапуску двигунів в такому важкому режимі. Збільшення часу самозапуску АД. Повний час самозапуску АД не перевищує 5 с.

У всіх проведених КЗ самозапуск успішний без проведення додаткових заходів по відключенню невідповідальних АТ на шинах власних потреб. Самозапуск двигунів власних потреб у всіх проведених дослідах задовольняє умові $t_{\text{самозапуск}} \leq 20$ с.

РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА STARTUP-ПРОЕКТУ СТВОРЕННЯ КОМПАНІЇ, ЯКА НАДАЄ ПОСЛУГИ ПО МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ТЕЦ

5.1. Ідея проекту

Електродвигуни власних потреб є головним елементом багатьох електростанцій з підстанціями. Якщо пошкодиться система власних потреб, то це призведе до аварійного стану на об'єкті. Електродвигуни власних потреб підбираються окремо під кожен тип електростанції, треба враховувати на якому виді палива працюють, який потужністю володіють агрегати. Вибираючи відповідне обладнання враховується склад і тактико-технічні характеристики електроспоживачів, потужність приводних механізмів, вимоги щодо надійності електропостачання.

Якщо потрібно регулювання частоти обертання в широкому діапазоні, то цілком підійдуть двигуни постійного струму або асинхронні двигуни, але тільки якщо передбачено тиристорне управління. Електродвигуни власних потреб вибирають ретельно і вже на місці довго ТЕЦтують. На електростанціях передбачено кілька ступенів напруги власних потреб: перша вища живить потужні електродвигуни, а друга нижча живить надійно малі електроспоживачі.

Глибокопазні і особливо двокліточні двигуни мають кращі пускові характеристиками в порівнянні з двигунами звичайного виконання.

При виборі потужності і типу електродвигуна дотримуються певні умови. Номінальна потужність електродвигуна повинна бути більше розрахункової потужності на валу механізму; номінальні частоти обертання двигуна і механізму повинні бути узгоджені (з установкою в разі необхідності редуктора); розвивається електродвигуном момент повинен забезпечувати підвищення частоти обертання механізму до номінальної при допустимому перегрів обмоток.

Слід враховувати, однак, що електродвигуни власних потреб постійно удосконалюються. Все ширше застосовується для високовольтних обмоток термореактивна ізоляція, що покращує параметри двигунів і підвищує їх надійність. Термореактивна ізоляція в перспективі полегшить перехід з напруги власних потреб 6 кВ на напругу 10 кВ. При виборі двигунів повинні враховуватися зміни в конструкції приводяться механізмів.

Ідеєю стартап-проекту є створення компанії яка надаватиме послуги з модернізації двигунів власних потреб тягодуттєвих механізмів що дозволятимуть підтримувати потрібний діапазон регулювання частоти та покращити умови самозапуску при короткочасних зниженнях або навіть повного зникнення напруги на шинах власних потреб.

Табл.5.1 Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Розробка компанії з заміни та модернізації двигунів власних потреб ТЕЦ з метою забезпечення надійної та	1. Введення в експлуатацію економічних тиристорних електроприводів з регулюванням продуктивності	Електроприводи дозволяють виключити дроселювання при регулюванні продуктивності тягодуттєвих агрегатів, реалізувати зону оптимальних ККД агрегатів, полегшити режими пуску і самозапуску.
безпечної роботи електростанції для безперебійного живлення споживачів, а також підтримання	2. Встановлення системи регулювання на основі асинхронізованого синхронного двигуна (АСД)	Підвищення надійності і економічності живлення, менша установлена потужність перетворювача частоти.

потрібного діапазону регулювання частоти обертання та підвищення надійності електропостачання споживачів ВП.	3. Модернізація приводу відповідальних механізмів системи власних потреб ТЕЦ	Економічна вигода, в зв'язку з компенсуванням втрати потужності енергоблоків, меншими експлуатаційними затратами.
--	--	---

Для того, щоб зрозуміти переваги заміни звичайних асинхронних двигунів на двигуни на базі АСД с тиристорним регулюванням проведено аналіз їх потенційних техніко-економічних переваг. Дані зведено до таблиці 5.2

Табл.5.2 Характеристики проекту

№ з/п	Техніко-економічні характеристики проекту	Концепції		Сторони проекту		
		Конкурент 1	Моє рішення	Сильна	Нейтральна	Слабка
		Асинхронні двигуни	АСД с тиристорним регулюванням			
1	Надійність	Висока	Дуже висока	+		
2	Полегшений режим самозапуску	Ні	Так	+		
3	Рівномірність регулювання частоти	Невисока	Висока		+	
4	Потребує потужного перетворювача частоти для	Так	Ні		+	

№ з/ п	Техніко-економічні характеристики проекту	Концепції		Сторони проекту		
		Конкурент 1	Моє рішення	Сильн а	Нейтра - льна	Слабк а
	регулювання обертів					
5	Динамічні характеристики	Середні	Високі	+		
6	Термореактивна ізоляція	Ні	Так	+		
7	Вартість заміни, грн	1900	2500	+		
8	Річні витрати на експлуатацію, грн/рік	~ 150 000 грн	~ 110 000 грн	+		

5.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Табл.5.3 Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Заміна відповідальних двигунів власних потреб	Розробка проекту, монтаж і наладка (Надання послуги)	наявні	доступні
2	Встановлення	Розробка проекту,	наявні	доступні

	тиристорного регулятора швидкості	монтаж і наладка (Надання послуги)		
--	-----------------------------------	------------------------------------	--	--

За результатами аналізу технологічної здійсненності ідеї проекту, реалізація даного проекту цілком можлива, за умови використання інвестиційних фондів чи кредитних коштів у сумі.

5.3. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Визначені ринкові можливості, які використовуються під час ринкового впровадження об'єкту.

Аналіз попиту: наявність попиту, обсяг, динаміка розвитку ринку; зображено в табл. 5.4

Табл.5.4 Попередня характеристика потенційного ринку

№ з/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
2	Загальна кількість модернізацій	~ 500-800
3	Кількість головних гравців, од	>4
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти з випереджаючими вимогами

Табл.5.5 Характеристика потенційних клієнтів

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп	Вимоги до споживачів товару
1	Введення в експлуатацію нових і	Генеруючі компанії ДТЕК, ОСР	Можливі додаткові затрати на	Монтаж обладнання з подальшим

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп	Вимоги до споживачів товару
	економічних систем електроприводу власних потреб станцій		модернізацію електроприводу споживачів ВП	гарантійним обслуговуванням та налагодженням тиристорної системи регулювання.
2	Підвищення надійності системи живлення механізмів власних потреб електричної станції	НАЕК «Енергоатом», ДТЕК, Обленерго, Укргідроенерго	Надання цільовим групам алгоритму для самостійної оцінки технічного стану АСД.	Монтаж обладнання з подальшим гарантійним обслуговуванням

Табл.5.6 Фактори загроз

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Конкуренція	Електроприводи асинхронно-вентильного каскаду	Можливий вибір в електроприводу на АВД
2	Складне обслуговування	Ремонт редуктора виконується лише заводом виробником	Вимоги для продовження гарантійного

			обслуговування
--	--	--	----------------

Табл.5.7 Фактори можливостей

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Значні обсяги модернізації	Велика прибутковість стартап-проекту	Під час реконструкції виконують значну модернізацію електроприводу споживачів власних потреб.
2	Технічні переваги перед всіма конкурентами	Конструкція системи при даному типі механізму повинна забезпечувати стійку та та забезпечувати надійну експлуатацію без проведення ремонту протягом усього терміну служби (25р)	Вибір типу приводу, для зменшення затрат на експлуатацію, підвищення надійності при груповому самозапуску двигунів

5.4. Фінансово-економічний аналіз встановлення двигунів власних потреб АСД.

Параметри подібних асинхронних двигунів зазвичай такі, що їх ресинхронізація після відновлення напруги при перервах живлення більш ніж

на 0,5 с в умовах групового самозапуску виявляється неуспішною, а швидке автоматичне зниження навантаження - неможливим.

Тому рекомендується впровадження більш досконалих і економічних тиристорних електроприводів з регулюванням продуктивності машин шляхом зміни їх швидкості. Такі електроприводи дозволяють виключити дроселювання при регулюванні продуктивності тягових агрегатів та циркуляційних насосів, реалізувати зону оптимальних ккд, полегшити режими пуску і самозапуску, зняти обмеження подібних режимів по частоті.

Успішність самозапуску повинна бути закладена на стадії проектування, для цього, крім іншого, необхідно правильно вибрати уставки технологічних і електричних захистів, розрахувати процес самозапуску, щоб виконувалися розрахункові умови успішності всього процесу, такі як початкова напруга і виконання певних умов.

Для виконання цих умов на великих ТЕЦ починають впроваджуються електроприводи за схемою асинхронно-вентильного каскаду, що дають помітну економію електроенергії. Рекомендується також більш проста і надійна схема регульованого приводу на основі асинхронізованого синхронного двигуна (АСД).

У порівнянні з асинхронно-вентильним каскадом схема з АСД є більш економічною, вимагає меншої встановленої потужності перетворювача частоти при одному і тому ж діапазоні регулювання частоти обертання тягодутьєвих механізмів.

5.4.1. Розрахунок основних фінансово-економічних показників проекту

Модернізації асинхронного приводу споживачів власних потреб станції власних потреб, на привід на основі АСД.

Інвестиції в систему асинхронного приводу – 1 900 тис. грн, а привід на основі АСД – 2 500 тис. грн. прийняті у подальшому як вартість основних засобів.

Експлуатаційні витрати, грн. /рік:

$$B_E = P_e \cdot K, \quad (5.1)$$

де $P_e = 0,1\%$ - для асинхронного приводу та $0,05\%$ - для приводу на основі АСД

K - сумарна вартість основних засобів, грн/рік

$$B_{E.AC} = 0.1 \cdot 150\,000 = 15\,000 \text{ грн/рік}$$

$$B_{E.ACД} = 0.05 \cdot 110\,000 = 5500 \text{ грн/рік}$$

Амортизаційні відрахування:

$$A = \frac{П - B_E}{T_n \cdot П} \cdot 100\% \quad (5.2)$$

де $П$ -первісна вартість двигуна;

$B_{л}$ – ліквідаційна або залишкова вартість;

T_n - амортизаційний період.

$$B_{Л.AC} = \frac{1\,900\,000 - 150\,000}{25 \cdot 1\,900\,000} \cdot 100\% = 3,7\%$$

$$B_{Л.ACД} = \frac{2\,500\,000 - 5500}{25 \cdot 2\,500\,000} \cdot 100\% = 4\%$$

Приведені затрати, грн./рік:

$$Z_e = E_n \cdot K + B_E,$$

(5.3)

де E_n – нормативний коефіцієнт дисконтування рівний 0,1.

$$Z_{E.AC} = 0.1 \cdot (150\,000) + 15\,000 = 30\,000 \text{ грн/рік}$$

$$Z_{E.ACД} = 0.1 \cdot (110\,000) + 5500 = 16\,500 \text{ грн/рік}$$

Табл.5.8 Економічне порівняння двох варіантів

	АС привід	АСД привід
К	1 900 000 грн	2 500 000 грн
Амортизація, %	3,7	4
Приведені затрати (Z_e)	30 000 грн/рік	16 500 грн/рік
Витрати на експлуатацію протягом 25 років	750 000 грн	440 000 грн

К – величина початкових інвестицій.

В даному випадку інвестором може бути НАЕК «ОБЛЕНЕРГО», на якому планується реконструкція приводу циркуляційних насосів ТЕЦ.

Розмір інвестицій складає 30 млн.грн, з яких:

- 25 млн. грн., вартість нового обладнання;
- 4,5 млн. грн., вартість монтажу;
- 1500 тис. грн., вартість обладнання для обслуговування.

Табл.5.9 SWOT – аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Технологічна перевага 2. Економічна перевага при довгому періоді експлуатації 3. Потребує меншу установлену потужність перетворювача частоти, більша економія енергії. 4. Допомогає виключити дроселювання при регулюванні 	<p>Слабкі сторони:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Високі стартові інвестиції 2. Імовірність конкуренції на ринку 3. Залучення кваліфікованого персоналу заводу виробника для технічного обслуговування 4. Необхідність встановлення додаткових захистів по мінімальній напрузі.
---	--

<p>потужності тягодутьєвих та циркуляційних механізмів дозволяючи реалізувати зону оптимальних ККД особливо відповідальних агрегатів станції</p> <p>5. Полегшені режими пуску, самозапуску, знімає обмеження подібних режимів по частоті</p> <p>6. Застосування більш новітньої термореактивної ізоляції</p>	
<p>Можливості:</p> <p>8. Зменшення ризику виникнення аварійних ситуацій на станціях та підстанціях</p> <p>9. Зниження затрат на експлуатацію</p> <p>10. Більш висока надійність живлення споживачів ВП, менший ризик втрати живлення особливо відповідальних агрегатів станції</p> <p>11. Безпека для персоналу що обслуговує, висока пожежобезпека.</p>	<p>Загрози:</p> <p>1. Можливий дефіцит фінансування через державне регулювання тарифів і прибутків в енергетиці, складність в пошуку інвестора</p> <p>2. Деякі компанії вибирають кількість, і первинну вартість, а не якість.</p>

Висновки :

В даному розділі магістерської дисертації розроблено стартап-проект заміни асинхронного приводу відповідальних споживачів власних потреб (ВП) на привід на основі АСД. Так як, багато двигунів ВП на станціях відпрацювали свій ресурс, то є можливість замінити їх на більш просте й надійне наступне покоління приводу на основі АСД. Така заміна істотно

підвищує надійність, умови пуску і самозапуску, надає кращі можливості регулювання, знижує витрати на технічне обслуговування споживачів ВП.

Для виходу на ринок, слід обрати технологію яка дозволяє виконувати заміну приводу під час ремонтних робіт, без необхідності проводити масштабну реконструкцію.

Є великі перспективи впровадження з огляду на потенційні групи клієнтів, стан конкуренції та конкурентоспроможності.

Подальше впровадження проекту є доцільним.

РОЗДІЛ 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях під час експлуатації високовольтного двигуна напругою 6 кВ

6.1. Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 2.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
ТЕЦ	Закрита енергоустановка, у межах населеного пункту	Окреме приміщення на поверхні землі	<i>особливо небезпечне приміщення</i>	Категорія Д
Двигун 6 кВ	Внутрішня ЕУ	Машинний зал електростанції	<i>приміщення з підвищеною небезпекою</i>	Категорія Д

Технічні характеристики вибраних у попередніх розділах проекту ЕУ надають у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Двигун 4А3М-3150/6000-Т4	Напруга	6 кВ
	Потужність	3150 кВА
	Маса	7 000 кг
	Габаритні розміри	160x292x206 см

	Кількість фаз	3
	Маркування	4А3М-3150/6000-Т4

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

Таблиця 2.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Монтаж двигуна 4А3М-3150/6000-Т4	Залізниця, механічна розгрузка	одноразово	8 осіб	Не менш як IV
Експлуатація двигуна 4А3М-3150/6000-Т4 (нагляд за роботою двигуна і введення та виведення з експлуатації згідно з вимогами ПТЕ)	Не потрібна	періодично впродовж усього року	2 особи	Не менш як IV

6.3. Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 2.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
1	2	3
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість Швидкість вітру	(16...26) °С (60...40) % 0.03-0,04 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	більше 10 кг постійні переміщення (291...349) (Вт·год) III категорія
Напруженість праці	Тривалість <i>зосередженого спостереження</i> Тривалість <i>активних дій</i> Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	60 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 один 50 % робочого час III категорія
Освітлення: природне штучне	Коефіцієнт природного освітлення, % Освітленість, лк	3 % 200-500 лк
Робоча напруга	Напруга кВ	6 кВ

Шум Ультразвук	Рівень звуку дБА, середня геометрична частота октавних смуг, Гц Рівень звукового тиску, дБ, довжина хвилі, мкм	107 дБА 69-107 дБ 31.5-8000 мкм
Електромагнітне поле	Напруженість електричного поля, кВ/м Напруженість магнітного поля, кА/м	0.6 кВ/м 1 кА/м
Атмосферний тиск	У робочій камері, атм,	1 атм

6.4. Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 2.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	6 кВ	6 В
Напруженість електричного поля	0.6 кВ/м	0.5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	1 кА/м	0.9 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	107 дБА	85 дБА

Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії
-------------------	----------------------

6.5. Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 2.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Знак безпеки	Плакати безпеки за місцевими умовами	На панелі живлення «не вмикати ,працюють люди»
Огороджувальний засіб	Огорожа двигуна	Сітчаста, висота 1.8 м, механічне блокування входу
Організаційні заходи з електробезпеки		
Тривалість і порядок виконання робіт	Позмінна робота	Не більше 8 год на день
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги.	Наряд-допуск
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Шум	Звукоізоляція приміщення	Плити з мінеральної вати, товщина 5 мм.
Віброізоляція	Зменшення рівня радіації установки	Залізобетонна плита завтовшки 100...200мм

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

Таблиця 2.7. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або	Гарантовани	Технічні
---------	-------------	-----------	-------------	----------

		маркування. Модель. Матеріал.	й термін використанн я	характеристики
Захисни й одяг	Костюм для захисту від загальних виробничих забруднень	Комбінезон «Слюсар»	2 роки використанн я	За температури повітря до мінус 25 °С
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Черевики.	12 місяців	Шкіряні на маслобензостійкі й підшві AV 4060/1
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска діелектричн а	2 роки	Під час всіх робіт
Захист очей	Захист від електричної дуги та овипромінюванн я	Закриті подвійні окуляри.	2 роки	Під час робіт в ЕУ

Таблиця 2.8. Перелік електрозахисних засобів при введенні двигуна в експлуатацію

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
1	2	3	4

Електрозахисний засіб індивідуального захисту Вимірювальний прилад	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 35 кВ	Підключення ЕУ після монтажу. Періодичні випробування - що 6 місяців
Вимірювальний прилад	Індикатор напруги марки «Ітон-6)	Для робіт з напругою до 10 кВ.	Періодичні випробування – що 2 роки
Захисні пристосування	плакати безпеки.	Виконання робіт	0,4 – 10 кВ

6.7. Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 2.9. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Відповідна зона в електроприміщенні	П-2	Наявність горючого пилу рідини або твердої речовини
Захисне заземлення	Опір заземлення-3.92 Ом	Зниження напруги непрямого дотику і напруги дотику до безпечних значень
Пожеже тушіння	Автоматична система пожеже тушіння	Ємність, установка до розпилення , сповіщувач, оповіщувач
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина	У приміщенні, розміщено в коридорах

	струмені – 5м	через 70 м.
Організаційні		
Перевірка ізоляції	Вимоги до ізоляції	Відповідно до вимог
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 «КОМБез»,	Багаторазового використання. Термін зберігання – 2 роки
Протигаз	М98 «Scott» з фільтром ХС від монооксиду вуглецю.	Температура зберігання – від 30 °С до 170 °С. Термін зберігання – 15 років

6.8. Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації

Розрахунок захисного заземлювального пристрою двигуна напругою 6кВ

1. Вихідні дані для розрахунку заземлення

$U_y=6$ кВ

$I_{зз}=35$ А

$P=3150$ кВА

Ґрунти-чорнозем

$T_c=50$ мс

2 Попередні Розрахунки

2.1 Визначення допустимого опору

Приймаємо величину $R_{доп}$ залежно від напруги: для 6 кВ- $R_{доп}=4$ Ом

2.2 Визначення опору природних заземлювачів

Оскільки природні заземлювачі відсутні то $R_{доп} \leq R_{ш}$

3 Вибір методу розрахунку штучних заземлювачів

Далі визначаємо опір штучного ЗП $R_{ш}$

Для розрахунку штучних заземлювачів використовуємо метод коефіцієнта використання електродів.

4.1 Вибір виду і розміщення заземлювачів

Конструкцію ЗП створюють сукупністю вертикальних заземлювачів (ВЗ), які електрично з'єднані за допомогою горизонтального заземлювача (ГЗ).

Застосовуємо вертикальні електроди, сполучені горизонтальним електродом, які розміщують у низку.

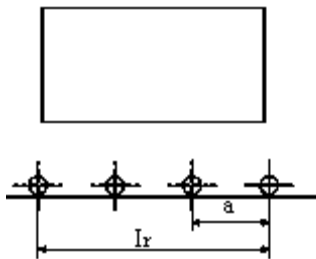


Рис. 1. План розміщення електродів заземлювач

4.2 Вибір металоконструкції заземлювача

Вертикальні електроди виконуємо так: сталеві труби діаметром 35 мм з товщиною стінок 3,5 мм і довжиною 3м;

4.3 Визначення розрахункового питомого опору ґрунту

Для з'єднання вертикальних електродів застосовуємо горизонтальні електроди, які виконуються зі сталі круглого перерізу діаметром 35 мм, довжиною 10 м

Згідно табл. 3 обираємо питомий опір $\rho_{табл} = 30$ Ом · м

$$\rho_{\text{розрвз}} = \rho_{\text{табл}} + \psi_1 = 30 \times 1.3 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{\text{розргз}} = \rho_{\text{табл}} + \psi_1 = 30 \times 3.5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

4.4 Вибір розміщення заземлювачів відносно поверхні землі



Рис. 2. Розміщення ВЗ у ґрунті ,переріз ВЗ

l_1 – довжина вертикального заземлювача (стержня або труби); t_0 – глибина закладання вертикального заземлювача; t – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача; d – діаметр вертикального заземлювача; b – розмір боку кутника.

4.5 Розрахунок опору розтікання струму вертикального заземлювача

Опір розтікання струму одного ВЗ, який розміщено біля поверхні ґрунту, визначаємо за формулою

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розвз}}}{2\pi l_1} \times \ln\left(\frac{4l_1}{d}\right) = \frac{39}{2\pi \times 3} \times \ln\left(\frac{4 \times 3}{0.035}\right) = 12.07 \text{ Ом}$$

Оскільки $R_{B1} > R_{\text{ш}}$ потрібно паралельно сполучити декілька вертикальних електродів

4.6 Визначення потрібної кількості вертикальних електродів

Потрібну кількість вертикальних електродів визначаємо за формулою:

$$n^1 = R_{B1} / (R_{\text{ш}} \times \eta)$$

приймаємо $a = 1$, тоді

$$n_1^1 = R_{B1} / (R_{\text{ш}} \times \eta) = 12.07 / 4 \times (1/3) = 9.14$$

За таблицею фактичне значення $\eta_{\phi} = 0.74$ отже

$$n^1 = R_{B1} / (R_{\text{ш}} \times \eta) = 12.07 / 4 \times 0.74 = 4.0777$$

$$n = 4, \eta_{\text{ве}} = 0.77$$

4.7 Визначення довжини горизонтального електроду

$$l_1 = 10 \text{ м}, a/l_1 = 1$$

$$l_r = a(n - 1) = 10(4 - 1) = 30 \text{ м}$$

$$\eta_{re} = 0.80$$

4.8 Визначення опору струму розтікання горизонтального заземлювача

$$R_r = \frac{\rho_{розргз}}{(2\pi l_r)} \times \ln\left(\frac{l_r^2}{d_r \times t_r}\right) = \frac{105}{(2\pi 30)} \times \ln\left(\frac{30^2}{0.035 \times 1.5}\right) = 5.43 \text{ Ом}$$

$\rho_{розргз}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_r – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; d – діаметр ГЗ, м.

4.9 Визначення еквівалентного опору струму розтікання штучного заземлювального пристрою

$$R_{шт}^1 = \frac{R_r \times R_{в1}}{(R_{в1} \times \eta_{re} + R_r \times n \times \eta_{ве})} = \frac{5.43 \times 12.07}{(12.07 \times 0.8 + 5.43 \times 4 \times 0.77)} \\ = 3.92 \text{ Ом}$$

Де $\eta_{ве}$ – фактичний коефіцієнт екранування ВЗ, який визначено у п. 4.7; η_{re} – коефіцієнт використання ГЗ з урахуванням ВЗ

$$R_{шт}^1 \leq R_{ш}$$

4.10 Визначення еквівалентного опору захисного заземлювального пристрою

$$R_3^1 = R_{шт}^1$$

Отже

$$R_3^1 \leq R_{доп}$$

4.11 Креслення загального виду захисного заземлення

До захисного заземлення підключені всі електроустановки напругою 6 кВ

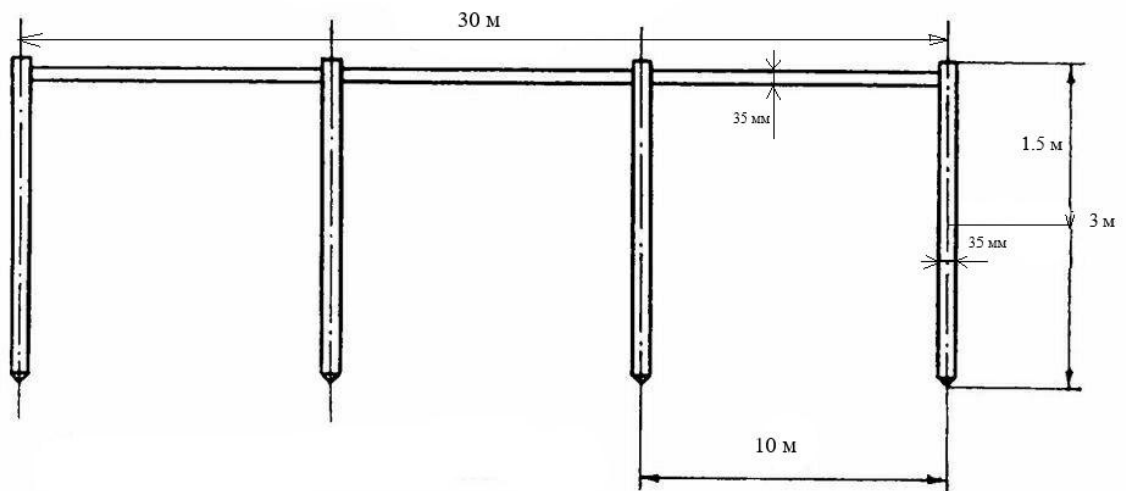
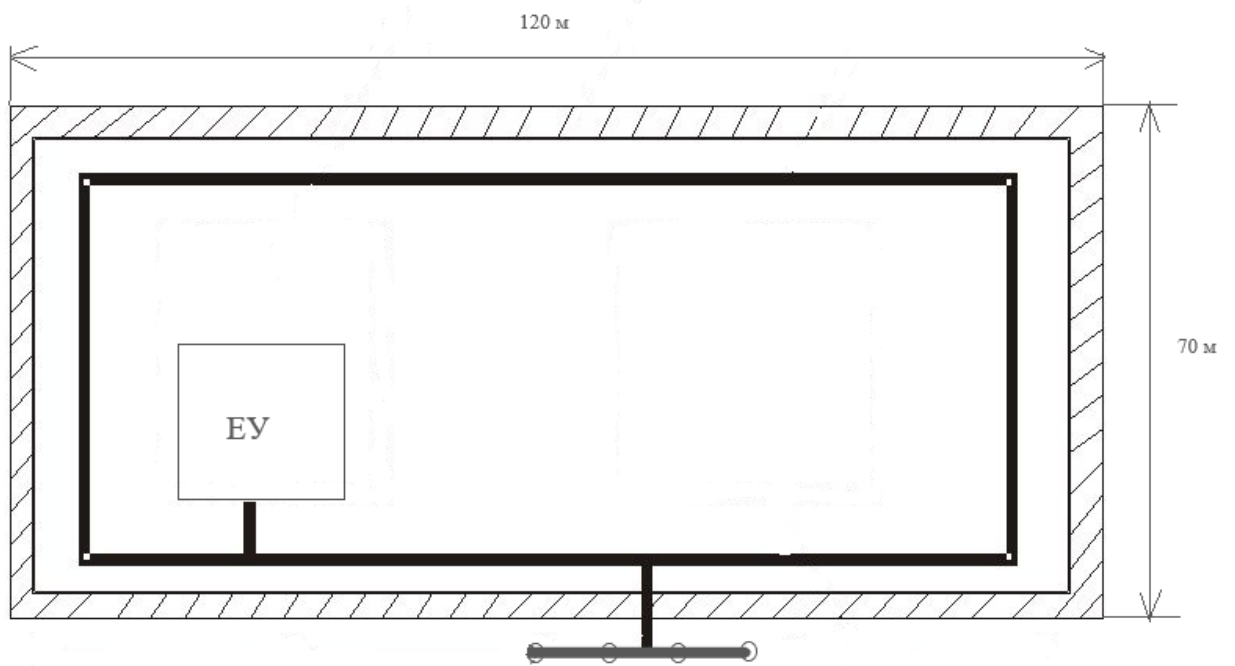


Рис. 3. Загальний вид захисного заземлення

Висновки :

У даному розділі розглянуто питання безпечного монтажу та експлуатації двигуна 4А3М-3150/6000-Т4 та створення належних умов праці для робітників. Проаналізовано небезпечні та шкідливі фактори під час

експлуатації обладнання та запропоновані заходи та засоби захисту, для уникнення дії цих факторів на працівників. Були розглянуті організаційні та технічні заходи для безпечної експлуатації двигуна а також вибраний комплект електрозахисних засобів.

Видача нарядів і розпоряджень, допуск, нагляд під час робіт, переведення на інше робоче місце, перерви в роботі і закінчення виконуються відповідно до "Правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок". Підготовку робочого місця виробляє оперативний персонал з виконанням необхідних відключень, вжиття заходів щодо недопущення самовільних включень, створення видимих розривів, установки переносних або стаціонарних заземлювачів.

Список використаної літератури

1. 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
2. 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.Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергия, 1978.– 456 с.
- 3.Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергия, 1980. – 600 с.
- 4.Методические указания по курсовому и дипломному проектированию. Раздел «Расчет токов короткого замыкания». К.: КПИ, 1981. – 36 с.
- 5.Методичні вказівки до виконання бакалаврської роботи. К.: ІВЦ “Політехніка”, 2001.
- 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. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
9. Сыромятников И.А. Режимы работы синхронных и асинхронных электродвигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
10. Ветров В.И. Режимы основного оборудования. – Н.: НГТУ, 1993.
11. Собственные нужды тепловых электростанций. /Под ред. Ю.М. Голоднова. М.: Энергоатомиздат, 1991.
12. Ветров В.И., Ерушин В.П., Тимофеев И.П. Электромеханические преобразователи, диагностика и защита. Н.: НГТУ, 2000.
13. Петров Г.Н. Электрические машины. – М.: Энергия, 1979 – Ч. 1.

14. Голоднов Ю.М. Самозапуск электродвигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
15. Важнов А.И. Электрические машины. – Л.: Энергия, 1969.
16. Сыромятников И.А. Режимы работы синхронных и асинхронных двигателей. – М.: Энергия, 1984.
17. Ветров В.И. Анормальные режимы электродвигателей (монография). – Новосибирск, 1995
18. Григорьева В.А., Зорина В.М. Тепловые и атомные электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 531 с.
19. Бурковский А.Н., Снопик Л.Ф. Расчет полезной мощности взрывозащищенных асинхронных двигателей серии ВВР в повторно-кратковременных режимах работы. // Электротехническая промышленность. Электрические машины. - 1998.- № 3 (85).- С.8-10.
20. Савин Б.В., Ширнин И.Г. Исследование и разработки взрывозащищенных асинхронных двигателей мощностью 0,25-2000 кВт. //Электротехническая промышленность. Электрические машины. – 1977, № 10 (80)- С.7-8.
21. 7. Жилин Б.В. Применение статических источников реактивной мощности в целях оптимизации режима распределительных сетей: дис. ... канд. техн. наук. М., 1986. 173 с
22. Styskin A.V., Urazbahtina N.G., Shurtaeva O.K. Issledovanie samozapuska asinhronnogo dvigatelja na imitacionnyh modeljah // Jenergeticheskie i jelektrotehnicaske sistemy: mezhvuz. sb. nauch. tr. Magnitogorsk: Magnitogorsk.gos.tehn. un-t im. G.I. Nosova, 2015. Vyp. 2. S. 195–204.
23. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций
У.К.Карбангалиев
24. Особенности пуска и самозапуска электродвигателей
Собственных Нужд В.В. Шевченко с. 226 2010 р.

Список використаної літератури охорона праці

1. НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок

2. ДСТУ 12.1.038-82 ССБТ. Електробезпека. Гранично допустимі значення напруг дотику і струмів.
3. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
4. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультрвуку та інфразвуку.
5. ДБН А.3.2-2-2009. Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення.
6. НПАОП 0.00-1.15-07 Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті.
7. Правила улаштування електроустановок.. (ПУЕ – 2006), введений з 2007 – Харків: Форт, 2010. – 736 с.
8. НПАОП 40.1-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів
9. ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту 178від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання.
10. НАПБ В.01.034-2005/111 Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України
11. ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
12. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
13. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р.