

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ С.О Кудря
(підпис)

“ ____ ” _____ 2020 р.

**Дипломний проект
освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр»**

з напрямку підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології
на тему: Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи
асинхронних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі
потужністю 220 МВт

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-п71

ГОРДІЄНКО ОЛЕКСАНДР МИКОЛАЙОВИЧ

(підпис)

Керівник

доцент, к.т.н. Денисюк П.Л..

(підпис)

Рецензент

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут ім. Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра відновлюваних джерел енергії
Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр
Напрямок підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис) С.О. Кудря

«___» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
ГОРДІЄНКО ОЛЕКСАНДРУ МИКОЛАЙОВИЧУ

1. Тема проекту: Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 220 МВт
керівник проекту: Денисюк П.Л. доцент, к.т.н.
затверджені наказом по університету від “ 17 ” 03 2020 року № 1363-с
2. Строк подання студентом проекту 30 травня 2020 року.
3. Вихідні дані до проекту 1) Сумарна потужність електричної станції 220 МВт; 2) Потужність генераторів збірних шин 120 МВт; 3) Напруга РП збірних шин – 10,5 кВ; 4) Потужність місцевого навантаження 90 МВт; 5) Потужність розрахункового відгалуження 4,3 МВт; 6) Кількість відгалужень лінії місцевого навантаження 22; 7) Потужність, що видається в мережу 110 кВ – 105 МВт 8) Граничний струм КЗ на шинах приєднання 26,5 кА; 9) напруга енергосистеми – 220 кВ;
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік завдань, які потрібно розробити)
1) вибір головної схеми електричних з'єднань станції: виконати техніко-економічне обґрунтування структурної схеми електростанції та вибрати генератори і трансформатори; вибрати схеми електричних з'єднань розподільчих пристроїв; вибрати трансформатори та схему електропостачання власних потреб електро станції; 2) розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) та вибір електричних апаратів: виконати розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ; вибрати комутаційні апарати, за умовами нормального режиму та перевірити їх за результатами розрахунку струмів к.з.; 3) спеціальний розділ: дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів ВП ТЕЦ;
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1- однолінійна головна схема електричних з'єднань ТЕЦ; 2 – схема власних потреб блоку потужністю 100 МВт 3- Вплив зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб;

6. Дата видачі завдання 17 лютого 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Техніко-економічне обґрунтування структурної схеми станції	27.03.20р	
2.	Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	3.04.20р	
3.	Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб	10.04.20р	
4.	Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб	17.04.20р	
5.	Розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ та вибір електричних апаратів	20.04.20р	
6.	Розрахунок струмів к.з. на ПЕОМ	24.04.20р	
7.	Вибір електричних апаратів	1.05.20р	
8.	Спеціальний розділ	22.05.20р	
9.	Представлення закінченої та оформленої роботи керівнику	30.05.20р	

Студент

(підпис)

Гордієнко О.М.

Викладач

(підпис)

Денисюк П.Л.

Пояснювальна записка
до дипломного проекту

на тему: Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 220 МВт

Київ – 2020 рік

Відомість дипломного проекту

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Пояснювальна записка	93	
4	A1	ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ТК1	Схема електричних з'єднань ТЕЦ потужністю 220 МВт	1	
5	A1	ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ТК2	Схема власних потреб блоку потужністю 100 МВт	1	
6	A1	ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ТК3	Вплив зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб	1	

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ВДП			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гордиенко О.М.			Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб теплоелектроцентралі потужністю 220 МВт Відомість дипломного проекту	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Денисюк П.Л.					5	93
						НТУУ «КПІ ім. Сікорського» кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-п71		
Н. Контр.		Матеєнко Ю.П.						
Затверд.		Кудря О.С.						

Реферат

Дипломний проект складається з пояснювальної записки на 93 сторінках.

У даному дипломному проекті розглянута електрична станція потужністю 220 МВт проведено техніко-економічне обґрунтування вибору структурної схеми електричної станції, у результаті якого вибрана головна схема електричних з'єднань.

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

В якості спеціального питання викладачем була задана тема: “ Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб ТЕЦ”.

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Summary

The diploma project is stocked up with explanatory notes on 93 pages.

This graduation project has an electrical station of 220 MW needed, technically and economically loaded the vibration of the structural diagram of the electrical station, the result of such a vibran is the main electrical circuit.

The rosarachun of streams of short hiccups is scanned, for the results of a kind of bulo vibrano and re-commutation of electrical equipment.

In the capacity of special supply for the bool, the theme was set: “To get the most out of the way of running on asynchronous motor robots in the power supply system of the thermal power plant”.

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Вступ	11
1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	13
1.1. Вибір структурної схеми ТЕЦ	14
1.2. Вибір основного електрообладнання ТЕЦ	17
1.2.1. Вибір турбогенераторів	17
1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку	18
1.2.3. Вибір блочних трансформаторів	20
1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку	21
1.2.5. Вибір секційного реактору	24
1.3. Техніко - економічне порівняння варіантів структурних схем станції	27
1.4. Вибір схем електричних з'єднань електричних апаратів	32
1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП – 110	32
1.4.2. Вибір електричної схеми ГРП – 10,5.....	34
1.4.3. Вибір трансформаторів та схеми електропостачання ВП.....	35
Висновки до розділу 1.....	39
2. Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка комутаційного обладнання	40
2.1. Розрахунок параметрів заступної схеми з розрахунком внутрішнього опору ЕЕС.....	41
2.1.1. Складання розрахункової схеми	46
2.2 Розрахунок опору системи.....	44
2.1.1. Розрахунок еквівалентного опору станції відносно точки К2.....	44
2.1.2. Розрахунок опору системи.....	47
2.3. Розрахунок струмів к.з. методом розрахункових кривих.....	48
2.3.1. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги.....	48
2.4. Вибір вимикачів та роз'єднувачів на основі типових кривих.....	57

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Гордієнко О.М.			Дослідження впливу зміни напруги на режим роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб ТЕЦ потужністю 220 МВт	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Денисюк П.Л.					8	93
Н. Контр.		Матєєнко Ю.П.				НТУУ «КПІ ім. Сікорського» кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-п71		
Затверд.		Кудря С.О.						

2.5. Розрахунок струмів к.з. від системи.....	57
2.5.1. Розрахунок струмів к.з. від генератора.....	59
2.5.2. Вибір вимикача генератора.....	60
2.5.3. Вибір вимикача на стороні РУ ВН 220 кВ	63
2.5.4. Вибір вимикача за лінійним реактором	66
2.5.5. Вибір роз'єднувача в колі з місцевим навантаженням.....	68
Висновки до розділу 2.....	70
3. Спеціальний розділ: Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб.....	71
3.1. Аналіз пошкоджуваності асинхронних двигунів власних потреб.....	72
3.2. Вплив зміни напруги на роботу асинхронних двигунів.....	77
3.3. Розрахунок впливу зміни напруги на режими роботи АД ВП	81
3.3.1. Схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт	81
3.3.2. Вибір предмету дослідження.....	81
3.3.2. Розрахунок впливу зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна ВДН 170-49/10 блока 100 МВт.....	82
Висновки до розділу 3.....	87
Загальний висновок.....	88
Список використаної літератури	89
Додаток	90

Перелік скорочень та умовних позначень

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

1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб ТЕЦ потужністю 220 МВт Вибір головної схеми електричних з'єднань станції	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробник	Гордієнко О.М.						13	93
Керівник	Денисюк П.Л.							
Н. контр.	Матеєнко Ю.П.							
Зав. Каф.	Кудря С.О.					НТУУ «КПІ ім. Сікорського» кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-п71		

2. Розрахунок струмів КЗ та перевірка комутаційного обладнання

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробник.	Гордієнко О.М.				Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб ТЕЦ потужністю 220 МВт Розрахунок струмів короткого замикання на перевірка комутаційного обладнання.	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Денисюк П.Л.						40	93
						НТУУ «КПІ ім. Сікорського» кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-п71		
Н.Контр.	Матеєнко Ю.П.							
Затверд.	Кудря С.О.							

3. Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб ТЕЦ потужністю 220 МВт. Дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронних двигунів в системі власних потреб	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробник	Гордієнко О.М.						71	93
Керівник	Денисюк П.Л.							
Н. контр.	Матеєнко Ю.П.					НТУУ «КПІ ім. Сікорського» кафедра ВДЕ, ФЕА, гр. ЕТ-п71		
Зав. Каф.	Кудря С.О.							

ВСТУП

Електростанції - це підприємства або установки, призначені для виробництва електричної енергії.

Провідні ролі складають електричні підстанції - електроустановки, які призначені для перетворень і розподілу електричної та теплової енергії.

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

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

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

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

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

комплексному вигляді тенденції до розвитку електричних та енергетичних комплексів.

Ціллю проектування станції являється:

1) створення та перевірка загальних та спеціальних умов виробництва і передачі електроенергії щодо графіка навантаження, який є попередньо відомим;

2) забезпечення високої надійності в роботі електричного обладнання;

3) виконання всіх умов, які стосуються якості електроенергії;

4) зменшення фінансових витрат на будівництво установок, зменшення щорічних витрат на їх експлуатацію.

Вихідні дані для розрахунку:

1	Потужність електричної станції, МВт	220
4	Потужність розрахункового відгалуження, МВт	4,3
5	Кількість ліній місцевого навантаження, шт.	22
6	Потужність, що видається в мережу 110кВ, МВт	105
7	Граничний струм КЗ на шинах 220 кВ приєднання електричної станції до системи, КЗ системи,кА	26,5

Титулка розділу 1

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.1. Вибір структурної схеми ТЕЦ

При виборі структурної схеми потрібно врахувати наступні правила:

- 1) Найбільш економічний режим роботи електростанції – блочний.
- 2) Місцеве навантаження повинне бути забезпечене енергією, яка виробляється на збірних шинах.

Електрична схема станції повинна задовольняти наступні вимоги:

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

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

Перевагою схеми з двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою перевагою є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочою системою

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

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

Структурні схеми обох варіантів подані нижче, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої напруги РП і нижчої ГРП, місцеве навантаження Р_{мн}, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3, а також автотрансформатор АТ.

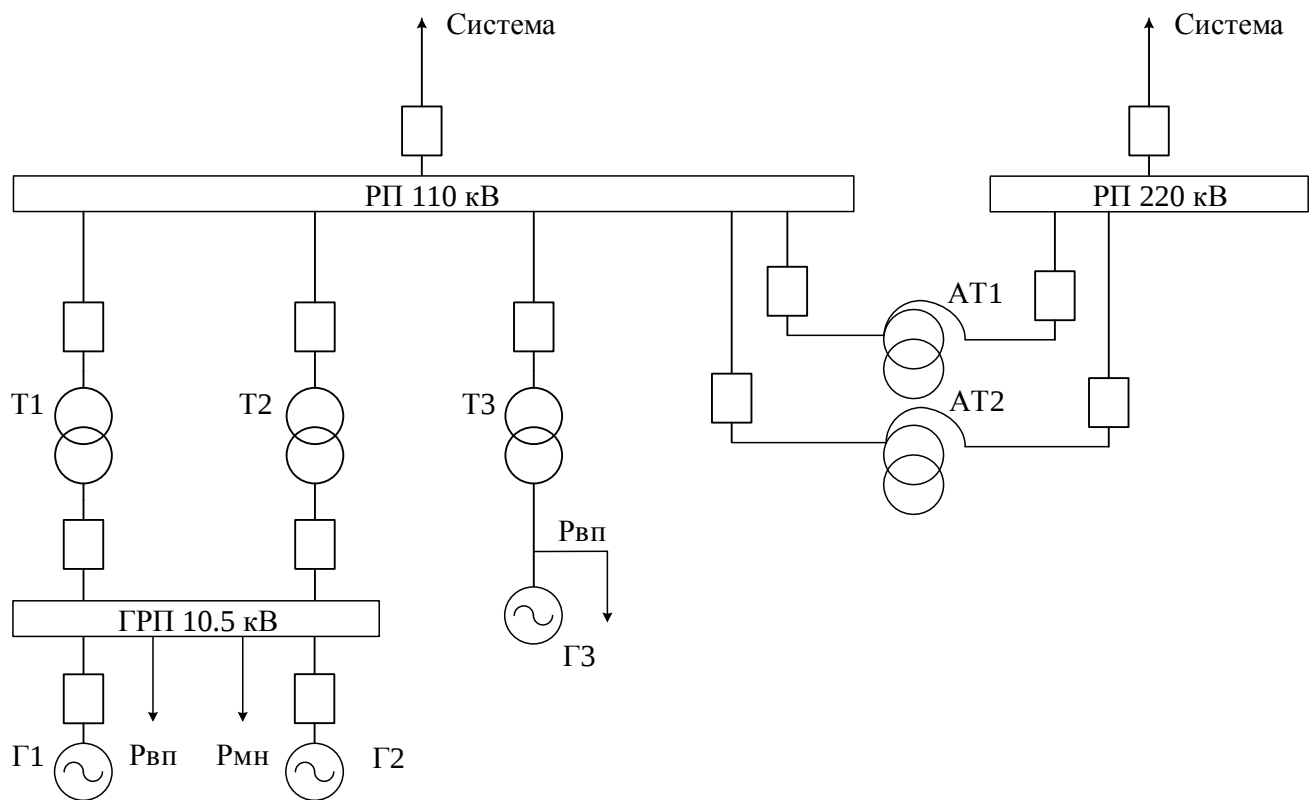


Рис. 1.1. Структурна схема першого варіанту

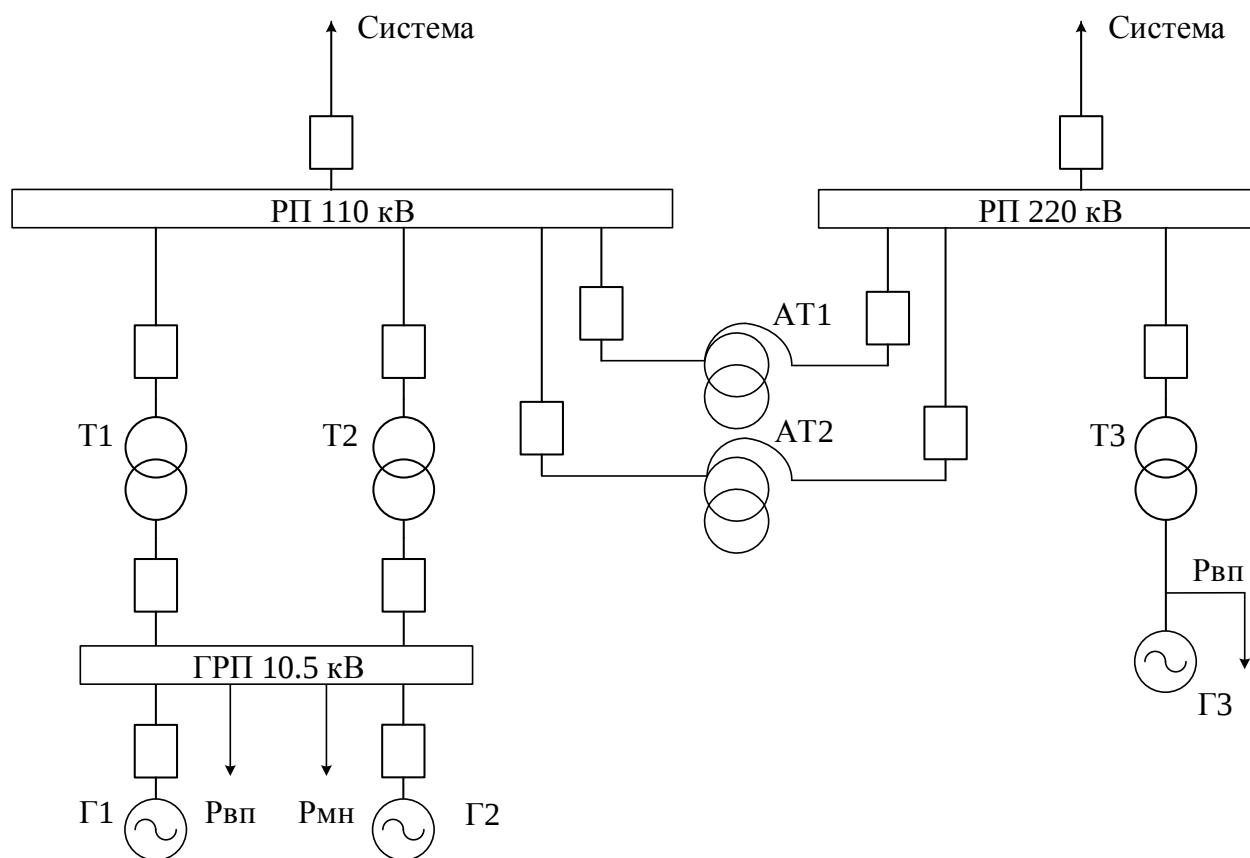


Рис.1.2. Структурна схема другого варіанту

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист

16

1.2 Вибір основного електрообладнання ТЕЦ

1.2.1 Вибір турбогенераторів

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, блоковий трансформатор Т3, а також автотрансформатори АТ1 та АТ2. У першому варіанті два генератори по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 100 МВт приєднаний за блоковим принципом до РП 110 кВ. У другому варіанті два генератори по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП, один генератор 100 МВт приєднаний до РП 220 кВ за блоковим принципом.

Тому вибираємо два генератора типу ТВФ–63-2У3. Для роботи в блоці вибираємо один генератор типу ТВФ-120-2У3, основні параметри яких представлені в Табл. 1.1:

Таблиця 1.1. Номінальні характеристики генераторів

№ п/п	Параметри	ТВФ–63-2У3	ТВФ–120-2У3
1	$n_{\text{ном}}$, об/хв	3000	3000
2	$S_{\text{ном}}$, МВ · А	78,75	125
3	$P_{\text{ном}}$, МВт	60	100
4	$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5	10,5
5	$\cos(\varphi)_{\text{ном}}$	0,8	0,8
6	I , кА	4,33	6,875
7	Схема обмоток статора	Y	Y Y
8	x_d'' , В. О.	0,153	0,192
9	Вартість, тис грн.	3301,58	4444,44

Вибір кількості генераторів, що працюючих на збірні шини залежить від потужності місцевого навантаження та необхідності забезпечення власних потреб. Вибір кількості генераторів відбувається за умови:

$$P_{\text{мн}} \leq \left(\sum P_{\text{Н}} - P_{\text{ВП}} \right)$$

Забезпечення власних потреб визначається: $P_{\text{ВП}} = 10\% \times P_{\text{НГ}}$

Отже, для покриття даного навантаження обираємо 2 генератора потужністю 63 МВт.

1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку

При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні та мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечення живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ГРУ. З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи та генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Виходячи з вимог надійності електропостачання місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатора зв'язку.

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

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

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

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 1.2. Перетоки потужності

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Нормальний режим	Режим мінімального навантаження	Аварійний режим
1	Виробництво	МВт	120	120	60
2	Споживання на власні потреби	МВт	12	12	12
3	Місцеве навантаження	МВт	90	63	90
4	Перетік	МВт	18	45	-42

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{45}{2 \cdot 0.85} = 26.706 \text{ (МВА)}$$

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

Таблиця 1.3. Номінальні характеристики трансформатора ТДЦ-40000/110

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДЦ-40000/110		
2	Номінальна потужність	МВА	S _{ном}	40
3	Напруга короткого замикання трансформатора	%	U _к	10,5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	U _{ВН}	115
6	Напруга обмотки НН	кВ	U _{НН}	10,5
7	Втрати х.х	кВт	ΔP _{хх}	34

8	Втрати к.з	кВт	$\Delta P_{кз}$	170
9	Струм х.х	%	$I_{хх}$	0,55
10	Ціна, тис.грн	1257,6		

Для 1-го і 2-го варіантів тип трансформаторів зв'язку буде однаковим.

1.2.3 Вибір блочних трансформаторів

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Такий зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 10,5 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

При блочній схемі з'єднання генератора з трансформатором він повинен забезпечити видачу потужності генератора в мережу підвищеної напруги за мінусом потужності навантаження, підключеного на генераторному відгалуженні [2, с. 40].

Для генератора 100 МВт:

На відгалуженні від блоку приєднане тільки навантаження власних потреб

$$S_{TPrораз} = \frac{P_{номГ} - P_{ВП}}{\cos\varphi_{Г}} = \frac{100 - 10}{0,85} = 105,882 \text{ (МВА)}$$

Обираємо серед трансформаторів, той, що відповідатиме умовам. Звірившись з графіком навантажувальної здатності трансформатора [5, с. 55], як висновок обираємо трансформатор ТДЦ-125000/110 для першого варіанта і ТДЦ-125000/220 для другого варіанта. Номінальні параметри вибраних трансформаторів наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4. Номінальні параметри блочних трансформаторів

№	Умовне позначення	Тип трансформатора	
		ТДЦ-125000/110	ТДЦ-125000/220
1	S_H , МВА	125	125
2	U_K , %	10,5	11
3	ΔP_{XX} , кВт	85	90
4	ΔP_{K3} , кВт	420	380
5	Ціна, тис. грн.	3668	4873

1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку

Розрахункову потужність АТР зв'язку, включених між РП вищої і середньої напруги (Рис.1.6,б) визначають, аналізуючи перетоки потужності між цими РП в нормальному і аварійному режимах. Зокрема, необхідно аналізувати відключення одного з блоків, приєднаних до РП СН. При виборі числа АТР зв'язку враховують: по-перше, необхідну надійність електропостачання споживачів мережі СН; по-друге, допустимість ізольованої роботи блоків на РП СН.

Якщо порушення зв'язку між розподільчими пристроями ВН і СН спричиняє порушення постачання електроенергією споживачів, або виявиться, що мінімальне навантаження мережі СН нижче технічного мінімуму потужності блоків, що відокремилися, то в цьому випадку передбачають два АТР зв'язку [2, с. 42]

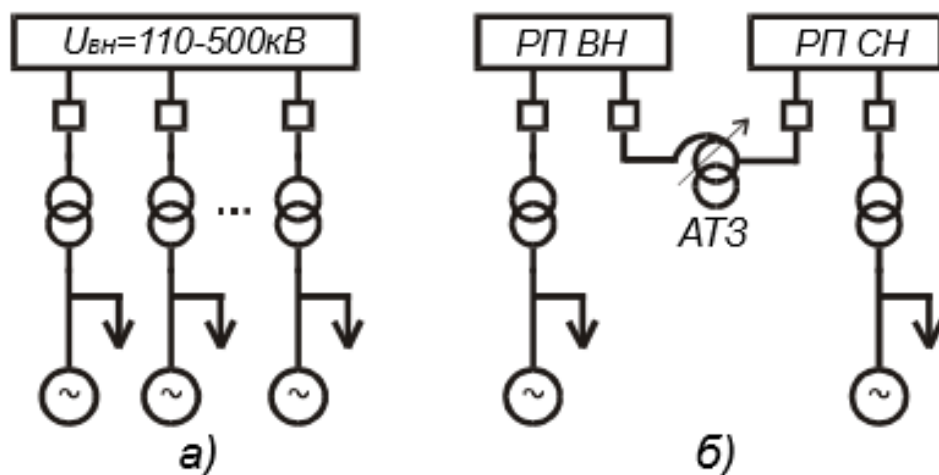


Рис 1.6. Структурні схеми електростанцій районного типу. а – з одною підвищеною напругою; б – з окремим автотрансформатором зв'язку АТЗ між РП високої та середньої напруги

Вибір автотрансформатора здійснюється по перетоку потужності через нього в різних можливих режимах роботи. Для вибору автотрансформатора зв'язку розглянемо 3-ри режима:

- режим максимального навантаження шин 220 та 110 кВ;
- режим мінімального навантаження шин 220 та 110 кВ;
- аварійний режим (вихід з ладу 1 турбогенератора на генераторній напрузі).

Розглянемо варіанти.

Для першого варіанта схеми:

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{наг}}} = \frac{220}{0,8} - \frac{105 + 90 + 22}{0,85} = 19.706 \text{ (МВА)}$$

Режим мінімальних навантажень:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{наг}}} = \frac{220}{0,8} - \frac{105 + 63 + 22}{0,85} = 51.471 \text{ (МВА)}$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{МН} + P_{ВП}}{\cos\varphi_{наг}} = \frac{120}{0,8} - \frac{105 + 90 + 22}{0,85} = -105.294 \text{ (МВА)}$$

Найбільше навантаженням АТ відбувається при аварійних навантаженнях:

$$S_{розрахАТ} = |S_{ав}| = 105.294 \text{ (МВА)}$$

Для першої схеми обираємо автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-125000/220/110, параметри якого занесені до табл.1.5

Таблиця 1.5. Параметри автотрансформатора зв'язку АТДЦТН-125000/220/110

№	Параметр	Значення
1	SH, МВА	125
2	UBH, кВ	230
3	UCH, кВ	121
4	UHH, кВ	20
5	ΔРХХ, кВт	65
6	ΔРКЗ, кВт	315
7	ІХХ, %	0,4
8	Вартість, тис. грн.	3721,2

Для другого варіанту схеми:

Нормальний режим:

$$S_{норм} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{МН} + P_{ВП}}{\cos\varphi_{наг}} = \frac{120}{0,8} - \frac{105 + 90 + 12}{0,85} = -93.529 \text{ (МВА)}$$

Режим мінімальних навантажень:

$$S_{мін} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{МН} + P_{ВП}}{\cos\varphi_{наг}} = \frac{120}{0,8} - \frac{105 + 63 + 12}{0,85} = -61.765 \text{ (МВА)}$$

Аварійний режим:

$$S_{ав} = \frac{P_{Г}}{\cos\varphi_{Г}} - \frac{P_{110} + P_{МН} + P_{ВП}}{\cos\varphi_{наг}} = \frac{60}{0,8} - \frac{105 + 90 + 12}{0,85} = -168.529 \text{ (МВА)}$$

Найбільше навантаженням АТ відбувається при аварійних навантаженнях:

$$S_{розрахАТ} = |S_{ав}| = 168.529 \text{ (МВА)}$$

Обираємо автотрансформатор зв'язку АТДЦТН-200000/220/110, параметри якого занесені до табл. 1.6:

Таблиця 1.6. Параметри автотрансформатора зв'язку АТДЦТН-200000/220/110

№	Параметр	Значення
1	SH, МВА	200
2	UBH, кВ	230
3	UCH, кВ	121
4	UHH, кВ	20
5	ΔРХХ, кВт	105
6	ΔРКЗ, кВт	430
7	ІХХ, %	0,45
8	Вартість, тис. грн.	7074

1.2.5 Вибір секційного реактору

На ТЕЦ з поперечними генераторними зв'язками вибір секційних реакторів повинен випереджати вибір лінійних реакторів. Розрахунки потрібно вести в наступній послідовності:

1. Визначають число ГРП, враховуючи при цьому надійність електропостачання місцевого споживача відповідно до прийнятої конфігурації живильної мережі і надійність роботи станції. Це означає, що ремонт або

відмова секції ГРП, не повинні викликати втрату потужності, що генерується, недопустиму для місцевого електричного навантаження і теплового споживання. Звичайно ці вимоги задовольняє кількість секцій, що дорівнює числу генераторів, підключених до ГРП.

2. Відповідно до обраного числа секцій ГРП визначають схему приєднання секційних реакторів: радіальну (розімкнуту) при числі секцій дві - три і кільцеву, при числі секцій три - чотири.

3. Аналізуючи можливі перетоки між секціями в нормальному режимі і при відключенні живильних приєднань - генераторів, трансформаторів зв'язку, вибирають номінальні струми секційних реакторів. Їм відповідають конкретні індуктивні опори, з яких вибирають найбільше.

4. Роблять розрахунок струмів КЗ $I_{п,0}$ на шинах ГРП при наявності секційних реакторів і без них. Ці струми є розрахунковими при виборі вимикачів у приєднаннях трансформаторів власних потреб, що і приймають, як найважчі, за контрольні.

5. Обґрунтовують необхідність (доцільність) обмеження струму КЗ у ГРП ТЕЦ. Якщо струм КЗ $I_{п,0}$ у контрольному приєднанні без секційних реакторів виявиться вище максимального значення струму електродинамічної стійкості $I_{ед}$ вимикачів, що випускаються для даної напруги (6-10 кВ), то установка секційних реакторів технічно необхідна. У протилежному випадку потрібне їх економічне обґрунтування. Для цієї мети вибирають два порівнюваних варіанти ГРП із секційними реакторами (крім лінійних) і оцінюють за укрупненими показниками вартості ГРП. Зниження капіталовкладень у ГРП на 10% і більше може служити економічним обґрунтуванням доцільності установки секційних реакторів.

6. Якщо прийнята схема із секційними реакторами, то визначають втрати напруги в них при щонайбільших перетоках потужностей між секціями. Ці

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

втрати не повинні перевищувати 5-6% від номінальної. У протилежному випадку необхідно передбачити вимикачі або роз'єднувачі, що дають можливість шунтувати реактори при великих перетоках між секціями. Можливість шунтування повинна бути перевірена виходячи з умов обмеження струмів КЗ у неповній схемі, коли частина джерел відключена, а секційний реактор зашунтований. Струми КЗ у неповній схемі не повинні перевищувати відповідні параметри вибраних вимикачів [2, с. 52].

Реактор вибирається по струму секції.

Для генератора потужністю 63 МВт

$$I_c = \frac{P_{\text{ген}}}{\cos\varphi \times \sqrt{3} \times U_{\text{нг}}} = \frac{63}{0,8 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{розр}} = (0,6 \backslash 0,7) \times I_{\text{сек}} = 0,7 \times 4,33 = 3,031 \text{ кА}$$

Для генератора потужністю 100МВт

$$I_c = \frac{P_{\text{ген}}}{\cos\varphi \times \sqrt{3} \times U_{\text{нг}}} = \frac{100}{0,8 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 6,87 \text{ кА}$$

$$I_{\text{розр}} = (0,6 \backslash 0,7) \times I_{\text{сек}} = 0,7 \times 6,87 = 4,811 \text{ кА}$$

Вибираємо секційний реактор типу РБГ 10-2500-0.2УЗ з параметрами, які приведені в табл.1.7:

Таблиця 1.7. Номінальні дані секційного реактора типу РБНГ 10-2500-0.25УЗ

U _{ВН} , кВ	Тривалий струм, А	X _{НОМ} , Ом	Номін.втрати на фазу,кВт	I _{дин} , кА	I _{ТЕРМ} , кА	t _{ТЕРМ} , С
10	2500	0,25	16,1	49	19,3	8

Для 1-го і 2-го варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3 Техніко-економічне порівняння варіантів

Виконаємо техніко-економічне порівняння варіантів з урахуванням найменших повних приведених річних втрат. Порівнюються два варіанти схем електричних з'єднань станції потужністю 220 МВт. У всіх варіантах тривалість будівництва становить 1 рік.

У нашому випадку як цільову функцію однокритерійної оптимізації можна використати приведені затрати Z (грн./рік), що містять у собі три важливих показники проектного об'єкта: капіталовкладення K (грн.), річні витрати B (грн./рік), і математичне очікування збитку $M(Z)$ (грн/рік) [2, с. 21], що відповідає умовам будівництва і пуску в експлуатацію електричної станції протягом одного року.

$$Z = E_n \times K + B + M(Z) \rightarrow \min$$

$$E_n = \frac{1}{T_0}$$

Річні витрати (річні експлуатаційні витрати) складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_o + B_{втр}$$

$$B_a = a \times K$$

B_a – амортизаційні відрахування (реновація і капітальний ремонт, $a \approx 6,4\%$);

$$B_o = b \times K$$

B_o – витрати на обслуговування ЕС (поточний ремонт і зарплата персоналу) $b = 3\%$ для $U_n \leq 150$ кВ і $b = 2\%$ для $U_n \geq 220$ кВ;

$$B_{втр} = \beta \times \Delta W_{втр}$$

Ввтр – витрати, обумовлені втратами енергії даного варіанта (β – питомі витрати на відшкодування втрат – вартість 1кВт год втраченої енергії (Згідно [3,4], Таб. 9), $\Delta W_{\text{втр}}$ – річні втрати енергії)

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

Розраховуємо втрати енергії в трансформаторах та автотрансформаторах:

1 Варіант:

Два трансформатори ТДЦ-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{25,706}{40} \right)^2 \cdot 3500$$

$$= 1,087 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 85 \cdot 8760 + 1 \cdot 420 \cdot \left(\frac{107,5}{125} \right)^2 \cdot 3500$$

$$= 1,832 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АДЦТН-2000000/220/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 65 \cdot 8760 + 2 \cdot 315 \cdot \left(\frac{105,294}{125} \right)^2 \cdot 3500$$

$$= 2,703 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

2 Варіант:

Два трансформатори ТДЦ-40000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{25,706}{40} \right)^2 \cdot 3500$$

$$= 1,087 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/220:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 90 \cdot 8760 + 1 \cdot 380 \cdot \left(\frac{107,5}{125} \right)^2 \cdot 3500$$

$$= 1,772 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатори АТДЦТН-200000/220/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_p + n \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 105 \cdot 8760 + 2 \cdot 430 \cdot \left(\frac{168,529}{200} \right)^2 \cdot 3500$$

$$= 3,977 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Втрати енергії в трансформаторах та автотрансформаторах зводимо для порівняння до табл.1.8:

Таблиця 1.8. Втрати енергії I та II варіантів для порівняння

№	Назва і тип обладнання	I варіант млн. кВт · год	II варіант млн. кВт · год
1	ТДЦ-40000/110	1,087	1,087
2	ТДЦ-125000/110	1,832	-
3	ТДЦ-125000/220	-	1,772
4	АТДЦТН- 125000/220/100	2,703	-
5	АТДЦТН- 200000/220/100	-	3,977
6	Σ	5,622	6,836

Вартості устаткування для I та II варіантів зводимо для порівняння до табл.1.9:

Таблиця 1.9. Вартості устаткування I та II варіантів для порівняння

№	Назва і тип обладнання	Ціна, тис.грн.	I варіант		II варіант	
			Кількість	Сума	Кількість	Сума
1	ТДЦ-40000/110	1257,6	2	2515,2	2	2515,2
2	ТДЦ-125000/110	3668	1	3668	-	-
3	ТДЦ-125000/220	4873	-	-	1	4873
4	АТДЦТН-125000/220/100	3721,2	2	7442,4	-	-
5	АТДЦТН-200000/220/100	7074	-	-	2	14148
6	Комірка 220 кВ	2092	1	2092	1	2092
7	Комірка 110 кВ	1561	1	1561	1	1561
8	Σ		17278,6		25189,2	

1 Варіант:

Прибуток:

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 362000 \cdot 3500 \cdot 0,759 = 0,9617 \text{ (млрд. грн)}$$

Балансовий прибуток:

$$P_{\text{от}} = D_t - B_{\text{ет}} - B_{\text{втрат}} - A_{\text{пт}} = 961,7 - 4,4 - 6,62 - 1,12 = 949,56 \text{ (млн. грн)}$$

Податок на прибуток:

$$H_{nt} = \rho \cdot P_{\text{от}} = 0,21 \cdot 949,56 = 199,4 \text{ (млн. грн)}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$P_{\text{пт}} = P_{\text{от}} - H_{nt} = 949,56 - 199,4 = 750,16 \text{ (млн. грн)}$$

Інтегральний ефект:

$$\Pi_{\text{дс}} = \frac{\Pi_{\text{pt}} + A_{\text{pt}}}{E} - K = \frac{750,16 + 1,12}{0,1} - 36,2 = 7476,6 \text{ (млн. грн)}$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_t = \frac{\Pi_{\text{pt}} + A_{\text{pt}}}{K} = \frac{750,16 + 4,4}{36,2} = 20,844$$

Срок окупності:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_t} = 0,048$$

Для другого варіанту розрахунки аналогічні.

Підсумки підрахунків показників ефективності двох варіантів наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10. Результати розрахунку показників ефективності, тис. грн.

№	Показник, млн.грн	Варіанти	
		1	2
1	Дохід	961,7	961,7
2	Балансовий прибуток	949,56	948,89
3	Податок на прибуток	199,4	199,2
4	Поточний річний чистий прибуток	750,16	749,03
5	Інтегральний ефект	7476,6	7471,2
6	Рентабельність інвестицій	20,844	15,87
7	Строк окупності	0,048	0,056

Інтегральний ефект для двох варіантів приблизно однаковий, капіталовкладення в другому варіанті вищі, втрати в другому варіанті вищі,

рентабельність і строки окупності вищі в першому варіанті. Через вищесказане обираємо 1 варіант для подальших розрахунків.

1.4 Вибір схем електричних з'єднань електричних апаратів

1.4.1 Вибір схеми ВРП 110 кВ

Загальні положення. Остаточний вибір схеми розподільного пристрою схеми (РП) 110 кВ ТЕЦ здійснюється на підставі техніко-економічного зіставлення варіантів.

До цих РП підключаються споживчі лінії, лінії системоутворюючої мережі й міжсистемних зв'язків, трансформатори генераторних блоків і резервні трансформатори в.п., тобто приєднання в основному великої потужності й відповідальні. Схема РП багато в чому визначає як надійність видачі станцією потужності й передачі обмінних потоків потужностей з однієї частини системи в іншу, так і надійність електропостачання цілого району й окремих споживачів.

Схеми РП підвищених напруг варто складати з урахуванням таких вимог:

- а) ремонт вимикачів 110 кВ і вище робити без відключення приєднань;
- б) повітряну лінію відключати від РП не більш ніж двома вимикачами;
- в) трансформатори блоків відключати від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- г) відмови вимикачів РП в нормальному й ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох транзитних ліній, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість паралельної роботи енергосистем;

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

д) при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключатися більше одного блоку, а в ремонтному - не більше двох блоків, при цьому не повинні виникати перевантаження ліній і порушення стійкості.

На РП 110-220 кВ застосовують обхідну систему шин з обхідним вимикачем, щоб виконувалася вимога ремонту вимикачів без відключення приєднань. Якщо приєднань 12-16, одну із двох систем шин секціонують. Якщо приєднань більше 16, секціонують обидві системи шин.

У РП 110-220 кВ при секціонуванні однієї системи шин обхідний вимикач установлюється на кожній секції. При двох секціонованих системах збірних шин, застосовується для кожної секції сполучений і обхідний вимикач.

Відповідно до вище викладених вимог вибираємо ЗРП - 110 кВ за схемою подвійна система збірних шин з обхідною (з обхідним (ОВ) і шиноз'єднуючим (ШЗВ) вимикачами). До ВРП-110 кВ підключаються трансформатори зв'язку (Т31,Т32), блоковий трансформатор (Т3) і дві ЛЕП. На рис 1.4 показана вибрана схема електричних з'єднань ВРП-110 кВ

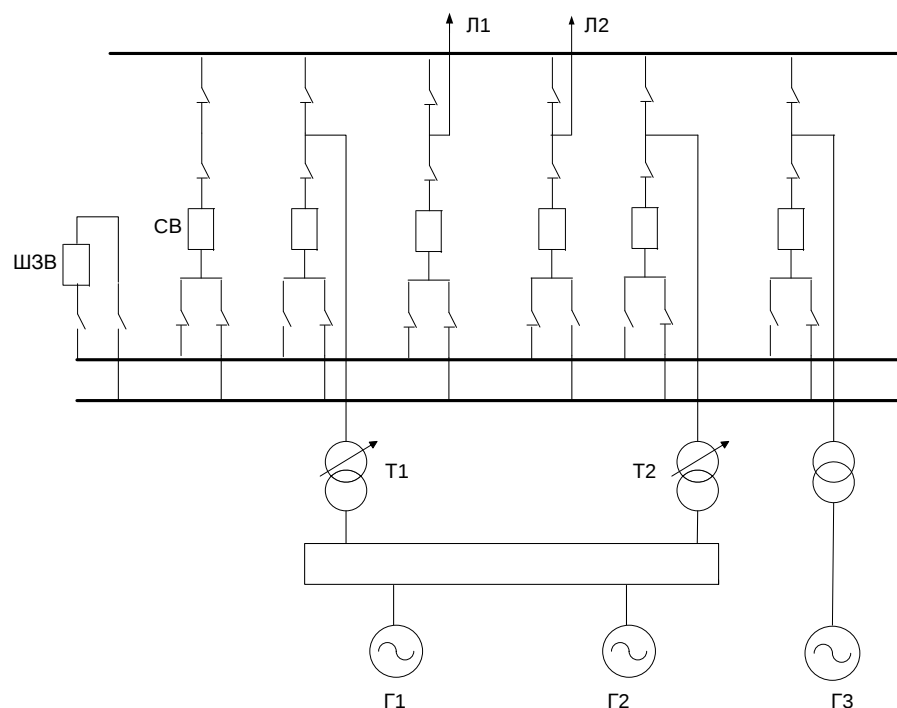


Рис.1.4. Схема електричних з'єднань ВРП-110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист

33

1.4.2 Вибір електричної схеми ГРП-10,5

ДО ГРП 6-10,5 кВ підключається невелике число приєднань, що живлять (генератори, трансформатори зв'язку) і багато ліній, що відходять до місцевих споживачів.

Схема ГРП 6-10,5 кВ повинна задовольняти наступним вимогам:

Погашення секцій збірних шин і відключення не повинне приводити до перерви електропостачання відповідальних споживачів (1-й категорії по ПЕУ)

Розширення ГРП з ростом місцевих навантажень не повинне приводити до зміни схеми і виконання значних будівельних і монтажних роб.

Для зазначених вимог найбільш раціональна схема: подвійне секціонування системи збірних шин. При необхідності подальшого розширення нові лінії приєднують до існуючих секцій або споруджують нові секції.

Переваги схеми:

- Можливість ремонту будь-якої секції системи збірних шин без перерви живлення споживачів і можливість ремонту будь-якого шинного роз'єднувача з відключенням лише одного приєднання,
- Споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання оперативним персоналом відповідних приєднань на резервну систему шин,
- Наявність шиноз'єднуючих вимикачів (ШЗВ1 і ШЗВ2) дозволяє переводити будь-які приєднання із робочої системи шин на резервну без відключень відповідних споживачів.

До недоліків варто віднести велику кількість роз'єднувачів, ізоляторів, струмоведучих матеріалів і вимикачів, більш складну конструкцію РП, істотним недоліком є використання роз'єднувачів як оперативних апаратів.

Вибираємо подвійну секціоновану систему шин із шиноз'єднуючими вимикачами (ШЗВ1, ШЗВ2) напругою 10,5 кВ. Секції з'єднуються між собою

секційним вимикачем і секційним реактором. На рис.1.6.показана схема електричних з'єднань РП-10,5 кВ

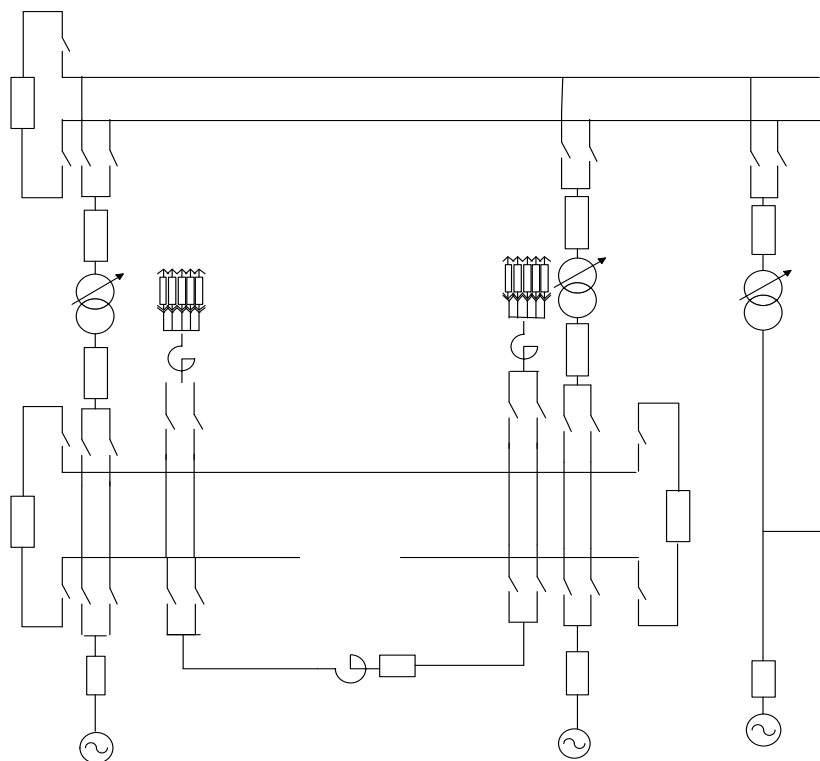


Рис.1.5.Схема електричних з'єднань РП-10,5 кВ

1.4.3 Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб (в.п.)

Головні елементи електроустановок в.п. електростанції - машинні агрегати, що являють собою сукупність робочих машин або механізмів в.п. (насоси, вентилятори, млини й т.п.) і приводи. Як привод у більшості випадків вибирають електродвигуни трифазного змінного струму, які становлять близько 90% всього навантаження в.п. Інші види електроприймачів в.п. - електроосвітлювачі, обігрівальні пристрої та ін. Для живлення цих електроприймачів необхідні джерела енергії, трансформатори (реактори), розподільні пристрої, кабельні мережі, сукупність яких визначає схему живлення електроустановок в.п.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист

35

В основу проектування схеми в.п. покладені наступні загальні положення:

1) Для живлення електроприймачів в.п. застосовують два рівні напруги 6-10 кВ (двигуни 200 кВт і більше) і 0,4-0,66 кВ (інші двигуни, освітлення та ін.). При цьому використовують принцип послідовної трансформації.

2) Робоче живлення всіх видів електроприймачів в.п. здійснюється відбором потужності на генераторній напрузі головної електричної схеми за допомогою трансформаторів або реакторів. Якщо на електростанції передбачається ГРП 6-10 кВ, то РП в.п. одержує живлення безпосередньо від шин ГРП реакторними лініями (ГРП 6 кВ) або через понижувальний трансформатор в.п. (ГРП 10 кВ). Якщо є блокові генератори, то живлення в.п. здійснюється відпайкою від блоку.

3) Розподільні пристрої в.п. виконують із однією секціоновано системою шин з одним вимикачем на приєднання.

4) Резервне живлення відповідальних і невідповідальних електроприймачів в.п. забезпечують відбором потужності від головної електричної схеми, дотримуючись умови, що місця приєднання ланцюгів резервного живлення незалежні від місць приєднання ланцюгів робочого живлення.

5) Потужність трансформаторів в.п. (ТВП) вибирають із урахуванням числа й потужності споживачів в.п.

Вибираємо трансформатори в.п.:

$$S_{T.ВП} \geq \frac{P}{\cos\phi} \times 0,1 = \frac{60}{0,8} \times 0,1 = 7,5(MVA)$$

Вибираємо на трансформатор з розчіпленою обмоткою ТМН-16000/10 паспортні дані якого показані в табл. 1.12

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Таблиця 1.12. Паспортні дані трансформатора ТМН-16000/10

№	Номінальні параметри	ТМН-16000/10
1	Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	10,5
2	Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
3	Втрати х.х (P_x), кВт	17
4	Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	85
5	Напруга к.з. (U_k), %	10
6	Струм х.х. (I_x), %	0,7

Резервний трансформатор ВП, що з'єднує шини ВП з шинами ВРП-110 вибираємо такий самий – ТМН-16000.

Виберемо трансформатор ВП, що знаходиться після генератора потужністю 100 МВт на 10кВ:

$$S_{Т.ВП} \geq \frac{P}{\cos\phi} \times 0,1 = \frac{100}{0,8} \times 0,1 = 12,5 (MVA)$$

Вибираємо на трансформатор з розчіпленою обмоткою ТМН-16000/10 паспортні дані покажемо в таблиці.1.13

Таблиця 1.13. Паспортні дані трансформатора ТМН-16000/10

№	Номінальні параметри	ТМН-16000/10
1	Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	10,5
2	Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
3	Втрати х.х (P_x), кВт	17
4	Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	85
5	Напруга к.з. (U_k), %	10
6	Струм х.х. (I_x), %	0,7

Виберемо трансформатор ВП, що знаходиться після генератора потужністю 300 МВт на 20кВ:

$$S_{T.ВП} \geq \frac{P_{ген}}{\cos \varphi} \cdot 0.1 = \frac{300}{0.85} \cdot 0.1 = 35.3 MVA$$

Вибираємо трансформатор з розчіпленою обмоткою ТРДНС-40000/20
паспортні дані покажемо в табл.1.14:

Таблиця 1.14. Паспортні дані тра-ра ТРДНС-40000/20

№	Номінальні параметри	ТРДСН-40000/20
1	Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	20
2	Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
3	Втрати х.х (P_x), кВт	36
4	Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	170
5	Напруга к.з. (U_k), %	12,7
6	Струм х.х (I_x), %	0.6

Резервний трансформатор ВП, що з'єднує шини ВП з шинами ВРП-220
вибираємо такий самий - ТРДНС-40000/20.

Висновки до розділу 1:

В даному розділі бакалаврської роботи було проведено техніко-економічне порівняння варіантів головної схеми електричних з'єднань електричної станції. Для кожного з варіантів був здійснений вибір турбогенераторів, вибір трансформаторів зв'язку, вибір блочного трансформатора, вибір автотрансформаторів зв'язку, вибір секційного реактору та лінійного реактору.

Серед варіантів, що розглядалися, шляхом співставлення розмірів розрахункових затрат було обрано найбільш економічно вигідний варіант, тобто перший. Проведено вибір електричної схеми розподільчих пристроїв. Прийнято подвійну систему шин з обхідною для ВРП-110.

Вибрані трансформатори В.П., в.т.ч. резервні, що можуть забезпечити живлення В.П. із системи.

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Титулка розділу 2

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1 Розрахунок параметрів заступної схеми з розрахунком внутрішнього опору ЕЕС.

Для вибору електрообладнання і струмоведучих елементів на електростанції необхідно знати струми короткого замикання.

Спочатку необхідно правильно оцінити розрахункові умови КЗ:

- скласти розрахункову схему. Розрахункова схема - це однолінійна електрична схема проектованої електроустановки, у якій включені всі джерела живлення і всі можливі зв'язки між ними. На розрахунковій схемі (Рис. 2.1.) в комутаційних вузлах усіх напруг указують точки КЗ, для яких необхідно розрахувати струми КЗ. Розрахункову точку КЗ намічають для апаратів і провідників приєднання кожного виду. Її місце розташування вибирають таким чином, щоб через устаткування, що перевіряється, протікав найбільш можливий струм КЗ, що і є розрахунковим.

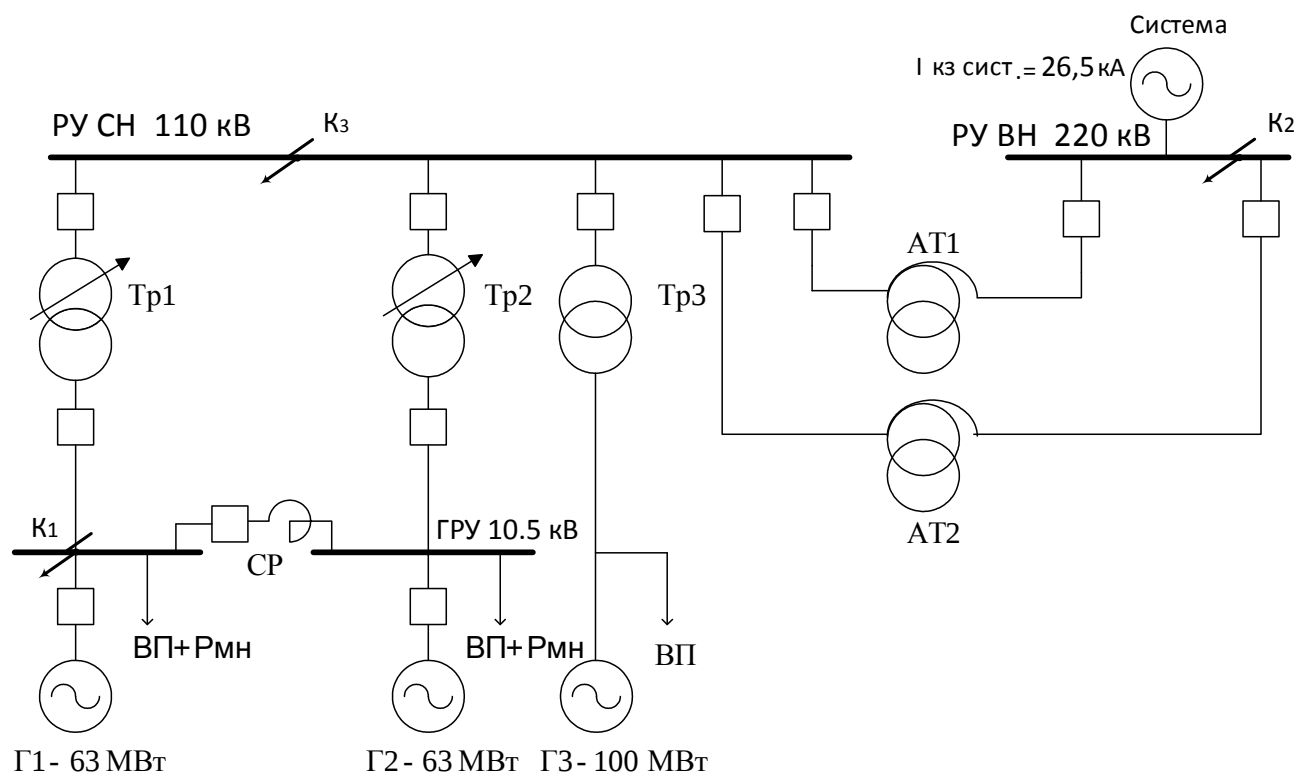


Рис. 2.1. Вибрана схема для розрахунку.

- розрахунковий час КЗ $t_{роз}$ оцінюють в залежності від мети розрахунку: для перевірки устаткування на електродинамічну стійкість $t_{роз}=0$ (для струму $I_{0,0}$) і $t_{роз}=0,01с$ (для струму $i_{уд.мах}$); для перевірки вимикачів на вимикаючу здатність $t_{роз}(\tau)$ визначається як сума найменш можливого часу дії захисту $0,01с.$ та власного часу вимикання вимикача; перевірка на термічну стійкість вимагає обчислення квадратичного струму КЗ за час вимкнення $t_{вим}$, що дорівнює сумі часу дії основного захисту і повного часу вимкнення відповідного вимикача, що включає в себе час гасіння дуги на його контактах.

- розрахунковий вид КЗ також визначають у залежності від призначення аналізу: перевірку на електродинамічну стійкість роблять по трифазному КЗ; на термічну стійкість - по трифазному чи двофазному КЗ; на вимикаючу здатність вимикачів - по трифазному КЗ, а для мереж напругою 110 кВ і вище додатково виконуються перевірки по однофазному КЗ.

Найчастіше розрахунковим видом виявляється трифазне КЗ. Методику розрахунку струмів трифазного КЗ вибирають у залежності від виду розрахункової схеми і місця розташування розрахункової точки КЗ. Усе розмаїття розрахункових випадків може бути зведене до трьох характерних кінцевих схем заміщення: «система», «генератор - система» і «двигун - система».

Всі опори заступної схеми розраховуються в відносних одиницях, приведених до базових умов. Відсутність одиниць біля величин означає, що ця величина відносна і приведена до базисних умов.

В якості базової беремо довільну величину повної потужності

$$S_{\sigma} = 100MVA.$$

Величина базової напруги визначається, як правило, місцем КЗ.

Для синхронного генератора:

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_{\Gamma} = X_d^{//} \frac{S_{\delta}}{S_H}$$

де: $X_d^{//}$ - надперехідний опір синхронного генератора; S_H - номінальна потужність синхронного генератора.

Таким чином:

$$X_{\Gamma 1} = X_{\Gamma 2} = 0.153 \cdot \frac{100}{78.75} = 0.194;$$

$$X_{\Gamma 3} = 0.192 \cdot \frac{100}{125} = 0.154.$$

Опори трансформаторів:

$$X_{Tp} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HT}},$$

де: $U_k \%$ - напруга короткого замикання трансформатора в відсотках; S_{HT} - номінальна потужність трансформатора.

Таким чином:

$$X_{Tp1} = X_{Tp2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0.263;$$

$$X_{Tp3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0.084.$$

Опори автотрансформаторів:

$$X_{AT1} = X_{AT2} = \frac{U_{\kappa(\theta-c)\%}}{100\%} \frac{S_{\delta}}{S_{HAT}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{125} = 0,088.$$

Секційний реактор, номінальний опір якого задано в омах:

$$X_p = X_{P_{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0.25 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.226$$

Для визначення струмів КЗ у вказаних точках електричної станції проведемо розрахунок – опору системи та еквівалентних опорів відносно точок КЗ. По розрахунковій схемі (Рис. 2.1.) складаємо повну схему заміщення електричної станції, замінюючи електромагнітні зв'язки електричними. Генератори та систему вводимо в схему, як ЕРС з опором, інші елементи, як опори. Схема приведена на Рис. 2.2.

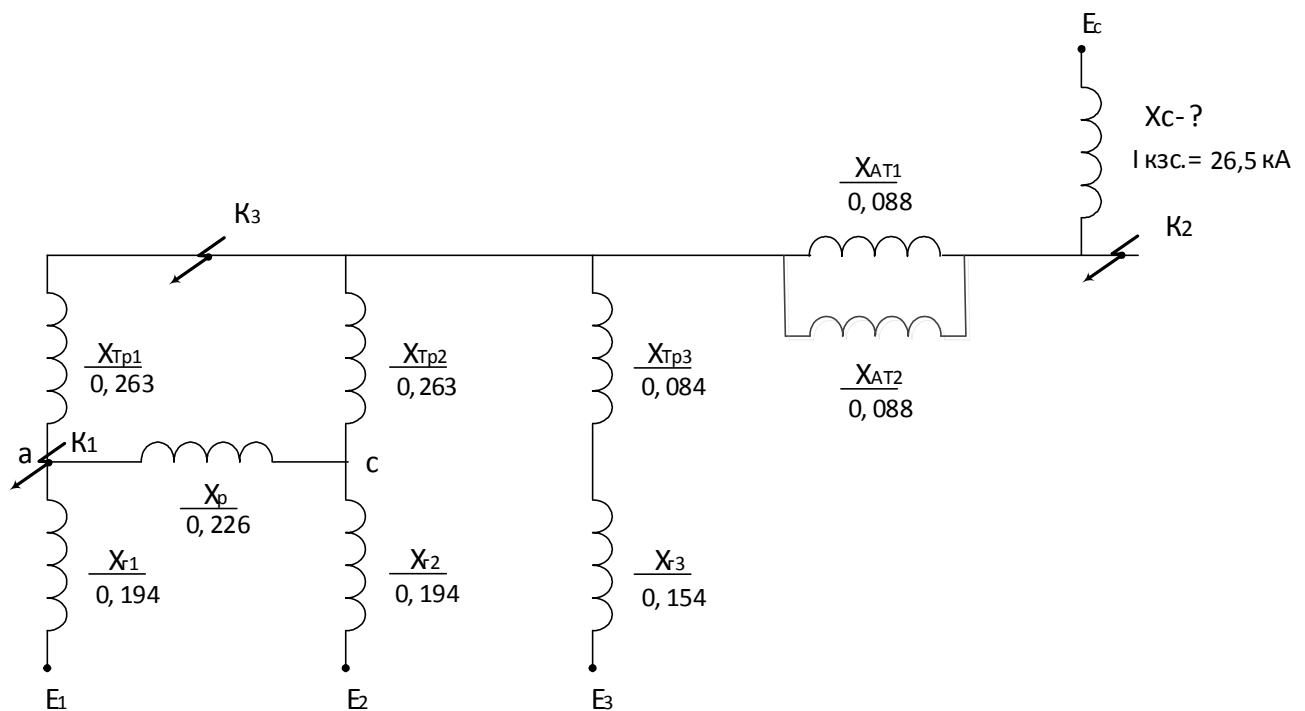


Рис. 2.2. Повна схема заміщення.

2.2 Розрахунок опору системи

2.2.1. Розрахунок еквівалентного опору станції відносно точки К2.

Внутрішній еквівалентний опір ЕЕС, яка являється джерелом ЕРС, визначається за умовами проектування, якими являється струм КЗ в місці приєднання проектованої ЕС.

Для заступної схеми, що на Рис. 2.3, всі опори, за винятком X_C , визначені. Перетворимо цю схему до вигляду двопроменевої схеми по відношенню до РУ ВН 220 кВ. (K₂).

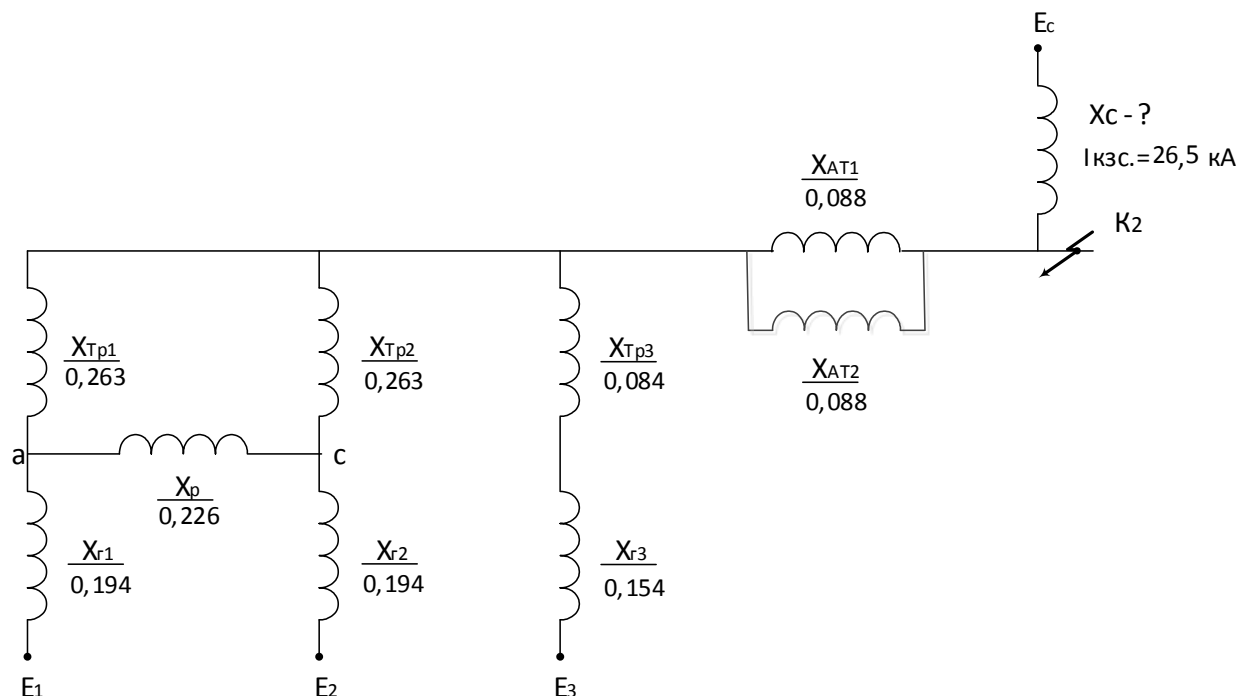


Рис. 2.3. Схема заміщення відносно точки K2.

Оскільки за визначенням, точки a і c являються точками рівного потенціалу:

$$X_1 = X_{Tp1} + X_{r1} = 0,263 + 0,194 = 0,457;$$

$$X_2 = X_{Tp2} + X_{r2} = 0,263 + 0,194 = 0,457;$$

$$X_3 = X_{Tp3} + X_{r3} = 0,084 + 0,154 = 0,238.$$

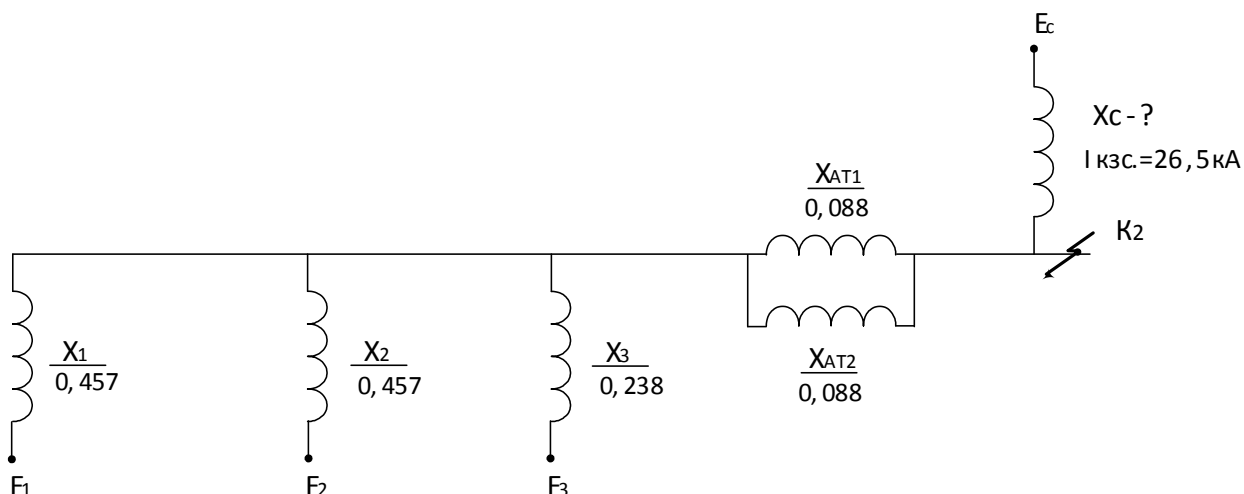


Рис. 2.4. Схема заміщення відносно точки K2.

$$X_4 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,457 \cdot 0,457}{0,457 + 0,457} = 0,228;$$

$$X_5 = \frac{X_4 \cdot X_3}{X_4 + X_3} = \frac{0,228 \cdot 0,238}{0,228 + 0,238} = 0,116.$$

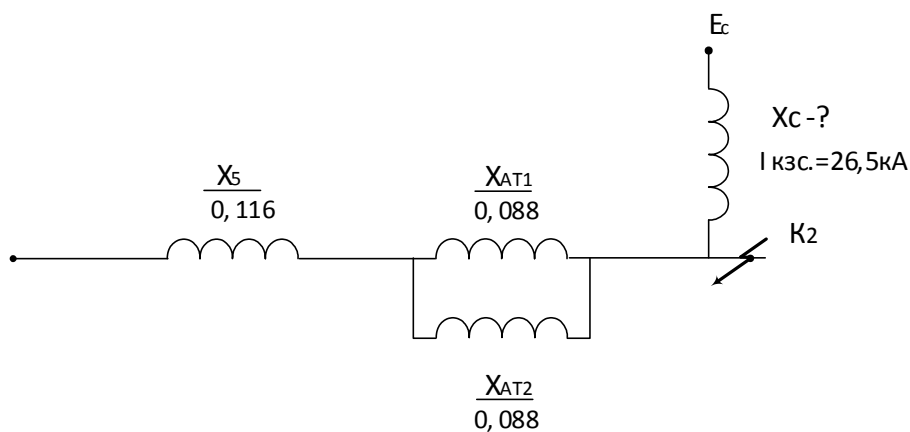


Рис.2.5. Схема заміщення відносно точки K2.

$$X_{cm} = X_5 + \frac{X_{AT}}{2} = 0,116 + \frac{0,088}{2} = 0,16.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

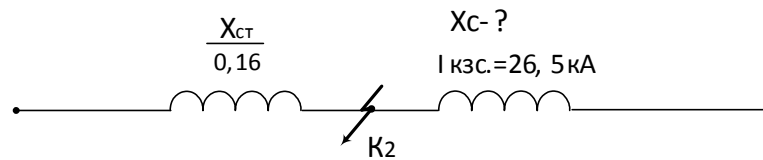


Рис. 2.6. Двопроменева заступна схема.

2.2.2 Розрахунок опору системи.

З кінцевої двопроменевої заступної схеми (Рис. 2.6.), розрахуємо опір системи.

Враховуючи, що опори заступної схеми визначалися для базової напруги $U_{\phi} = 10.5 \text{ кВ}$, перерахуємо струм КЗ системи до рівня цієї напруги:

$$I_{KЗс(10.5кВ)} = \frac{U_{220}}{U_{10.5}} \cdot I_{KЗс} = \frac{220}{10.5} \cdot 26.5 = 555.238 \text{ кА}.$$

Тоді:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ кА}.$$

Еквівалентний опір ЕЕС з приєднаною до неї проектованою електричною станцією:

$$X_e = \frac{I_{\phi}}{I_{KЗс(10.5кВ)}} = \frac{5.499}{555.238} = 0,0099.$$

Враховуючи, що в відповідності до Рис. 2.6, опір системи приведений до рівня напруги $U_{\phi} = 10.5 \text{ кВ}$

$$X_e = \frac{X_{СТ} \cdot X_C}{X_{СТ} + X_C},$$

$$X_C = \frac{X_{cm} \cdot X_e}{X_{cm} - X_e} = \frac{0,16 \cdot 0,0099}{0,16 - 0,0099} = 0,011.$$

2.3. Розрахунок струмів к.з. методом розрахункових кривих.

2.3.1. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги.

Для розрахунку струмів КЗ на збірних шинах генераторів використаємо метод розрахункових кривих, який в цьому випадку підпадає під алгоритм перетворення схеми до виду «система-генератор». Звертаємо схему відносно точки K_1 (Рис.2.7) до вигляду двопроменевої схеми.

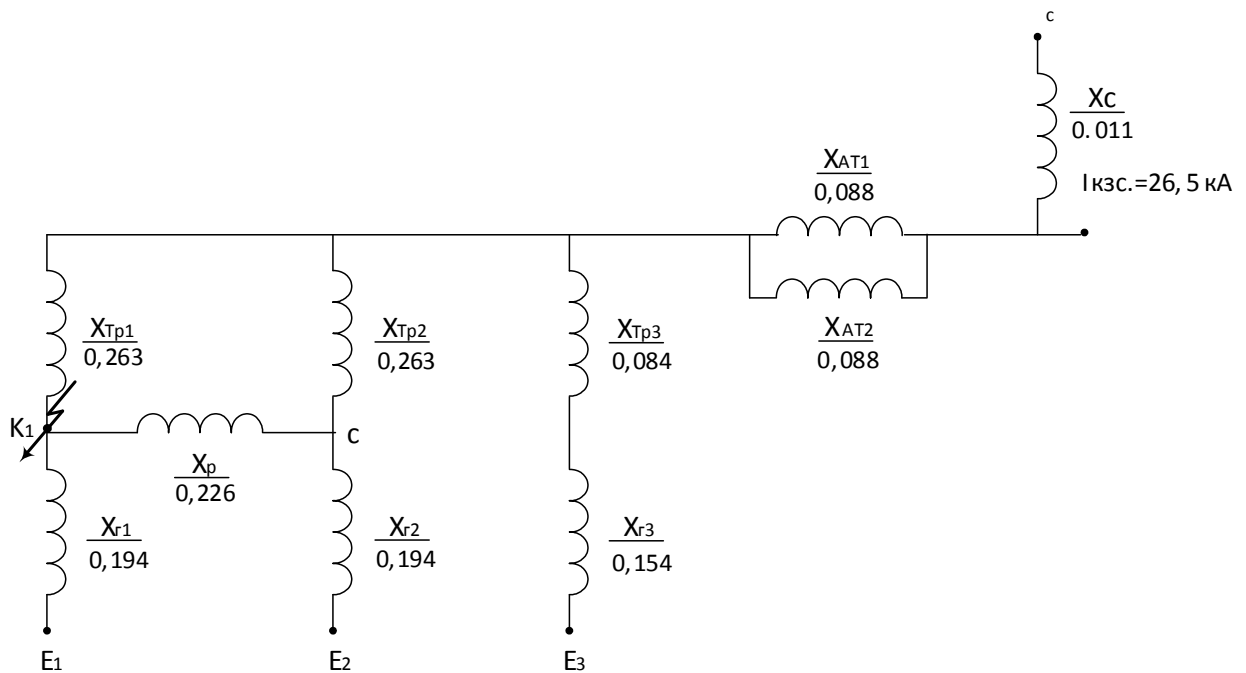


Рис. 2.7. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги

$$X_1 = \frac{X_{Tp1} \cdot X_{Tp2}}{X_{Tp1} + X_{Tp2} + X_p} = \frac{0,263 \cdot 0,263}{0,263 + 0,263 + 0,226} = 0,092.$$

$$X_2 = X_3 = \frac{X_{Tp1} \cdot X_p}{X_{Tp1} + X_{Tp2} + X_p} = \frac{0,263 \cdot 0,226}{0,263 + 0,263 + 0,226} = 0,079.$$

$$X_4 = X_{Tp3} + X_{r3} = 0,084 + 0,154 = 0,238.$$

$$X_5 = \frac{X_{AT}}{2} + X_c = \frac{0,088}{2} + 0,011 = 0,055.$$

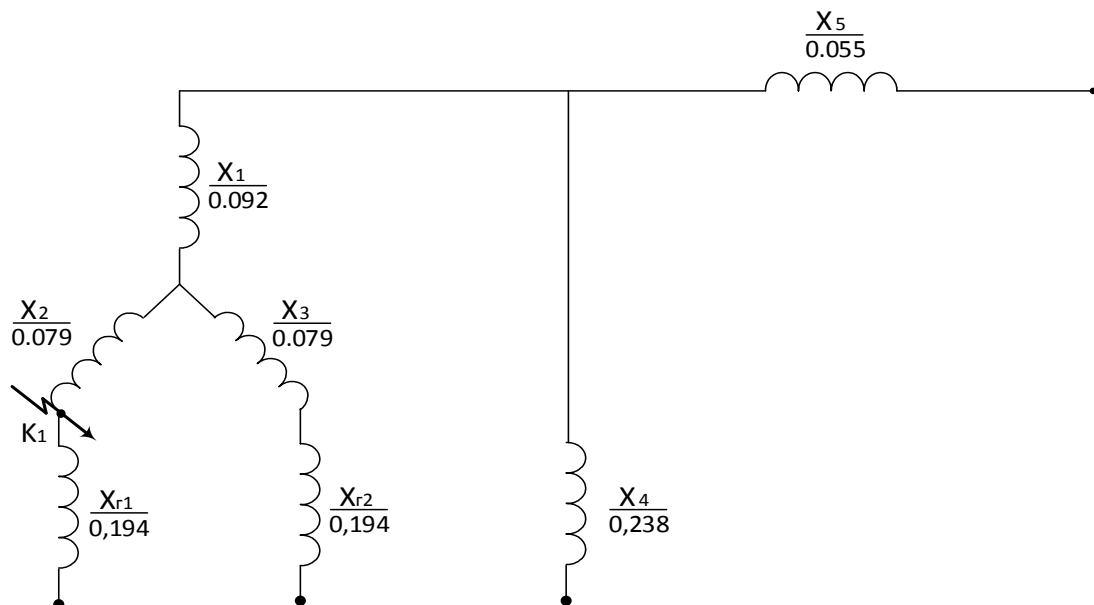
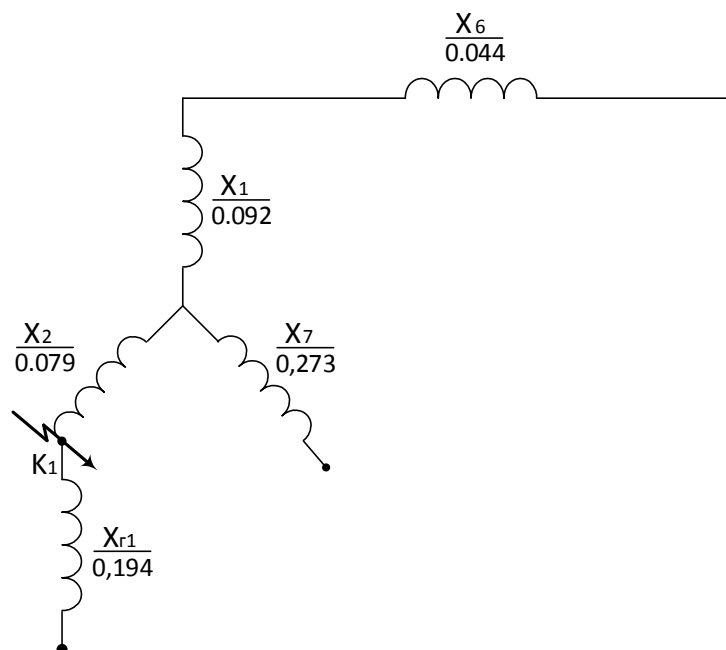


Рис. 2.8. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги

$$X_6 = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{0,238 \cdot 0,055}{0,238 + 0,055} = 0,044.$$

$$X_7 = X_3 + X_{r2} = 0,079 + 0,194 = 0,273.$$



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист
49

Рис. 2.9. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги

$$X_8 = X_6 + X_1 = 0,044 + 0,092 = 0,136.$$

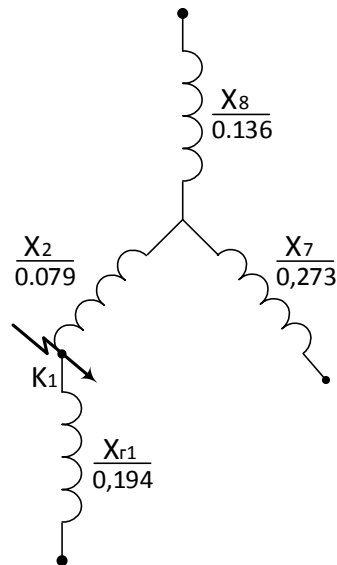


Рис. 2.10. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги

$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_7}{X_8 + X_7} = \frac{0,136 \cdot 0,273}{0,136 + 0,273} = 0,091.$$

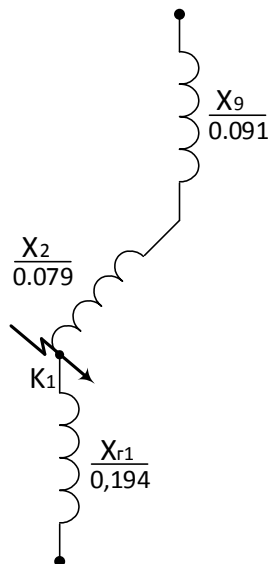


Рис. 2.11. Розрахунок струмів к.з. на шинах генераторної напруги

$$X_{\Sigma C} = X_9 + X_2 = 0,091 + 0,079 = 0,17.$$

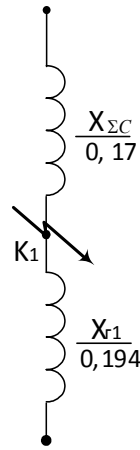


Рис. 2.12. Двопроменева заступна схема виду «система-генератор».

$$X_{\Theta} = \frac{X_{Г1} \cdot X_{\Sigma C}}{X_{Г1} + X_{\Sigma C}} = \frac{0,194 \cdot 0,17}{0,194 + 0,17} = 0,091.$$

Знайдемо коефіцієнти струморозподілу у всіх вітках схеми: $C = 1$

$$C_1 = C \cdot \frac{X_{\Sigma C}}{X_{Г1} + X_{\Sigma C}} = 1 \cdot \frac{0,17}{0,194 + 0,17} = 0,466.$$

$$C_2 = C \cdot \frac{X_{Г1}}{X_{Г1} + X_{\Sigma C}} = 1 \cdot \frac{0,194}{0,194 + 0,17} = 0,534$$

$$C_3 = C_2 \cdot \frac{X_8}{X_7 + X_8} = 0,534 \cdot \frac{0,136}{0,273 + 0,136} = 0,177$$

$$C_4 = C_2 \cdot \frac{X_7}{X_7 + X_8} = 0,534 \cdot \frac{0,273}{0,273 + 0,136} = 0,356$$

$$C_5 = C_4 \cdot \frac{X_5}{X_4 + X_5} = 0,356 \cdot \frac{0,055}{0,238 + 0,055} = 0,067$$

$$C_6 = C_4 \cdot \frac{X_4}{X_4 + X_5} = 0,356 \cdot \frac{0,238}{0,238 + 0,055} = 0,29$$

По другому закону Кірхгофа для 1 контура знаходимо коефіцієнти. Вихідну систему заміняємо еквівалентною із трьома променями, у першому – генератор Γ_1 , у другому – система, у третьому – генератори Γ_2 і Γ_3 .

Дані заносимо до Табл. 2.1

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Табл.2.1.

Промінь	Потужність, МВА	С
Г ₁	78,75	C ₁ =0,466
Система	100	C ₆ =0,29
Г ₂ +Г ₃	203,75	C ₃ +C ₅ =0,244
		1

Номинальний струм променя:

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

де: S_л – потужність променя, МВА;

U_б=10,5 кВ – базисна напруга.

Розрахунковий опір променя:

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

де X_{экв} – еквівалентний опір для трифазного і двофазного КЗ відповідно; C_л – струморозподіл променя.

По розрахунковим кривим для моментів часу t=0, t=0,1 і t=∞ знаходимо відносне значення періодичної складової струму КЗ кожного з променів схеми.

При X_{расч}>3 : I_{0,0*}=I_{0,1*}=I_{∞*}=1/X_{расч}.

Діючи 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 вказуючий на вид к.з.

Ударный струм в місці к.з.:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{0.0\Sigma}.$$

Розрахунок струмів короткого замикання занесемо в Табл. 2.2. та в Табл. 2.3.

2.3.2. Розрахунок струмів к.з. на шинах РУ 110 кВ.

Схема заміщення показана на Рис. 2.14.

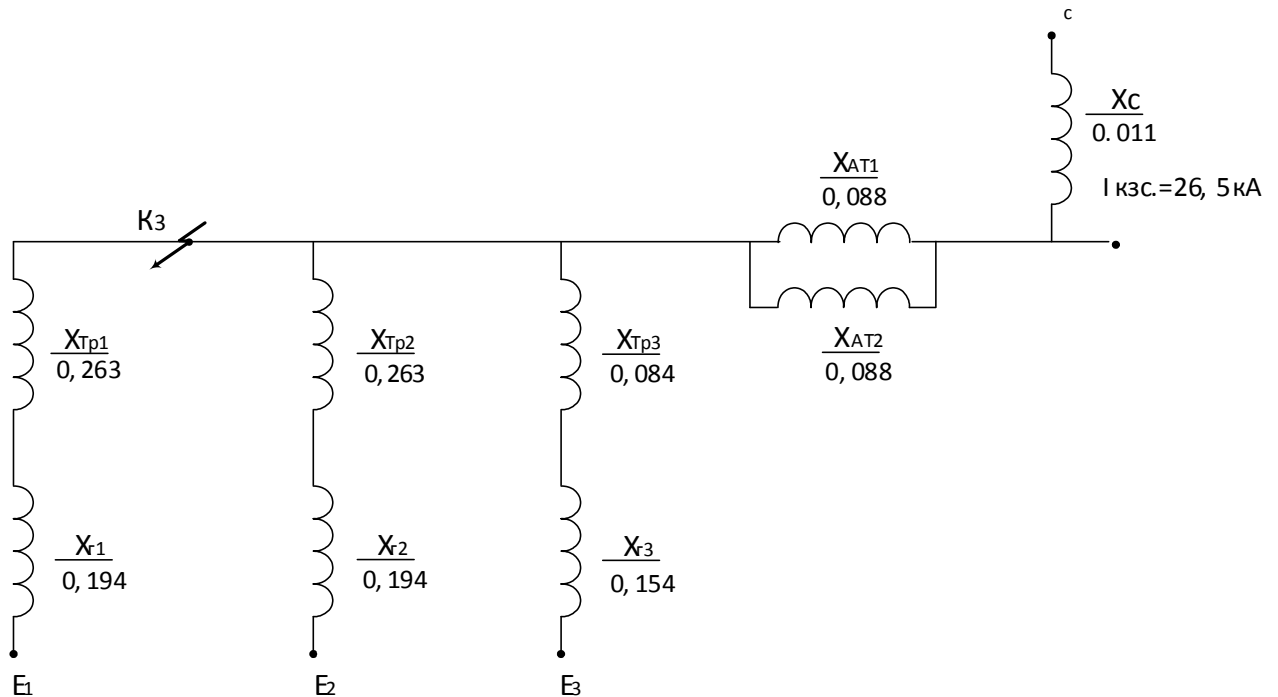


Рис. 2.13. Схема заміщення

Визначаємо еквівалентний опір відносно точки K_3 .

$$X_1 = X_2 = X_{Tp1} + X_{Г1} = 0,263 + 0,194 = 0,457.$$

$$X_3 = X_{Tp3} + X_{Г3} = 0,084 + 0,154 = 0,238.$$

$$X_4 = \frac{X_{AT1}}{2} + X_c = \frac{0,088}{2} + 0,011 = 0,055.$$

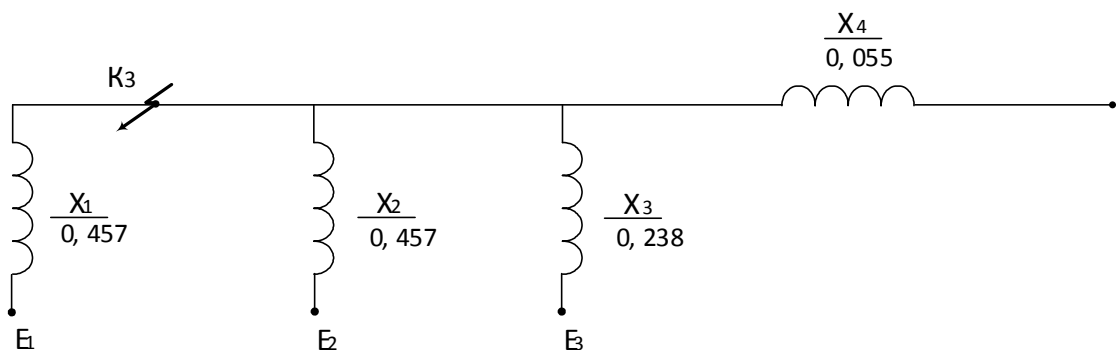


Рис. 2.14.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист

53

$$X_5 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = \frac{0.457 \cdot 0.238}{0.457 + 0.238} = 0.156$$

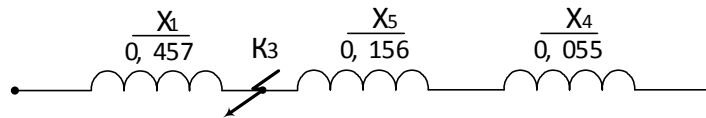


Рис. 2.15.

$$X_6 = X_5 + X_4 = 0.156 + 0.055 = 0.211.$$

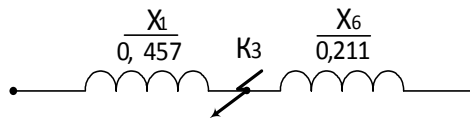


Рис. 2.16.

$$X_{екв} = \frac{X_1 \cdot X_6}{X_1 + X_6} = \frac{0.457 \cdot 0.211}{0.457 + 0.211} = 0.144$$

Потужність променя:

$$S_{бл110} = 2 \cdot S_{Г} + S_{бл_Г} + S_{бл} = 2 \cdot 78,75 + 125 + 100 = 382,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Номінальний струм променя:

$$I_{бл110} = \frac{S_{бл110}}{\sqrt{3} \cdot U_{бл110}} = \frac{382,5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 2,007 \text{ кА}$$

Розрахунковий опір променя при трифазному КЗ:

$$X_{розр.110} = X_{екв} \cdot \frac{S_{бл110}}{S_{бл}} = 0.144 \cdot \frac{382,5}{100} = 0,552$$

Розраховані дані занесемо в Табл. 2.2. та в Табл. 2.3.

Табл. 2.2.

№ п/п	Місце к.з.	Вид к.з.	U _б	X _{э1}	X _{э2}	X _{э0}	X _{э()}	Параметри променів			
								S _л	C _л	I _{н.л}	X _{расч.} л
1	К ₁	(3)	10,5	0,091	-	-	0,091	78,75	0,466	4,31	0,15
								100	0,29	5,497	0,29
								<u>203,75</u>	<u>0,244</u>	11,201	0,756
								382,5	1		
2	К ₁	(2)	10,5	0,091	-	-	0,17	78,75	0,466	4,31	0,301
								100	0,29	5,497	0,599
								<u>203,75</u>	<u>0,244</u>	11,201	1,514
								382,5	1		
3	К ₃	(3)	110	0.144	-	-	0,144	382,5	1	2.007	0.552
4	К ₃	(2)	110	0.144	0.144	-	0.284	382,5	1	2.007	1.083
5	К ₃	(1)	110	0.144	0.144	0.025	0.309	382,5	1	2.007	1.178

Табл. 2.3.

Місце к.з.	m ⁽⁾	I _{0.0} *	I _{0.1} *	I _∞ *	I _{0.0}	I _{0.1}	I _∞	іуд
K ₁ (10.5 кВ)	1	6,68 3,21 1,33	4,89 3,21 1,23	2,68 3,21 1,39	27,644 16,283 <u>14,673</u> 58,297	20,11 16,321 <u>12,987</u> 50,123	11,221 17,113 <u>15,013</u> 43,12	168,293
K ₁ (10.5 кВ)	$\sqrt{3}$	3,22 1,63 0.65	2,73 1,63 0.6	2,28 1,63 0.7	24,345 15,324 <u>12,334</u> 51,064	18,876 15,125 <u>11,564</u> 47,162	16,984 15,356 <u>13,326</u> 45,896	
K ₃ (110 кВ)	1	1,77	1.57	1,72	3,475	3,031	3,263	9,86
K ₃ (110 кВ)	$\sqrt{3}$	1	0.87	1.1	3.051	2,947	3,724	
K ₃ (110 кВ)	3	0.922	0.8	1.012	5,256	4,672	5,754	

2.4 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на основі типових кривих.

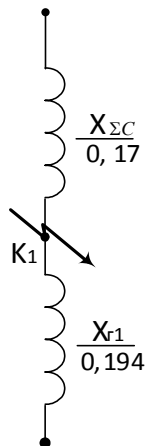


Рис. 2.18. Двопроменева заступна схема виду «система-генератор».

В даному випадку необхідно розрахувати чотири стуми КЗ:

- два від системи: періодичний $I_{n,C}$ і аперіодичний $i_{a,C}$;
- два від генератора: періодичний $I_{n,\Gamma}$ і аперіодичний $i_{a,\Gamma}$.

2.5 Розрахунок струмів к.з. від системи.

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{n,0,C} = I_{n,C} = \frac{I_{\phi}}{X_{\Sigma C}} = \frac{5.499}{0,17} = 32.372 \text{ кА},$$

$$\text{де: } I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ кА} \quad \text{базисний струм по}$$

відношенню до напруги місця КЗ.

Періодична складова струму КЗ від системи і об'єднаних з нею генераторів Γ_2 та Γ_3 надсилається від шин незмінної напруги і тому вважається незмінною в часі і дорівнює

$$I_{n,0,C} = I_{n,C} = 32.372 \text{ кА}.$$

Попередньо задаємось типом вимикача, який відповідає умовам експлуатації. Як правило, такою умовою являється номінальний струм і номінальна напруга. В даному випадку можливе використання вимикачів серії МГГ – 10, які мають час відключення $\Delta t_{відкл} = 0,12 \text{ с}$.

Тоді, з урахуванням Табл. 1.1, звідки $\Delta t_{pz} = 0,05 \text{ с}$, час протікання аперіодичної складової струму КЗ

$$\tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} = 0,12 + 0,05 = 0,17 \text{ с}.$$

Враховуючи $T_{a,C} = 0,06 \text{ с}$ (Табл. 1.2), аперіодична складова струму КЗ від системи:

$$i_{a,t,C} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 32.372 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,06}} = 2,693 \text{ кА}.$$

Повний струм з боку системи для часу τ :

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,t,C} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 2,693 + \sqrt{2} \cdot 32.372 = 48.473 \text{ кА}.$$

Ударний струм від системи з урахуванням того, що для даної точки КЗ $\kappa_{y,C} = 1,85$,

$$i_{уд}^{max} = \kappa_{y,C} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 32.372 = 84.694 \text{ кА}.$$

2.5.1. Розрахунок струмів к.з. від генератора.

Використавши уточнений вираз для надперехідної ЕРС,

$$E''_G = \sqrt{(I_{n,G} X''_d \cos \varphi_{n,G})^2 + (U_{n,G} + I_{n,G} X''_d \sin \varphi_{n,G})^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,153 \cdot 0,8)^2 + (1 + 1 \cdot 0,153 \cdot 0,6)^2} = 1,098 ,$$

$$\text{де: } I_{n,G} = 1; U_{n,G} = 1; \cos \varphi_{n,G} = 0,8, \sin \varphi_{n,G} = \sqrt{(1 - (\cos \varphi_{n,G}))^2}$$

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

$$I_{n,0,G} = \left(\frac{E''_G}{X''_d} \right) \cdot I_\phi = \left(\frac{1,098}{0,194} \right) \cdot 5,499 = 31,11 \text{ кА.}$$

Номінальний струм генератора з (Табл. 4.1)

$$I_{n,G} = \frac{S_{n,G}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,G} \cos \varphi_{n,G}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4,33 \text{ кА.}$$

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

$$I_{n,0,G} / I_{n,G} = \frac{31,11}{4,33} = 7,18$$

По розрахунковим кривим (Рис.2.2) для визначеного часу $t = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{пз}} = 0,17 \text{ с}$, знаходимо $\gamma = I_{n,t,G} / I_{n,0,G} = 0,65$.

Періодична складова струму генератора на момент $t = \tau = 0,17 \text{ с}$,

$$I_{n,t,G} = I_{n,0,G} \cdot \gamma = 31,11 \cdot 0,65 = 20,22 \text{ кА.}$$

Враховуючи, що в відповідності до Табл. 2.3, $T_{a,G} = 0,222 \text{ с}$, аперіодична складова струму к.з. від генератора

$$i_{a,t,G} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0,G} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,G}}} = \sqrt{2} \cdot 20,22 \cdot e^{-\frac{0,17}{0,222}} = 13,29 \text{ кА.}$$

Повний струм КЗ від генератора

$$i_{\Sigma, \Gamma} = i_{a, t, \Gamma} + \sqrt{2} \cdot I_{n, t, \Gamma} = 13.29 + \sqrt{2} \cdot 20,22 = 41,88 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від генератора

$$i_{y\partial}^{max} = \kappa_{y, \Gamma} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n, 0, \Gamma} = 1,973 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,11 = 86,80 \text{ кА,}$$

де: в відповідності до Табл. 7.7, $\kappa_{y, \Gamma} = 1,973$.

2.5.2. Вибір вимикача генератора.

Умови вибору вимикачів.

- $U_{уст}$ - номінальна напруга електроустановки повинна бути менша, або дорівнювати номінальній напрузі $U_{ном}$ вимикача;

- $I_{обт}$ - струм обтяженого режиму, що протікає через вимикач, повинен бути менший або дорівнювати номінальному струму $I_{ном}$ вимикача;

- $I_{n, 0}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ повинно бути менше, чи дорівнювати діючому значенню струму електродинамічної стійкості $i_{ед}$;

- $i_{y\partial, max}$ - ударний струм КЗ повинен бути менший, чи дорівнювати амплітудному значенню струму електродинамічної стійкості $i_{ед, max}$;

- B - імпульс квадратичного струму КЗ повинен бути менший, чи дорівнювати номінальному імпульсу квадратичного струму, обумовленому квадратом струму термічної стійкості $I_{тер}$ і терміном його протікання $t_{тер}$, тобто $I_{тер}^2 t_{тер}$;

- $I_{n, \tau}$ - діюче значення періодичної складової струму КЗ у момент τ розриву контактів повинно бути менше, або дорівнювати номінальному струму вимикання $I_{вим}$ вимикача;

- $\sqrt{2} I_{n, \tau} + i_{a, \tau}$ - повний струм КЗ до моменту τ повинен бути менший, або дорівнювати номінальному асиметричному струму вимикання $\sqrt{2} I_{від}(1 + \beta_{ном})$, де $\beta_{ном}$ - номінальний відносний вміст аперіодичної складової.

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Порівняння сумарних струмів КЗ (періодична та аперіодична складова) від системи і від генератора:

$$(i_{\Sigma,C} = 49,29 \text{ кА}) \geq (i_{\Sigma,\Gamma} = 41,88 \text{ кА})$$

Вибір генераторного вимикача виконаємо в табличній формі за струмами КЗ від системи (струми КЗ від генератора менші в порівнянні зі струмами КЗ від системи).

Умови протікання струмів КЗ будуть визначатися властивостями гілки, в якій буде використаний вимикач. В нашому випадку – це гілка, яка являється еквівалентним опором, що зв'язує всі джерела енергосистеми (за винятком генератора Γ_1) з місцем КЗ.

Розрахуємо величини для вибору і перевірки вимикача, які потім будуть порівнюватися з номінальними:

- вміст аперіодичної складової в струмі к.з.:

$$\beta = \frac{i_{a,t,C}}{I_{\Sigma,C}} \cdot 100\% = \frac{2,738}{49,29} \cdot 100\% = 5,55\%$$

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

$$I_{n,\Gamma} = \frac{S_{n,\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{n,\Gamma}} = \frac{78,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,33 \text{ кА}$$

- розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa}^{розр} = I_{n,C}^2 \cdot (t_{вим} + T_a) = 32,372^2 \cdot (5,12 + 0,1) = 5656,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{вим} = t_{\epsilon} + t_{pz} = 0,12 + 5 = 5,12$$

- допустимий імпульс квадратичного струму:

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_{\kappa}^{don} = I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість виконується:

$$B_{\kappa}^{don} > B_{\kappa}^{розр}$$

$$11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 5656,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки на динамічну стійкість виконується:

$$i_{уд}^{макс} \leq i_{дин},$$

$$86,128 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 170 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність виконується:

$$I_{\Sigma, C} \leq I_{відкл}$$

$$49,25 \text{ кА} \leq 58 \text{ кА}$$

Всі результати розрахунків для порівняння з паспортними зведені в таблицю 2.10. Отже видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

З [564] вибрано вимикач МГГ – 10 – 5000 – 63

Таблиця 2.4.

№ п/п	Величини	Параметри	
		паспортні	розраховані
1	Тип	МГГ – 10 – 5000 – 63	
2	Номінальна напруга, кВ	10	10
3	Номінальний струм, А	5000	4330

4	Струм відключення, кА	58	49,25
6	Струм електродинамічної стійкості, кА	170	86,128
7	Термічна стійкість, кА ² с	11907	5657,05
8	Час відключення, с	0,12	

2.5.3. Вибір вимикача на стороні РУ ВН 220 кВ.

Для вибору вимикача на стороні РУ ВН використаємо алгоритм розрахунку для схеми виду «система»

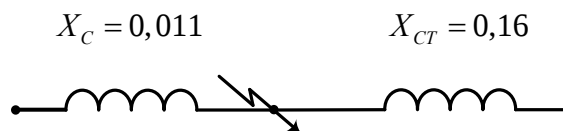


Рис. 2.17.

$$X_{\Sigma, C(10,5)} = \frac{X_C \cdot X_{CT}}{X_C + X_{CT}} = \frac{0,011 \cdot 0,16}{0,011 + 0,16} = 0,0099 \text{ в.о}$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,262 \text{ кА}$$

$I_{ПО} = I_{ПС}$, бо періодична складова від системи не затухає з часом

$$I_{ПО} = I_{ПС} = \frac{I_{\delta}}{X_{\Sigma C}} = \frac{0,262}{0,011} = 24,86 \text{ кА}$$

$$\tau = t_{відкл} + t_{рз} = 0,055 + 0,013 = 0,068 \text{ с}$$

$$T_{a,C} = 0,06 \text{ с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПС} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 24,86 \cdot e^{\frac{-0,068}{0,06}} = 11,32 \text{ кА}$$

Повний струм

$$i_{\Sigma,t} = i_{ar} + \sqrt{2} \cdot I_{PC} = 11,32 + \sqrt{2} \cdot 24,86 = 46,49 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$i_{y\partial}^{max} = \kappa_{yC} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{PC} = 1,92 \cdot \sqrt{2} \cdot 24,86 = 67,51 \text{ кА}$$

$$\kappa_{yC} = 1,92$$

вміст аперіодичної складової в струмі к.з.:

$$\beta = \frac{i_{ar}}{I_{\Sigma,t}} \cdot 100 = \frac{11,32}{46,48} \cdot 100 = 24,36\%$$

Струм максимального перетоку:

$$I_{\Pi}^{max} = \frac{S_{пер}^{max}}{\sqrt{3} U_{BH} \cos \varphi} = \frac{178,35}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,85} = 550,64 \text{ А}$$

Струм вимикача найпотужнішого приєднання до РП ВН:

$$I_B = \frac{S_{AT}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 410 \text{ А}$$

Вибір вимикача буде проводитись по струму максимального перетоку

$$I_{\Pi}^{max} = 550,64 \text{ А}$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_K^{розр} = I_{nC}^2 \times (t_{вим} + T_a) = 24,86^2 \times (0,555 + 0,13) = 638,48 \text{ кА}^2 \cdot c$$

$$t_{вим} = t_{\epsilon} + t_{pz} = 0,055 + 0,5 = 0,555 \text{ с}$$

Допустимий імпульс квадратичного струму:

$$B_K^{доп} = I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА} \cdot c$$

Перевірка вимикача на термічну стійкість:

$$B_K^{доп} > B_K^{розр}$$

$$5000 \text{ кА}^2 \cdot c > 638,48 \text{ кА}^2 \cdot c$$

Умова виконується.

Перевірка вимикача на динамічну стійкість

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$I_{уд}^{max} \leq I_{дин}$$

$$67,51 \text{ кА} \leq 150 \text{ кА}$$

Перевірка вимикача на вимикаючу здатність:

$$I_{n,C} \leq I_{відкл}$$

$$24,86 \text{ кА} \leq 93,55 \text{ кА},$$

$$де \ I_{відкл} = \sqrt{2} \cdot I_{від}^{насп} (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot (1 + 0,47) = 93,55 \text{ кА}$$

Всі результати розрахунків для порівняння з паспортними зведені в таблицю 2.5. Вибрано вимикач ВГУ-220

Таблиця 2.5.

№	Величини	Параметри	
		Паспортні	Розраховані
1	Тип	ВГУ-220	
2	Робоча напруга, кВ	220	220
3	Робочий струм, А	3150	550,64
4	Струм відключення, кА	45	
6	Струм електродинамічної стійкості, кА	150	67,51
7	Термічна стійкість, кА ² с	5000	638,48
8	Вміст аперіодичної складової, %	47	24,36
9	Час відключення, с	0,055	
10	Асиметричний струм вимикання, кА	93,55	24,86

2.5.4. Вибір вимикача за лінійним реактором.

Розрахунок к.з. за реактором:

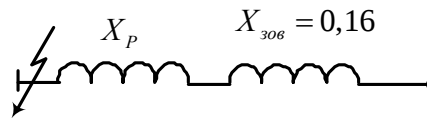


Рис. 2.18.

Приведений опір реактора заданого в іменованих одиницях

$$X_p = X_{pном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,14 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,14 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір:

$$X_E = X_{зоб} + X_p = 0,16 + 0,14 = 0,3 \text{ в.о.}$$

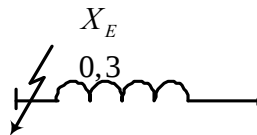


Рис. 2.19.

Періодична складова струму к.з. за реактором:

$$I_{по} = I_{пс} = \frac{I_{\delta}}{X_{\Sigma C}} = \frac{5,499}{0,3} = 18,32 \text{ кА}$$

$$\tau = t_{відкл} + t_{pz} = 0,12 + 0,05 = 0,17 \text{ с}$$

$$T_{ac} = 0,1 \text{ с}$$

Аперіодична складова струму к.з.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{пс} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 18,32 \cdot e^{\frac{-0,17}{0,1}} = 4,73 \text{ кА}$$

Повний струм

$$I_{\Sigma, t} = i_{a\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{пс} = 4,73 + \sqrt{2} \cdot 18,32 = 30,63 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$i_{y\partial}^{max} = \kappa_{yC} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{PC} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 18.32 = 49.22 \text{ кА}$$

$$\kappa_{yC} = 1,9$$

Вміст аперіодичної складової в струмі к.з.

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{I_{\Sigma,t}} \cdot 100 = \frac{4.73}{30.63} \cdot 100 = 15.44\%$$

Обираємо елегазовий вимикач **VF.12.12.31.** (табл. 2.6)

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = I_{PC}^2 \cdot (t_{вим} + t_{pz} + T_a) = 18.32^2 \cdot (0,08 + 5 + 0,1) = 1738.52 \text{ кА}^2 \cdot c$$

Перевірка вимикача на термічну стійкість

$$B_K = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot c$$

$$B_K > B_K^{розр}$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot c > 1738.52 \text{ кА}^2 \cdot c$$

Умова виконується.

Перевірка вимикача на динамічну стійкість

$$I_{y\partial} \leq I_{\text{відкл}}^{\text{max}} \quad 49.22 \leq 80 \text{ кА}$$

Перевірка вимикача на вимикаючу здатність:

$$I_{ПО} \leq I_{\text{відкл}} \quad 18.32 \leq 31.5 \text{ кА}$$

Всі результати розрахунків для порівняння з паспортними зведені в таблицю 2.6. Отже видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

Таблиця 2.6.

Величини	Параметри	
	Паспортні	Розраховані
Тип	VF.12.08.20.	
Робоча напруга, кВ	10	10
Робочий струм, А	1250	800
Струм відключення, кА	31.5	18.32
Вміст аперіодичної складової, %	40	15.44
Струм електродинамічної стійкості, кА	80	49.22
Термічна стійкість, кА ² с	2976.75	1738.52

2.5.5. Вибір роз'єднувача в колі з місцевим навантаженням.

По робочій напрузі:

$$U_{уст} \leq U_H, 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

По робочому струму:

$$I_{робвр} = \frac{n \cdot P_{відг}^{cp}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi \cdot 0.95} = \frac{4 \cdot 4.3}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 0.8 \cdot 0.95} = 1.244 \text{ кА}$$

де $n = 4$, кількість відгалужень, що відходять від реактора.

Обираємо роз'єднувач РВРЗ-1 – 10/2500 У2

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{уд} \leq I_{дин} \quad 91.374 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_{кном} = I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{вим} = t_{\epsilon} + t_{pz} = 0,05 + 4 = 4,06$$

$$B_{крозр} = I_{ПС}^2 \cdot (t_{вим} + T_a) = 39.456^2 \cdot (5,05 + 0,1) = 8017.39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кном} > B_{крозр}, \quad 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 8017.39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова виконується.

Всі розрахункові та паспортні дані зведені в таблиці 2.7. для порівняння.
Даний роз'єднувач задовольняє всі представлені вимоги.

Таблиця 2.7.

№	Величини	Параметри	
		Паспортні	Розраховані
1	Тип	РВР – 10/2500 УЗ	
2	Робоча напруга, кВ	10	10
3	Робочий струм, А	2500	1244
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	125	91,374
5	Термічна стійкість, кА ² с	8100	8017.39

Висновки до розділу 2:

В розділі 2 бакалаврської роботи було складено розрахункову схему, та розраховано струми КЗ за методом типових кривих. За отриманими результатами я перевіряв комутаційне обладнання станції, а саме: вимикачі, роз'єднувачі, реактори, вимірювальні трансформатори струму та вимірювальні трансформатори напруги. Обрані комутаційні пристрої задовольняють усім перевіркам та вимогам.

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Титулка розділу 3

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1 Аналіз пошкоджуваності асинхронних двигунів власних потреб

У цей час двигуни змінного струму є найбільшими споживачами електричної енергії. Відповідно до останніх досліджень, вони споживають понад 80% всієї електроенергії, яка виробляється в країні, з них асинхронні двигуни – до 60%. Однак у процесі експлуатації по різних причинах можуть виникати ушкодження елементів двигуна, що, у свою чергу, призводить до передчасного виходу його з ладу. Численні дослідження характеру ушкоджень двигунів змінного струму дозволили одержати наступні статистичні дані по асинхронних двигунах:

- ушкодження елементів статора – 38%;
- ушкодження елементів ротора – 10%;
- ушкодження елементів підшипників – 40%;
- інші ушкодження – 12%.

На багатьох виробництвах раптовий вихід з ладу двигуна може призвести до непоправних наслідків. Крім того, експлуатація електродвигунів, що перебувають у незадовільному технічному стані, призводить до прямих фінансових витрат. Вони зв'язані як з непрогнозованим виходом з ладу обладнання й викликаним в зв'язку з цим порушенням технологічного процесу, так і до значних (до 5-7%) непрямих непродуктивних витрат електроенергії, які обумовлені підвищеним електроспоживанням (при тій же корисній потужності)

Систематичне спостереження за електричними двигунами від початку експлуатації до капітального ремонту показало, що капітального ремонту – потребують 20% двигунів. За відносної простоти конструкції надійність асинхронних двигунів усе ще залишається низькою: середній термін служби становить 20000 годин (5 років) і коливається в залежності від області застосування: до 60000 - 80000 годин у хімічній промисловості; до 5000 – 6000 годин у гірничовидобувній промисловості. Основними причинами виходу з ладу асинхронних двигунів є їхня незадовільна експлуатація. При захисті

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

двигунів плавкими запобіжниками електродвигуни відмовляють внаслідок роботи на двох фазах (30%).

Причинами виходу з ладу двигунів є також їхнє неякісне виготовлення, відмови з вини заводів-виготовлювачів. Відмови двигунів викликаються нерівномірністю повітряного зазору, що призводить до зачіпання ротора за статор машини. Причиною відмов обмоток двигунів нерідко є низька якість ізоляції обмотувальних проводів і просочуючих лаків.

У переважній більшості випадків відмови електродвигунів відбуваються через ушкодження обмоток (85-95%), 2-5% електродвигунів відмовляють через ушкодження підшипників. Основні відмови обмоток зумовлені міжвитковими замиканнями – 93 %, що становить 79-88% від загальної кількості відмов. На підшипниковий вузол доводиться 5-8% відмов і невеликий відсоток відмов пов'язаний з розпаюванням виводів, скручуванням валів і ін.

Вихід з ладу двигуна через ушкодження обмоток у більшості випадків означає повне або часткове обуглювання ізоляції його обмотки при нагріванні обмотувального проводу великим струмом. Великий струм в обмотці двигуна, що перевищує номінальний, з'являється при тривалому перевантаженні його механізмом (5%), при заклинюванні механізму (2-3%), а також при несиметрії напруг у живлячих проводах (10-15%), яка залежить від стану мережі, тобто при аварійних режимах у мережі. Одне з перших місць серед аварійних режимів займає обрив фазного проводу в ланцюгу живлення двигуна.

За статистичним даними про вихід з ладу асинхронних електродвигунів (АД) напругою до 1000В, зібраних за період 2000 - 2004рр. на деяких промислових підприємствах міста Донецька й Донецької області, приблизно 62-71% ушкоджень АД викликане роботою їх на двох фазах.

Аналіз результатів численних досліджень причин виходу електродвигунів з ладу показав, що найбільший відсоток відмов у процесі їхньої експлуатації пов'язаний з погіршенням стану міжвиткової ізоляції (до 80%).

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В 30-48% випадків причиною відмови електричних машин є пробій (ушкодження) ізоляції.

Статистика ушкоджень АД показує, що 10-20% ушкоджень становлять порушення цілісності короткозамкнених кліток роторів. Найбільш характерними ушкодженнями є обриви стрижнів, тріщини в них і часткове або повне розпаювання з лобовими кільцями.

Згідно з статистикою, наведеною в близько 50% ушкоджень асинхронних двигунів припадає на статор і ротор, що пов'язано із пробоем ізоляції.

Статистична інформація про їх процентне співвідношення виглядає так:

- а) механічні аварії АД (до 10% від загального числа аварій). Причини: асиметрія фаз (до 8%); механічне перевантаження (до 2%).
- б) електричні аварії АД (до 90% від загального числа аварій). Електричні аварії підрозділяються на:
 - 1) мережеві аварії (до 80% – аварії мережевої напруги (зниження напруги – підвищення струму – нагрівання обмоток, підвищення напруги – підвищення магнітного потоку – нагрівання сталі));
 - 2) струмові аварії (внутрішні КЗ, перевантаження АД струм – наприклад перевантаження струмом на 5% знижує термін служби АД в 10 разів, до 5%);
 - 3) аварії які пов'язані зі зниженням опору ізоляції (припустиме значення $R_{iz} > 0,5 \text{ МОм}$, до 5%).

Розглянемо статистичну інформацію з пошкоджуваності асинхронних двигунів на підприємствах. В наведений досить великий статистичний матеріал по пошкоджуваності АД в мережах власних потреб ТЕС. Окремі результати наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Кількість ушкоджень електродвигунів 85 блоків десяти блокових ТЕС

Електростанція	Середня кількість встановлених двигунів, шт.	Кількість ушкоджень	
		шт.	% від встановлених
Вуглегірська ТЕС	273	35	12,8
Бурштинська ТЕС	468	56	12
ТЕЦ-22 Мосенерго	273	27	9,87
Прибалтійська ТЕС	468	28	5,97
Рефтинська ТЕС	390	23	5,90
Запорізька ТЕС	273	10	3,66
Костромська ТЕС	312	5	1,6
Ладижинська ТЕС	234	2	0, 854
Литовська ТЕС	312	2	0, 640
Естонська ТЕС	312	9	2,89
Усього	3315	197	5,97

Аналіз таблиці 3.1 показує, що щорічно на теплових електростанціях ушкоджується близько 6% від всіх установлених двигунів.

Таблиця 3.2 – Кількість ушкоджень електродвигунів різних по призначенню механізмів мережі ВП

Механізм власних потреб	Кількість встановлених електродвигунів механізмів ВП, шт.	Кількість ушкоджень	
		шт.	% від встановлених
Шаробарабанний млин	170	35	20,6
Дробарки	85	14	16,5

Живильний електронасос	85	9	10,6
Мірошницький вентилятор	170	11	6,47
Дуттєвий вентилятор	340	19	5,58
Конденсатний насос	255	12	4,70
Циркуляційний насос	255	7	2,74
Мережний насос	340	5	1,47
Багерний насос	255	2	0,78
Насос рециркуляції	340	-	0
Димосос	170	14	8,24

З аналізу цих таблиць випливає, що в сформованих умовах ушкодження електрообладнання мереж ВП виявляється на досить високому рівні. Загальна статистика по ушкодженнях асинхронних двигунів, включаючи мережі в.п. інших електростанцій і промислових підприємств свідчить про ще гірший ТС АД: щорічно ушкоджуються 20-25% від загальної кількості встановлених АД.

Аналіз статистичних даних дозволяють зробити наступні висновки: Щорічно ушкоджується до 6% АД ВП ТЕС, до 25% АД промислових підприємств.

У середньому – 20% від загальної кількості встановлених АД на рік;

Причини ушкоджень АД розподіляються так:

- 1) несиметрія живильної напруги мережі: 50-70%;
- 2) механічні причини: до 5%;
- 3) перевантаження АД струмом: 5-10%;
- 4) старіння ізоляції АД: 20-25%;
- 5) неправильна експлуатація АД: до 30%.

б) Ушкодження АД розподіляються по основним його вузлам таким чином:

- 1) ушкодження обмотки статора 40-70%;
- 2) ушкодження обмотки ротора 10-20%;
- 3) ушкодження в механічній частині (вал, підшипники): 20-25%.

В процесі експлуатації асинхронний електродвигун піддається різним експлуатаційним впливам: тепловим, електричним, механічним, а також вплив навколишнього середовища. Кожному з них відповідає певний характер старіння ізоляції обмотки статора. При промисловій експлуатації на ізоляцію двигуна діють одразу всі ці види впливів, що викликає прискорене старіння, порівняно з тим, якби прикласти всі ці впливи по черзі. Кожен з перерахованих впливів в певних умовах може виявитись основним, визначаючим процес старіння ізоляції або її частин. При аналізі режимів роботи асинхронного двигуна прийнято, що основним є теплове старіння ізоляції, а ресурс асинхронного двигуна визначається ресурсом обмотки статора.

3.2. Вплив зміни напруги на роботу асинхронних двигунів

Відхилення напруги роблять значний вплив на роботу асинхронних двигунів (АД). При зміні напруги змінюється механічна характеристика АД - залежність його крутного моменту M від ковзання s або частоти обертання (рис.4.1). З достатньою точністю можна вважати, що обертаючий момент двигуна пропорційний квадрату напруги на його виводах. При зниженні напруги зменшується крутний момент і частота обертання ротора двигуна, так як збільшується його ковзання. Зниження частоти обертання залежить також від закону зміни моменту опору M_c (на рис 3.1 M_c прийнятий постійним) і від завантаження двигуна.

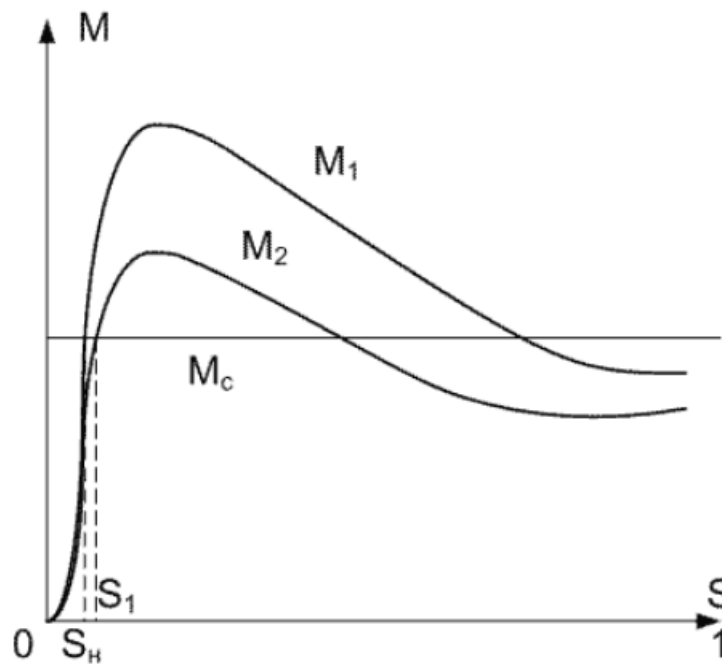


Рис.3.1 - Механічна характеристика двигуна при номінальній (M_1) і зниженій (M_2) напрузі.

При малих завантаженнях двигуна частота обертання ротора буде більше номінальної частоти обертання (при номінальному завантаженні двигуна). У таких випадках зниження напруги не призводять до зменшення продуктивності технологічного устаткування, так як зниження частоти обертання двигунів нижче номінальної не відбувається.

Для двигунів, що працюють з повним навантаженням, зниження напруги призводить до зменшення частоти обертання. Якщо продуктивність механізмів залежить від частоти обертання двигуна, то на висновках таких двигунів рекомендується підтримувати напругу не нижче номінальної. При значному зниженні напруги на висновках двигунів, що працюють з повним навантаженням, момент опору механізму може перевищити крутний момент, що приводить до "перекидання" двигуна, тобто до його зупинки. Щоб уникнути пошкоджень двигун необхідно відключити від мережі.

Зниження напруги погіршує і умови пуску двигуна, так як при цьому зменшується його пусковий момент.

Практичний інтерес представляє залежність споживаної двигуном активної і реактивної потужності від напруги на його висновках.

У разі зниження напруги на затискачах двигуна реактивна потужність намагнічування зменшується (на 2 - 3% при зниженні напруги на 1%), при тій же споживаній потужності збільшується струм двигуна, що викликає перегрів ізоляції.

Якщо двигун довго працює при зниженій напрузі, то через прискорений зносу ізоляції термін служби двигуна зменшується. Наближено термін служби ізоляції T можна визначити за формулою:

$$T = \frac{T_{ном}}{R}$$

З точки зору нагріву двигуна більш небезпечні в розглянутих межах негативні відхилення напруги.

Зниження напруги призводить також до помітного зростання реактивної потужності, що втрачається в реактивних опорах розсіювання ліній, трансформаторів і АТ.

Підвищення напруги на виводах двигуна призводить до збільшення споживаної ними реактивної потужності. При цьому питоме споживання реактивної потужності зростає зі зменшенням коефіцієнта завантаження двигуна. В середньому на кожен відсоток підвищення напруги споживана реактивна потужність збільшується на 3% і більше (в основному за рахунок збільшення струму холостого ходу двигуна), що в свою чергу призводить до збільшення втрат активної потужності в елементах електричної мережі.

Несиметрія напруг, найчастіше викликається наявністю несиметричного навантаження. Несиметричні струми навантаження, що протікають по елементах системи електропостачання, викликають в них несиметричні падіння напруги. Внаслідок цього на виводах з'являється несиметрична система напруг.

Особливе значення для АД має напруга зворотної послідовності. Опір зворотної послідовності електродвигунів приблизно дорівнює опорі

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

загальмованого двигуна і, отже, в 5 - 8 разів менше опору прямої послідовності. Тому навіть невелика несиметрія напруг викликає значні струми зворотної послідовності. Струми зворотної послідовності накладаються на струми прямої послідовності і викликають додатковий нагрів статора і ротора (особливо масивних частин ротора), що призводить до прискореного старіння ізоляції і зменшення розполагаемой потужності двигуна (зменшення к.к.д. двигуна). Так, термін служби повністю завантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруги 4%, скорочується в 2 рази. При несиметрії напруги 5% наявна потужність двигуна зменшується на 5 - 10%.

У разі роботи асинхронних двигунів з повним навантаженням, зниження напруги веде до зменшення частоти обертання. Так, продуктивність механізмів, що залежать від частоти обертання ротора двигуна, при зниженні напруги в значній мірі може, що може спричинити за собою шлюб і недовипуск продукції. При значному зниженні напруги на висновках двигуна може відбутися його зупинка, пов'язана з тим, що момент опору може перевищити крутний момент.

Позитивні ж відхилення напруги тягнуть за собою збільшення частоти обертання ротора двигуна і збільшення споживання реактивної потужності, на 1% збільшення напруги споживана реактивна потужність збільшується на 3%, що веде до збільшення втрат активної потужності.

При тривалих відхиленнях напруги прискорений знос ізоляції двигуна може призвести до зменшення його терміну служби. Більшою мірою небезпечна тривала робота двигуна при зниженій напрузі, так як в цьому випадку, при тому ж споживанні потужності збільшується струм двигуна, що викликає постійний перегрів ізоляції.

3.3. Розрахунок впливу зміни напруги на режими роботи АД ВП

3.3.1. Схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт

Однолінійна схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт наведена на рис. 3.2.

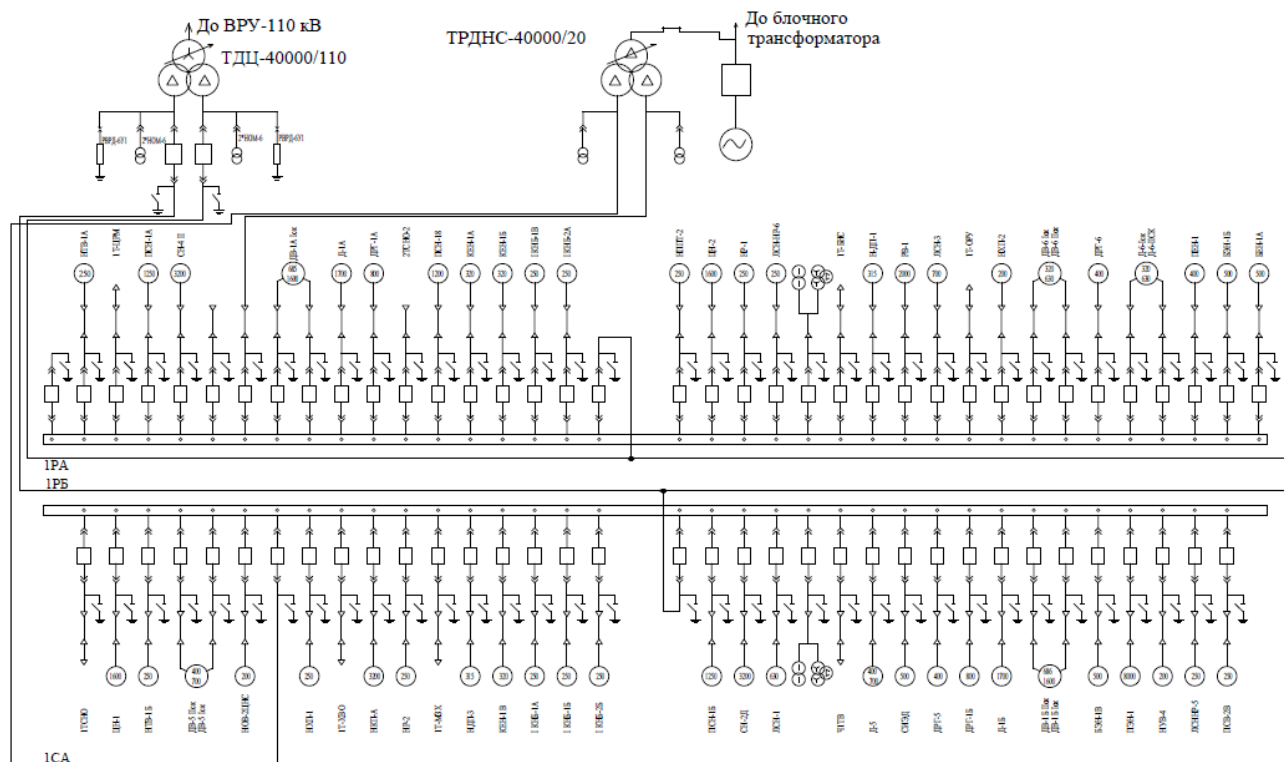


Рис. 3.2 - Однолінійна схема електропостачання ВП блоку потужністю 100 МВт

3.3.2. Вибір предмету дослідження

Для прикладу дослідження впливу зміни напруги на режими роботи асинхронного двигуна в системі власних потреб, візьмемо циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна енергоблоку 100 МВт: ЦЕН з двигуном ВДН 170-49/10;

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

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

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

Таблиця 3.3 – Каталожні дані асинхронних електродвигунів 6 кВ системи власних потреб блоку 100 МВт

Назва агрегата	Тип двигуна	Активна потужність, кВт	Струм статора, А	Частота обертання, об/мин	Коеф. потужності	ККД, %	Кратність, відн.од.			GD ² , Тм ²
							пусково-го струму	момента		
								пускового	максимального	
ПЕН	АТМ 2000-2	2000	225	2980	0,89	95,5	5,7	1,1	2	0,4
М	ДАМСО 15-12-8	570	70	740	0,85	92,5	6,2	1,1	2,1	3
Д	ДАЗО 99-13-10	320	43,5	593	0,77	91,5	6,2	1,6	3	2
ДВ	ДАМСО 15-7-6	320	41	980	0,85	91	4,8	1,2	2,2	1
МВ	А 114-4	320	37,1	1490	0,89	92,8	6,6	1,6	2,8	0,3
КЕН	А 114-6	200	24,5	985	0,87	90,5	6,3	1,5	2,6	0,15
ЦЕН	ВДН 170-49/10	1500	188	588	0,83	93,2	4,8	0,8	2	5
РВ	ДАЗ 1810-6	1200	210	993	0,6	92,2	8,9	1,5	4,3	20

3.3.2. Розрахунок впливу зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна ВДН 170-49/10 блока 100 МВт

За допомогою алгоритму, що описаний раніше, отримуємо вхідні дані:

$X_s'' := 0.169$	$N := 3.8$	$M := 0.0113$	$T_{10} := 741.1$	$T_{20} := 4.89$	$U=1$
------------------	------------	---------------	-------------------	------------------	-------

де $U=1$ – значення напруги, що дорівнює номінальній напрузі (тобто 100%).

Потім ми з отриманих параметрів асинхронного двигуна знаходимо реактивну і активну складові повного опору асинхронної машини:

$$a_s = x_s'' + \frac{N}{1 + (s \times T_{10})^2} + \frac{M}{1 + (s \times T_{20})^2}$$

$$\beta_s = \frac{s \times N \times T_{10}}{1 + (s \times T_{10})^2} + \frac{s \times M \times T_{20}}{1 + (s \times T_{20})^2}$$

Отримавши ці складові опору знайдемо залежність активної потужності до ковзання при номінальній напрузі мережі:

$$P_s = U^2 \times \frac{\beta_s}{a_s^2 + \beta_s^2}$$

Розрахуємо залежність активної потужності при падінні напруги до $U=0.9$, для цього порахуємо коефіцієнт частотного відхилення:

$$P_1 = U_{s1}^2 \times \frac{\beta_1}{a_1^2 + \beta_1^2}$$

Побудуємо графік залежності $P(s)$ при $U=1$ і при $U=0.9$, і добавимо до графіка залежність моменту опору до ковзання $m0(s)$.

Графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання показаний на рис. 3.3.

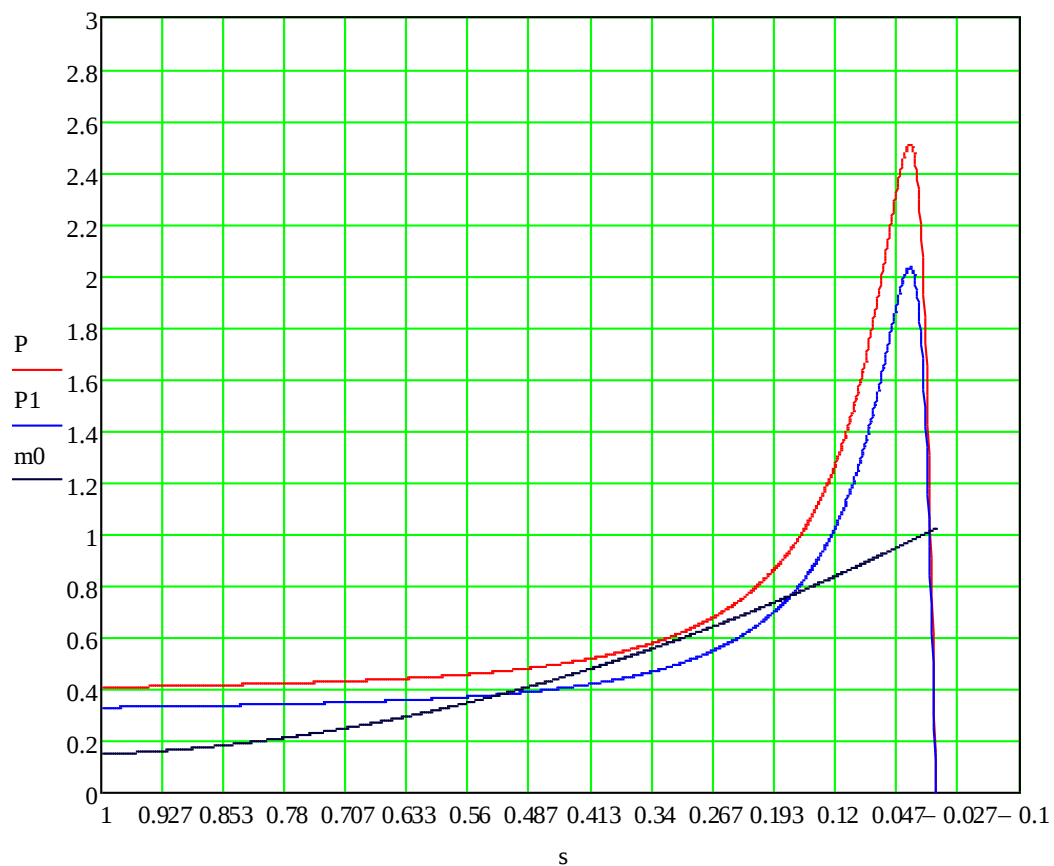


Рис. 3.3 - Графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання

Зближений графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання на рис. 3.4.

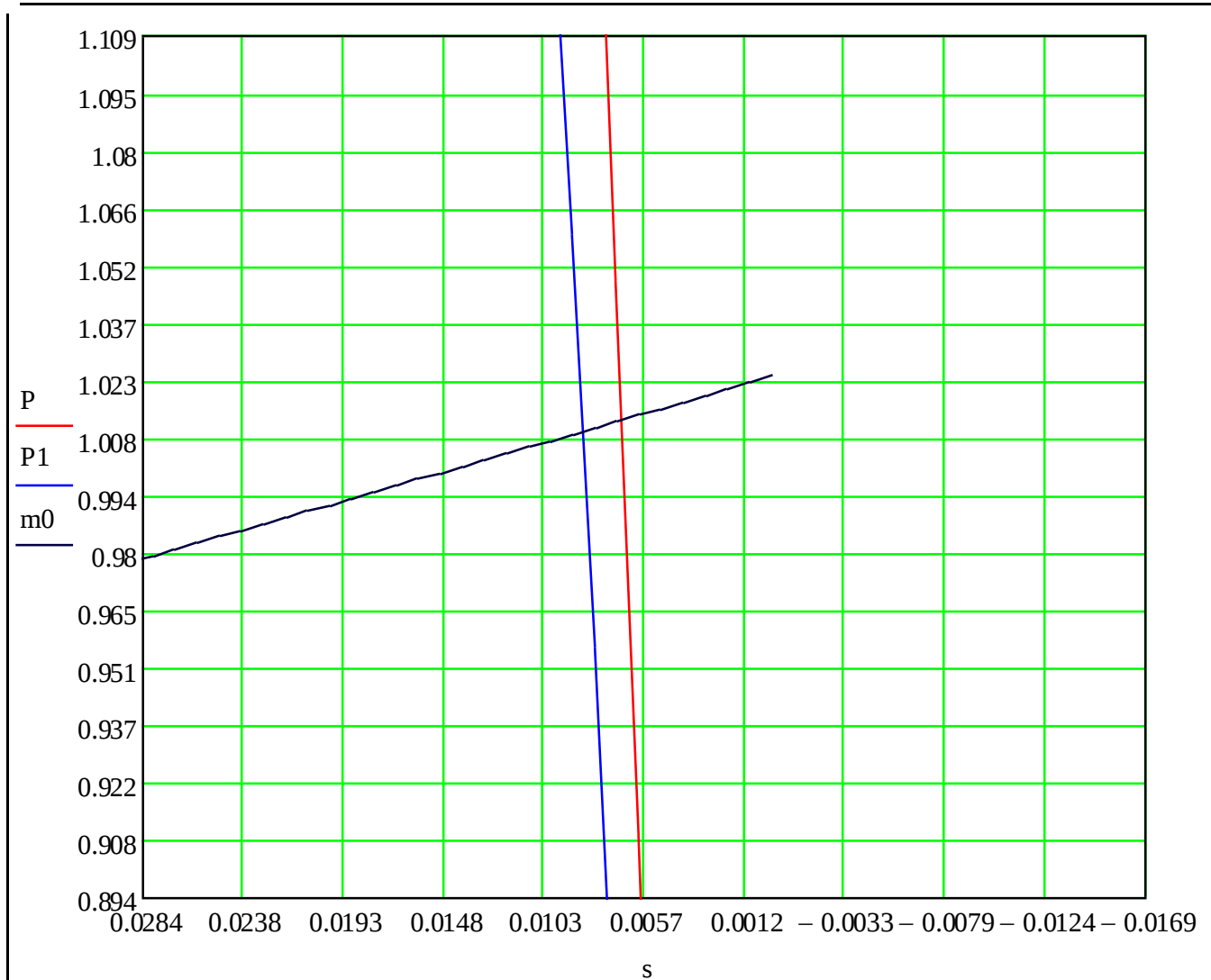


Рис. 3.4 - Зближений графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання

Як видно з графіків, залежність $P_1(s)$ ($U=0.9$), змістилася вліво відносно залежності $P(s)$. А це значить, що при різних напругах і однакових потужностях двигуна, величина номінального ковзання різна.

З графіків отримаємо значення номінального ковзання для напруги $U=1$ і для напруги $U=0.9$, відповідно: $S_1=0,0084683$, $S_n=0,0066023$.

,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист

84

З отриманих даних знайдемо залежність моменту опору для насоса і залежність подачі води насоса від натиска води.

$$a := -1, b := 0.5, c := 1.5$$

$$S_1=0,0066021, S_2=0,00846839$$

$$\omega_1 := (1 - S_1) = 0.993$$

$$\omega_2 := (1 - S_2) = 0.992$$

$$m_0(Q) := M_{0n} - M_{01} \cdot (1 - Q - 1) + M_{02} \cdot (1 - Q - 1)^2$$

Побудуємо графік залежності $H(Q)$ при $U=1$ і при $U=0.9$, і додамо до графіка залежність моменту опору до подачі води $m_0(Q)$.

Графік залежності натиску води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води показано на рис. 3.5.

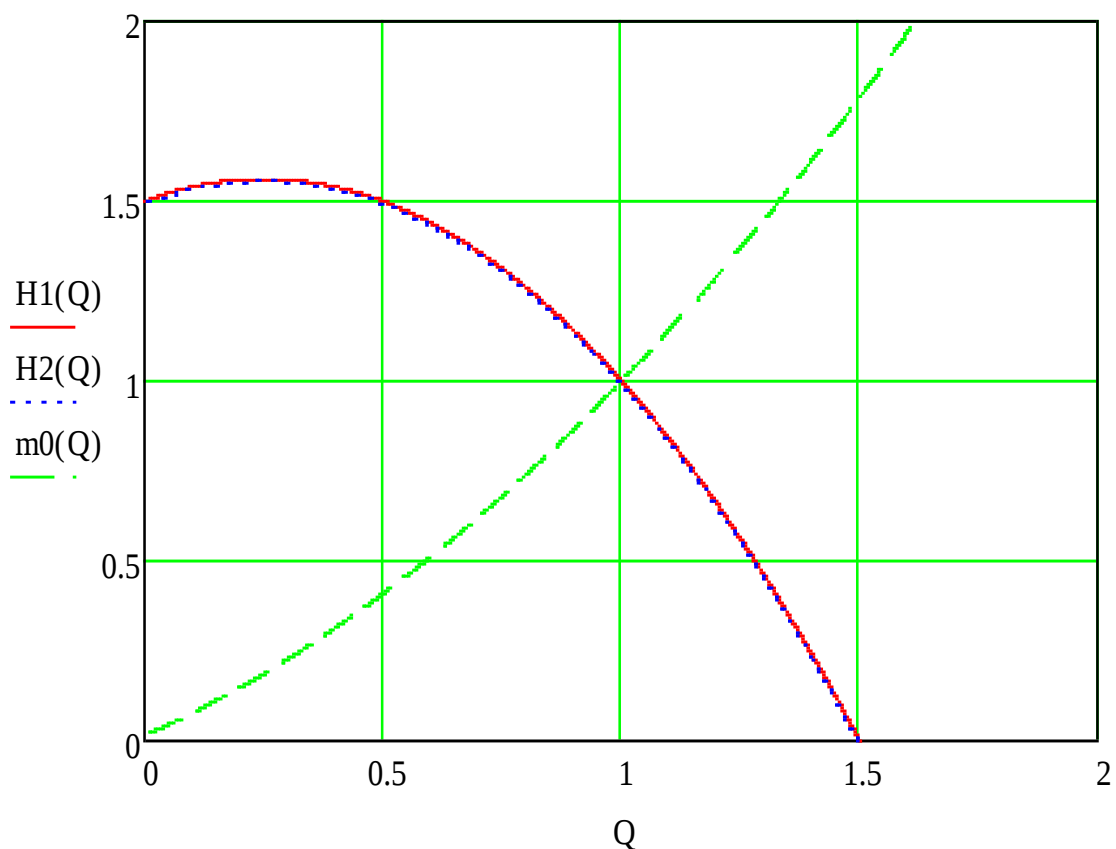


Рис. 3.5 - Графік залежності натиску води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води.

Зближений графік залежності натиска води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води наведено на рис.3.6.

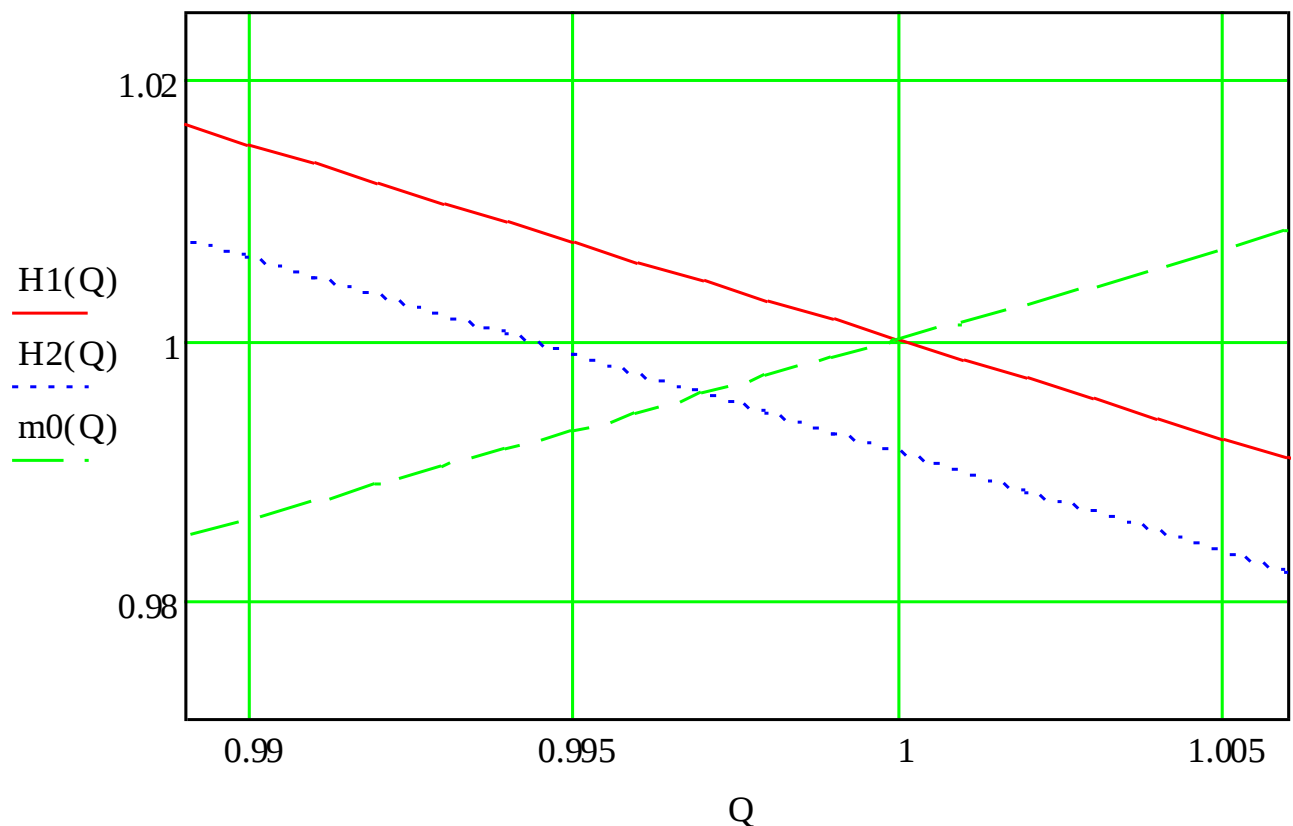


Рисунок 3.6. Зближений графік залежності натиска води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води

На рис. 4.4. добре видно, що при напрузі мережі $U=0.9$, подача води менша ніж в насоса, який має напругу $U=1$.

Отримані значення подачі води:

$$Q1:=1; Q2:=0.997$$

Втрата подачі води:

$$\Delta Q:=(Q1-Q2) \cdot 100=0.3$$

Отже, при зміні напруги роботи живильного насосу з приводом від асинхронного двигуна, насос втратив 0.3% подачі води. Під час проведення аналогічних розрахунків, але зменшивши напругу на 5% було отримано зменшення подачі води на 0,14%.

Висновки до розділу 3:

У розділі 3 було розглянуто вплив зміни напруги на режими роботи асинхронного двигуна власних потреб, розраховано вплив зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна ВДН 170-49/10 блока 100 МВт, побудовано графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання, зближений графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання, графік залежності натиску води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води, зближений графік залежності натиска води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води.

Розраховано, що при зміні напруги роботи живильного насосу з приводом від асинхронного двигуна, насос втратив 0,3% подачі води. Під час проведення аналогічних розрахунків, але зменшивши напругу на 5% було отримано зменшення подачі води на 0,14%.

					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Загальні висновки

Згідно завдання, спроектована ТЕЦ потужністю 220 МВт з генераторами ТВФ-63-2УЗ, ТВФ-120-2УЗ;

1. Вибрано розподільчий пристрій генераторної напруго 10,5 кВ для живлення місцевого навантаження та відкриті розподільчі пристрої 110 кВ та 220 кВ.

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

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

4. У спеціальному питанні розглянуто вплив зміни напруги на режими роботи асинхронного двигуна власних потреб. Розраховано, що при зміні напруги роботи живильного насосу з приводом від асинхронного двигуна, насос втратив 0,3% подачі води. Під час проведення аналогічних розрахунків, але зменшивши напругу на 5% було отримано зменшення подачі води на 0,14%.

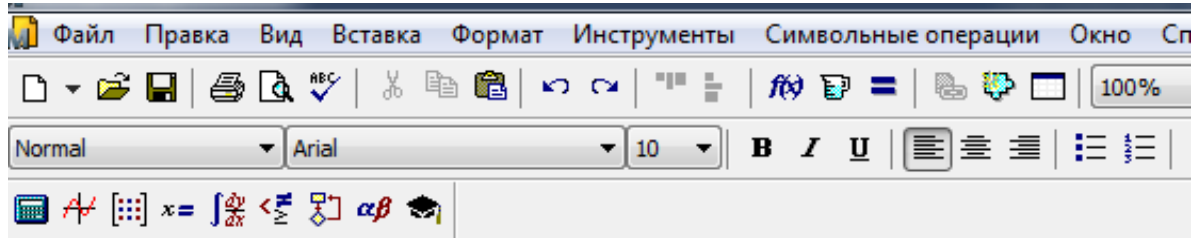
					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список використаної літератури

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

Додаток

Алгоритм і програма розрахунку режимів живильного насосу при зміні напруги :



$$xs'' := 0.169 \quad N := 3.8 \quad M := 0.0113 \quad T1 := 741.0 \quad T2 := 4.89$$

$$Us := 1 \quad s := 0, 0.001 \dots 1 =$$

0
...

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

	0
0	3.98
1	2.633
2	...

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

	0
0	0
1	1.818
2	...

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

	0
0	0
1	0.178
2	...

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

	0
0	0.251
1	...

$$xs''1 := 0.169 \quad N1 := 3.8 \quad M1 := 0.0113 \quad T1_1 := 741.0 \quad T2_1 := 4.89$$

$$Us1 := 0.9$$

$$\alpha_1 := xs^1 + \frac{N_1}{1 + s^2 \cdot (T1_1)^2} + \frac{M_1}{1 + s^2 \cdot (T2_1)^2} =$$

	0
0	3.98
1	...

$$\beta_1 := \frac{N_1 \cdot s \cdot T1_1}{1 + s^2 \cdot (T1_1)^2} + \frac{M_1 \cdot s \cdot T2_1}{1 + s^2 \cdot (T2_1)^2} =$$

	0
0	...

$$Q_1 := Us_1^2 \cdot \frac{\alpha_1}{\alpha_1^2 + \beta_1^2} =$$

	0
0	0.204
1	...

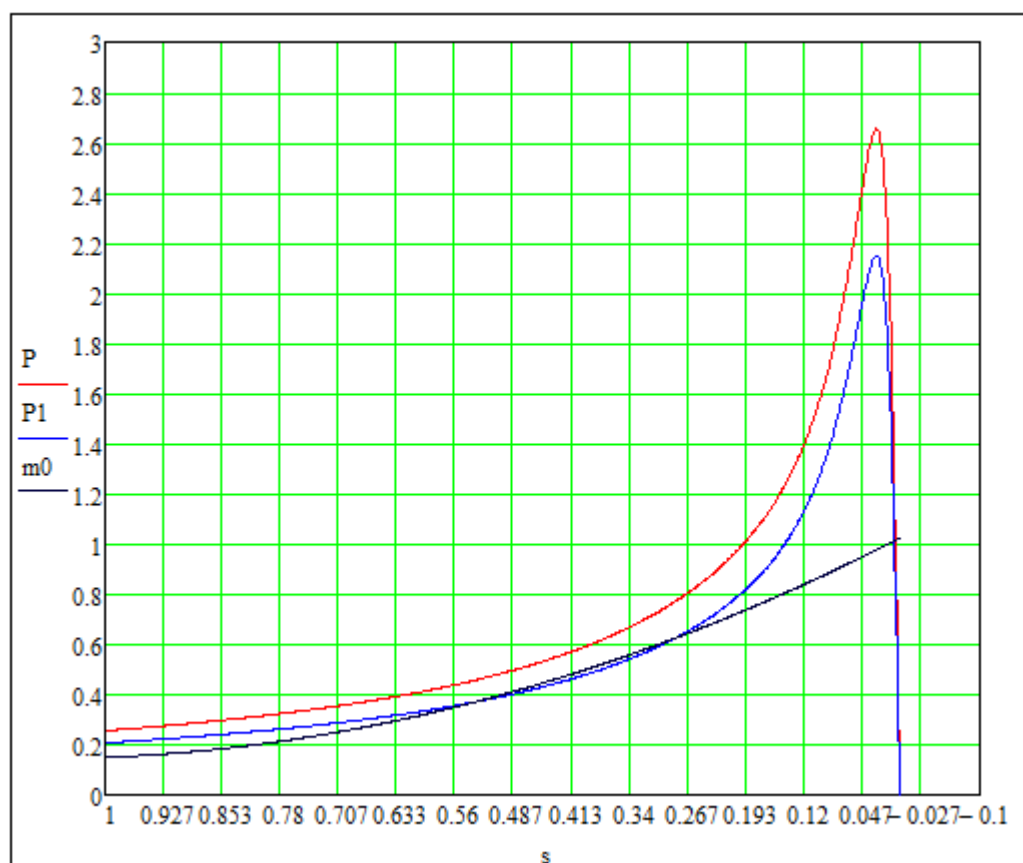
$$P_1 := Us_1^2 \cdot \frac{\beta_1}{\alpha_1^2 + \beta_1^2} =$$

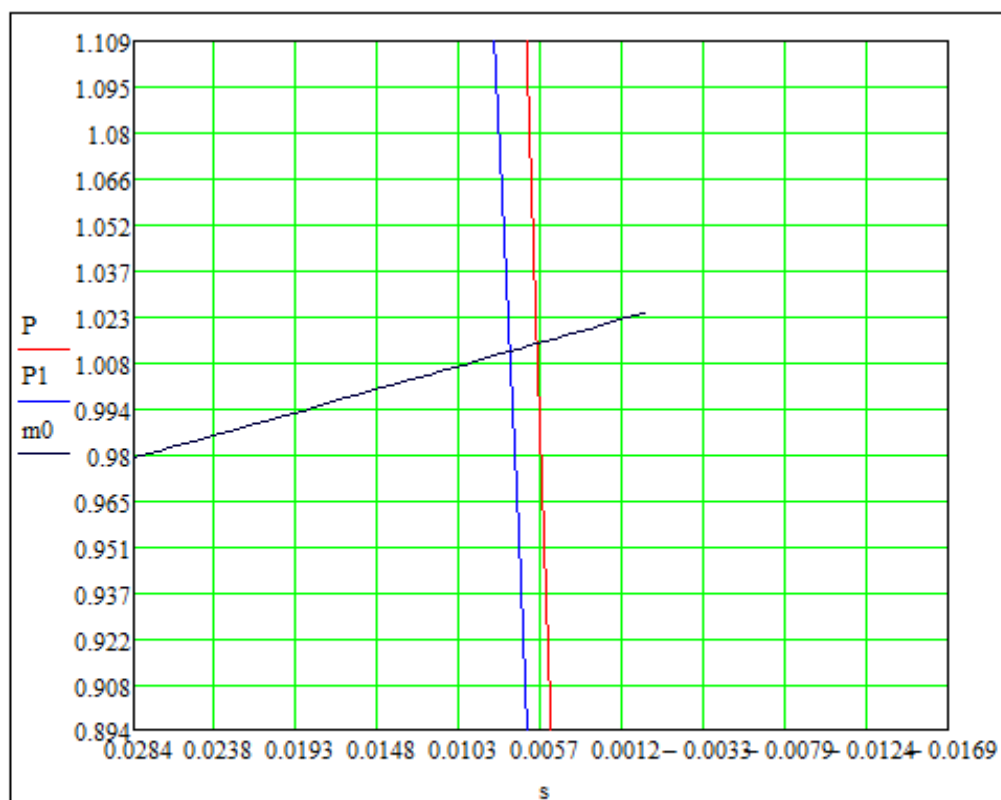
	0
0	...

$$s_1 := 1, 0.999 \dots 0 =$$

1
0.999
...

$$m_0 := 1.024 - 1.623 \cdot (1 - s_1) + 0.748 \cdot (1 - s_1)^2$$





$$S_n := 0.00660212 \quad S1 := 0.00846839$$

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

$$S1 := 0.00660212 \quad S2 := 0.00846839$$

$$\omega1 := (1 - S1) = 0.993 \quad H1(Q) := a \cdot Q^2 + b \cdot Q + c$$

$$\omega2 := (1 - S2) = 0.992 \quad H2(Q) := H1\left(Q \cdot \frac{\omega1}{\omega2}\right) \cdot \frac{\omega2^2}{\omega1^2}$$

$$M0$$

$$m0(Q) := M0_0 - M0_1 \cdot (1 - Q - 1) + M0_2 \cdot (1 - Q - 1)^2$$

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

$$S1 := 0.00660212 \quad S2 := 0.00846839$$

$$\omega1 := (1 - S1) = 0.993$$

$$\omega2 := (1 - S2) = 0.992$$

$$H1(Q) := a \cdot Q^2 + b \cdot Q + c$$

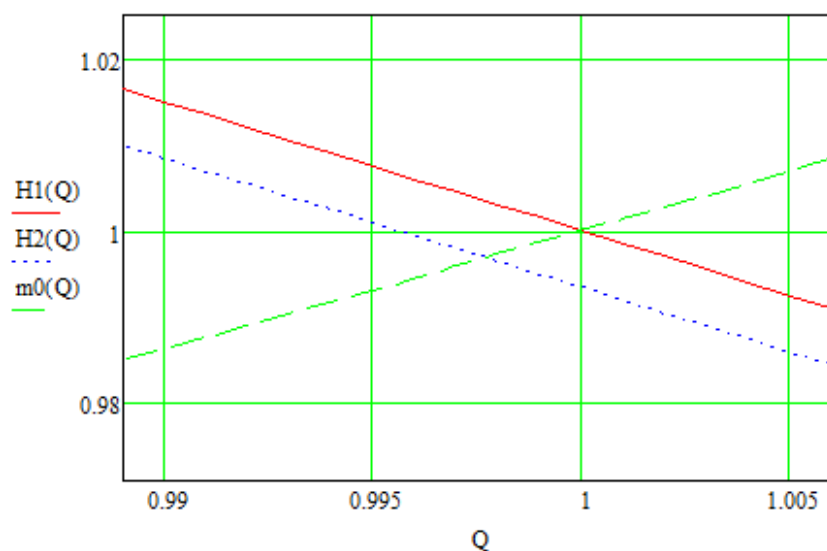
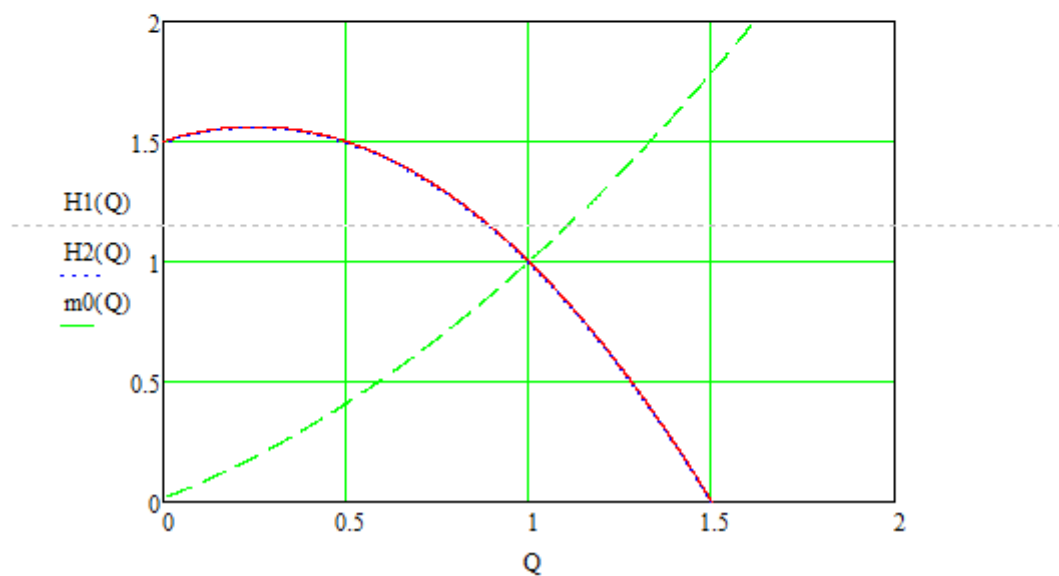
$$H2(Q) := H1\left(Q \cdot \frac{\omega1}{\omega2}\right) \cdot \frac{\omega2^2}{\omega1^2}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$\underline{\underline{M1}} := \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.68 \\ 1 \end{pmatrix} \quad Z1 := \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0^2 \\ 1 & 0.75 & 0.75^2 \\ 1 & 1 & 1^2 \end{pmatrix}$$

$$M0 := Z1^{-1} \cdot M1 = \begin{pmatrix} 0.015 \\ 0.592 \\ 0.393 \end{pmatrix}$$

$$m0(Q) := M0_0 - M0_1 \cdot (1 - Q - 1) + M0_2 \cdot (1 - Q - 1)^2 \cdot Z1^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -2.333 & 5.333 & -3 \\ 1.333 & -5.333 & 4 \end{pmatrix}$$



$$Q2 := 0.9976 \quad Q11 := 1$$

$$\Delta Q := (Q11 - Q2) \cdot 100 = 0.24$$

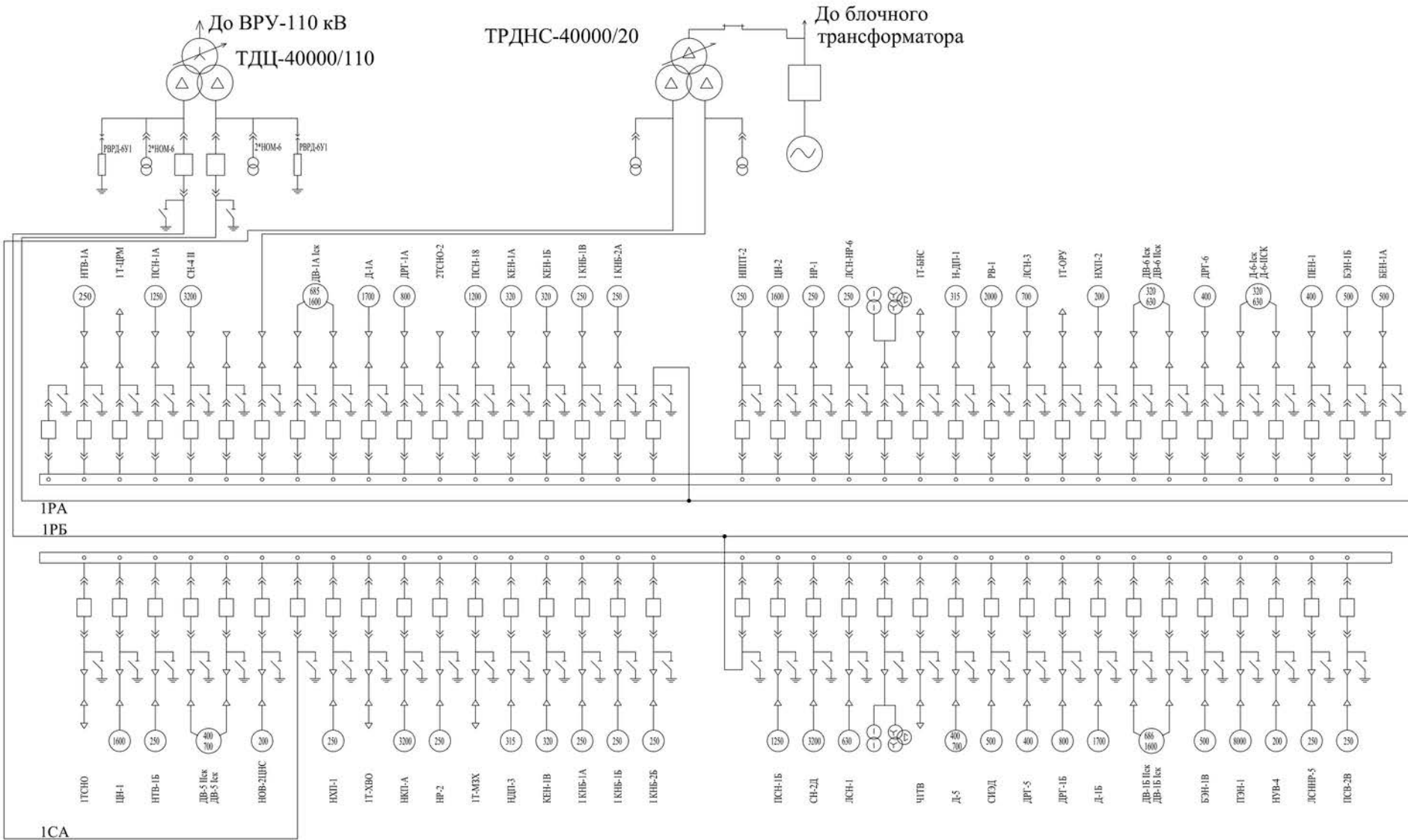
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП ЕТ-п7102.6.050701.002 ПЗ

Лист

93

Однолінійна схема електропостачання власних потреб енергоблока 100 МВт



				ДП 6.050701.002 ТК2	
№ докум.	№ докум.	Подп.	Дат.	Дослідження зміни нагріву на реальних роботах асинхронних двигунів в системах власних потреб теплопостачання підприємств	Лист
Розроб.	Григорук І. П.			220 МВт	Маса
Вір.	Григорук І. П.				Маси
Голов.					Лист 2
Висновок	Висновок І. П.			Схема власних потреб блоку потужністю 100 МВт	Лист 3
Уклад.	Висновок І. П.				Лист 4
Уклад.	Висновок І. П.				Лист 5

Розрахунок впливу зміни напруги на циркуляційний насос з приводом від асинхронного двигуна ВДН 170-49/10 блока 100 МВт

Вхідні дані

$x''_S := 0.169$	$N := 3.8$	$M := 0.113$	$T_{10} := 741.14$	$T_{20} := 4.899$	$U=1$
------------------	------------	--------------	--------------------	-------------------	-------

де $U=1$ – значення напруги, що дорівнює номінальній напрузі (тобто 100%).

Реактивна і активна складові повного опору асинхронної машини:

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

Залежність активної потужності до ковзання при номінальній напрузі мережі

$$P(s) := U^2 \cdot \frac{\beta(s)}{\alpha(s)^2 + \beta(s)^2}$$

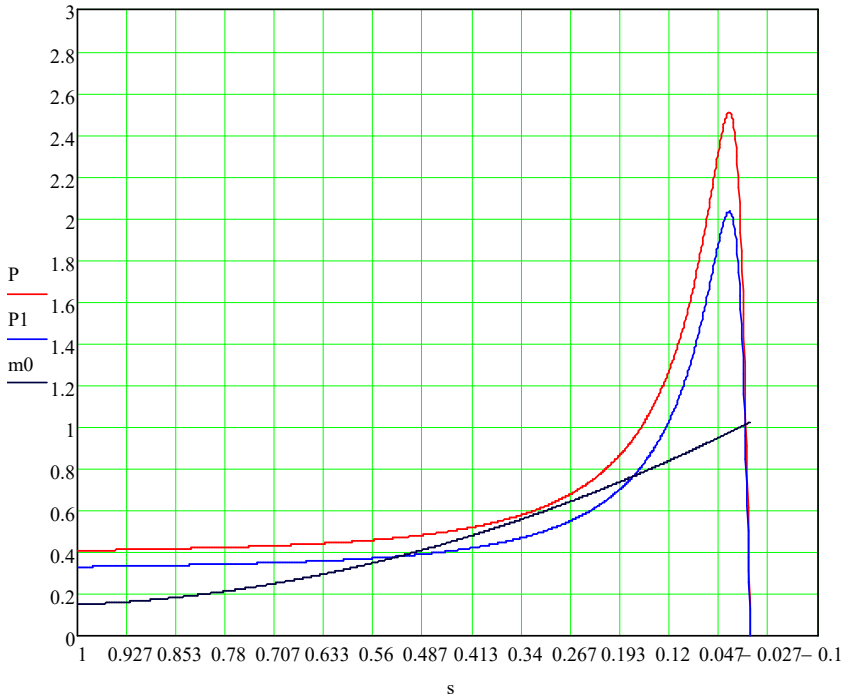
Коефіцієнт частотного відхилення

$$P1 := U_{s1}^2 \cdot \frac{\beta1}{\alpha1^2 + \beta1^2}$$

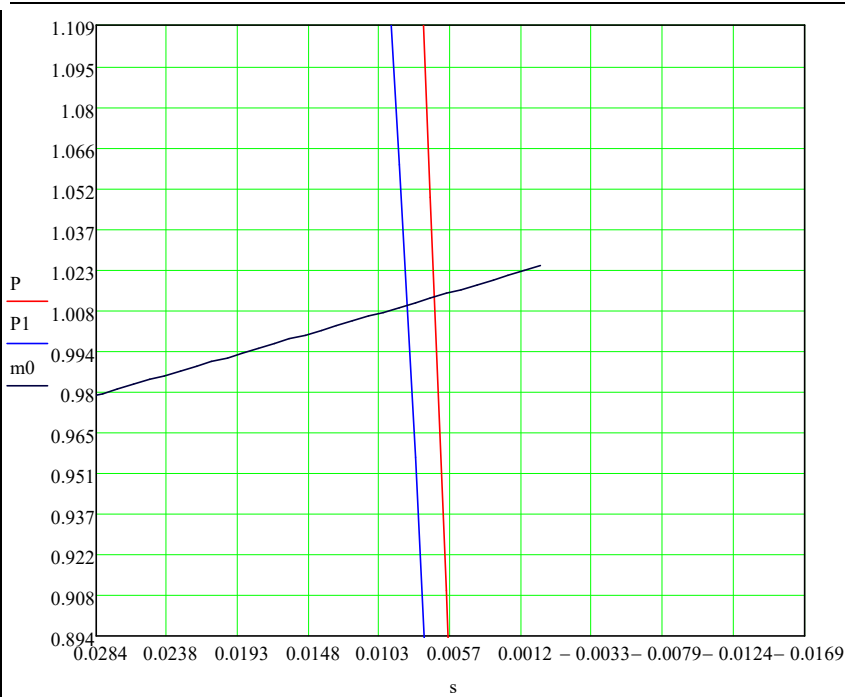
Отримані значення подачі води:
 $Q1:=1$; $Q2:=0.997$

Втрата подачі води:
 $Q:=(Q1-Q2)100=0.3$

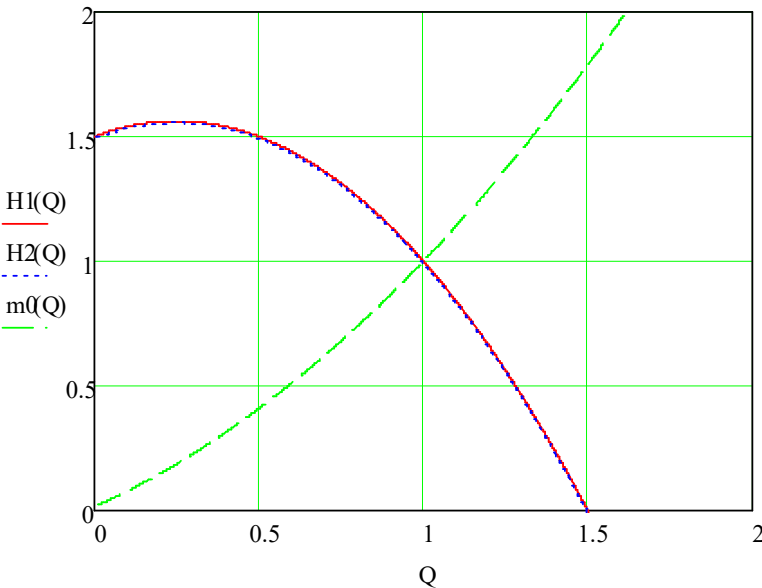
Графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання



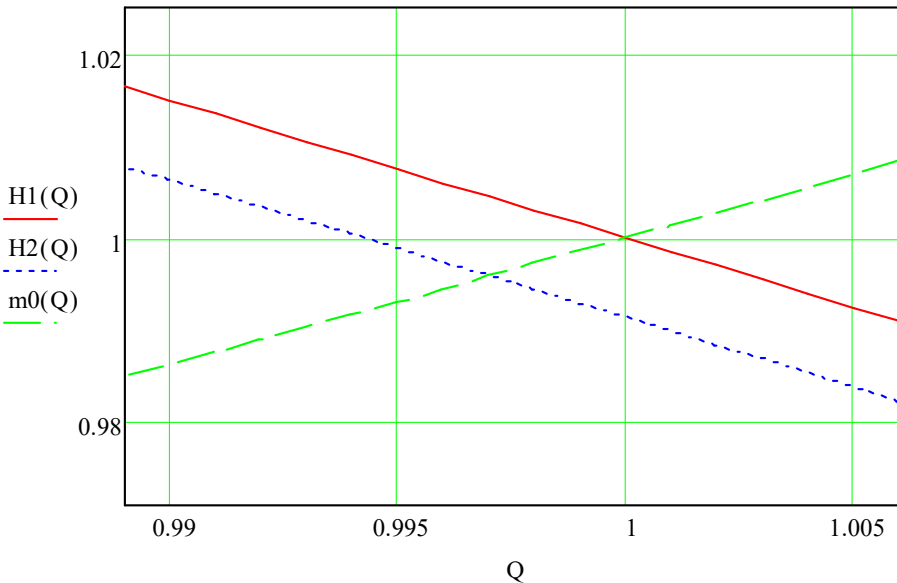
Зближений графік залежності активної потужності (при $U=1$ і при $U=0.9$) і моменту опору до ковзання



Графік залежності натиску води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води

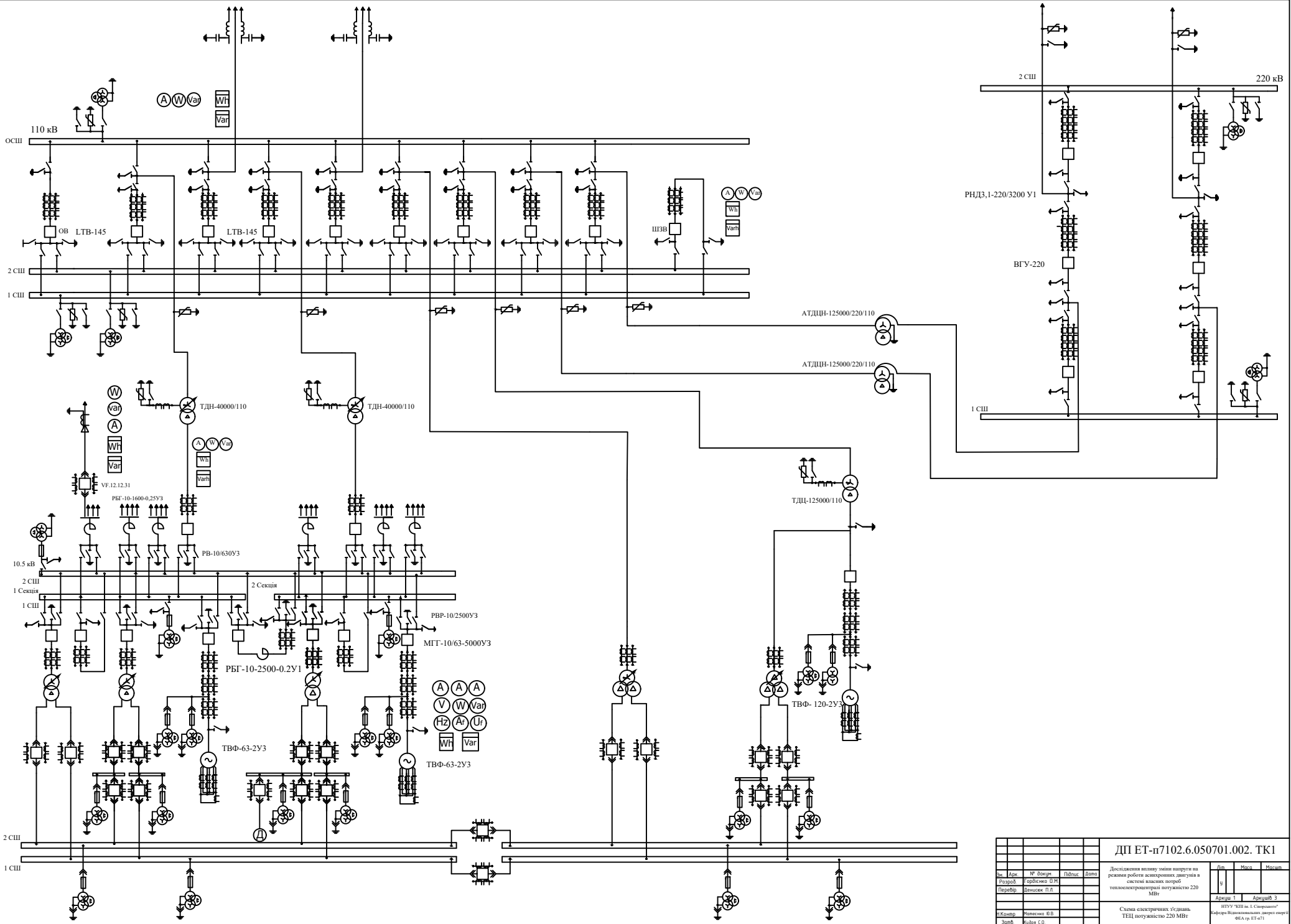


Зближений графік залежності натиску води (при $U=1$ і $U=0.9$) і моменту опору до подачі води



Отже, при зміні напруги роботи живильного насосу з приводом від асинхронного двигуна, насос втратив 0.3% подачі води. Під час проведення аналогічних розрахунків, але зменшивши напругу на 5% було отримано зменшення подачі води на 0,14%.

				ДП ЕТ-п71.6.050701.002 ТК3			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Розроб.	Гордієнко О.М.						
Перевірив	Денисюк П.Л.						
Т. Контр.					Аркуш 3	Аркуш 3	
Н. Контр.	Матвеев Ю.П.				НТУУ "КПІ ім. І. Спиряковського"		
Затверд.	Кудря С.О.				Кафедра відновлювальних джерел ФЕА гр. ЕТ-п71		



ДП ЕТ-п7102.6.050701.002. ТК1					ДП ЕТ-п7102.6.050701.002. ТК1		
№	Док.	№ докум.	Подпис.	Воп.	Дополнительная информация		
Разработ.	Док.	архитект. В.И.			Дополнительная информация		
Проектиров.	Док.	Док.			Дополнительная информация		
Исполн.	Док.	Док.			Дополнительная информация		
Смет.	Док.	Док.			Дополнительная информация		
Схемы электрических устройств					Дополнительная информация		
ТЭЦ мощностью 220 МВт					Дополнительная информация		
Итого					Дополнительная информация		