

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

бакалавра

на тему

ПРОЕКТУВАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 4x2 МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е23пр.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Ігор ОМЕЛЬЧЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Керівник _____/Костянтин БРОВКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Олег КОНДРАТЮК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»

Кафедра Електротехніки та електроенергетики

Рівень вищої освіти бакалавр

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електричні станції, системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ А.М. Чернюк
підпис ініціали, прізвище

“ _____ ” _____ 2025 року

З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ)

Омельченку Ігору Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові студента)

1. Тема роботи Проектування геотермальної електричної станції 4х2 МВт

керівник роботи Бровко Костянтин Юрійович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “11” квітня 2025 року № 4801-5/925

2. Строк подання студентом роботи 19.06.2025

3. Перелік питань, які потрібно розробити)

Місце розташування ГеоТЕС і її роль в енергосистемі; Опис технологічного циклу ГеоТЕС; Технологічна частина; Вибір типа парових турбін; Вибір варіантів структурних схем видачі потужності проєктованої Ге-оТЕС; Вибір трансформаторів, що підвищують; Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем видачі по-тужності; Розробка головної схеми станції; Розрахунок струмів короткого замикання; Вибір устаткування на напрузі 35 кВ; Вибір устаткування на напрузі 6 кВ; Релейний захист трансформатора головної схеми.

4. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи
1	ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА
2	ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА
3	ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ СТАНЦІЇ ГеоТЕС
4	РОЗРАХУНОК СТРУМІВ К.З. І ВИБІР ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ РП
5	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ГОЛОВНОЇ СХЕМИ

5. Дата видачі завдання 11.04.2025

Студент

підпис

О.І. Омельченко

ініціали, прізвище

Керівник роботи

підпис

К.Ю. Бровко

ініціали, прізвище

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1. Місце розташування ГеоТЕС і її роль в енергосистемі

1.2. Опис технологічного циклу ГеоТЕС

Висновки

2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3. ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ СТАНЦІЇ ГеоТЕС

3.1. Вибір типа парових турбін

3.2. Вибір варіантів структурних схем видачі потужності проектованої ГеоТЕС

3.3. Вибір трансформаторів, що підвищують

3.4. Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем видачі потужності

3.5. Розробка головної схеми станції

Висновки

4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ К.З. І ВИБІР ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ РП

4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

4.2 Вибір устаткування на напрузі 35 кВ

4.3 Вибір устаткування на напрузі 6 кВ

5. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА ГОЛОВНОЇ СХЕМИ

5.1 Загальні вимоги

5.2 Вибір загального обсягу автоматики

ЛІТЕРАТУРА

					ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ			
Зм	Лист	П.І.Б.	Під-	Дата	Проектування геотермальної електричної станції 4x2 МВт	Літ.	Лист	Листів
Розрбив	Омельченко							
Перевір.	Бровко							
						гр. ДЕА-Е23пр		
Н контр								
Затвер.	Чернюк							

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ПЛ	— повітряна лінія
ГеоТЕС	— Геотермальна електростанція
КЗ	— коротке замикання
ККД	— коефіцієнт корисної дії
КРП	— комплектний розподільний пристрій
КТП	— комплектна трансформаторна підстанція
ЛЕП	— лінія електропередачі
НВО	— науково-виробнича організація
НТД	— нормативно-технічна документація
ОП	— охорона праці
ОПН	— обмежувач від перенапружень нелінійний
ПТБ	— правила техніки безпеки
ППЕ	— правила пристрою електроустановок
в.п.	— власні потреби
ТН	— трансформатор напруги
ТС	— трансформатор струму

ВСТУП

Україна володіє значним потенціалом для розвитку геотермальної енергетики, хоча на сьогодні в країні ще не функціонують геотермальні електростанції. Проте активно ведуться наукові дослідження та проєктні розробки в цій галузі, зокрема у напрямках теплопостачання та обігріву будівель за допомогою геотермальних ресурсів.

Найбільш перспективні регіони для реалізації геотермальних проєктів – це західні та південні області України. Зокрема Карпатський регіон характеризується наявністю термальних джерел і глибоких гарячих вод, що створює умови для виробництва теплової та електричної енергії.

Водночас галузь стикається з низкою викликів: високі капітальні витрати на спорудження і обслуговування електростанцій, труднощі з отриманням дозвільної документації, нестабільність нормативно-правової бази та недостатній рівень державної підтримки.

Найбільш доцільним застосуванням геотермальної енергії в Україні може стати теплозабезпечення житлових будинків та промислових підприємств. У середньостроковій перспективі розглядається можливість будівництва геотермальної електростанції в Карпатах, де геологічні умови є особливо сприятливими.

На світовому рівні геотермальна енергія вважається одним із найбільш екологічно безпечних і стабільних джерел енергії. Її впровадження в енергетичну систему України може сприяти зменшенню імпортозалежності й підвищенню енергетичної безпеки.

Втім, проєкти з використання геотермальних ресурсів супроводжуються технічними та економічними труднощами – від високої вартості спорудження до складнощів із вивченням геологічної будови територій. Для ефективного використання необхідно враховувати властивості надр і геотермальних структур.

У світі використовують різноманітні технології: від низькотемпературних теплових насосів до високотемпературних електростанцій. Україна має

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

передумови для впровадження всього спектру таких технологій, що може стати важливим кроком у розвитку сталого енергетичного сектору.

Для реалізації потенціалу геотермальної енергетики потрібно активізувати наукові дослідження, вдосконалити правове поле, стимулювати інвестиції – зокрема за допомогою податкових пільг – а також налагодити державну підтримку. Інформування населення та залучення місцевих громад також відіграють важливу роль.

Особливо перспективним вважається Карпатський регіон, багатий на геотермальні ресурси, зокрема термальні води температурою понад 60 °C. Реалізація глибоких свердловинних проєктів із використанням пари для турбін може забезпечити надійне джерело енергії для регіону, сприяти розвитку туризму та залученню інвестицій.

Однак необхідно враховувати й ризики: технічні труднощі у гірських районах, екологічні обмеження, а також соціальні виклики, пов’язані з впливом на місцеві громади та природоохоронні території. Для комплексного підходу варто залучати громади до прийняття рішень щодо освоєння ресурсів.

Зрештою, геотермальна енергія може стати основою для створення екологічно чистої, стабільної та незалежної енергетичної системи в Україні.

1 ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Місце розташування ГеоЕС і її роль в енергосистемі

Геотермальна енергія є одним із найперспективніших напрямів сталого розвитку енергетики. Вона базується на використанні внутрішнього тепла Землі, яке зосереджене у вигляді гарячих вод або пари під поверхнею планети. Це джерело є практично невичерпним, постійно поновлюваним і має низький вуглецевий слід, що робить його особливо актуальним на тлі глобального переходу до низьковуглецевої енергетики.

На світовому рівні країни, які активно розвивають геотермальну енергетику, зокрема Ісландія, Кенія, Нова Зеландія, США та Італія, демонструють не лише технічну зрілість технологій, а й глибоку інтеграцію цього джерела у національні енергетичні системи. В Ісландії, наприклад, понад 90% житлового фонду забезпечується теплом із геотермальних джерел. Подібні моделі можуть слугувати натхненням для інших країн, зокрема й України.

Глобальні інституції, такі як Міжнародне агентство з відновлюваної енергії (IRENA), підкреслюють, що геотермальний потенціал залишається значною мірою нерозкритим. У 2020 році глобальна встановлена електрична потужність геотермальних станцій перевищила 15 ГВт, але цього досі недостатньо для повноцінного впливу на світову енергосистему. Європа, хоча й поступається в обсягах виробництва, демонструє позитивну динаміку: теплові насоси та геотермальні системи набули поширення, особливо у Франції, Німеччині, Італії та Угорщині.

Щодо України, то найбільші надії покладаються на Карпатський регіон, який вирізняється складною тектонічною будовою, високим геотермічним градієнтом та наявністю мінеральних і термальних вод. Геологічні дослідження підтверджують наявність джерел з температурами 60–150°C, що підходить як для теплопостачання, так і для електрогенерації з використанням сучасних технологій низько- та середньотемпературних систем.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

– Закарпатська область: на глибині 2–4 км зафіксовано термальні джерела температурою до 100 °С, які придатні для комбінованого виробництва тепла й електрики.

– Івано-Франківська та Львівська області: дослідження свідчать про джерела на глибинах 4–6 км із температурами 120–150°С, які ідеально підходять для живлення геотурбін.

– Чернівецька область: джерела з температурою до 90 °С можуть бути використані для централізованого теплопостачання.

Інфраструктурною та історичною перевагою західного регіону є наявність нафтових і газових родовищ, які вже мають бурові свердловини та дослідницьку базу. Їх можна переобладнати для геотермального використання, що знизить вартість реалізації пілотних проєктів. Наприклад, Свалявське геотермальне поле вже демонструє практичне застосування тепла землі для місцевого теплозабезпечення.

Водночас виклики залишаються:

– Інституційні бар'єри – відсутність чіткої законодавчої бази щодо обігу та використання геотермальних ресурсів.

– Високі стартові інвестиції у порівнянні з іншими ВДЕ.

– Складність буріння у гірських регіонах, особливо в зонах охоронюваної природи або традиційного проживання громад.

– Відсутність програми держпідтримки та зацікавленості з боку великих енергетичних компаній.

Для реалізації геотермального потенціалу Україні потрібен комплексний підхід:

1. Прийняття законодавства щодо користування геотермальними ресурсами.

2. Створення стимулів для інвесторів — податкові пільги, гарантії доступу до мережі, спрощені дозволи.

3. Проведення глибоких геологічних досліджень за участі університетів та наукових установ.

4. Освіта громад щодо переваг геотермальної енергії.

5. Демонстраційні проекти, реалізовані у співпраці з місцевими громадами.

Розвиток геотермальної енергетики в Україні — це не лише шанс скоротити імпорт енергоносіїв, а й стратегічна інвестиція у майбутню енергетичну незалежність, збереження довкілля та створення нових робочих місць.

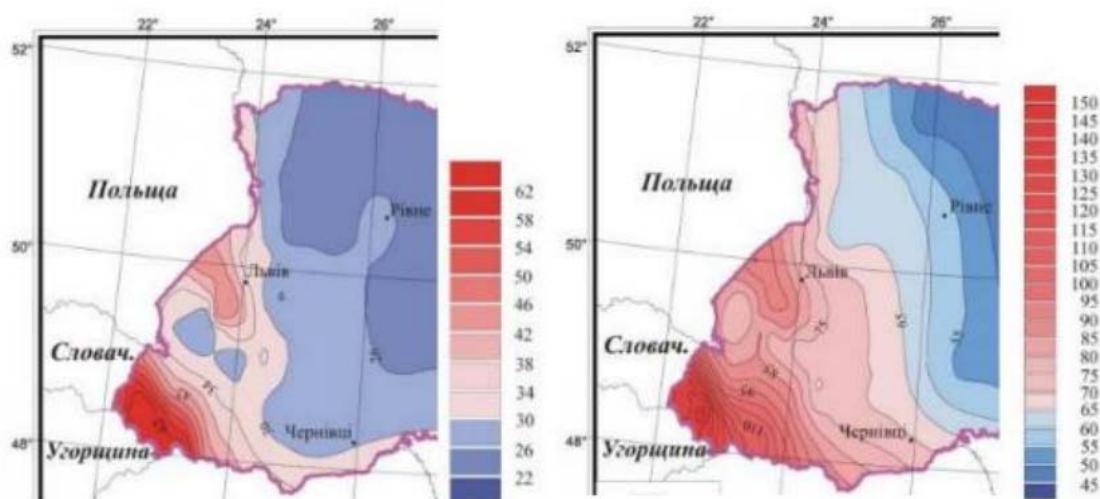


Рисунок 1.1 – Карта температури на глибині 1000 м (ліворуч) та 3000 м (праворуч)

Вуглеводневі поклади в Україні залягають на глибинах від 500 до 4800 метрів і переважно пов’язані з кластичними породами, зокрема пісковиками, які мають гарні фільтраційно-ємнісні властивості. Водойми (нафтові резервуари), з яких відбувається видобуток, експлуатуються за різних гідродинамічних умов: від природного виснаження тиску до активного водного витіснення або підтримання тиску шляхом штучного закачування.

Ці родовища перебувають на різних етапах експлуатації. Частина з них — на ранній фазі з високим вмістом нафти, інші ж на завершальній, коли дебіт нафти низький, а обсяги закачуваної та видобутої води істотно зростають. У таких випадках використовуються методи підвищення нафтовіддачі: вода або надходить із природних джерел, або реінжектується після циклу видобутку.

Найбільший інтерес для геотермальної енергетики становлять саме пізні родовища, які майже вичерпано в нафтовому аспекті, але які вже мають готову інфраструктуру – мережу свердловин, трубопроводів, відстійників тощо. Замість потреби бурити нові дублети свердловин (одна для закачування, інша для видобутку) можна використовувати існуючі – що суттєво знижує вартість проєкту. Оскільки формація вже продута, вона готова до циркуляції теплоносія для відбору глибинного тепла.

Таким чином, такі виснажені нафтові резервуари можуть трансформуватися на геотермальні системи зі швидким запуском, мінімальними додатковими інвестиціями та меншим екологічним слідом – відкриваючи перспективу вторинного життя для нафтогазової інфраструктури.

1.2 Опис технологічного циклу ГеоЕС

Парова суміш, що надходить зі свердловини, спрямовується до турбіни, де виконує роботу, після чого потрапляє в змішуючий конденсатор. У ньому конденсат відпрацьованої пари змішується з охолоджувальною водою, і ця суміш направляється в підземний резервуар. Звідти її відкачують циркуляційні насоси й передають у градирню для охолодження. Після охолодження вода знову повертається до конденсатора для повторного циклу.

Унаслідок впровадження сучасних технічних рішень витрати пари на вироблення одного кіловата електроенергії значно знизилися — на теперішній час цей показник становить близько 8 кг/кВт·год.

Схематичне зображення технологічного процесу геотермальної електростанції наведено на рисунку 1.2.

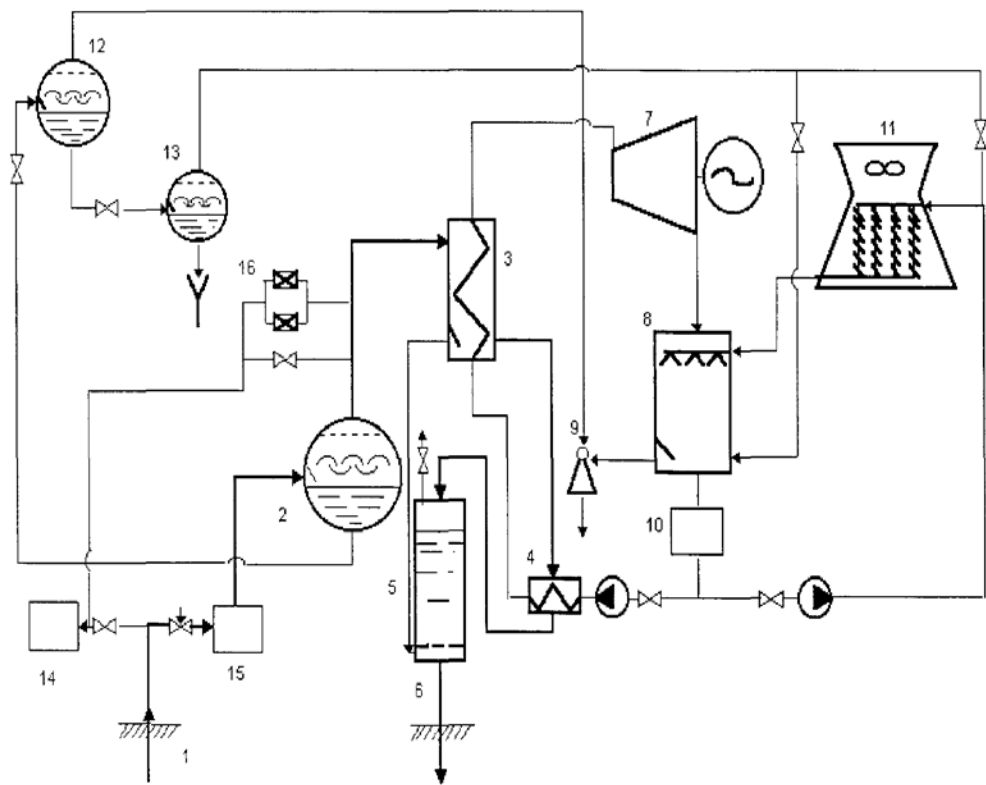


Рис. 1.2 - Технологічна схема ГеоЕС

1 – свердловина здобичі; 2- гравітаційний сепаратор; 3- парогенератор;
 4- економайзер; 5- барботаажний абсорбер; 6- свердловина поховання;
 7- турбогенератор; 8- змішуючий конденсатор; 9- паровий ежектор;
 10- конденсатозбірник; 11- "суха" вентилятор градирня; 12- розширювач 1-го ступеня;
 13- розширювач 2-го ступеня; 14- шумоглушник; 15- грязевіддільник;
 16- розривний клапан.

Висновки до розділу

У цьому розділі дипломного проєкту на тему «Проектування геотермальної електростанції потужністю 4×2 МВт» обґрунтовано вибір майданчика для розміщення ГеоЕС у смт Східниця (Львівська область, Карпатський регіон). Визначено функціональне значення електростанції у структурі національної енергосистеми, а також представлено узагальнений опис її технологічного процесу.

2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до технічного завдання, встановлена потужність геотермальної електростанції становить 4 МВт. З огляду на це, у проєкті розглянуто можливість використання парових турбін, що відповідають зазначеним параметрам, зокрема модульних енергоблоків у контейнерному виконанні типу «МР/МС», які виготовляє американська транснаціональна нафтосервісна компанія Baker Hughes.

Одна турбіна типу «МР/МС» розрахована на номінальну електричну потужність 2 МВт. Таких параметрів досягають за умов тиску пари перед стопорним клапаном 0,62 МПа, вмісту неконденсованих газів у парі не більше ніж 0,4% (за масою), тиску в конденсаторі 5 кПа та витрати пари 42,879 кг/с.

Ключові технічні характеристики парової турбіни наведені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики турбіни

Показники	МР/МС
Номінальна потужність, кВт:	
електрична	2000
теплова	19800
Номінальні параметри сухої насиченої пари на вході в установку (робочий діапазон):	
абсолютний тиск, МПа	0,5
температура °С	151
витрата, т/ч	38
Номінальний абсолютний тиск пари за турбіною (робочий діапазон), кПа	105
Кількість модулів, шт.	3
Маса устаткування, що поставляється, т	123
Габарити модуля контейнера, м:	
довжина	10,5
ширина	3,03
висота	3,49
Тип генератора	ГС-2000

У машинному залі головної будівлі турбоагрегати разом із допоміжним обладнанням розміщуються подовжньо. Тут також встановлюється сепаратор другого ступеня, охолоджувальні насоси, дозувальні установки та інше технічне

оснащення. Для забезпечення можливості ремонтних робіт передбачається встановлення двох мостових кранів вантажопідйомністю по 32 тонни кожен.

Сепаратори

Сепаратор другого ступеня забезпечує високу якість пари на виході, досягаючи ступеня сухості понад 0,9998 і загального солевмісту менше ніж 0,5 мг/л. Для досягнення таких показників конструкція сепаратора включає промивальний пристрій, у який подається очищений конденсат для додаткового очищення пари. У стандартних умовах експлуатації сепаратор другого ступеня стабільно забезпечує наступні параметри пари:

вологість — не більше 0,02%;

загальний солевміст — не більше 0,5 мг/л.

У проєкті передбачено застосування оборотної системи технічного водопостачання з вентиляторною градирнею «мокрого» типу, що складається з чотирьох секцій. Система розрахована на ефективне відведення тепла від турбінного конденсатора та допоміжного обладнання енергоблоку. За проєктних кліматичних умов (температура зовнішнього повітря -2°C), градирня забезпечує подачу охолоджувальної води до конденсатора з температурою 15°C .



Рис. 2.1 – Розташування устаткування в машзалі ГеоЕС

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ		Лист
Н.						
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата			

У номінальному режимі сепаратори пари другого ступеня працюють при наступних параметрах:

Параметри пари на виході з сепаратору

Витрата, кг/с	44,5
Тиск (абс), Мпа	0,65
Температура °С	162
Вологість пари %	0,1

Параметри пари на вході в сепаратор

Витрата, кг/с	44,421
Тиск (абс), Мпа	0,64
Температура °С	161,3
Вологість пари %	0,02

Генератори.

Тип генератора який поставляється разом з модульним геотермальним енергоблоком в контейнерного виконання «МР/МС» - ГС-2000, його технічні характеристики приведені в таблиці.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики генератора

Параметри \ найменування	ГС-2000 У2
1. Номінальна потужність, кВт	2000
2. Напруга, В	6300
3. Частота струму, Гц	50
4. Номінальний коефіцієнт потужності, cos	0,8 (індуктивний)
5. Номінальний струм, А	115
6. ККД %	95,0
7. Частота обертання, хв.°	1500
8. Режим роботи	S1 (тривалий)
9. Система збудження	без щіткова
10. Установка напруги % U_H	± 5
11, Стале відхилення напруги при зміні навантаження від 0 до номінальної % U_H	± 1

Продовження табл. 2.2

12. Перехідне відхилення напруги при скиданні або набросі навантаження % U_n : - 50% номінальною - 100% номінальною	± 20
при цьому час відновлення напруги, з (не більш)	0,8
13. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої лінійної напруги % U_n (не більш)	5
14. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої фазної напруги	не регламентується
15. Середній рівень звуку, дБА	93
16. Клас вібрації генераторів	2,8
Параметри \ найменування	ГС-2000 У 2
17. Габаритні розміри, мм: - довжина - ширина - висота	2105 1440 1424
18. Маса, кг	4200

3 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ СТАНЦІЇ ГеоЕС

3.1 Вибір типа парових турбін

Згідно завдання на дипломний проект необхідна потужність станції складає 4 х2 МВт, тому розглянемо два варіанти.

Згідно завдання обираємо модуль «МР/МС»

Модульний геотермальний енергоблок контейнерного виконання «МР/МС»

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбіни

Показники	МР/МС
Номінальна потужність, кВт:	
електрична	2000
теплова	19400
Параметри 3-фазного електричного струму:	
напруга, кВ	6,3
частота, Гц	50
Номінальні параметри сухої насиченої пари на вході в установку (робочий діапазон): абсолютний тиск, МПа	0,8
температура °С	151
витрата, т/ч	48
Номінальний абсолютний тиск пари за турбіною (робочий діапазон), кПа	128
Кількість модулів, шт.	6
Маса устаткування, що поставляється, т	207
Габарити модуля контейнера, м:	
довжина	16,5
ширина	6,4
висота	4,2
Тип генератора	ГС-2000 1

3.2 Вибір варіантів структурних схем видачі потужності проектованої ГеоЕС

Нижче приведені можливі структурні схеми електричної частини проектованої ГеоЕС з урахуванням типу і кількості парових турбін.

1-й варіант: живлення споживачів, що знаходяться поруч від шин 6 кВ, та зв'язок з мережею через 1 тр-р;

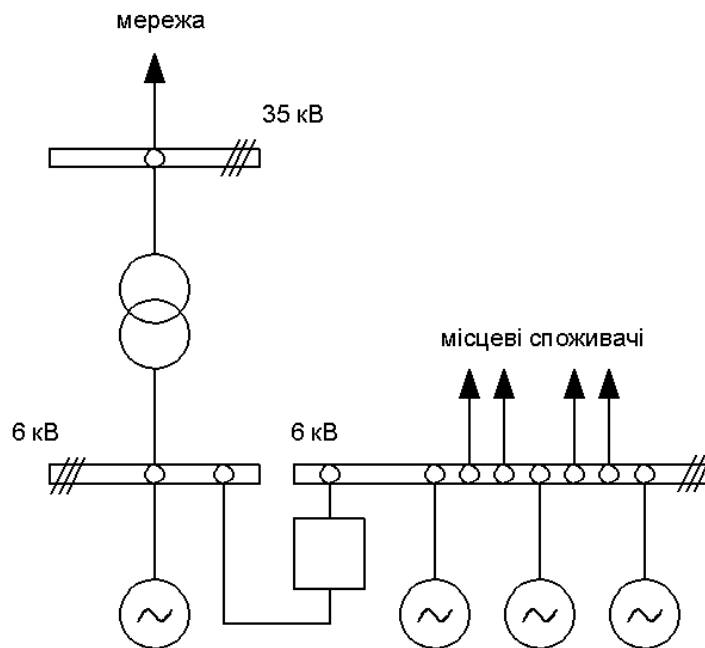


Рис. 3.1. I варіант побудови станції

2-й варіант: живлення споживачів, що знаходяться поруч від шин 6 кВ, та зв'язок з мережею через 2 тр-ри.

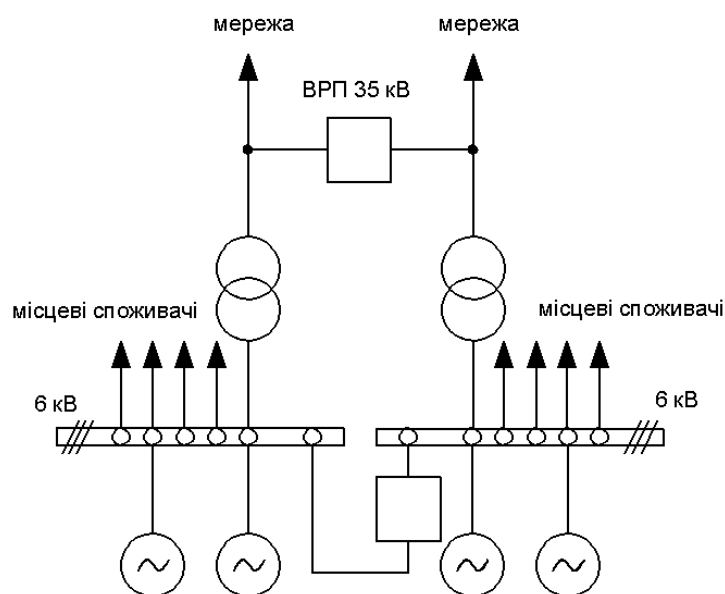


Рис. 3.2. II варіант побудови станції

3.3 Вибір трансформаторів, що підвищують

Трансформатори, що підвищують напругу та здійснюють зв'язок з мережею треба обирати орієнтуючись на величину перетоку потужності між станцією та мережею в найважчому режимі. Тому перш за все проведемо розрахунок перетоків потужності в максимальному, мінімальному та після аварійному режимах.

Для мінімального режиму перетоки потужності складають:

$$S_{MIN} = \sqrt{[\Sigma P_{\Gamma} - (P_{MIN} + \Sigma P_{C.H.})]^2 + [\Sigma P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} - (P_{MIN} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{MIN} + \Sigma P_{C.H.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{C.H.})]^2}$$

де ΣP_{Γ} – сумарна активна потужність генераторів що підключені до шин розподільчого пристрою.

$P_{MIN,MAX,П.АВ}$ – активне навантаження шин генераторного розподільчого пристрою у відповідному режимі.

$\Sigma P_{C.H.}$ – сумарне активне навантаження споживачів власних потреб ((4÷8)% от ΣP_{Γ})

$\operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}$ – відповідає заданому $\cos \varphi$

$\operatorname{tg} \varphi_{MIN}$ – приймається рівним $\operatorname{tg} \varphi_{\Gamma}$

$\operatorname{tg} \varphi_{C.H.}$ – відповідає відомому $\cos \varphi_{C.H.} = 0,85$.

Для максимального режиму перетоки потужності складають:

$$S_{MAX} = \sqrt{[\Sigma P_{\Gamma} - (P_{MAX} + \Sigma P_{C.H.})]^2 + [\Sigma P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} - (P_{MAX} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{MAX} + \Sigma P_{C.H.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{C.H.})]^2}$$

Для аварійного режиму перетоки потужності складають:

$$S_{АВАР.} = \sqrt{[\Sigma P_{\Gamma-1} - (P_{MAX} + \Sigma P_{C.H.})]^2 + [\Sigma P_{\Gamma-1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} - (P_{MAX} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{MAX} + \Sigma P_{C.H.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{C.H.})]^2}$$

Для обох варіантів перетоки потужності в трьох режимах складають:

$$S_{MIN} = \sqrt{[8 - (4,5 + 0,32)]^2 + [8 \cdot 0,75 - (4,5 \cdot 0,75 + 0,32 \cdot 0,62)]^2} = \sqrt{3,18^2 + 2,43^2} = 4 \text{ МВА}$$

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

$$S_{MAX} = \sqrt{[8 - (6 + 0,32)]^2 + [8 \cdot 0,75 - (6 \cdot 0,75 + 0,32 \cdot 0,62)]^2} = \sqrt{1,68^2 + 1,3^2} = 2,12 \text{ МВА}$$

$$S_{ABAP.} = \sqrt{[6 - (6 + 0,32)]^2 + [6 \cdot 0,75 - (6 \cdot 0,75 + 0,32 \cdot 0,62)]^2} = \sqrt{(-0,32)^2 + (-0,2)^2} = 0,38 \text{ МВА}$$

Для варіанту №1 структурної схеми обираємо один трансформатор типу
ТМ - 4000/35

Для варіанту №2 структурної схеми обираємо два трансформатори типу
ТМ - 2500/35

Технічні дані вибраних трансформаторів приведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2

Каталожні дані трансформаторів

Тип трансформатора	ТМН-2500/35	ТМН-4000/35
Номінальна потужність трансформатора, $S_{НОМ}$, МВА	2,5	4
Напруга обмотки, кВ:		
ВН	35	35
НН	6,3	6,3
Струм холостого ходу, $I_{х.х.}$, %	1	0,9
Напруга короткого замикання, $U_{к.з.}$, %	6,5	7,5
Втрати холостого ходу $P_{х.}$, кВт	4,1	5,6
Втрати короткого замикання $P_{к.з.}$, кВт	23,5	33,5

3.4 Техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем видачі потужності

Для вибору найбільш оптимального варіанту складу ГеоЕС проведемо варіантне порівняння 2х варіантів парових турбін, з урахуванням їх електричної частки

Для цього розглянемо схеми видачі електричної енергії з шин станції в кожному з даних варіантів, а потім з урахуванням вибраного електроустаткування проведемо техніко - економічне порівняння 2-х варіантів, що залишилися.

Порівняння проведемо по методу приведених витрат по спрощеному варіанту.

$$З = E_n \cdot K + I, \text{ тис.грн. / рік}$$

де З - сумарні приведені витрати, грн.;

Ен - нормативний коефіцієнт технічної ефективності капіталовкладень в енергетиці;

К - капітальні вкладення, в будівництво станції, грн.;

І - річні витрати, (експлуатаційні витрати), грн./рік.

В цьому випадку показники надійності враховують окремо.

Виходячи з [4] оцінка техніко - економічних показників схем електричних з'єднань капіталовкладень враховувалися тільки по елементах різних варіантів схем, що відрізняються. Різниця двох представлених варіантів полягає у кількості та типі силових трансформаторів. По першому варіанту вартість цієї частини становить 210 тис.грн, по другому 352,6 тис. грн. Однак до подальшого розгляду приймаємо саме другий варіант, оскільки він має необхідну надійність та оперативну гнучкість.

3.5 Розробка головної схеми станції

Головна електрична схема станції формується на основі вибору оптимальної конфігурації видачі потужності в електричну мережу, а також підбору основного електротехнічного обладнання. Вона являє собою сукупність ключових елементів – генераторів, силових трансформаторів, збірних шин, ліній електропередачі та комутаційної апаратури – разом із усіма електричними з'єднаннями між ними. Вибір цієї схеми є критично важливим етапом проєктування, адже він визначає повний набір елементів і логіку їх взаємодії у складі електроустановки.

На кресленнях головна схема подається в однолінійному вигляді, зазвичай у положенні "вимкнено", хоча допускається часткове відображення апаратів у робочому стані. Усі елементи та з'єднання наносяться відповідно до вимог Єдиної системи конструкторської документації (ЕСКД). На повних принципових схемах відображаються усі апарати первинного електричного кола, включно з заземлювальними ножами роз'єднувачів та віддільників, а також зазначаються типи встановлених пристроїв. Технічні характеристики обладнання можуть бути винесені в окрему таблицю специфікацій. Відповідно до структурної схеми станції її електрична частина складається з чотирьох генераторів, генераторного

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

розподільчого пристрою напругою 6 кВ, двох підвищуючих трансформаторів та розподільчого пристрою високої напруги 35 кВ.

Генераторний розподільчий пристрій на напругу 6 кВ у проєкті реалізовано за схемою з однією робочою системою збірних шин, секціонованою вимикачем. Така конфігурація представлена на рисунку 3.3. Ця схема має переваги й недоліки, аналогічні системі з одною несекціонованою шиною. Водночас вона забезпечує підвищену надійність: у випадку аварії на збірних шинах відключенню підлягає лише одна секція та частина навантажень, тоді як інша половина споживачів залишається в роботі. Секційний вимикач QV може перебувати як у ввімкненому, так і у вимкненому стані в нормальному режимі. Увімкнений — для забезпечення паралельної роботи джерел живлення. У вимкненому стані кожна секція шин живиться від окремого джерела. У разі відмови одного джерела або короткого замикання на лінії відповідний вимикач Q та роз'єднувач QS вимикаються, після чого секційний вимикач QV автоматично або вручну вмикається, забезпечуючи живлення обох секцій від резервного джерела. Недоліки схеми.

1. При ремонті однієї з секцій відповідальні споживачі, що нормально живляться від двох секцій, залишаються без резерву.
2. Споживачі, що не резервуються по живленню, відключаються на весь час ремонту секції.

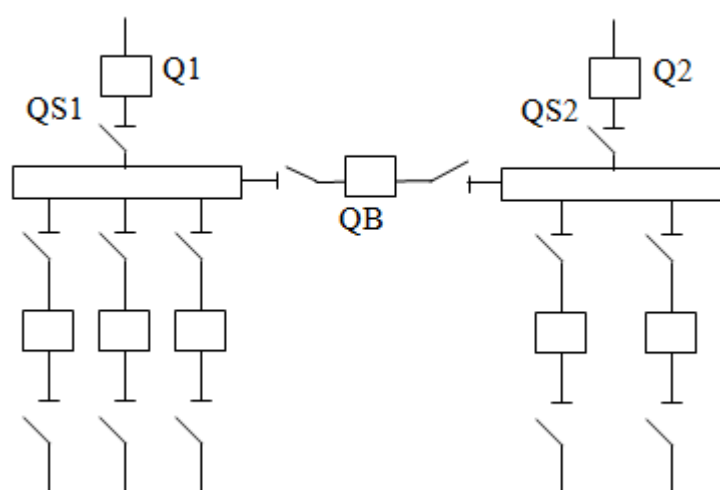


Рис. 3.3 Схема з однією секціонованою системою шин

Для забезпечення видачі електричної потужності в енергомережу на проєктованій станції передбачено розподільчий пристрій високої напруги 35 кВ.

В його основі покладено спрощену структурну схему типу «два блоки з ремонтною перемичкою». Сучасна практика електропостачання на різних рівнях напруги все ширше застосовує подібні схеми, що базуються на так званому блоковому принципі. Їхня характерна особливість — відсутність загальних збірних шин, що забезпечує простоту компонування та підвищену надійність. Перевагами такої схеми є технічна наочність, компактність і зменшення вартості реалізації. При цьому її застосування на рівнях напруги від 6 до 220 кВ дозволяє досягти вимог надійності для споживачів 1-ї категорії завдяки наявності резервного елемента у вигляді ремонтної перемички між блоками. У спрощеній принциповій електричній схемі розподільчого пристрою 35 кВ, яка представлена на рисунку 3.4, відображено основні елементи та логіку їх з'єднання в межах запропонованої конфігурації.

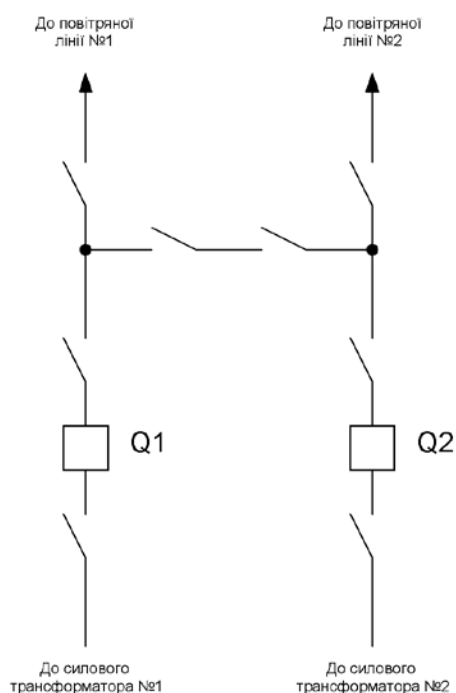


Рис. 3.4 Спрощена схема головних з'єднань РП 35 кВ

Повна принципова схема головних з'єднань станції окрім основного електрообладнання, вимикачів та роз'єднувачів містить повний перелік високовольтного обладнання станції: зокрема вимірювальне обладнання, пристрої захисту від перенапружень, позначення типів релейного захисту, марку та способи приєднань струмоведучих частин, тощо. Повна принципова схема станції представлена на рис. 3.5 та в графічній частині проекту.



Висновки до розділу

Проведений аналіз можливих схем видачі потужності в мережу, та складені структурні схеми станції. На підставі техніко-економічного порівняння до подальшого розгляду прийнятий варіант з двома трансформаторами, що знижують та видачею потужності в мережу на напрузі 35 кВ.

На підставі структурної схеми та вибору типу силових трансформаторів складено головну принципову схеми з'єднань станції.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ К.З. І ВИБІР ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ РП

4.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Основним фактором порушення стабільної роботи системи електропостачання є коротке замикання (КЗ), яке виникає в мережі або обладнанні внаслідок пошкодження ізоляції або помилкових дій персоналу. Для мінімізації втрат від аварійного знеструмлення, а також оперативного відновлення нормального режиму роботи енергосистеми, необхідно коректно визначати струми короткого замикання. Це дозволяє обґрунтовано обирати відповідне електрообладнання, захисну апаратуру та пристрої для обмеження струмів КЗ.

У трифазній мережі виділяють такі основні типи коротких замикань:

- трифазне (симетричне),
- двофазне,
- однофазне,
- подвійне замикання на землю (всі інші — несиметричні).

Трифазне коротке замикання вважається симетричним, оскільки всі фази перебувають в однакових електричних умовах. Натомість інші типи КЗ характеризуються асиметрією фаз, що призводить до спотворення параметрів струмів і напруг у системі.

Оскільки точний розрахунок струмів КЗ враховує безліч змінних параметрів, для спрощення практичних задач вводяться певні припущення:

- ігнорується фазове зсування ЕРС у різних джерелах живлення;
- приймається повна симетрія трифазної мережі;
- не враховуються навантажувальні струми;
- нехтуються ємності мережі та відповідні їм ємнісні струми;
- не враховується насичення магнітних кіл, що дозволяє вважати індуктивні опори постійними;
- ігнорується струм намагнічення трансформаторів.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

Для перевірки стійкості й вибору параметрів електрообладнання за замовчуванням використовують трифазне коротке замикання як розрахунковий випадок. Водночас для коректного налаштування релейного захисту та автоматики обов'язково враховуються й несиметричні аварійні режими.

Розрахунок струмів короткого замикання у ключових вузлах електричної схеми станції виконано за допомогою прикладної комп'ютерної програми згідно з топологією, представленою на рисунку 4.1. Протокол розрахунків додається.

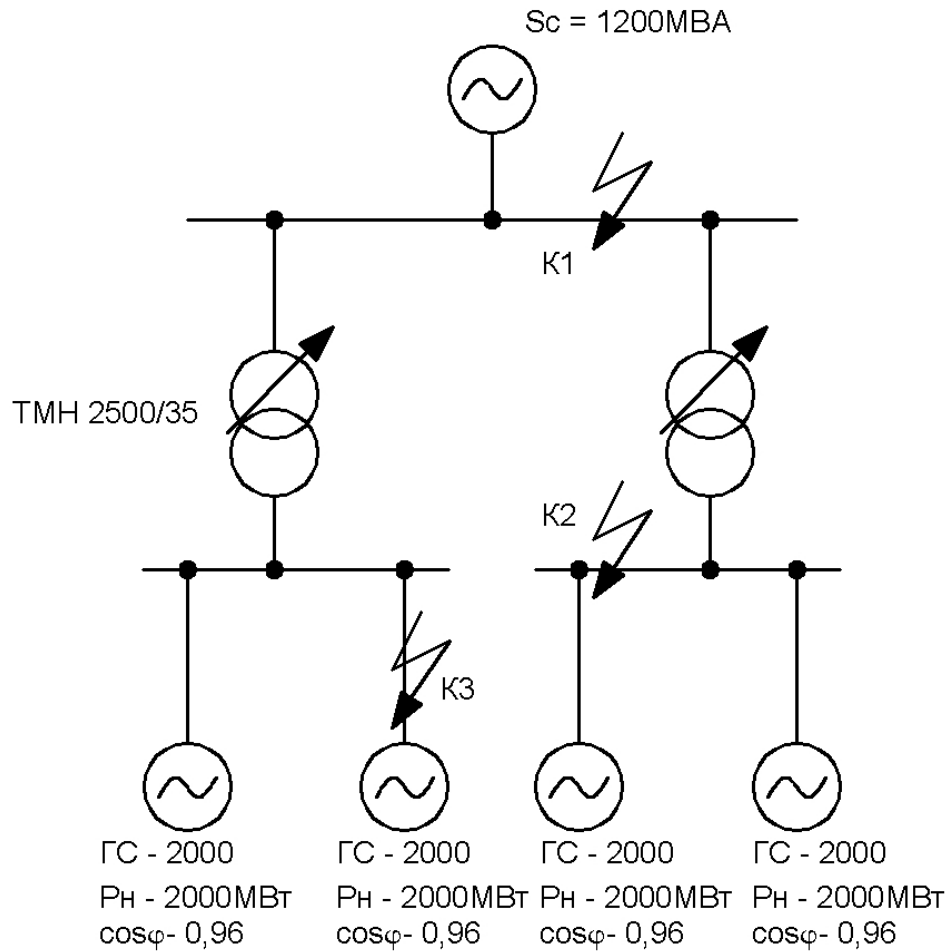


Рис. 4.1. Розрахункова схема струмів к.з.

4.2 Вибір устаткування на напрузі 35 кВ

4.2.1 Вибір комплектного розподільчого пристрою елегазового (КРПЕ)

Вибираємо КРПЕ типу ELK-04, фірми АВВ.

Визначаємо робочий струм схеми:

Робочий струм в ланцюзі ЛЕП, А:

$$I_p = \frac{P_{\text{пр.сп.ЛЕП}}}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi_{\text{нагр}} \cdot U_{\text{ном.ЛЕП}}}$$

$$I_p = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 35} = 194.$$

Робочий струм КРПЕ, А

$$I_{\text{роб.вим.}} \geq 194.$$

Таблиця 4.1 – Паспортні дані КРПЕ

Тип КРПЕ	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{н,відкл} , кА	I _{терм} / t _{доп} , кА/с	i _{скв} , кА	t _{в.п} , с	t _{с.в.} , с
ELK-04	72,5	1250	31,5	31,5/3	80	0,04	0,014

Умова вибору вимикача:

- по струму, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{уст.}},$$

$$1250 > 194.$$

- по напрузі, кВ:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}},$$

$$72,5 \geq 35.$$

Перевірка на відключаючу здатність

Умова перевірки, кА:

$$I_{\text{відкл.н.}} \geq I_{n0},$$

де $I_{\text{відкл.н.}}$ - номінальний допустимий струм відключення, кА

I_{n0} - сумарне значення періодичної складової струму к.з., кА

$$31,5 \geq 2,02.$$

Умова перевірки виконується.

Перевірка на аперіодичну складову:

Умова перевірки

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}.$$

Номінальне значення аперіодичної складової, кА, що допускається

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відкл.ном},$$

де β_n - нормоване значення змісту аперіодичної складової в струмі к.з.;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,59 \cdot 31,5 = 26,28.$$

$$26,28 \text{ кА} > 0,52 \text{ кА}.$$

Умова перевірки виконується.

Перевірка на динамічну стійкість

Умова перевірки:

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

де $i_{дин}$ - найбільший пік (струм електродинамічної стійкості), кА

$i_{уд}$ - сумарний ударний струм к.з. в ланцюзі вимикача, кА.

Умова перевірки виконується:

$$80 \text{ кА} > 4,89 \text{ кА}.$$

Перевірка на термічну стійкість

Умова перевірки, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$I_t^2 \cdot t_{відкл} \geq B_k, \text{ якщо } t > t_{відкл},$$

$$I_t^2 \cdot t \geq B_k, \text{ якщо } t < t_{відкл},$$

де I_t^2 - середнє квадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості), $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$t_{відкл}$ - повний час відключення струму к.з., с;

B_k - тепловий імпульс струму, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

t - тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

Повний час відключення струму к.з., с:

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

$$t_{\text{відкл}} = t_{P3} + t_{\text{в.п.}},$$

де t_{P3} - час дії релейного захисту, приймається рівним 0,3 с;

$t_{\text{в.п.}}$ - повний час відключення вимикача, с.

$$t_{\text{відкл}} = 0,3 + 0,07 = 0,37.$$

Оскільки $t > t_{\text{відкл.}}$, то, кА²с:

$$I_t^2 \cdot t_{\text{відкл}} = 31,5^2 \cdot 0,37 = 367.$$

Умова перевірки виконується, кА²с:

$$367 > 1,1.$$

Вимикач підходить повністю.

Умова вибору роз'єднувачів:

по струму, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{уст.}},$$

$$1250 > 194.$$

по напрузі, кВ:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}},$$

$$72,5 \geq 35$$

Перевірка на динамічну стійкість

Умова перевірки, кА:

$$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}.$$

Умова перевірки виконується, кА:

$$80 > 4,89.$$

Перевірка на термічну стійкість

Умова перевірки, кА²с:

$$I_t^2 \cdot t_{\text{відкл.}} \geq B_k,$$

$$I_t^2 \cdot t_{\text{відкл.}} = 31,5^2 \cdot 0,37 = 367.$$

Умова перевірки виконується, кА²с:

$$367 > 1,1.$$

Роз'єднувач підходить повністю.

Умова вибору трансформаторів струму:

по струму, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{уст.}},$$

$$1250 > 194.$$

по напрузі, кВ:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}},$$

$$72,5 \geq 35.$$

Перевірка на динамічну стійкість

Умова перевірки:

$$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

Умова перевірки виконується, кА:

$$80 > 4,89.$$

Перевірка на термічну стійкість

Умова перевірки, кА²·с:

$$I_t^2 \cdot t_{\text{відкл}} \geq B_k,$$

$$I_t^2 \cdot t_{\text{відкл}} = 31,5^2 \cdot 0,37 = 367.$$

Умова перевірки виконується, кА²·с:

$$367 > 1,1.$$

Перевірка класу точності

Для перевірки класу точності необхідно визначити кількість і тип приладів, які з'єднуються з трансформатором струму. Дані приладів заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2

Вторинне навантаження трансформатора струму

Найменування приладів	Навантаження фази, ВА		
	А	В	С
Амперметр	0,1	0,1	0,1

Перевірка класу точності трансформатора струму зводиться до вибору перерізу жил контрольних кабелів, які застосовуються як з'єднувальні дроти, тобто умова перевірки має вигляд:

$$S_{\text{ГОСТ}} > S_p,$$

де $S_{\text{ГОСТ}}$ - стандартний переріз, вибраного контрольного кабелю, мм²;

S_p - розрахунковий переріз контрольного кабелю, мм².

Розрахунковий переріз контрольного кабелю, мм²:

$$S_p = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}},$$

де ρ - питомий опір матеріалу дроту ;

l_p - розрахункова довжина дроту, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму, м;

$r_{\text{пр}}$ - опір з'єднувальних дротів, Ом.

Оскільки на ГеоТЕС встановлені генератори потужністю до 60 МВт, то як матеріал для жил контрольних кабелів використовується алюміній з питомим опором $\rho = 0,0283 \frac{\text{мм}^2 \cdot \text{Ом}}{\text{м}}$. Довжина цих кабелів від трансформатора струму до приладів (в один кінець) і приймається для різних приєднань рівною 100 м [2, стор. 375]. А оскільки трансформатори струму з'єднуються в повну зірку, то, м:

$$l_p = l = 100.$$

Опір з'єднувальних дротів, Ом:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{н}} - (r_{\text{прил}} + r_{\text{к}}),$$

де $r_{2\text{н}}$ - номінальне допустиме вторинне навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності;

$r_{\text{прил}}$ - опір приладів, Ом;

$r_{\text{к}}$ - перехідний опір контактів (приймається рівним 0,05 Ом, оскільки прилад один), Ом.

Опір приладів, Ом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{н}}^2},$$

де $S_{\text{прил}}$ - потужність, що споживається приладами, ВА;

$I_{2н}$ - вторинний номінальний струм приладу, А.

Тоді $r_{прил}$, Ом:

$$r_{прил} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004,$$

$$r_{пр} = 0,8 - (0,004 + 0,05) = 0,746.$$

Розрахунковий переріз контрольного кабелю, мм²:

$$S_p = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,746} = 3,8.$$

Як з'єднувальні дроти приймаємо багатожильний контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 4 мм².

Перевірка за класом точності:

$$S_{2ном} > S_{2розр},$$

$$4 > 3,8.$$

Трансформатор струму працюватиме у вибраному класі точності.

Умова вибору трансформаторів напруги, який вбудовано в КРПЕ по напрузі, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$72,5 \geq 35.$$

Необхідний клас точності для трансформатора напруги – 0,5, тому що до нього приєднуються лічильники.

Перевірка класу точності

Умова перевірки

$$S_{2н} \geq S_{2р},$$

де $S_{2н}$ - номінальна потужність у вибраному класі точності, ВА;

$S_{2р}$ - навантаження всіх вимірювальних приладів, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

Для перевірки класу точності необхідно визначити кількість і тип приладів, які приєднуються до трансформатора напруги. Дані приладів заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3

Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилади	S однієї обмотки, ВА	Кількість обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	Загальна споживча потужність	
						P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	
Реєструючий Частотомір	10	1	1	0	1	10	
Сум. Вольт-метр	10	2	1	0	1	20	
Частотомір	3	1	1	0	2	6	
Синхроноскоп синхр.							
Осцилограф							
Ватметр	2	2	1	0	4	16	
Варметр	2	2	1	0	4	16	
Розрахунковий лічильник активної енергії	3 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,42
Розрахунковий лічильник реактивної енергії	3 Вт	2	0,38	0,925	4	24	58,42
Всього						118	116,84

Вторинне навантаження, ВА

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

де P - загальна споживча активна потужність приладів, Вт; Q - загальна споживана реактивна потужність приладів, вар.

$$S_{2p} = \sqrt{118^2 + 116,84^2} = 166,06 \text{ ВА}$$

Для однофазних трансформаторів напруги, сполучених в зірку, номінальна потужність рівна сумарній потужності трьох фаз.

Отже :

$$3 \cdot S_{2H} \geq S_{2P}, \text{ ВА}$$

Умова перевірки виконується

$$3 \cdot 400 \text{ ВА} > 166,06 \text{ ВА}.$$

Обраний трансформатор напруги працюватиме у вибраному класі точності.

4.2.2 Вибір збірних шин

Вибираються збірні шини по струму найбільшого приєднання. Найбільшим струмом є струм в ланцюзі ЛЕП – 194 А. На РП 35 кВ встановлюються гнучкі шини. Необхідно зробити перевірку на корону.

Вибрано сталевалюмінієві дроти круглої форми АС-70/11 [2, с. 428]. Дані зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4

Паспортні дані дроту АС-70/11

Тип дроту	S _{ном} , мм ²	S, мм ²	Діаметр, мм		Ідоп, А
			Дроту	Сталевого сердечника	
АС-70/11	70/11	68,0/11,3	11,4	3,8	210

Умова вибору:

по струму, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ЛЕП}},$$

$$210 > 194.$$

Перевірка на корону.

Умова перевірки

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

де E - напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого дроту, кВ/см;

E_0 - початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см.

Напруженість навколо дроту, кВ/см

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_0}},$$

де r_0 - радіус одиничного дроту, см;

$D_{\text{сер}}$ - середньо геометрична відстань між дротами, см;

r_0 - радіус дроту.

Середньо геометрична відстань між дротами, см:

$$D_{\text{сер}} = 1,26 \cdot D,$$

де D - відстань між фазами, приймаю рівною 150 см.

$$D_{\text{сер}} = 1,26 \cdot 150 = 189,$$

Тоді робоча напруженість, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{0,57 \cdot \lg \frac{189}{0,57}} = 8,6.$$

Початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см

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

де m - коефіцієнт, що ураховує шорсткість поверхні дроту (для багатодротяних дротів $m = 0,82$).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 33,84.$$

Умова перевірки виконується, кВ/см:

$$1,07 \cdot 8,6 \leq 0,9 \cdot 33,84,$$

$$9,2 < 30,5.$$

Приймаються сталевалюмінієві дроти круглої форми АС-70/11

4.3 Вибір обладнання на генераторній напрузі 6,3 кВ

4.3.1 Вибір вимикачів

На генераторній напрузі вимикач вибирається по номінальному струму і номінальній напрузі генератора.

Робочий струм вимикача, А:

$$I_{\text{роб.викл}} = I_{\text{ном.г}},$$

де $I_{\text{ном.г}}$ - номінальний струм генератора, А.

$$I_{\text{роб.викл}} = 286.$$

Робоча напруга вимикача, А:

$$U_{\text{роб.викл}} = U_{\text{ном.г}},$$

де $U_{\text{ном.г}}$ - номінальний струм генератора, А.

Умова вибору вимикача:

по струму, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{уст}},$$

по напрузі, кВ:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}}$$

Для встановлення приймається вимикач HGI 3, фірми АВВ. Дані зведені в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6

Паспортні дані вимикача

Тип вимикача	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{відкл.ном}},$ кА	$I_{\text{терм}}/t_{\text{доп}},$ кА/с	$i_{\text{скв}},$ кА	$t_{\text{відкл.повн}},$ с	$t_{\text{с.в.}},$ с
ВВ TEL-6-12,5-630	10	630	12,5	12,5/3	32	0,018	0,022

Умова вибору виконується:

по напрузі, кВ:

$$6,3 \geq 6,3,$$

по струму, А:

$$630 > 286.$$

Перевірка на відключаючу здатність

Умова перевірки, кА:

$$I_{\text{відкл.н.}} \geq I_{\text{п0}}.$$

Умова перевірки виконується:

$$12,5 > 3,23.$$

Перевірка на аперіодичну складову:

Умова перевірки

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}.$$

Номінальне значення аперіодичної складової, кА, що допускається

$$12,5\text{кА} > 2,64\text{кА}.$$

Умова перевірки виконується.

Перевірка на динамічну стійкість

Умова перевірки, кА:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}.$$

Ударний струм к.з. в ланцюзі генераторного вимикача, кА.

$$i_{\text{уд}} = 8,91$$

Умова перевірки виконується:

$$32 > 8,91.$$

Перевірка на термічну стійкість

Умова перевірки, кА²·с:

$$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{відкл}} \geq B_{\text{к}}$$

Повний час відключення струму к.з., с:

$$t_{\text{відкл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в.п.}}.$$

Тепловий імпульс, кА²с:

$$I_{\text{т}}^2 \cdot t = 32^2 \cdot 3 = 3072$$

Умова перевірки виконується:

$$3072 > 4,9.$$

Вимикач підходить повністю. Отже, прийнять для установки в ланцюзі генератора 2,5 МВт вимикач ВВ ТЕМ-10-12,5-630.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

В КРП 6 кВ використовуються шафи КРП з викатними елементами. Тому в якості роз'єднувачів використовуються штепсельні роз'єми, що йдуть в комплекті з вимикачем і не потребують додаткового вибору та перевірки.

4.3.2 Вибір трансформаторів струму в ланцюзі генератора

Умова вибору трансформаторів струму:

по струму, А:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{уст.}}$$

по напрузі, кВ:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}}$$

Для установки в ланцюзі генератора 2,5 МВт намічаємо трансформатор струму ТПЛ-10 УЗ, дані зводимо в таблицю 4.8.

Таблиця 4.8

Паспортні дані трансформатор струму

Тип	U_n , кВ	I_n , А		Варіант виконання вторинних обмоток	Клас точності	r_{2n} , Ом	κ_t / t , кА/с	$I_{\text{дин}}$, кА
		первинний	вторинний					
ТПЛ-10 УЗ	10	400	5	0,5/10Р	0,5	1,2	35/3	-

Умова вибору виконується:

по напрузі, кВ:

$$10 \leq 6,3.$$

по струму, А:

$$400 > 286.$$

Для вибраного трансформатора струму необхідний клас точність 0,5.

Перевірка на динамічну стійкість

На електродинамічну стійкість шинні трансформатори струму не перевіряються, оскільки вона визначається стійкістю самих шин розподільного пристрою.

Перевірка на термічну стійкість

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

Умова перевірки, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$:

$$I_t^2 \cdot t \geq B_k,$$

де I_t - струм термічної стійкості, який визначається по формулі, kA :

$$I_t = \kappa_t \cdot I_{1H}$$

де κ_t - кратність термічної стійкості (табл. 6.11);

I_{1H} - струм первинної обмотки трансформатора струму, kA .

$$I_t^2 \cdot t = 35^2 \cdot 3 = 3675.$$

Умова перевірки виконується:

$$3675 > 4,9.$$

Перевірка класу точності

Для перевірки класу точності необхідно визначити кількість і тип приладів, які під'єднуються до трансформатора струму. Дані приладів наведені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9

Вторинне навантаження трансформатора струму

Прибор	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	0,5	
Варметр	Д-305		0,5	0,5
Лічильник активної енергії	И-675	2,5		2,5
Ватметр реєструючий	Н-348	10	10	
Амперметр реєструючий	Н-348			10
Всього		13,1	11,1	13,1

Перевірка класу точності трансформатора струму зводиться до вибору перерізу жил контрольних кабелів, які застосовуються як з'єднувальні дроти, тобто умова перевірки має вигляд:

$$S_{\text{ГОСТ}} > S_p.$$

Оскільки встановлені генератори потужністю 2,5 МВт, то як матеріал для жил контрольних кабелів використовується алюміній з питомим опором

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

$\rho = 0,0283 \frac{\text{мм}^2 \cdot \text{Ом}}{\text{м}}$. Довжина цих кабелів від трансформатора струму до приладів (в один кінець) і приймається для різних приєднань рівної 40 м [2, стор. 375]. А оскільки трансформатори струму з'єднуються в повну зірку, то, м:

$$l_p = l = 40.$$

Опір з'єднувальних дротів, Ом:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{н}} - (r_{\text{прил}} + r_{\text{к}}).$$

Перехідний опір контактів $r_{\text{к}}$ приймається рівним 0,1 Ом, оскільки приладів більше трьох [2, стор. 374].

Опір приладів, Ом:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{н}}^2},$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{13,1}{5^2} = 0,524.$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - (0,524 + 0,1) = 0,576.$$

Розрахунковий переріз контрольного кабелю:

$$S_p = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}},$$

$$S_p = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,576} = 1,97.$$

Як з'єднувальні дроти приймаю багатожильний контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 4 мм².

Перевірка по класу точності проходить:

$$S_{\text{ГОСТ}} > S_p,$$

$$4 > 1,97.$$

Трансформатор струму працюватиме у вибраному класі точності.

Отже, приймаю для установки в ланцюзі генератора 2,5 МВт трансформатор струму ТПЛ-10 У3.

4.2.4 Вибір трансформаторів напруги

Умова вибору трансформаторів напруги: по напрузі, кВ:

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{уст}}.$$

Необхідний клас точності для трансформатора напруги – 05, тому що приєднуються лічильники.

Для установки в ланцюзі генератора приймаємо трансформатор напруги НАМИ-10-УЗ, дані зводимо в таблицю 4.10.

Таблиця 4.10

Паспортні дані трансформатора напруги

Тип	Клас напруги, кВ	$U_{\text{н}}, \text{В}$			$S_{2\text{н}}, \text{ВА}$
		Первинна	Вторинна основна	Вторинна додаткова	
НАМИ-10-УЗ	10	10000	100	100/3	120

В ланцюзі генератора встановлюються два трансформатори напруги, один для приєднання вимірювальних приладів і приладів для контролю ізоляції, інший – для підключення релейного захисту і автоматики.

Дані другого трансформатора напруги зводимо в таблицю 4.11.

Таблиця 4.11

Паспортні дані трансформатора напруги

Тип	Клас напруги, кВ	$U_{\text{н}}, \text{В}$			$S_{2\text{н}}, \text{ВА}$
		Первинна	Вторинна основна	Вторинна додаткова	
НАМИ-10-УЗ	10	10000	100	100/3	120

Умова вибору трансформатора напруги по напрузі виконується:

$$10 \geq 6,3.$$

Перевірка класу точності

Умова перевірки, ВА:

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

$$S_{2н} \geq S_{2р},$$

Для перевірки класу точності необхідно визначити кількість і тип приладів, які під'єднуються до трансформатора напруги. Дані приладів заносимо в таблицю 4.12.

Таблиця 4.12

Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилади	Тип	S однієї обмотки ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приладів	Загальна споживана потужність	
							P Вт	Q ВА
Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4	
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4	
Ліч. акт. ен.	И-675	3	2	0,38	0,925	1	6	14,58
Датч. акт. ен.	Е-829	10		1	0	1	10	
Датч. реакт. ен.	Е-830	10		1	0	1	10	
Ватметр ре-гістр.	Н-348	10	2	1	0	1	10	
Вольтметр ре-гістр.	Н-343	10	1	1	0	1	10	
Разом							66	14,58

Вторинне навантаження, ВА

$$S_{2р} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S_{2р} = \sqrt{66^2 + 14,58^2} = 67,6.$$

Для однофазних трансформаторів напруги, з'єднаних в зірку, номінальна потужність рівна сумарній потужності трьох фаз. Отже, В·А :

$$S_{2н} \geq S_{2р},$$

Умова перевірки виконується

$$120 > 67,6,$$

Прийнятий трансформатор напруги працюватиме у вибраному класі точності.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ				Лист
Н.								
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата					

4.2.5 Вибір збірних шин

Умова вибору

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{max}}.$$

Приймаються алюмінієві двосмугові шини, прямокутного перетину 30×4 мм, с
 $I_{\text{доп}} = 370\text{А}$ [1, с. 395].

Умова перевірки виконується

$$370\text{А} > 286\text{А}.$$

Перевірка на термічну стійкість.

Умова перевірки

$$S_{\text{гост}} \geq S_{\text{min}}.$$

Мінімальний перетин по умові термічної стійкості, мм²

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C},$$

де C - коефіцієнт, який рівний 90 ($\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}} / \text{мм}^2$) для алюмінієвих шин.

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{4,9 \cdot 10^6}}{90} = 24,6 (\text{мм}^2).$$

$$S_{\text{гост}} = 30 \cdot 4 = 120 (\text{мм}^2).$$

Умова перевірки виконується

$$120\text{мм}^2 > 24,6\text{мм}^2.$$

Перевірка на динамічну стійкість.

Умова перевірки

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{р}},$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ - допустима механічна напруга в матеріалі шин, приймаю рівним 136 МПа;

$\sigma_{\text{р}}$ - розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа.

Розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma_p = \frac{M}{W},$$

де M - вигинаючий момент, см³

W - момент опору шини щодо осі, перпендикулярно дії зусилля, Н·см [1, с. 223];

Вигинаючий момент, см³

$$M = \frac{f \cdot l_{\max}^2}{10},$$

де f - питома електродинамічна сила, Н/м;

$l_{\max}$ - максимальна довжина прольоту між ізоляторами, м.

Питома електродинамічна сила, Н/м

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}}{a},$$

де a - відстань між фазами, рівна 40-60 см.

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{8,91^2}{50} = 2,75.$$

Момент опору, Н·см

$$W = \frac{b \cdot h}{6},$$

де b - ширина смуги, см;

h - висота смуги, см.

$$W = \frac{4 \cdot 30^2}{6} = 1,7.$$

Максимальна довжина прольоту між ізоляторами, м

$$l_{\max} = \sqrt{\frac{\sigma_{\text{доп}} \cdot 10 \cdot W}{f}}.$$

$$l_{\max} = \sqrt{\frac{136 \cdot 10^2 \cdot 10 \cdot 1,7}{2,8}} = 2,2.$$

Приймаю проліт між фазами $l = 2$ м.

$$M = \frac{2,8 \cdot 200^2}{10} = 11200.$$

$$\sigma_p = \frac{11200 \cdot 10^{-2}}{1,7} = 66.$$

Умова перевірки виконується

$$136 \text{ МПа} > 66 \text{ МПа}$$

5. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СТАНЦІЇ

5.1 Загальні вимоги:

Релейний захист є невід'ємною частиною електроустановок і призначений для:

а) автоматичного відключення пошкодженого елемента електросистеми від справної її частини за допомогою вимикачів. У випадках, коли пошкодження (наприклад, замикання на землю в ізольованій мережі) не впливає на роботу системи, допускається дія захисту лише на сигнал;

б) реагування на небезпечні або аномальні режими роботи (наприклад, перевантаження, зростання напруги в обмотках генератора). У таких випадках релейний захист може виконувати функцію подачі сигналу або здійснювати відключення обладнання, робота якого може спричинити аварійний розвиток подій.

Захист повинен забезпечувати мінімально можливу затримку у відключенні при короткому замиканні, що дозволяє зберегти безперебійну роботу решти системи, забезпечити успішну дію АПВ, АВР, автозапусків двигунів, утримання синхронізму тощо. Водночас важливо мінімізувати зону пошкодження.

Основні вимоги до релейного захисту:

- селективність — при спрацюванні має відключатись лише пошкоджений елемент;
- у визначених випадках допускається неселективне відключення з наступною дією АПВ або АВР;
- забезпечення високої надійності роботи — захист повинен чітко реагувати на наявність аварійного режиму і не спрацьовувати без підстав;
- застосування резервування, періодичний контроль справності та врахування можливих помилок персоналу;
- на кожен елемент системи слід передбачити основний захист, з найменшим часом спрацювання.

У схемах також мають бути передбачені пристрої ручного виводу захисту з роботи, а для експлуатаційних перевірок — випробувальні блоки або вимірювальні затиски.

Релейний захист блоків генератор–трансформатор

Для блоків генератор–трансформатор передбачаються пристрої релейного захисту від таких аварій і нештатних режимів:

1. замикання на землю з боку генераторної напруги;
2. багатофазні КЗ в обмотці статора і на його виводах;
3. міжвиткові замикання в одній фазі;
4. багатофазні замикання в трансформаторі;
5. замикання на землю в обмотках трансформатора при великих струмах КЗ;
6. міжвиткові замикання в обмотках трансформатора;
7. зовнішні короткі замикання;
8. перевантаження струмом зворотної послідовності;
9. перевантаження симетричного характеру;
10. перевантаження ротора генератора струмом збудження;
11. підвищення напруги;
12. замикання на землю в ланцюгу збудження;
13. асинхронний режим через втрату збудження;
14. зниження рівня масла в трансформаторі;
15. пробій ізоляції на 330 кВ вводах.

Передбачено:

- довготривалий захист усієї обмотки статора із дією на відключення;
- диференційний захист генератора та трансформатора (трифазний, трирелейний);
- захист від струму зворотної послідовності із інтегральною або ступінчастою часовою характеристикою;
- резервні струмові захисти з незалежною витримкою часу;
- максимальний струмовий захист з боку ВН блоку, який вмикається лише за умови відключеного генератора;

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

- захист від перевантажень ротора струмом збудження, у тому числі з реакцією на зниження струму;
- захист від підвищеної напруги в режимі холостого ходу, що автоматично виводиться з роботи при паралельній роботі генератора;
- захист від втрати збудження, який подає сигнал і забезпечує перемикання живлення власних потреб;
- релейне резервування на випадок відмови генераторного вимикача (наприклад, запуск УРОВ).

У разі внутрішніх пошкоджень здійснюється відключення пошкодженого елемента, гасіння поля генератора й запуск технологічних захистів. У випадках зовнішніх аварій або тоді, коли можливо швидко відновити роботу блоку, передбачається переведення в холостий режим.

У ситуаціях, коли спрацювання захисту відключає живлення власних потреб, передбачене автоматичне переключення на резервне джерело через АВР.

5.2 Вибір загального обсягу автоматики

1. Автоматичне повторне вмикання (АПВ)

Пристрої АПВ призначені для оперативного відновлення електропостачання споживачам або забезпечення внутрішніх і міжсистемних зв'язків шляхом автоматичного повторного ввімкнення вимикачів, які були відкриті дією релейного захисту.

2. Автоматичне резервування живлення та обладнання (АВР)

Пристрої АВР забезпечують автоматичне підключення резервного джерела електроживлення у разі відключення робочого, що призводить до втрати живлення на об'єктах. Крім того, ці пристрої призначені для автоматичного включення резервного обладнання, необхідного для підтримання нормального ходу технологічного процесу.

3. Паралельне приєднання генераторів

Ввімкнення генераторів у паралельну роботу виконується за допомогою точного синхронізування (в ручному, напівавтоматичному або автоматичному режимі) або методом самосинхронізації в аналогічних режимах.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

4. Автоматичне регулювання збудження, напруги й реактивної потужності

Ці системи забезпечують:

- підтримку напруги в системі та безпосередньо в точках споживання;
- оптимальний розподіл реактивного навантаження між джерелами;
- підвищення стійкості енергосистеми та демпфування перехідних процесів.

5. Автоматичне регулювання частоти та активної потужності

Призначене для підтримання частоти в енергосистемі відповідно до вимог стандартів якості електроенергії та для обмеження перетоків активної потужності між окремими частинами мережі.

6. Автоматичне виявлення та припинення асинхронного режиму

Застосовуються спеціалізовані автоматичні пристрої, здатні відрізняти асинхронний режим від коливань синхронізму, коротких замикань та інших аварій.

7. Автоматичне обмеження зниження частоти

Такі пристрої повинні гарантувати, що частота не знижуватиметься нижче 45 Гц за будь-яких умов. Тривалість роботи при частоті нижче 47 Гц не повинна перевищувати 20 секунд, а при 48,5 Гц — не більше ніж 60 секунд.

8. Автоматичне обмеження падіння напруги

Передбачено застосування пристроїв, які запобігають зниженню напруги до небезпечного рівня після аварій, з метою уникнення втрати стійкості навантажень і утворення лавиноподібного зниження напруги.

9. Автоматичне обмеження перевищення напруги

Для запобігання негативному впливу підвищеної напруги, викликаній, наприклад, одностороннім відключенням фаз на ЛЕП, застосовуються пристрої, що спрацьовують при зростанні напруги понад 110–130 % номінальної. За потреби враховується напрям і величина реактивної потужності.

10. Автоматичне обмеження перевантажень обладнання

Такі системи призначені для запобігання тривалим перевантаженням у мережах, трансформаторах і компенсуючих пристроях, якщо струм перевищує максимально допустимий протягом більше 10–20 хвилин.

ВИСНОВКИ

На етапі проектування було розглянуто декілька варіантів структурних схем видачі потужності, зокрема з одним та двома трансформаторами зв'язку. Для кожного з варіантів виконувався розрахунок перетоків потужності в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах. За результатами техніко-економічного порівняння, проведеного за методом приведених витрат з урахуванням капіталовкладень, річних експлуатаційних витрат і показників надійності, прийнято оптимальний варіант із використанням двох силових трансформаторів типу ТМ-2500/35, які забезпечують передавання електроенергії в мережу на напрузі 35 кВ. Хоча цей варіант потребує більших капітальних вкладень (352,6 тис. грн проти 210 тис. грн у схемі з одним трансформатором), він гарантує вищий рівень надійності та оперативної гнучкості, що є критичним для безперебійної роботи станції.

На базі обраної структурної схеми та конкретних типів трансформаторів розроблено головну принципову схему електричних з'єднань станції, яка охоплює чотири генератори, генераторний розподільчий пристрій 6 кВ із секціонованою системою шин, два підвищувальні трансформатори та розподільчий пристрій 35 кВ, виконаний за спрощеною блоковою схемою з ремонтною перемичкою.

Додатково, з метою обґрунтованого вибору електрообладнання, було розраховано струми короткого замикання у ключових вузлах схеми за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. Розрахунки виконано для трифазних КЗ як розрахункового випадку, а також враховано несиметричні режими для налаштування релейного захисту. Отримані значення струмів КЗ дали змогу здійснити вибір комутаційної апаратури, провідників та іншого устаткування для розподільчих пристроїв 6 кВ і 35 кВ із перевіркою на термічну та динамічну стійкість.

				ЕТ та ЕЕ 4815.016.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

ЛІТЕРАТУРА

1. Діючі галузеві нормативні документи у галузі будівництва для використання на об'єктах електроенергетичної галузі. Показчик. Режим доступу: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/dokumenty
2. СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова». Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=66629
3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
4. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання / Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: «Політехніка» НТУУ «КПІ» 2012 – 250 с.
5. Костишин, В.С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. /В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.
6. ДСТУ 3008:2015 Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання. [Чинний від 2015-06-22]. Вид. офіц. Київ, 2015. 31 с. (Інформація та документація).
7. ДСТУ 8302:2015 Бібліографічне посилання. Загальні вимоги та правила складання. [Чинний від 2016-07-01]. Вид. офіц. Київ, 2016. 20 с. (Інформація та документація).
8. ДСТУ 3582:2013 Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень українською мовою. Загальні вимоги та правила. [Чинний від 2013-08-22]. Вид. офіц. Київ, 2014. 17 с. (Інформація та документація).
9. ДСТУ 3321:2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2003-12-08]. Вид. офіц. Київ, 2005. 55с.