

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

До захисту допущено

кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Проектування геотермальної електричної станції 4Х2 МВт
(тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувач _____ Неля ЗАПОРОЩЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2026

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

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНЮК

(ім'я, прізвище)

(підпис)

«__» _____ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

ЗАПОРОЩЕНКО Неля Георгіївна

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Проектування геотермальної електричної станції 4x2 МВт

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

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року,

№ 4801-5/4400

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: технологічний процес, характеристика станції, потужність станції

4. Перелік питань, які потрібно розробити: Опис технологічного циклу ГеоТЕС; Технологічна частина; Вибір типа парових турбін; Вибір варіантів структурних схем видачі потужності проектованої 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

5. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
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		
6	ОХОРОНА ПРАЦІ		

6. Дата видачі завдання: «__» _____ 2026 року

Здобувач вищої освіти _____ Неля ЗАПОРОЩЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

У дипломній роботі розглянуто питання проектування електричної частини геотермальної електростанції потужністю 4×2 МВт, розташованої в смт Ясіня Закарпатської області.

Об'єкт дослідження – геотермальна електростанція з модульними паротурбінними енергоблоками та її електрична система.

Предмет дослідження – процеси вибору головної схеми електричних з'єднань, розрахунку струмів короткого замикання, вибору та перевірки електрообладнання розподільчих пристроїв 6 кВ і 35 кВ, а також організації релейного захисту та автоматики станції.

У процесі виконання роботи проаналізовано роль геотермальної енергетики в умовах воєнного стану, обґрунтовано місце розташування станції та описано її технологічний цикл із бінарним контуром. Виконано вибір типу парових турбін (модульні блоки «МР/МС»), генераторів і допоміжного обладнання. Розроблено два варіанти структурних схем видачі потужності та на основі техніко-економічного порівняння обрано схему з двома підвищувальними трансформаторами ТМ-2500/35. Розраховано струми короткого замикання, за результатами яких вибрано та перевірено на термічну і динамічну стійкість комплектний розподільчий пристрій 35 кВ (елегазовий), високовольтні вимикачі, вимірювальні трансформатори, збірні шини та обладнання генераторної напруги 6 кВ. Визначено обсяг релейного захисту та автоматики (диференційний захист, АПВ, АВР, автоматичне регулювання збудження тощо). У розділі з охорони праці проаналізовано небезпечні фактори та запропоновано заходи з електробезпеки, захисту від газів, пожежної безпеки й організації безпечних умов експлуатації.

Ключові слова: геотермальна електростанція, головна схема, силові трансформатори, струми короткого замикання, розподільчий пристрій, релейний захист, автоматика, електробезпека, відновлювана енергетика, модульний енергоблок.

ABSTRACT

The thesis considers the issue of designing the electrical part of a geothermal power plant with a capacity of 4×2 MW, located in the town of Yasinya, Zakarpattia region.

The object of the study is a geothermal power plant with modular steam turbine power units and its electrical system.

The subject of the study is the processes of selecting the main electrical connection scheme, calculating short-circuit currents, selecting and checking electrical equipment of 6 kV and 35 kV switchgear, as well as organizing relay protection and automation of the station.

In the process of performing the work, the role of geothermal energy in martial law conditions was analyzed, the location of the station was justified and its technological cycle with a binary circuit was described. The type of steam turbines (modular units "MP/MC"), generators and auxiliary equipment were selected. Two options for structural power output schemes were developed and, based on a technical and economic comparison, a scheme with two step-up transformers TM-2500/35 was selected. Short-circuit currents were calculated, based on the results of which a complete 35 kV switchgear (SFG), high-voltage circuit breakers, measuring transformers, busbars and 6 kV generator voltage equipment were selected and tested for thermal and dynamic stability. The scope of relay protection and automation (differential protection, automatic recloser, automatic control of excitation, etc.) was determined. The section on labor protection analyzed hazardous factors and proposed measures for electrical safety, gas protection, fire safety and the organization of safe operating conditions.

Keywords: geothermal power plant, main circuit, power transformers, short-circuit currents, switchgear, relay protection, automation, electrical safety, renewable energy, modular power unit.

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 проекрованої 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

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

ЛІТЕРАТУРА

					ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ			
Зм	Лист	П.І.Б.	Під-	Дата	Проектування геотермальної електричної станції 4x2 МВт	Літ.	Лист	Листів
Розробив	Запорощенко							
Перевір.	Бровко							
						гр. ДЕА-Е22		
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

Початок повномасштабної війни в Україні істотно змінив умови функціонування енергетичного сектору та актуалізував пошук надійних, децентралізованих і стійких до зовнішніх впливів джерел енергії. В умовах системних пошкоджень об'єктів генерації, магістральних мереж і підстанцій особливого значення набуває розвиток відновлюваних джерел енергії, зокрема геотермальної енергетики, яка здатна забезпечувати стабільне та прогнозоване енергопостачання незалежно від погодних умов.

Україна володіє значним потенціалом для розвитку геотермальної енергетики, хоча станом на сьогодні в країні ще не експлуатуються промислові геотермальні електростанції. Водночас після початку війни активізувалися наукові дослідження та пошук технічних рішень, спрямованих на використання геотермальних ресурсів передусім для теплопостачання, автономного опалення укріплень, лікарень, житлових будинків і об'єктів критичної інфраструктури.

Найбільш перспективними для впровадження геотермальних проєктів залишаються західні та південні регіони України, які відносно менше зазнали руйнувань і мають сприятливі геологічні умови. Особливу роль відіграє Карпатський регіон, де зосереджені значні запаси термальних вод і глибоких гарячих горизонтів, що створює передумови для розвитку як теплової, так і електричної геотермальної генерації.

Війна одночасно загострила наявні проблеми галузі та посилила їхній вплив: дефіцит інвестиційних ресурсів, зростання вартості обладнання й будівельних робіт, ускладнення логістики, а також необхідність швидкого відновлення пошкодженої інфраструктури. Проте саме ці умови формують запит на технології, здатні забезпечити енергетичну автономність окремих територій і зменшити залежність від централізованих мереж.

Найбільш доцільним напрямом використання геотермальної енергії в сучасних умовах є теплозабезпечення житлових будівель, промислових об'єктів та соціально важливих установ. У середньостроковій перспективі

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

розглядається можливість створення пілотних геотермальних електростанцій у відносно безпечних регіонах, насамперед у Карпатах, що може стати основою для подальшого масштабування технологій.

Світовий досвід підтверджує, що геотермальна енергія є одним із найбільш стабільних та екологічно безпечних відновлюваних джерел. Для України в умовах війни та післявоєнного відновлення її впровадження може відігравати ключову роль у зменшенні імпортозалежності, підвищенні енергетичної безпеки та формуванні стійкої енергосистеми.

Разом із тим реалізація геотермальних проєктів пов'язана з істотними технічними й економічними викликами, зокрема необхідністю глибоких геологічних досліджень, значними витратами на буріння та створення інфраструктури. Тому в умовах війни особливої актуальності набуває державна підтримка, залучення міжнародної допомоги, грантових програм і пільгового фінансування.

Для повноцінного використання потенціалу геотермальної енергетики необхідно активізувати наукові дослідження, адаптувати нормативно-правову базу до умов воєнного та післявоєнного періоду, стимулювати інвестиції й розвивати пілотні проєкти. Важливу роль відіграє також залучення місцевих громад, для яких геотермальні системи можуть стати джерелом стабільного тепла та робочих місць.

Отже, в умовах війни геотермальна енергія розглядається не лише як перспективний напрям розвитку відновлюваної енергетики, а й як один із інструментів підвищення стійкості держави, забезпечення енергетичної незалежності та формування основ для сталого післявоєнного відновлення України.

1 ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Місце розташування ГеоЕС і її роль в енергосистемі

Геотермальна енергія розглядається як один із найбільш перспективних напрямів сталого розвитку енергетики, особливо в умовах глобального переходу до низьковуглецевих технологій. Вона ґрунтується на використанні внутрішнього тепла Землі, зосередженого у вигляді гарячих вод і пари в надрах планети. Це джерело є практично невичерпним, стабільним і екологічно безпечним, що робить його надзвичайно актуальним для країн, які прагнуть підвищити власну енергетичну автономність.

Повномасштабна війна, що триває в Україні, суттєво посилила потребу в розвитку децентралізованих і стійких до руйнувань джерел енергії. Масові атаки на об'єкти генерації та мережеву інфраструктуру показали вразливість централізованої енергосистеми, тому впровадження локальних геотермальних установок може стати важливим елементом підвищення енергетичної безпеки та життєстійкості громад.

Світовий досвід підтверджує ефективність геотермальної енергетики. Такі країни, як Ісландія, Кенія, Нова Зеландія, США та Італія, не лише успішно експлуатують геотермальні електростанції, а й широко використовують тепло Землі для опалення житлових і громадських будівель. В Ісландії понад 90 % житлового фонду забезпечується теплом із геотермальних джерел, що свідчить про високу зрілість технологій та їхню економічну доцільність. Подібні моделі можуть бути адаптовані й для українських умов, особливо в західних регіонах країни.

За даними міжнародних енергетичних організацій, глобальна встановлена потужність геотермальних електростанцій перевищує 15 ГВт, однак потенціал цього джерела використовується лише частково. Європейські держави активно розширюють застосування теплових насосів і геотермальних систем, зокрема у Франції, Німеччині, Італії та Угорщині, що демонструє стійку тенденцію до зростання цього сегмента.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

Для України найбільш перспективним з погляду геотермальних ресурсів є Карпатський регіон, який характеризується складною тектонічною будовою, підвищеним геотермічним градієнтом і наявністю термальних та мінеральних вод. Геологічні дослідження свідчать про наявність джерел із температурами в межах 60–150 °С, що дозволяє використовувати їх як для систем теплопостачання, так і для електрогенерації на основі низько- та середньотемпературних технологій.

У Закарпатській області на глибинах 2–4 км зафіксовані термальні води з температурами до 100 °С, придатні для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії. В Івано-Франківській і Львівській областях виявлені ресурси з температурами 120–150 °С на глибинах 4–6 км, що створює умови для використання геотурбін. У Чернівецькій області джерела з температурою до 90 °С можуть бути ефективно застосовані для централізованого теплопостачання. Будівельний майданчик обрано в смт Ясіня на Закарпатті (Карпатський регіон).

Додатковою перевагою західних регіонів є наявність розвиненої інфраструктури нафтогазового комплексу та пробурених свердловин, які потенційно можуть бути переобладнані для геотермальних потреб. Це дає змогу суттєво знизити капітальні витрати на реалізацію пілотних проєктів. Прикладом практичного використання є Свалявське геотермальне поле, де тепло Землі вже застосовується для місцевого теплозабезпечення.

Водночас розвиток геотермальної енергетики в Україні стримується низкою чинників: відсутністю чіткої законодавчої бази щодо користування геотермальними ресурсами, високими початковими інвестиціями, складністю бурових робіт у гірських районах та недостатньою державною підтримкою. В умовах війни ці проблеми посилюються, проте водночас формується запит на нові стратегічні підходи до розвитку енергетики.

Для повноцінної реалізації геотермального потенціалу необхідний комплексний підхід, що передбачає вдосконалення нормативно-правового поля, створення фінансових стимулів для інвесторів, проведення масштабних геологічних досліджень за участі наукових установ, підвищення обізнаності

громад і впровадження демонстраційних проєктів у співпраці з місцевими органами влади.

Отже, розвиток геотермальної енергетики в Україні в умовах війни та післявоєнного відновлення є не лише засобом скорочення імпорту енергоносіїв, а й стратегічною інвестицією в енергетичну незалежність, екологічну безпеку та довгострокову стійкість національної економіки.

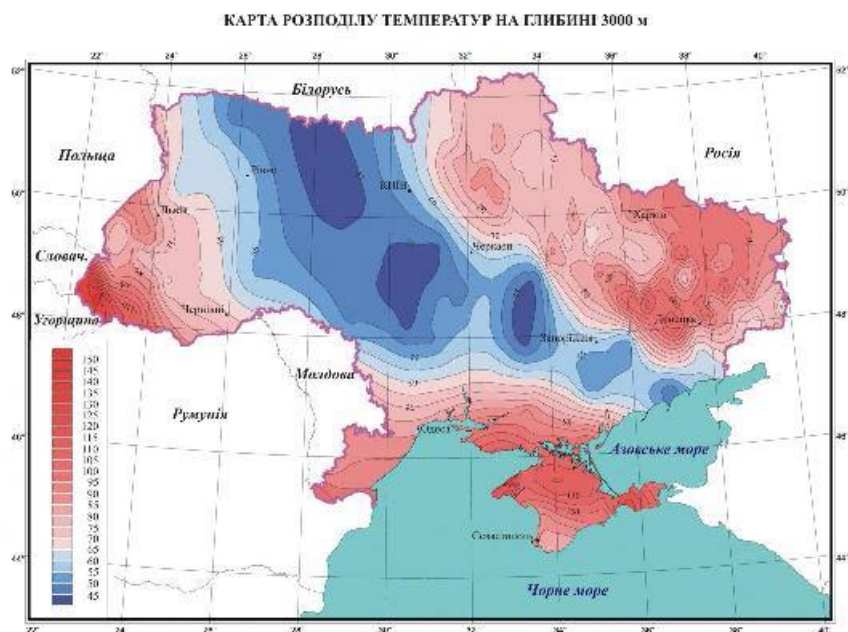


Рисунок 1.1 – Карта розподілу температур гірських порід на глибині 3000 м в Україні

Вуглеводневі поклади на території України залягають на глибинах приблизно від 500 до 4800 м і переважно приурочені до кластичних порід, насамперед пісковиків, що характеризуються сприятливими фільтраційно-ємнісними властивостями. Нафтові й газові резервуари, з яких здійснюється видобуток, експлуатуються в різних гідродинамічних режимах — від природного зниження пластового тиску до активного водонапірного витіснення або його підтримання шляхом штучного закачування рідини.

Зазначені родовища перебувають на різних стадіях розробки: частина з них знаходиться на початковому етапі з відносно високими дебітами нафти, тоді як інші – на завершальній фазі, коли видобуток вуглеводнів істотно скорочується, а обсяги закачуваної та супутньо видобутої води зростають. За та-

ких умов застосовуються методи підвищення нафтовіддачі, зокрема закачування води з природних джерел або її повторне використання після циклу видобутку.

Найбільшу зацікавленість з точки зору розвитку геотермальної енергетики становлять саме пізні стадії експлуатації родовищ, які практично вичерпали свій нафтовий потенціал, проте зберігають розвинену виробничу інфраструктуру – мережу свердловин, трубопроводів, насосних станцій та відстійників. Замість буріння нових парних свердловин (видобувної та нагнітальної) можливо залучати вже наявні, що дозволяє суттєво знизити капітальні витрати на реалізацію геотермальних проєктів. Крім того, пласти, які тривалий час перебували в експлуатації, є підготовленими до циркуляції теплоносія та ефективного відбору глибинного тепла.

Отже, виснажені нафтові резервуари можуть бути трансформовані в геотермальні системи з відносно швидким введенням в експлуатацію, мінімальними додатковими інвестиціями та зменшеним екологічним навантаженням, що відкриває можливості для «другого життя» нафтогазової інфраструктури в контексті розвитку відновлюваної енергетики.

1.2 Опис технологічного циклу ГеоЕС

Парова суміш, що надходить зі свердловини, подається на турбіну, де виконує механічну роботу для генерації електроенергії. Після проходження турбіни відпрацьована пара потрапляє в змішуючий конденсатор, де змішується з охолоджувальною водою, і утворена суміш надходить у підземний резервуар. З резервуара циркуляційні насоси подають суміш у градирню для охолодження, після чого охолоджена вода повертається до конденсатора для повторного використання.

Впровадження сучасних технічних рішень дозволило значно знизити витрати пари на виробництво одного кіловата електроенергії – наразі вони становлять близько 8 кг/кВт·год.

Схематичне зображення технологічного процесу геотермальної електростанції наведено на рис. 1.2.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

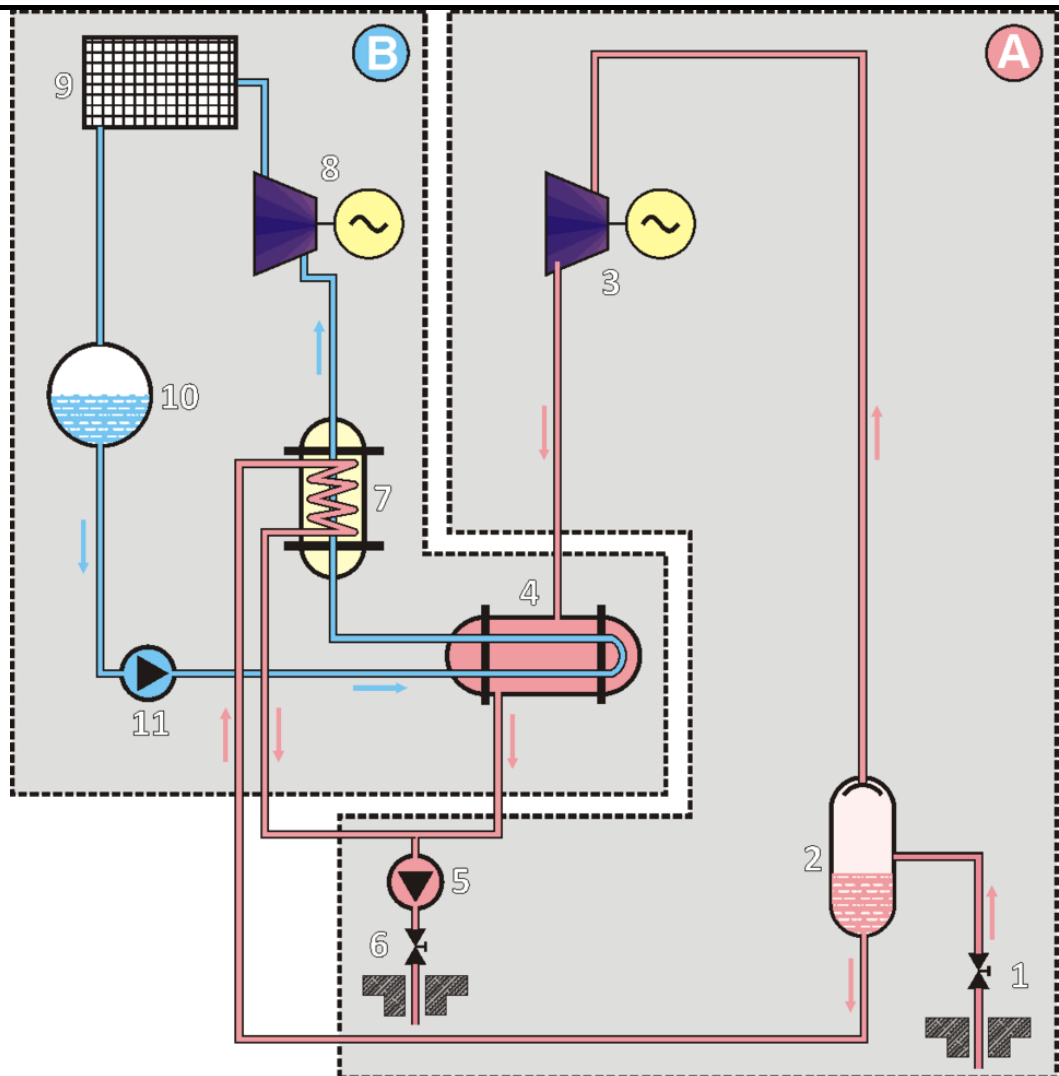


Рис. 1.2 – Технологічна схема геотермальної електростанції з бінарним циклом: (А) – перший (паровий) контур; (В) – другий контур (на ізобутані); 1 – експлуатаційна свердловина, 2 – сепаратор вода/пара, 3 – парова турбіна, 4 – теплообмінник, 5 – насос закачки, 6 – нагнітальна свердловина, 7 – перегрівач, 8 – турбіна на ізобутані, 9 – повітряний/водяний конденсатор, 10 – конденсатозбірник, 11 – насос

Висновки до розділу

Розділ дипломного проєкту, присвячений геотермальній електростанції 4×2 МВт, містить обґрунтування вибору будівельного майданчика в смт Ясіня на Закарпатті (Карпатський регіон). Також у ньому окреслено функціональне місце станції в об'єднаній енергосистемі країни та стисло описано її виробничий цикл.

2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

Виходячи з встановленої потужності ГеоЕС 4 МВт, обумовленої технічним завданням, у проєкті розглянуто парові турбіни відповідного класу. Вибір зупинено на модульних контейнерних енергоблоках «МР/МС» від Baker Hughes (США).

Одна турбіна такої серії має номінальну електричну потужність 2 МВт, яка реалізується за тиску пари перед стопорним клапаном 0,62 МПа, масової частки неконденсованих газів не вище 0,4 %, тиску в конденсаторі 5 кПа та витрати пари 42,879 кг/с.

Детальні технічні характеристики агрегату наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики турбіни

Показник	Значення	Примітка
Номінальна електрична потужність	2 МВт	на одну турбіну
Тиск пари перед стопорним клапаном	0,62 МПа	робочий тиск на вході
Вміст неконденсованих газів у парі	$\leq 0,4\%$ (за масою)	впливає на ефективність конденсації
Тиск у конденсаторі	5 кПа	вакуумний конденсатор
Витрата пари	42,879 кг/с	на номінальну потужність
Температура пари перед турбіною	120–150 °С	залежить від геотермального джерела
ККД турбіни	85–88%	електромеханічний коефіцієнт корисної дії
Номінальна частота обертання ротора	3000 об/хв	синхронна з частотою мережі 50 Гц
Споживання охолоджувальної води	250–300 м³/год	для конденсатора і системи охолодження
Робочий об'єм конденсатора	15–20 м³	ємність для накопичення конденсату
Тип конструкції	Модульний енергоблок у контейнерному виконанні	забезпечує швидкий монтаж і транспортування

Турбоагрегати разом із допоміжним обладнанням розташовуються вздовж машинного залу головної будівлі. У приміщенні також монтуються сепаратор другого ступеня, охолоджувальні насоси, дозувальні установки та інше

устаткування. Проведення ремонтно-монтажних операцій забезпечуватимуть два мостових крани з вантажопідйомністю 32 т кожен.

Сепаратори

Сепаратор другого ступеня гарантує високу якість пари на виході, забезпечуючи ступінь сухості понад 0,9998 та загальний солевміст менше 0,5 мг/л. Для досягнення таких показників він оснащений промивальним пристроєм, через який подається очищений конденсат для додаткового очищення пари. У звичайних умовах експлуатації сепаратор стабільно підтримує:

- вологість пари — до 0,02%;
- загальний солевміст — до 0,5 мг/л.

У проєкті передбачено використання оборотної системи технічного водопостачання з вентиляторною «мочною» градирнею, що складається з чотирьох секцій. Система забезпечує ефективне відведення тепла від турбінного конденсатора та допоміжного обладнання енергоблоку. За проєктних кліматичних умов (температура зовнішнього повітря -2°C) градирня подає охолоджену воду до конденсатора з температурою 15°C .



Рис. 2.1 – Розташування устаткування в машзалі ГеоЕС

Н.			
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата

ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ

Лист

У номінальному режимі сепаратори пари другого ступеня функціонують за такими параметрами:

Параметри пари на виході з сепаратора:

- Витрата: 44,5 кг/с
- Абсолютний тиск: 0,65 МПа
- Температура: 162 °С
- Вологість пари: 0,1 %

Параметри пари на вході в сепаратор:

- Витрата: 44,421 кг/с
- Абсолютний тиск: 0,64 МПа
- Температура: 161,3 °С
- Вологість пари: 0,02 %

Генератори

Разом із контейнерним енергоблоком «МР/МС» для геотермальної станції передбачено генератор ГС-2000, ключові параметри якого наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики генератора

Показник	Значення	Примітка
Номінальна електрична потужність	2 МВт	відповідно до турбіни «МР/МС»
Номінальна напруга	6,3 кВ	робоча напруга генератора
Номінальний струм	183 А	на фазу при номінальній потужності
Частота обертання ротора	3000 об/хв	синхронна з мережею 50 Гц
Коефіцієнт потужності	0,8	cosφ при номінальному навантаженні
ККД генератора	96 %	електромеханічний коефіцієнт корисної дії
Клас ізоляції	Н	витримує температуру обмотки до 180 °С
Тип охолодження	Водяний/повітряний	залежить від модифікації
Вага	12 т	приблизно, для контейнерного виконання
Напруга короткого замикання	10 %	номінальна величина для розрахунку системи
Момент інерції ротора	1500 кг·м ²	забезпечує стабільність обертання

Тип підшипників	Кочення/гідродинамічні	залежить від моделі
Температурні обмеження	0–40 °С зовнішнє середовище	робочий діапазон експлуатації
Рівень шуму	≤85 дБ	на відстані 1 м від корпусу
Захист від короткого замикання	Вбудований	автоматичне відключення при перевантаженні
Контейнерне виконання	Модульний блок	забезпечує швидкий монтаж та транспортування

3 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ СТАНЦІЇ ГеоЕС

3.1 Вибір типа парових турбін

Згідно з завданням на дипломний проєкт, необхідна потужність геотермальної електростанції становить 4×2 МВт. У зв'язку з цим розглянуто два варіанти розподілу потужності. Для реалізації проєкту обрано модульний енергоблок контейнерного виконання типу «МР/МС».

Нижче наведені основні технічні характеристики парової турбіни, що входить до складу модуля «МР/МС». Модульний геотермальний енергоблок контейнерного виконання «МР/МС»

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбіни

Показник	Значення	Примітка
Номінальна електрична потужність	2 МВт	на одну турбіну
Тиск пари перед стопорним клапаном	0,62 МПа	робочий тиск на вході
Вміст неконденсованих газів у парі	$\leq 0,4\%$ за масою	впливає на ефективність конденсації
Тиск у конденсаторі	5 кПа	вакуумний конденсатор
Витрата пари	42,879 кг/с	на номінальну потужність
Температура пари перед турбіною	120–150 °С	залежить від джерела
ККД турбіни	85–88%	електромеханічний коефіцієнт корисної дії
Номінальна частота обертання	3000 об/хв	синхронна з мережею 50 Гц
Споживання охолоджувальної води	250–300 м ³ /год	для конденсатора та допоміжного обладнання
Робочий об'єм конденсатора	15–20 м ³	ємність для накопичення конденсату
Тип конструкції	Модульний енергоблок у контейнерному виконанні	забезпечує швидкий монтаж і транспортування

3.2 Вибір варіантів структурних схем видачі потужності проектованої ГеоЕС

З огляду на тип і кількість парових турбін запропоновано наступні варіанти структурних схем електричної частини проектованої ГеоЕС.

Варіант 1 передбачає електропостачання споживачів, розташованих поблизу, безпосередньо від шин 6 кВ, а зв'язок з енергосистемою – через один трансформатор;

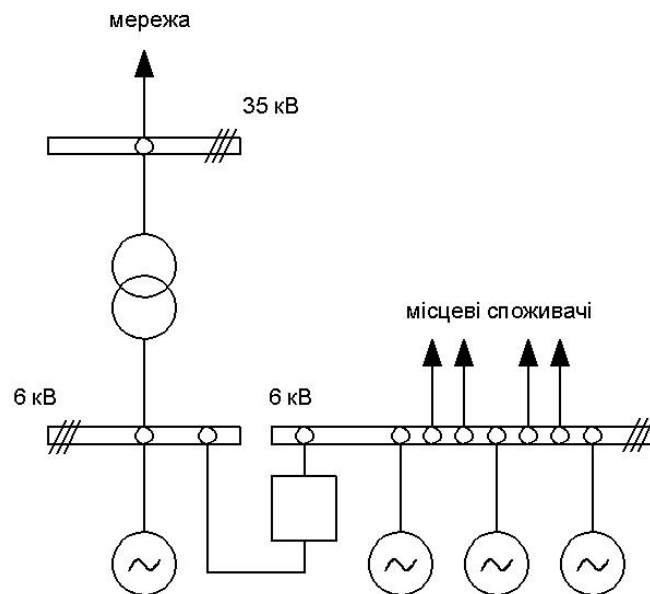


Рис. 3.1. I варіант побудови станції

Варіант 2: живлення наближених споживачів із шин 6 кВ та зв'язок з мережею через 2 трансформатори;

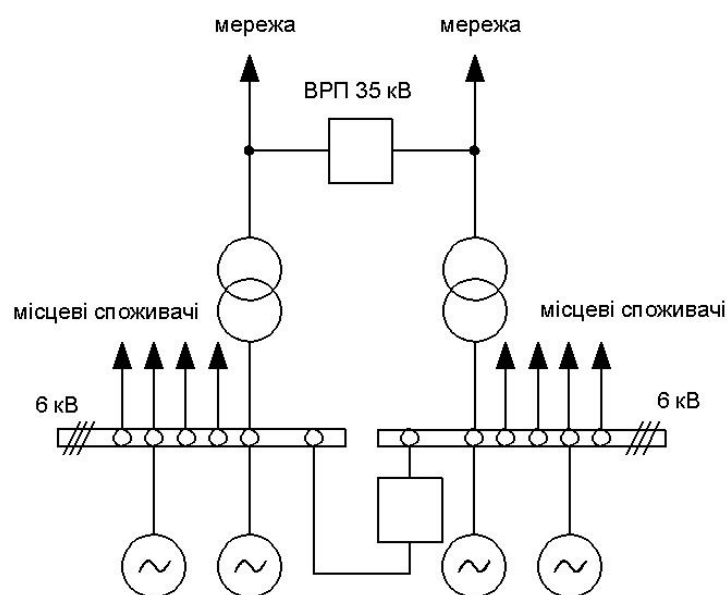


Рис. 3.2. II варіант побудови станції

3.3 Вибір трансформаторів, що підвищують

Вибір підвищувальних трансформаторів, через які здійснюється зв'язок із мережею, визначається величиною перетоку потужності в найважчому експлуатаційному режимі. Отже, передусім розрахуємо переток потужності в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах.

Мінімальному режиму відповідають такі значення перетоків:

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

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 4815.031.000 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 структурної схеми № 1 вибираємо один трансформатор типу ТМ – 4000/35.

Для структурної схеми № 2 – два трансформатори типу ТМ – 2500/35.

Технічні характеристики обраних трансформаторів наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Каталожні дані трансформаторів

Тип трансформатора	ТМН-2500/35	ТМН-4000/35
Номинальна 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 визначення оптимальної конфігурації ГеоЕС порівняємо два варіанти комплектації паровими турбінами з урахуванням електричної частини. Спочатку проаналізуємо схеми видачі потужності з шин станції для кожного з варіантів, після чого, спираючись на вибране електрообладнання, проведемо їх техніко-економічне порівняння. Порівняння виконаємо за методом приведених витрат у спрощеній формі:

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

де $З$ – сумарні приведені витрати;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень в енергетиці;

K – капіталовкладення в будівництво станції;

I – річні експлуатаційні витрати.

Показники надійності при цьому оцінюються окремо. Відповідно до [4], капітальні витрати враховувалися лише за елементами, які відрізняються в різних варіантах схем. У даному випадку відмінність стосується кількості та типів силових трансформаторів: вартість за першим варіантом – 210 тис. грн, за другим – 352,6 тис. грн. Попри це, до подальшого опрацювання прийнято другий варіант, оскільки він забезпечує необхідний рівень надійності та оперативної гнучкості.

3.5 Розробка головної схеми станції

Головну електричну схему геотермальної електростанції створюють, виходячи з оптимальної структури видачі потужності в мережу та обраного основного електрообладнання. Схема відображає всі ключові компоненти – генератори, силові трансформатори, збірні шини, лінії електропередачі, комутаційні апарати – разом із з'єднаннями між ними. Саме вибір схеми значною мірою визначає склад устаткування та принципи його роботи, тому цей етап вважається критичним.

На кресленнях головну схему традиційно подають в однолінійному зображенні в положенні «вимкнено», хоча частину апаратів можна показувати в робочому стані. Побудова виконується за стандартами ЄСКД. Повна принципова схема охоплює всі елементи первинного кола, включаючи заземлювальні ножі роз'єднувачів і віддільників, із зазначенням типів пристроїв. Характеристики обладнання допускається оформлювати у вигляді окремої таблиці специфікацій.

Електрична частина станції згідно зі структурною схемою містить:

- чотири генератори;
- генераторний розподільчий пристрій 6 кВ;
- два підвищувальні трансформатори;
- розподільчий пристрій високої напруги 35 кВ.

Генераторний розподільчий пристрій 6 кВ спроектований за схемою з однією робочою системою збірних шин, секціонованою вимикачем (рис. 3.3). Порівняно з несекціонованою системою, вона підвищує надійність: під час аварії на

шинах відключається тільки пошкоджена секція з частиною навантажень, а інша залишається в роботі.

Секційний вимикач QV може бути ввімкненим (паралельна робота джерел) або вимкненим (кожна секція живиться від власного джерела). Якщо одне з джерел виходить із ладу або виникає коротке замикання на лінії, вимикач Q та роз'єднувач QS цього приєднання вимикаються, після чого QV вмикається (автоматично чи вручну) і відновлює живлення обох секцій від резервного джерела.

До недоліків схеми належать:

- втрата резервного живлення для відповідальних споживачів, які нормально живляться від двох секцій, під час ремонту однієї з секцій;
- повне знеструмлення споживачів без резерву на весь період ремонту секції.

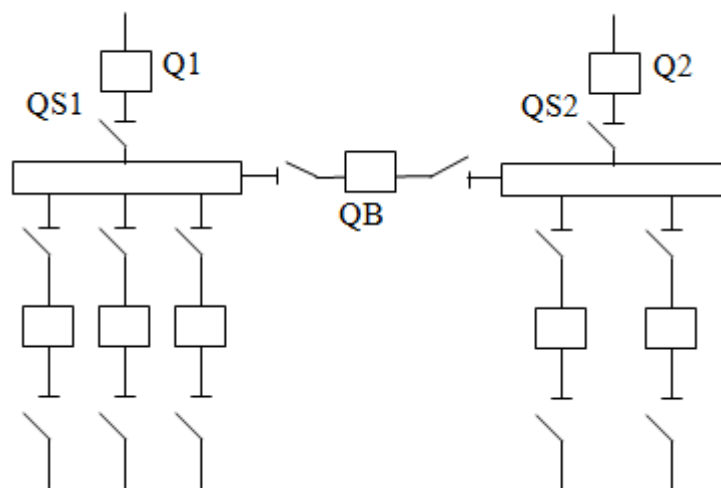


Рис. 3.3 Схема з однією секціонованою системою шин

Для видачі електричної потужності в енергомережу на проєктованій станції передбачено розподільчий пристрій високої напруги 35 кВ, виконаний за спрощеною структурною схемою «два блоки з ремонтною перемичкою». У сучасній практиці електропостачання на різних рівнях напруги дедалі частіше застосовують подібні блокові схеми, засновані на принципі відсутності загальних збірних шин, що забезпечує простоту компонування, компактність, технічну наочність, підвищену надійність і знижує вартість реалізації системи. Завдяки наявності ремонтної перемички між блоками така конфігурація дає змогу досягти

високого рівня надійності навіть для споживачів 1-ї категорії, оскільки в разі відмови одного елемента живлення може здійснюватися через інший блок. Основні елементи та логіку їх з'єднання в межах запропонованої конфігурації відображено на спрощеній принциповій електричній схемі розподільчого пристрою 35 кВ, представлений на рисунку 3.4.

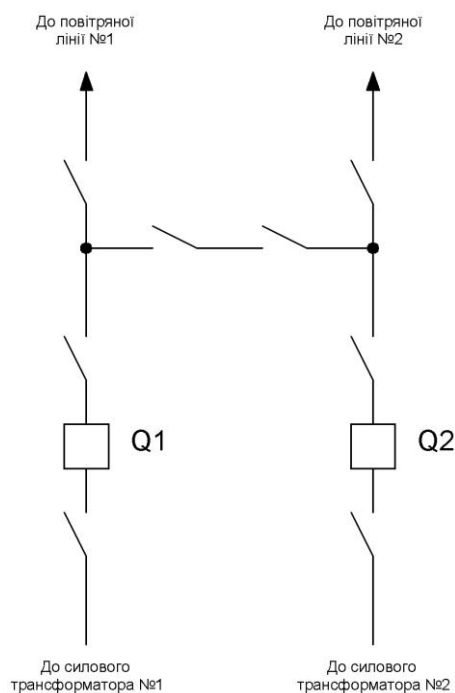


Рис. 3.4 Спрощена схема головних з'єднань РП 35 кВ

Повна принципова схема головних з'єднань станції, окрім основного електрообладнання, вимикачів та роз'єднувачів, включає повний перелік високовольтного обладнання станції. До нього належать:

- вимірювальні пристрої,
- засоби захисту від перенапруг,
- позначення типів релейного захисту,
- маркування та способи підключення струмоведучих частин,
- інші елементи, необхідні для повного опису електричної системи.

Повна принципова схема станції наведена на рисунку 3.5 та у графічній частині проекту.



Висновки до розділу

Було проведено аналіз можливих схем передачі потужності в енергомережу та розроблено відповідні структурні схеми станції. На основі техніко-економічного порівняння для подальшого проєктування обрано варіант з двома трансформаторами, які виконують пониження напруги та забезпечують видачу потужності в мережу на рівні 35 кВ.

Виходячи зі структурної схеми та обраного типу силових трансформаторів, було складено головну принципову схему з'єднань станції, що відображає основні шляхи передачі електричної потужності та логіку взаємодії елементів електроустановки.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

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

4.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Головною загрозою для стабільної роботи системи електропостачання є коротке замикання (КЗ), зумовлене пошкодженням ізоляції або помилковими діями персоналу. Щоб зменшити наслідки аварійних вимкнень і швидко відновити нормальний режим, потрібне точне визначення струмів КЗ, на основі якого обирають електрообладнання, захист і обмежувальні пристрої.

Розрізняють такі види коротких замикань у трифазній мережі:

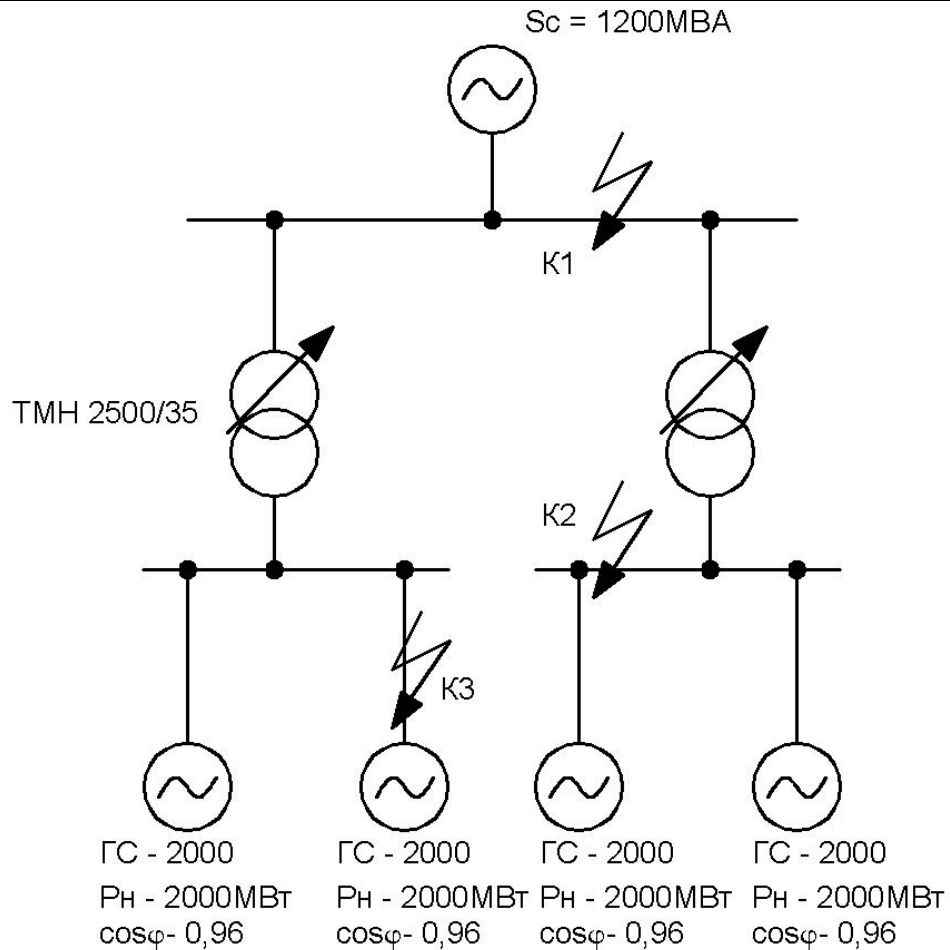
- трифазне (симетричне);
- двофазне;
- однофазне;
- подвійне на землю (інші – несиметричні).

Трифазне КЗ – симетричне, решта — несиметричні, що спотворюють струми та напруги.

У розрахунках застосовують низку спрощень: знехтування фазовим зсувом ЕРС, повна симетрія мережі, відсутність струмів навантаження, нехтування ємностями та ємнісними струмами, сталий індуктивний опір трансформаторів (без урахування насичення), нехтування струмом намагнічення.

Основним розрахунковим сценарієм для перевірки стійкості та вибору апаратури є трифазне КЗ. Для релейного захисту додатково аналізують несиметричні режими.

Струми КЗ у вузлах схеми розраховано за допомогою комп'ютерної програми згідно з топологією рисунка 4.1



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	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{н.відкл}},$ кА	$I_{\text{терм}}/t_{\text{доп}},$ кА/с	$i_{\text{скв}},$ кА	$t_{\text{в.п}},$ с	$t_{\text{с.в.}},$ 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

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

Номінальне значення аперіодичної складової, кА, що допускається

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відкл.ном}},$$

де $\beta_{\text{н}}$ - нормоване значення змісту аперіодичної складової в струмі к.з.;

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

$$26,28\text{кА} > 0,52\text{кА}.$$

Умова перевірки виконується.

Перевірка на динамічну стійкість

Умова перевірки:

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

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

$i_{\text{уд}}$ - 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, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

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

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

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

$t_{\text{відкл}}$ - 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:

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

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, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

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

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

$$367 > 1,1.$$

Вимикач підходить повністю.

Умова вибору роз'єднувачів:

по струму, А:

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

$$1250 > 194.$$

по напрузі, кВ:

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

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

$$72,5 \geq 35$$

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, 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, 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, $\text{кА}^2\text{с}$:

$$367 > 1,1.$$

Перевірка класу точності

Щоб перевірити клас точності, потрібно визначити перелік приладів (кількість і тип), які живляться від трансформатора струму. Відомості про прилади зводимо 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

Суть перевірки класу точності трансформатора струму полягає у визначенні перерізу жил контрольних кабелів, що використовуються як з'єднувальні дроти. Таким чином, перевірочна умова записується як:

$$S_{\text{ГОСТ}} > S_p,$$

де $S_{\text{ГОСТ}}$ - стандартний переріз, вибраного контрольного кабелю, мм^2 ;

S_p - розрахунковий переріз контрольного кабелю, мм^2 .

Розрахунковий переріз контрольного кабелю, мм^2 :

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

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 опо-

ром $\rho = 0,0283 \frac{\text{мм}^2 \cdot \text{Ом}}{\text{м}}$. 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;

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

Тоді $r_{\text{прил}}$, Ом:

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

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

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:

$$S_{2\text{ном}} > S_{2\text{розр}},$$

$$4 > 3,8.$$

Трансформатор струму працюватиме у вибраному класі точності.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

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

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

$$72,5 \geq 35.$$

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

Перевірка класу точності

Умова перевірки

$$S_{2\text{н}} \geq S_{2\text{р}},$$

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

$S_{2\text{р}}$ - 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. Вольтметр	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 :

$$3 \cdot S_{2н} \geq S_{2p}, \text{ ВА}$$

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 сталелегюмів 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	Сном,	S,	Діаметр, мм	Ідоп,
-----------	-------	----	-------------	-------

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ				Лист
Н.								
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата					

	мм2	мм2	Дроту	Сталевого сердечника	А
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

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

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

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.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

Паспортні дані вимикача

Тип ви- микача	$U_{\text{ном}},$ 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

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

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, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ				Лист
Н.								
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата					

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

Повний час відключення струму к.з., с:

$$t_{\text{відкл}} = t_{p3} + t_{\text{в.п.}}$$

Тепловий імпульс, $\text{кА}^2\text{с}$:

$$I_t^2 \cdot t = 32^2 \cdot 3 = 3072$$

Умова перевірки виконується:

$$3072 > 4,9.$$

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

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 точності 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

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

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

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

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

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

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

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

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	Е-378	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	0,5	
Варметр	Д-305		0,5	0,5

Лічильник активної енергії	I-675	2,5		2,5
Ватметр реєструючий	H-348	10	10	
Амперметр реєструючий	H-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 $\rho = 0,0283 \frac{\text{мм}^2 \cdot \text{Ом}}{\text{м}}$. 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:

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

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

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

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:

$$U_n \geq U_{\text{уст}}.$$

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

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

Таблиця 4.10

Паспортні дані трансформатора напруги

Тип	Клас напруги, кВ	U_n , В			S_{2n} , ВА
		Первинна	Вторинна основна	Вторинна додаткова	
НАМІ-10-У3	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.

Паспортні дані трансформатора напруги

Тип	Клас напру- ги, кВ	U_H , В			S_{2H} , ВА
		Первинна	Вторинна основна	Вторинна до- даткова	
НАМІ-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:

$$S_{2H} \geq S_{2P},$$

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 при- ладів	Загальна споживана потужність	
							P Вт	Q ВА
Вольтметр	Е-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 регістр.	Н-343	10	1	1	0	1	10	
Разом							66	14,58

Вторинне навантаження, ВА

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

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

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

$$S_{2н} \geq S_{2p},$$

Умова перевірки виконується

$$120 > 67,6,$$

Прийнятий трансформатор напруги працюватиме у вибраному класі точності.

4.2.5 Вибір збірних шин

Умова вибору

$$I_n \geq I_{\max}.$$

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

$$S_{\text{гост}} \geq S_{\min}.$$

Мінімальний перетин по умові термічної стійкості, мм²

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

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

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ				Лист
Н.								
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата					

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

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

Умова перевірки виконується

$$120\text{мм}^2 > 24,6\text{мм}^2.$$

Перевірка на динамічну стійкість.

Умова перевірки

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

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

σ_p - розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа.

Розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа

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

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

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

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 обов'язковою складовою будь-якої електроустановки та виконує дві основні функції:

а) автоматичне виокремлення пошкодженого елемента за допомогою вимикачів, щоб від'єднати його від справної частини мережі. Якщо пошкодження (наприклад, замикання на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю) не загрожує роботі системи безпосередньо, допускається дія захисту лише на сигнал;

б) реакція на небезпечні чи ненормальні режими (перевантаження, підвищення напруги в обмотках генератора тощо). У таких випадках захист може спрацьовувати на сигнал або на вимкнення обладнання, подальша робота якого здатна спричинити аварію.

Захист повинен забезпечувати мінімальний час вимкнення під час короткого замикання, щоб зберегти безперебійну роботу непошкодженої частини системи, гарантувати успішну дію АПВ, АВР, самозапуску двигунів, утримання синхронізму тощо. Водночас важливо якомога звузити зону пошкодження.

Ключові вимоги до релейного захисту:

- селективність – має вимикатися виключно пошкоджений елемент;
- у визначених випадках допускається неселективне вимкнення з подальшим успішним автоматичним повторним увімкненням (АПВ) або автоматичним увімкненням резерву (АВР);
- висока надійність – захист мусить безпомилково виявляти аварійний режим і не спрацьовувати безпідставно;
- застосування резервування, регулярний контроль справності та врахування можливих помилок персоналу;
- для кожного елемента мережі передбачають основний захист із мінімально можливою витримкою часу.

У схемах необхідно передбачати пристрої ручного виведення захисту з роботи, а для експлуатаційних перевірок – випробувальні блоки чи вимірювальні затискачі.

Релейний захист блоків генератор–трансформатор

Для блоків генератор–трансформатор встановлюють пристрої релейного захисту від таких аварійних і ненормальних режимів:

1. замикання на землю в колі генераторної напруги;
2. багатofазні короткі замикання в обмотці статора та на її виводах;
3. міжвиткові замикання в одній фазі;
4. багатofазні КЗ у трансформаторі;
5. замикання на землю в обмотках трансформатора за великих струмів КЗ;
6. міжвиткові замикання в обмотках трансформатора;
7. зовнішні короткі замикання;
8. перевантаження струмом зворотної послідовності;
9. симетричне перевантаження;
10. перевантаження ротора генератора струмом збудження;
11. підвищення напруги;
12. замикання на землю в колі збудження;
13. асинхронний режим унаслідок втрати збудження;
14. зниження рівня масла в трансформаторі;
15. пробій ізоляції вводів 330 кВ.

Передбачено такі захисти:

- захист усієї обмотки статора з тривалою витримкою часу, що діє на вимкнення;
- трифазний трирелейний диференційний захист генератора та трансформатора;
- захист від струмів зворотної послідовності з інтегральною або ступінчастою часовою характеристикою;
- резервні струмові захисти з незалежною витримкою часу;
- максимальний струмовий захист зі сторони високої напруги блоку, який активується лише за вимкненого генератора;

- захист від перевантаження ротора струмом збудження, зокрема з реагуванням на зменшення струму;
- захист від підвищення напруги в режимі неробочого ходу, що автоматично виводиться з дії під час паралельної роботи генератора;
- захист від втрати збудження з дією на сигнал і перемиканням живлення власних потреб;
- резервування на випадок відмови генераторного вимикача (наприклад, запуск УРОВ).

Якщо виникають внутрішні пошкодження, пошкоджений елемент негайно вимикають, здійснюють гасіння поля генератора та запускають технологічні захисти. У разі зовнішніх аварій або тоді, коли існує можливість швидкого відновлення роботи блоку, передбачають перехід у режим неробочого ходу. Якщо спрацювання захисту спричиняє знеструмлення власних потреб, автоматично вмикається резервне живлення через АВР.

5.2 Вибір загального обсягу автоматики

Автоматичне повторне вмикання (АПВ)

Пристрої АПВ слугують для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних зв'язків шляхом автоматичної повторної подачі напруги на вимикачі, відключені релейним захистом.

Автоматичне введення резерву (АВР)

Пристрої АВР забезпечують автоматичне підмикання резервного джерела живлення в разі зникнення напруги на основному вводі, а також увімкнення резервного обладнання, необхідного для продовження нормального технологічного процесу.

Паралельна робота генераторів

Увімкнення генераторів на паралельну роботу виконується методом точної синхронізації (у ручному, напівавтоматичному чи автоматичному режимах) або, у визначених умовах, методом самосинхронізації.

Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності

Системи автоматичного регулювання підтримують необхідні рівні напруги в мережі та у вузлах навантаження, оптимально розподіляють реактивну потужність між паралельно працюючими джерелами, підвищують статичну й динамічну стійкість енергосистеми, а також сприяють демпфуванню перехідних процесів.

Автоматичне регулювання частоти та активної потужності

Призначене для підтримання частоти в енергосистемі в межах, регламентованих стандартами якості електроенергії, та для обмеження перетоків активної потужності контрольованими перетинами мережі.

Автоматичне виявлення та припинення асинхронного режиму

Спеціалізовані автоматичні пристрої розпізнають асинхронний хід і відрізняють його від синхронних коливань, коротких замикань та інших аномалій, після чого виконують необхідні дії для ліквідації асинхронного режиму.

Автоматичне обмеження зниження частоти

Автоматика запобігає роботі енергосистеми з частотою нижче 45 Гц. Якщо частота знижується нижче 47 Гц, тривалість роботи обладнання не повинна перевищувати 20 секунд, а в діапазоні нижче 48,5 Гц — не більше 60 секунд.

Автоматичне обмеження падіння напруги

Системи унеможливають небезпечне зниження напруги в післяаварійних режимах, запобігаючи втраті стійкості навантажень і лавиноподібному спаду напруги в мережі.

Автоматичне обмеження перевищення напруги

Пристрої захищають обладнання від тривалої дії підвищеної напруги (наприклад, внаслідок одностороннього вимкнення фаз лінії електропередачі). Спрацювання відбувається, коли напруга перевищує 110–130 % номінального значення. За потреби до уваги беруться також напрямки і величини перетоку реактивної потужності.

Автоматичне обмеження перевантажень обладнання

Автоматика запобігає тривалим перевантаженням ліній електропередачі, трансформаторів і компенсуючих пристроїв, якщо струм перевищує допустимий рівень упродовж понад 10–20 хвилин.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Загальні положення

Охорона праці під час проєктування, будівництва та експлуатації геотермальної електростанції (ГеоЕС) потужністю 4×2 МВт у смт Ясіня Закарпатської області організовується відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці», ДСТУ 2293:2014, НПАОП 0.00-1.71-13 «Правила безпеки при виробництві теплової та електричної енергії», НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів», НПАОП 40.1-1.01-01 «Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж», ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» та інших чинних нормативно-правових актів.

Основною метою є створення безпечних і нешкідливих умов праці, запобігання виробничому травматизму та професійним захворюванням, а також забезпечення надійного функціонування обладнання без загрози для життя і здоров'я персоналу.

6.2. Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів

При експлуатації геотермальної електростанції на персонал можуть впливати такі основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Фізичні фактори:

- висока температура поверхонь обладнання (турбіни, трубопроводи пари та геотермального флюїду, сепаратори) – опікова небезпека;
- підвищений рівень шуму та вібрації від працюючих турбоагрегатів, насосів, систем охолодження;
- небезпечний рівень напруги в електричних колах 6 кВ та 35 кВ, а також у допоміжних мережах 0,4 кВ;
- підвищений тиск у трубопроводах пароводяної суміші (до 0,62 МПа перед турбіною) – ризик розривів та викидів;

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

- можливість ураження блискавкою та статичною електрикою;
- недостатнє освітлення робочих місць.

Хімічні фактори:

- наявність у геотермальному флюїді розчинених газів, зокрема сірководню (H_2S), вуглекислого газу (CO_2), метану (CH_4) – токсична та задушлива дія;
- можливе виділення агресивних домішок (солей, кислот) під час експлуатації та ремонту;
- використання хімічних реагентів для водопідготовки, очищення теплообмінного обладнання.

Психофізіологічні фактори:

- нервово-психічне навантаження під час керування технологічним процесом;
- монотонність праці при тривалому спостереженні за панелями керування;
- робота в нічні зміни.

6.3. Заходи з охорони праці під час експлуатації основного технологічного обладнання

Безпека при роботі з паровими турбінами та трубопроводами пари

Для модульних енергоблоків контейнерного типу «МР/МС» компанії Baker Hughes передбачено заводське виконання з вбудованими системами захисту. У проєкті додатково забезпечується:

- теплоізоляція всіх гарячих поверхонь (температура зовнішнього шару не повинна перевищувати $+45\text{ }^{\circ}C$);
- встановлення захисних кожухів та огорожень на обертових частинах турбін і насосів;
- передбачення запобіжних клапанів на паропроводах, налаштованих на тиск спрацьовування не вище 1,1 робочого;
- автоматичне відключення турбін при перевищенні вібрації, осьового зсуву, температури підшипників або падінні тиску масла.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

Захист від впливу геотермальних газів

Оскільки геотермальний флюїд може містити H_2S (сірководень), що є токсичним газом, у машинному залі та приміщеннях, де можливе витікання флюїду, встановлюються стаціонарні автоматичні газоаналізатори. Вони забезпечують:

- постійний контроль концентрації H_2S (поріг спрацьовування сигналізації – 3 мг/м^3 , аварійне відключення – 10 мг/м^3);
- увімкнення аварійної припливно-витяжної вентиляції при перевищенні гранично допустимих концентрацій;
- оповіщення персоналу світловими та звуковими сигналами.

Передбачено також використання персоналом індивідуальних протигазів із коробками марки «К» або «БКФ» під час ремонтних робіт, а також проведення робіт за нарядом-допуском у газонебезпечних місцях.

Санітарно-гігієнічні вимоги

- Мікроклімат: у машинному залі та приміщенні щита керування підтримується температура $+18...+24 \text{ }^\circ\text{C}$, відносна вологість 40–60 %.
- Освітлення: рівень освітленості на робочих місцях відповідає ДБН В.2.5-28:2018 – не менше 200 лк для машинного залу (загальне), 400 лк для місць обслуговування турбін. Передбачено аварійне освітлення від акумуляторних батарей.
- Шум та вібрація: застосування звукоізоляційних кожухів на турбінах, встановлення агрегатів на віброізоляційні опори. Очікуваний рівень шуму на робочих місцях не повинен перевищувати 80 дБА (еквівалентний рівень), для чого передбачено використання персоналом протишумових навушників.

6.4. Електробезпека

Усі металеві неструмопровідні частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, підлягають заземленню.

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

Для підстанції 35/6 кВ виконано розрахунок заземлювального пристрою. Прийнято контурне заземлення з вертикальних електродів (кутик 50×50 мм, довжиною 3 м) і горизонтальної сталевий штаби 40×4 мм.

Головна будівля ГеоЕС та відкритий розподільний пристрій 35 кВ захищаються від прямих ударів блискавки блискавковідводами, встановленими на порталах ВРП-35 кВ та на даху машзалу. Розрахунок зони захисту виконано за методикою ДСТУ Б В.2.5-38:2008; прийнято один стрижневий блискавковідвід висотою 15 м, який створює зону захисту типу Б з радіусом на рівні землі ≈ 18 м, що перекриває всі будівлі та споруди.

Усі струмовідні частини розташовуються в закритих комірках або на висоті, що унеможлиблює випадковий дотик. Для запобігання помилковим діям застосовуються блокування, попереджувальні плакати, знаки безпеки. Електроустановки укомплектовуються діелектричними килимками, ізолювальними штангами, показниками напруги, переносними заземленнями. Передбачено автоматичне відключення при однофазних замиканнях на землю в мережі 6 кВ із сигналізацією, а в мережі 35 кВ – із селективним захистом.

6. 5. Пожежна безпека

Пожежна небезпека ГеоЕС зумовлена наявністю масла в системах змащення та регулювання турбін, ізоляцією електричних кабелів, воднем у системах охолодження генераторів (якщо застосовується), а також можливим займанням горючих газів. Проектом передбачено:

- Виконання будівельних конструкцій машзалу з негорючих матеріалів, ступінь вогнестійкості будівлі – II;
- Улаштування автоматичної системи пожежної сигналізації з димовими та тепловими сповіщувачами в усіх виробничих приміщеннях;
- Система автоматичного пожежогасіння (водяна або пінна) для трансформаторів та маслосистеми турбін;
- Встановлення вогнегасників (вуглекислотних ВВК-5 та порошкових ВП-9) біля входів у машзал, біля щитів керування та в коридорах;

				ЕТ та ЕЕ 4815.031.000 ПЗ	Лист
Н.					
Затверд.	№докум.	Підпис	Дата		

- Блискавкозахист та захист від статичної електрики;
- Евакуаційні виходи, позначені світловими покажчиками, шляхи евакуації завширшки не менше 1,2 м.

Розрахунковий час евакуації з машинного залу не перевищує 2 хвилини, що задовольняє вимоги ДБН В.1.1-7:2016.

6.6. Організаційні заходи з охорони праці

- Усі працівники проходять попередній (при прийнятті на роботу) та періодичні медичні огляди згідно з наказом МОЗ України № 246.
- Проводиться навчання та перевірка знань з охорони праці, пожежної безпеки та електробезпеки відповідно до НПАОП 0.00-4.12-05. Для електротехнічного персоналу передбачено присвоєння групи з електробезпеки (не нижче IV для чергових інженерів, V – для відповідального за електрогосподарство).
- Вступний, первинний, повторний (не рідше 1 разу на 6 місяців) та позаплановий інструктаж реєструються в журналах установленної форми.
- Розробляються інструкції з охорони праці для кожної професії (машиніст турбін, черговий електромонтер, оператор газоаналітичної установки тощо).
- Виробничі приміщення обладнуються аптечками першої медичної допомоги, а також передбачено місце для санітарно-побутових приміщень (душові, гардеробні, кімнати приймання їжі).

У розділі «Охорона праці» проаналізовано основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, характерні для геотермальної електростанції потужністю 4×2 МВт у смт Ясіня. Розроблено комплекс інженерно-технічних, санітарно-гігієнічних та організаційних заходів, які дозволяють мінімізувати ризики травматизму, професійних захворювань та аварій. Виконано розрахунок захисного заземлення та блискавкозахисту, які відповідають нормативним вимогам. Прийняті рішення гарантують безпечну експлуатацію ГеоЕС відповідно до чинного законодавства України.

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 4815.031.000 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.