

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

ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ТЕЦ ПОТУЖНІСТЮ 250

МВт

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21+Е22 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Олексій ОЛІЙНИК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Керівник _____/Ірина ПАНТЄЛЄЄВА

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Світлана АРТЮХ

(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

РЕФЕРАТ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи з теми «Проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 250 МВт» студента Олексія ОЛІЙНИКА

Бакалаврська робота виконана на 52 сторінок, містить 13 таблиць, 13 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 6.

Вітчизняна енергетика вже понад два десятиліття стикається з протилежною тенденцією: з 2000 року спостерігається випереджальне зростання споживання електроенергії порівняно з темпами оновлення та нарощування генерації.

Ця диспропорція стала особливо критичною в умовах військової агресії проти України, яка суттєво пошкодила енергетичну інфраструктуру — як генерацію, так і мережеве господарство. Частина теплових та гідроелектростанцій зазнала руйнувань або втратила контроль, а велика кількість підстанцій і ЛЕП вимагають відновлення. Водночас, попит на електроенергію, особливо у критичні години навантаження, зростає внаслідок відновлення промисловості, розвитку електрифікації та зростання потреб житлового сектору.

Таким чином, проектування та будівництво нових ТЕЦ-250 МВт є стратегічно важливим напрямом для стабілізації української енергосистеми, її модернізації та адаптації до умов післявоєнного відновлення.

Мета бакалаврської роботи полягає в техніко-економічному обґрунтуванні доцільності проектування теплоелектроцентралі (ТЕЦ) потужністю 250 МВт в умовах сучасного стану енергетичної системи України, з урахуванням дефіциту генерації, необхідності підвищення енергетичної безпеки, ефективного використання палива та забезпечення теплопостачання в окремих регіонах країни.

Ключові слова: електрична станція, теплоелектроцентрально, надійність електропостачання, схеми електричних з'єднань, електричні навантаження, електричні апарати, струм короткого замикання

ABSTRACT

to the bachelor's qualification work on the topic "Design of the electrical part of a 250 MW CHP plant" by student Oleksiy OLIYNIK

The bachelor's work is completed on 52 pages, contains 13 tables, 13 figures characterizing the results of the study, and uses 6 literary sources.

The domestic energy sector has been facing the opposite trend for over two decades: since 2000, there has been an outpacing growth in electricity consumption compared to the pace of renewal and expansion of generation.

This imbalance has become especially critical in the context of military aggression against Ukraine, which has significantly damaged the energy infrastructure — both generation and network management. Some thermal and hydroelectric power plants have been destroyed or lost control, and a large number of substations and power lines require restoration. At the same time, demand for electricity, especially during critical load hours, is growing due to the recovery of industry, the development of electrification, and the growth of the needs of the residential sector.

Thus, the design and construction of new 250 MW CHPs is a strategically important direction for stabilizing the Ukrainian energy system, its modernization, and adaptation to the conditions of post-war recovery.

The purpose of the bachelor's thesis is to provide a feasibility study of the feasibility of designing a combined heat and power plant (CHP) with a capacity of 250 MW in the current state of the energy system of Ukraine, taking into account the generation deficit, the need to increase energy security, efficient use of fuel and ensuring heat supply in certain regions of the country.

Keywords: power station, combined heat and power plant, reliability of power supply, electrical connection diagrams, electrical loads, electrical devices, short-circuit current

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1. ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ МАЙДАНЧИКА ДЛЯ ТЕЦ
2. ВИБІР СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ТЕЦ
 - 2.1. Постановка задачі
 - 2.2. Складання варіантів структурної схеми ТЕЦ
 - 2.3. Вибір потужності та типу силових трансформаторів
 - 2.4. Вибір джерел живлення власних потреб
 - 2.5. Техніко-економічне порівняння варіантів структурної

схеми ТЕЦ

- 2.5.1. Розрахунок капіталовкладень
- 2.5.2. Розрахунок щорічних витрат
- 2.5.3. Визначення оптимального варіанта структурної

схеми ТЕЦ

- 2.6. Вибір схем електричних з'єднань для розподільчих пристроїв різної напруги

3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

4. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ТА

СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН

- 4.1. Вибір електричних апаратів для ВРП 220 кВ
- 4.2. Вибір струмоведучих частин
- 4.3. Вибір електричних апаратів та струмоведучих частин для ВРП 110 кВ
- 4.4. Вибір електричних апаратів та струмоведучих частин для РП 10 кВ

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧКИ

ТЕЦ - теплофікаційна електростанція (теплоелектроцентрально)

РП - розподільчий пристрій

ВРП - відкритий розподільчий пристрій

ЛЕП - лінія електропередачі

ВН - висока напруга

СН - середня напруга

НН - низька напруга

КЗ - коротке замикання

АПВ - автоматичне повторне вмикання

ПЛ - повітряна лінія

ТВП - трансформатор власних потреб

РТВП - резервний трансформатор власних потреб

КЕС - комплектно-екрановані струмопроводи

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

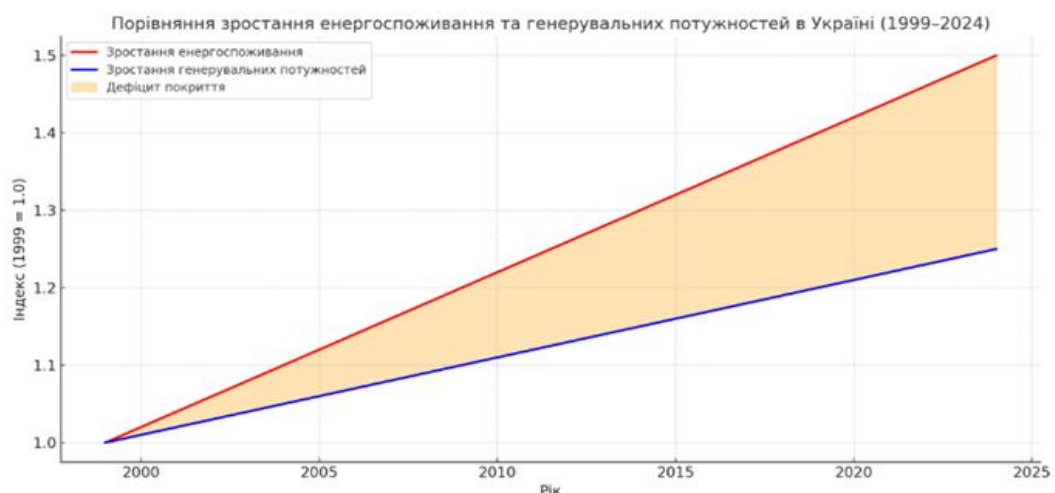
ВСТУП

Сучасний стан електроенергетичної галузі, згідно з, супроводжується рядом системних проблем [1]. Серед основних — значне фізичне та моральне зношення обладнання, низький рівень паливної ефективності, а також територіальна диспропорція у зростанні енергоспоживання, що призводить до дефіциту активної потужності генерації та пропускної здатності електромереж у регіонах з піковими навантаженнями.

Ці виклики стали наслідком втрати електроенергетикою своїх системних переваг, що пов'язано з процесами реструктуризації галузі, які розпочалися ще у 1990-х роках і тривають до сьогодні.

Для забезпечення надійного функціонування енергосистеми України та задоволення зростаючих потреб споживачів, зокрема в періоди пікових навантажень, темпи введення нових потужностей генерування повинні принаймні відповідати динаміці зростання енергоспоживання. Проте вітчизняна енергетика вже понад два десятиліття стикається з протилежною тенденцією: з 2000 року спостерігається випереджальне зростання споживання електроенергії порівняно з темпами оновлення та нарощування генерації.

На наступному графіку наведено динаміку зростання енергоспоживання та введення нової потужності в Україні у період з 1999 по 2024 роки. Виділена зона демонструє умовний дефіцит потужності:



Ця диспропорція стала особливо критичною в умовах військової агресії проти України, яка суттєво пошкодила енергетичну інфраструктуру — як генерацію, так і мережеве господарство. Частина теплових та гідроелектростанцій зазнала руйнувань або втратила контроль, а велика кількість підстанцій і ЛЕП вимагають відновлення. Водночас, попит на електроенергію, особливо у критичні години навантаження, зростає внаслідок відновлення промисловості, розвитку електрифікації та зростання потреб житлового сектору.

Незважаючи на окремі спроби модернізації та інтеграції нових технологій, зокрема відновлюваних джерел енергії, їх частка поки що не здатна компенсувати втрати традиційної генерації. Незважаючи на зусилля, спрямовані на розвиток відновлюваної енергетики, потужності сонячних і вітрових станцій характеризуються нестабільною генерацією, що ускладнює балансування системи без підтримки традиційних джерел енергії. Це зумовлює необхідність прискореного введення в експлуатацію високоефективних і надійних об'єктів генерації, таких як теплоелектроцентралі (ТЕЦ) середньої та великої потужності. Особливо актуальним стає проєктування ТЕЦ на 250 МВт, здатних працювати в базовому режимі, забезпечувати маневреність системи, а також ефективно використовувати паливо з одночасним виробництвом теплової енергії для потреб населення та промисловості, та використовувати місцеві види палива, що підвищує енергетичну безпеку.

Потенційні регіони України для розміщення ТЕЦ-250 МВт:

1. Центральна Україна (наприклад, Дніпропетровська та Кіровоградська області) – має розвинену промислову базу, значне теплове навантаження в містах і відносно стабільну інфраструктуру.
2. Західні регіони (Львівська, Івано-Франківська області) – через обмежений доступ до централізованої генерації внаслідок руйнувань на сході країни, ці території потребують автономних та резервних джерел електро- і теплопостачання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Північна Україна (Чернігівська, Сумська області) – розглядаються як перспективні для децентралізованої генерації з огляду на близькість до аграрних кластерів, що дає змогу використовувати біомасу як допоміжне паливо.

Економічні переваги застосування такої ТЕЦ:

- Високий ККД (близько 80–85%) завдяки комбінованому виробництву електроенергії та тепла (когенерація).
- Зменшення втрат в мережах за рахунок децентралізованого розміщення в регіонах споживання.
- Зниження залежності від імпортованих енергоресурсів шляхом використання місцевих палив (буре вугілля, біомаса, RDF-паливо).
- Стимулювання місцевої економіки через створення робочих місць, підвищення енергетичної безпеки та надійності постачання.

Таким чином, проєктування та будівництво нових ТЕЦ-250 МВт є стратегічно важливим напрямом для стабілізації української енергосистеми, її модернізації та адаптації до умов післявоєнного відновлення.

Мета бакалаврської роботи полягає в техніко-економічному обґрунтуванні доцільності проєктування теплоелектроцентралі (ТЕЦ) потужністю 250 МВт в умовах сучасного стану енергетичної системи України, з урахуванням дефіциту генерації, необхідності підвищення енергетичної безпеки, ефективного використання палива та забезпечення тепlopостачання в окремих регіонах країни.

Основна задача дипломної роботи полягає в отриманні практичного досвіду самостійного рішення комплексних інженерних задач в області проєктування електричної частини електростанції з використанням новітніх досягнень науки і техніки.

Хоча технологічний процес виробництва електроенергії на теплових електростанціях є більш складним, супроводжується вищими витратами на паливо та має значні екологічні наслідки порівняно з гідроелектростанціями, саме теплові станції залишаються привабливішими для інвесторів. Це

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зумовлено тим, що їх будівництво вимагає менших початкових капіталовкладень, має коротший термін реалізації проєкту та не потребує створення масштабної інфраструктури, як у випадку з ГЕС.

Цей дипломний проєкт присвячено розробці електричної частини теплоелектроцентралі потужністю 250 МВт. У межах роботи розглядаються ключові питання проєктування, зокрема вибір головної електричної схеми станції, що включає схеми розподільчих пристроїв 220 кВ, 110 кВ та генераторного розподільчого пристрою на 10,5 кВ. Окрім того, проєктом передбачено визначення схеми електропостачання власних потреб, а також підбір основного та допоміжного електротехнічного обладнання з урахуванням розрахункових параметрів струмів короткого замикання.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ МАЙДАНЧИКА ДЛЯ ТЕЦ

Під територією (ТЕЦ) розуміють не лише власне промисловий майданчик, на якому розміщуються всі основні виробничі споруди станції, але й прилеглі земельні ділянки, необхідні для розміщення допоміжної інфраструктури. До такої інфраструктури належать: водосховище, золошлакові відвали, паливний склад, очисні споруди, розподільчі пристрої, об'єкти житлово-цивільного призначення, під'їзні залізничні та автомобільні дороги, а також траси для прокладання повітряних ліній електропередачі.

Вибір майданчика для будівництва нової ТЕЦ є одним із найважливіших етапів проєктування, оскільки саме це рішення значною мірою впливає на тривалість і вартість будівництва, а також на подальшу ефективність експлуатації об'єкта. Досягнення оптимального результату можливе лише за умови всебічного аналізу та врахування широкого спектра чинників — економічних, соціальних, природно-географічних, технічних та інших.

Основні критерії вибору майданчика для будівництва ТЕЦ наступні:

1. Наближеність до споживачів електричної та теплової енергії — для мінімізації втрат та підвищення ефективності.
2. Наявність інженерної інфраструктури — підключення до електромереж, водопостачання, транспортних шляхів тощо.
3. Доступність паливних ресурсів — близькість до джерел постачання основного палива (вугілля, газ, біомаса).
4. Врахування екологічних вимог — мінімальний вплив на навколишнє середовище, можливість розміщення очисних споруд.
5. Сприятливі геологічні та кліматичні умови — стабільні ґрунти, відсутність підтоплення, сейсмічна безпека.
6. Можливість розширення в майбутньому — резерв території для додаткової потужності або об'єктів інфраструктури.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Соціальна прийнятність — відсутність негативного впливу на житлову забудову та згода громади.

Будівництво теплоелектроцентралі (ТЕЦ) потужністю 250 МВт у Дніпропетровській області, зокрема в місті Кам'янське, є стратегічно обґрунтованим кроком для зміцнення енергетичної безпеки регіону та країни загалом.

Обґрунтування вибору майданчика в місті Кам'янське:

1. Інфраструктурна готовність:

Місто Кам'янське має розвинену інженерну інфраструктуру, включаючи наявні електромережі, водопостачання та транспортні шляхи. Зокрема, земельна ділянка АТ «Дніпровська ТЕЦ» площею 15,6443 га розташована на правому березі річки Дніпро, що забезпечує зручний доступ до водних ресурсів для технологічних потреб [2]

2. Промисловий потенціал:

Кам'янське є одним із промислових центрів Дніпропетровської області, зосереджуючи численні підприємства металургійної та хімічної галузей. Будівництво ТЕЦ дозволить забезпечити стабільне електро- та теплопостачання для цих підприємств, сприяючи підвищенню їхньої енергоефективності та конкурентоспроможності.

3. Економічна доцільність:

Враховуючи наявність інфраструктури та високий попит на енергію в регіоні, будівництво ТЕЦ у Кам'янському є економічно вигідним. Це дозволить зменшити витрати на транспортування енергії та підвищити загальну ефективність енергосистеми області.

План розміщення обладнання на майданчику ТЕЦ у місті Кам'янське: на території площею 15,6443 га передбачається розміщення наступних основних об'єктів:

1. Котельний цех: розташований у центральній частині майданчика для оптимального розподілу теплової енергії.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Турбінний цех: прилягає до котельного цеху, забезпечуючи ефективну передачу пари до турбін.

3. Генераторна установка: розміщена поруч із турбінним цехом для мінімізації втрат при передачі електроенергії.

4. Розподільчі пристрої (РУ 220 кВ та РУ 110 кВ): розташовані на північному заході майданчика для зручного підключення до існуючих електромереж.

5. Склад палива: знаходиться на південному сході території, забезпечуючи зручний під'їзд для транспортування палива.

6. Очисні споруди: розміщені на південному заході майданчика для ефективного очищення стічних вод перед їх скиданням у річку Дніпро.

7. Адміністративно-побутовий комплекс: розташований на північному сході території, забезпечуючи зручний доступ для персоналу та відвідувачів.

Цей план розміщення обладнання забезпечує оптимальне використання території, ефективну логістику внутрішніх процесів та мінімізацію впливу на навколишнє середовище.

Компонування основних споруд станції приведено на рис. 1.1.

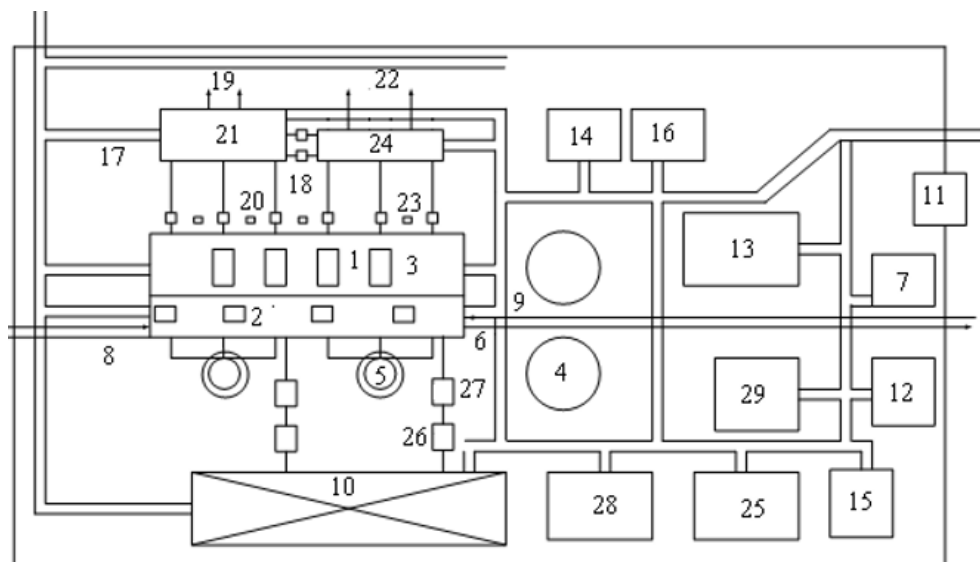


Рисунок 1.1 – Компонування основних споруд ТЕС

Де : 1- головний корпус; 2 – парові котли; 3 – турбоагрегати; 4 – градинні; 5 – димові труби; 6 – водоводи циркуляційної води; 7 – хімічна водоочищення; 8 – трубопроводи відводу води та пара; 9 – золо-шлако-

видалення; 10 – склад палива; 11 – центральна прохідна; 12 – корпус управління; 13 – матеріальні склади; 14 – механічна майстерня; 15 – масляне господарство; 16 – трансформаторна майстерня; 17 – залізнична гілка для зняття трансформатора у ремонт; 18 – автотрансформатори зв'язку між ВРП 220 кВ та 110 кВ; 19 – 2 ЛЕП 110 кВ, які живлять промисловий район; 20 – трансформатори власних потреб; 21 – відкритий розподільчий пристрій 110кВ; 22 – 2 ЛЕП 220 кВ для зв'язку з енергосистемою; 23 – трансформатори, що підвищують напругу; 24 – відкритий розподільчий пристрій 220 кВ; 25 – мазутне господарство; 26 – дробильний корпус; 27 – галерея конвеєрів; 28 – подача палива, що містить розвантажувальний пристрій; 29 – допоміжний корпус.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ВИБІР СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ТЕЦ

2.1. Постановка задачі

Відповідно до умов, зазначених у завданні на проєктування, за допомогою техніко-економічного порівняння альтернативних варіантів буде здійснено вибір найдоцільнішої структурної схеми.

Раціональний варіант визначається як такий, що забезпечує необхідний рівень якості об'єкта, що проєктується, при мінімальних витратах матеріальних, фінансових та трудових ресурсів. Для цього рішення має враховуватися комплексний підхід до всього об'єкта з урахуванням взаємозв'язків між його складовими елементами.

У загальному випадку пошук оптимальної структурної схеми передбачає поетапне виконання таких основних дій:

1. На основі вихідних даних формується набір технічно здійснених варіантів структурних рішень;

2. Шляхом інженерного аналізу обираються кілька найбільш доцільних та перспективних варіантів для подальшого розгляду;

3. Для кожного з відібраних варіантів розраховуються можливі потоки потужності через трансформатори та автотрансформатори з урахуванням найскладніших режимів роботи станції.

4. Виходячи з розрахованих значень потоків потужності, у кожному варіанті схеми підбираються трансформатори та автотрансформатори з відповідними номінальними параметрами. Для вибору трансформаторів, які з'єднують генераторний розподільчий пристрій (ГРУ) з розподільчими установками (РУ) підвищеної напруги, складаються і аналізуються прогнозовані графіки навантаження трансформаторів зв'язку:

а) у нормальних режимах роботи (зимовому та літньому);

б) при аварійному відключенні одного з генераторів;

в) у випадках мобілізації обертового резерву, коли генератори ТЕЦ виходять на номінальну потужність.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У разі наявності двох РУ підвищеної напруги розглядаються можливості встановлення як автотрансформаторів, так і трансформаторів з трьома обмотками. При цьому необхідно враховувати як переваги, так і недоліки автотрансформаторів порівняно зі звичайними трансформаторами.

5. Для кожного з варіантів розраховуються основні техніко-економічні показники, зокрема: обсяги капіталовкладень, експлуатаційні витрати, потенційні збитки та зведені (приведені) витрати.

6. На основі порівняння зведених витрат, а також додаткового технічного аналізу, остаточно визначається найраціональніший варіант структурної схеми проєктованої електростанції.

2.2. Складання варіантів структурної схеми ТЕЦ

Під час розробки можливих варіантів структурних схем електростанції необхідно вирішити низку ключових питань, а саме:

- визначити схему підключення генераторів до розподільчих пристроїв різного рівня напруги;
- передбачити наявність і тип трансформаторів або автотрансформаторів для з'єднання між РУ;
- обрати загальний принцип побудови електричної схеми станції (зокрема питання блоковості, типу енергоблоків тощо);
- спроектувати систему резервного електроживлення для споживачів власних потреб.

Електростанція оснащується розподільчим пристроєм генераторної напруги (ГРП) 10 кВ, від якого передбачається живлення електричної підстанції машинобудівного підприємства. Максимальне навантаження на цьому рівні напруги спостерігається в зимовий період і досягає 82 МВт.

Розподільчий пристрій напругою 110 кВ призначений для забезпечення електроенергією промислового району, де також пік споживання припадає на зиму і становить 165 МВт.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Зв'язок із загальною енергосистемою буде здійснюватися через розподільчий пристрій напругою 220 кВ, як зазначено раніше.

Відповідно до технічного завдання, на електростанції передбачається встановлення шести турбогенераторів потужністю по 63 МВт та одного турбогенератора потужністю 100 МВт.

Враховуючи одиничну потужність генераторів і рівень напруги генераторного розподільчого пристрою, згідно з [3], обрано турбогенератори з повним водяним охолодженням типів ТЗВ-63-2У3 і ТЗВ-110-2У3.

Відповідно до завдання, на станції необхідно встановити 6 турбогенераторів потужністю по 63 МВт та 1 турбогенератор потужністю 100 МВт.

Відповідно заданій потужності генераторів, а також напруги ГРП, обираємо турбогенератори з водяним охолодженням типу ТЗВ-63-2У3 та ТЗВ-110-2У3 (табл.2.1).

Таблиця 2.1 – Параметри генераторів

Тип	P, МВт	Cos φ	S _н , МВА	U _н , кВ	КПД, %	X'' _d	X' _d	X _d
ТЗВ-63-2У3	63	0,8	78,75	10,5	98,4	0,203	0,224	1,199
ТЗВ-110-2У3	110	0,8	137,5	10,5	98,6	0,192	0,278	1,907

З огляду на те, що напруга генераторів (10,5 кВ) збігається з напругою системи власних потреб, живлення споживачів власних потреб буде здійснюватися через реактори власних потреб. Резервний реактор, а також робочі реактори підключаються до шин ГРП та через відпайку від генератора блока потужністю 110 МВт.

Більш детально джерела живлення для власних потреб будуть розглянуті далі.

До подальшого аналізу приймаються такі варіанти структурних схем ТЕЦ (рис.2.1 та 2.2):

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

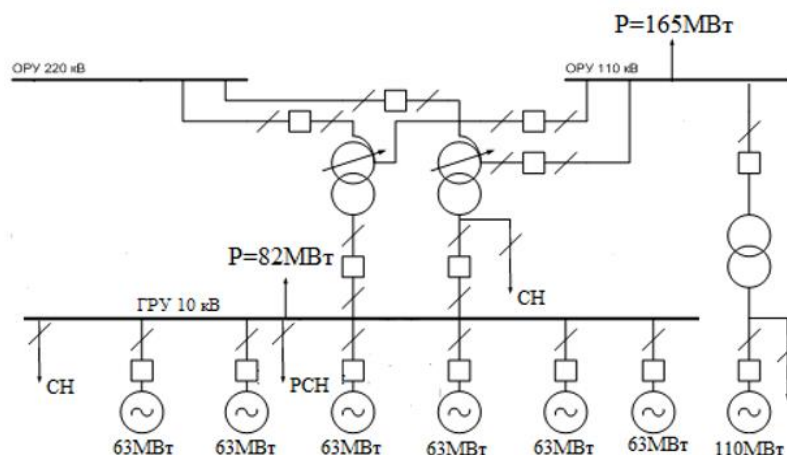


Рисунок 2.1 – Перший варіант структурної схеми

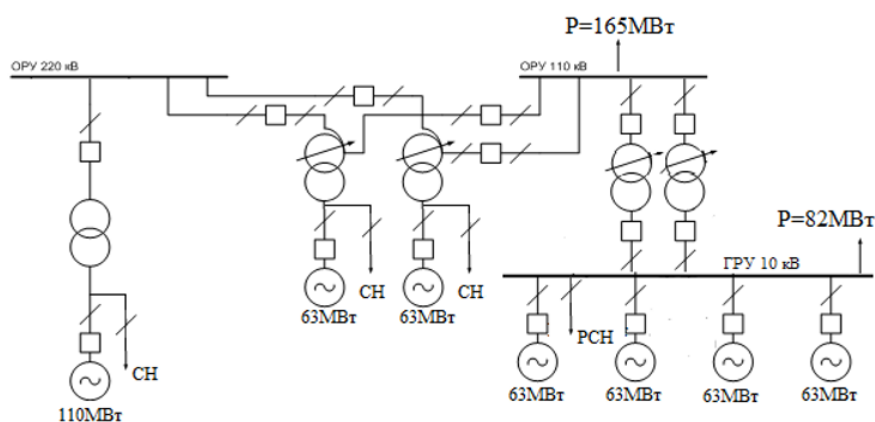


Рисунок 2.2 – Другий варіант структурної схеми

2.3. Вибір потужності та типу силових трансформаторів

Вибір номінальної потужності трансформатора здійснюється з урахуванням його здатності працювати під навантаженням. У загальному вигляді умова правильного вибору потужності трансформатора визначається так:

$$S_H = S_{\text{розр}} / k_{\Pi},$$

де: k_{Π} - коефіцієнт допустимої систематичного або аварійного перевантаження трансформатора; S_H - номінальна потужність; $S_{\text{розр}}$ - розрахункова потужність.

Для обґрунтованого вибору трансформаторів та автотрансформаторів необхідно виконати розрахунок потоків потужності для кожного з розглянутих варіантів структурної схеми.

Для подальших розрахунків приймемо конкретні значення коефіцієнтів потужності для навантажень на генераторному розподільчому пристрої, на розподільчому пристрої 110 кВ, а також для середнього коефіцієнта потужності механізмів власних потреб. Вважатимемо, що для ГРП $\cos \varphi = 0,8$, для навантаження промислового району $\cos \varphi$ (РП-110) = 0,8, а двигуни власних потреб працюють з коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{\text{в.п.}} = 0,8$.

Спочатку виконаємо розрахунок потоків потужності за умови роботи всіх генераторів і трансформаторів, не враховуючи втрати потужності.

1 – Варіант.

Надлишок потужності, що видається з ГРП на обмотки НН автотрансформаторів:

$$S_{\text{НН.АТ}} = \sqrt{P_{\text{НН.АТ}}^2 + Q_{\text{НН.АТ}}^2} = \sqrt{147^2 + 109^2} \text{ МВА} = 183 \text{ МВА}.$$

Потік потужності, що протікає по обмоткам СН автотрансформаторів до навантаження РП 110 кВ:

$$S_{\text{СН.АТ}} = \sqrt{P_{\text{СН.АТ}}^2 + Q_{\text{СН.АТ}}^2} = \sqrt{70^2 + 52,5^2} \text{ МВА} = 87,5 \text{ МВА}.$$

По першому закону Кірхгофа находим надлишок потужності, що видається автотрансформаторами у систему:

$$S_{\text{ВН.АТ}} = \sqrt{P_{\text{ВН.АТ}}^2 + Q_{\text{ВН.АТ}}^2} = \sqrt{77^2 + 56,5^2} \text{ МВА} = 96,25 \text{ МВА}$$

Як видно з проведених розрахунків, у нормальному режимі найбільше навантаження припадає на обмотки низької напруги автотрансформаторів.

Далі виконаємо розрахунок перетоків потужності в умовах ремонтних та аварійних режимів, характерних для осінньо-зимового періоду.

Для ТЕЦ перевірка режимів роботи автотрансформаторів повинна проводитись у таких випадках:

- при відключенні одного з автотрансформаторів зв'язку, що працюють паралельно;
- при виведенні з роботи одного блоку блочної частини ТЕЦ;
- при зупинці генератора, який працює на генераторний розподільчий пристрій.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У разі виходу з ладу одного з автотрансформаторів розподіл потужності в інших елементах схеми залишиться незмінним, оскільки при виборі структурної схеми втрати в елементах не враховуються. Відповідно, уся потужність, яка раніше розподілялась між двома автотрансформаторами, буде припадати на один працюючий, тобто його навантаження збільшиться приблизно вдвічі порівняно з нормальним режимом.

Оскільки одночасне виникнення вказаних подій малоімовірне, розрахунки потоків потужності виконуються окремо для кожного сценарію.

Виконаємо розрахунок перетоків потужності у випадку відключення одного з генераторів, підключених до генераторного розподільчого пристрою.

При цьому виникає надлишок потужності, який буде передаватися на обмотки низької напруги автотрансформаторів:

$$S_{HH\ AT} = \sqrt{P_{HH\ AT}^2 + Q_{HH\ AT}^2} = \sqrt{84^2 + 63^2} \text{ МВА} = 105 \text{ МВА}.$$

$$S_{CH\ AT} = 87,5 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{BH\ AT} = \dot{S}_{HH\ AT} - \dot{S}_{CH\ AT} = 105 - 87,5 \text{ МВА} = 17,5 \text{ МВА}$$

У даному режимі найбільш завантаженими знову виявилися обмотки НН автотрансформаторів.

Оскільки автотрансформатори зв'язку зазвичай функціонують у комбінованому режимі, тобто передача потужності відбувається як електричним, так і електромагнітним шляхом, усі їхні обмотки — спільна, послідовна та третинна — повинні бути розраховані на відповідну номінальну потужність. Такий режим роботи зумовлений різницею в коефіцієнтах потужності між генераторами та споживачами, що призводить до появи перетоків реактивної потужності.

Коефіцієнт систематичного перевантаження $k_{з\ сист}$ в подальших розрахунках приймаємо рівним одиниці. Коефіцієнт типового навантаження визначається на основі співвідношення напруги високої та середньої обмоток автотрансформаторів.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{min} = \frac{U_B - U_C}{U_R} = \frac{230 \text{ кВ} - 121 \text{ кВ}}{230 \text{ кВ}} = 0,474.$$

При виході з роботи одного паралельно працюючого автотрансформатора, трансформатор, що залишився, повинний забезпечити видачу надлишку потужності з ГРП, а також зв'язок РП 110 и 220 кВ. Коефіцієнт завантаження в аварійному режимі приймається 1,4, отже повинні виконуватись умови:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{HH \max}}{n \cdot K_{min} \cdot K_{3 \text{ сист}}} = \frac{183 \text{ МВА}}{2 \cdot 0,474 \cdot 1} = 193,04 \text{ МВА}.$$

Так як максимальну потужність має автотрансформатор АТДЦТН-250000/220/110, то он не проходить по умові (250 МВА < 275,77 МВА). Проводим наступну перевірку, обираємо 3 автотрансформатора:

Враховуючі всі умови, до установки приймаємо 3 автотрансформатора АТДЦТН-200000/220/110.

$$S_{ном} \geq \frac{S_{HH \max}}{(n-1) \cdot K_{min} \cdot K_{3 \text{ авар}}} = \frac{183 \text{ МВА}}{2 \cdot 0,474 \cdot 1,4} = 137,88 \text{ МВА}$$

2 - Варіант

Виконуємо розрахунок потоків потужності через автотрансформатори у нормальному режимі:

$$S_{HH \text{ AT}} = \sqrt{P_{HH \text{ AT}}^2 + Q_{HH \text{ AT}}^2} = \sqrt{96,5^2 + 71,75^2} \text{ МВА} = 120,3 \text{ МВА}$$

$$S_{CH \text{ AT}} = \sqrt{P_{CH \text{ AT}}^2 + Q_{CH \text{ AT}}^2} = \sqrt{19,5^2 + 15,25^2} \text{ МВА} = 24,38 \text{ МВА}$$

$$S_{BH \text{ AT}} = \sqrt{P_{BH \text{ AT}}^2 + Q_{BH \text{ AT}}^2} = \sqrt{77^2 + 56,5^2} \text{ МВА} = 96,25 \text{ МВА}.$$

Як видно з розрахунків, у нормальному режимі найбільш завантаженими є обмотки НН автотрансформаторів.

Розрахуємо потоки при відключенні генератора блока 63 МВт, підключеного до РП 110 кВ:

$$S_{HH \text{ AT}} = 120,3 \text{ МВА}.$$

$$\dot{S}_{CH \text{ AT}} = \dot{S}_{PY-110} = 87,5 \text{ МВА}.$$

$$\dot{S}_{BH \text{ AT}} = \dot{S}_{HH \text{ AT}} - \dot{S}_{CH \text{ AT}} = 120,3 - 87 \text{ МВА} = 32,8 \text{ МВА}.$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В даному режимі найбільш завантаженими є обмотки НН автотрансформаторів.

Виконаємо розрахунок потоків потужності при відключенні одного генератора, який працює на ГРП:

$$\begin{aligned} S_{HH\ AT} &= \sqrt{P_{HH\ AT}^2 + Q_{HH\ AT}^2} = \sqrt{33,5^2 + 24,5^2} \text{ МВА} = 41,9 \text{ МВА} . \\ S_{CH\ AT} &= \sqrt{P_{CH\ AT}^2 + Q_{CH\ AT}^2} = \sqrt{19,5^2 + 15,25^2} \text{ МВА} = 24,38 \text{ МВА} . \\ \dot{S}_{BH\ AT} &= \dot{S}_{HH\ AT} - \dot{S}_{CH\ AT} = 41,9 - 24,38 \text{ МВА} = 17,52 \text{ МВА} . \end{aligned}$$

Тепер розрахуємо потоки при відмові генератора блока 63 МВт, який підключений до РП 110 кВ:

$$\begin{aligned} S_{HH\ AT} &= 1,38 \text{ МВА} . \\ \dot{S}_{CH\ AT} &= \dot{S}_{PY-110} = 65 \text{ МВА} . \\ \dot{S}_{BH\ AT} &= \dot{S}_{CH\ AT} + \dot{S}_{HH\ AT} = 1,38 + 65 \text{ МВА} = 66,38 \text{ МВА} . \end{aligned}$$

У цьому режимі обмотки автотрансформатора ВН виявилися найбільш завантаженими. Розлади стабільності в цьому режимі не трапляються, оскільки потужність, що споживається з системи, менша, ніж потужність аварійного резерву.

Обчислимо далі потоки потужності, коли відключиться один генератор, що працює на ГРП:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{HH\ AT} &= \dot{S}_{ГРУ} - 2 \cdot 0,42 \cdot \dot{S}_G + \dot{S}_{CH} = 85 - 2 \cdot 0,42 \cdot 78,75 + 15,6 \text{ МВА} = 34,45 \text{ МВА} . \\ S_{CH\ AT} &= 1,88 \text{ МВА} . \\ \dot{S}_{BH\ AT} &= \dot{S}_{CH\ AT} + \dot{S}_{HH\ AT} = 34,45 + 1,88 \text{ МВА} = 36,33 \text{ МВА} . \end{aligned}$$

Обираємо трансформатор блока 63 МВт:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{ТБ\ max}}{K_3\ сист} = \frac{63,13 \text{ МВА}}{1} = 63,13 \text{ МВА}$$

Приймаємо к установці 1 трансформатор типу ТДН-63000/110.

Обираємо автотрансформатори зв'язку. Для нормального режиму повинні виконуватись умови:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{HH\ max}}{n \cdot K_{min} \cdot K_3\ сист} = \frac{120,3 \text{ МВА}}{2 \cdot 0,474 \cdot 1} = 126,9 \text{ МВА} .$$

При відключенні одного паралельно працюючого автотрансформатора повинні виконуватись умови:

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{ном} \geq \frac{S_{HHmax}}{(n-1) \cdot K_{min} \cdot K_{завар}} = \frac{120,3 \text{ МВА}}{1 \cdot 0,474 \cdot 1,4} = 171,86 \text{ МВА}$$

Перевірку завантаження обмоток при відключенні генераторів, що працюють на РП 110 і на ГРП, можна не проводити, оскільки потоки в цьому режимі менші, ніж у попередньому.

Приймаємо до установки, 2 автотрансформатори АТДЦТН-200000/220/110 (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Трансформатори другого варіанту

Тип	Кількість
ТДН-63000/110	1
АТДЦТН-200000/220/110	2

2.4. Вибір джерел живлення власних потреб

Оскільки згідно із завданням на проектування напруга системи власних потреб на ТЕЦ становить 6,3 кВ, то для живлення механізмів власних потреб пропонується використовувати трансформаторні відпаювання від генераторів 63 МВт, або з шин ГРП, що мають номінальну напругу 10,5 кВ.

Резервний трансформатор (РТВП) може бути підключений до шин ГРП. У цьому випадку він працюватиме як знижувальний з 10 кВ на 6 кВ.

Потужність резервного трансформатора власних потреб має бути обрана з умови заміни найпотужнішого із робочих джерел. Потужність, що припадає на кожне робоче джерело власних потреб:

$$S_{с.н.} = \frac{P_{с.н.}}{\cos \varphi_{с.н.}} = \frac{12,5 \text{ МВт}}{0,8} = 15,625 \text{ МВА}$$

Отже, вибираємо резервний трансформатор власних потреб ТДНС-16000/10.

Тип трансформатора власних потреб приймаємо аналогічно РТВП, тому що потужність, що припадає на кожне джерело власних потреб, дорівнює потужності, що припадає на РТВП.

2.5. Техніко-економічне порівняння варіантів структурної схеми ТЕЦ

Для кожного варіанта структурної схеми електростанції (підстанції) визначають:

- 1) капіталовкладення K ;
- 2) річні витрати, I ;
- 3) математичне очікування збитків або $M(Y)$.

Потім на підставі цих основних показників обчислюють значення цільової функції наведених витрат Z , що дає комплексну кількісну оцінку економічності та надійності варіантів структурної схеми, що зіставляються.

Якщо різниця у варіантах менше 5%, то остаточний вибір проводиться за такими критеріями, які складно оцінити з точки зору надійності та економічності: можливість подальшого розширення, зручність експлуатації тощо.

У даній роботі математичне очікування збитків розраховуватись не буде, щоб не обтяжувати розрахунки та не перевищувати обсяг роботи.

2.5.1. Розрахунок капіталовкладень

Капіталовкладення складаються з двох складових: $K = K_T + K_K$,

де: K_T - сумарна розрахункова вартість трансформаторів; K_K - сумарна розрахункова вартість комірок вимикачів .

Оскільки вибір вимикачів можна зробити лише на підставі розрахунків струмів короткого замикання, що значно збільшило б трудовитрати на етапі техніко-економічного порівняння, то у навчальному проєктуванні допускається вибирати вимикачі лише за номінальними параметрами. Враховуючи, що вартість вимикача мало залежить від номінального струму, можемо у всіх варіантах при виборі вимикачів керуватися лише номінальною напругою установки.

Розрахунок капіталовкладень будемо вести тільки для частин варіантів структурної схеми. Так, наприклад, у капіталовкладеннях не враховуємо

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вартість генераторів, реакторів та резервного трансформатора для живлення власних потреб трансформатора, оскільки вони однакові у всіх варіантах схем.

Розрахунок капіталовкладень представимо у вигляді таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунок капіталовкладень

Найменування обладнання	Ціна за одиницю	Варіант 1: кількість/вартість, тис. грн	Варіант 2: кількість/вартість, тис. грн
ТДН-63000/110	165	0/0	1/165
АТДЦТН-200000/220/110	351	3/1053	2/702
Комірка вимикача ВВУ-110-40/2000У1	64,1	3/192,3	3/192,3
Комірка вимикача ВВБ-220Б-40/2000У1	82,4	3/247,2	2/164,8
Комірка вимикача 6-10 кВ	17,6	3/52,8	2/35,2
ΣК, тис. грн	-	-/1545,3	-/1259,3

$$\Delta K, \% = \frac{1545,3 - 1259,3}{1545,3} \cdot 100\% = 21,45\%.$$

Хоча різниця між варіантами з найбільшими та найменшими капіталовкладеннями становить понад 5%, для подальшого порівняння вибираємо варіанти 1, 2.

2.5.2. Розрахунок щорічних витрат

Щорічні витрати виробництва (щорічні експлуатаційні витрати) складаються з трьох складових:

$$I = I_A + I_O + I_{ВТР}$$

де: $I_A = \alpha K$ - амортизаційні відчислення (відчислення на реновацію та капітальний ремонт); $I_O = bK$ - норма амортизационных отчислений за 1 год;

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

b – норма відчислень на обслуговування на рік; $I_{\text{ВТР}} = \beta \Delta W_{\text{ВТР}}$ – витрати, обумовлені втратами енергії у варіанті проєктуємої установки; β – питомі витрати на відшкодування втрат, грн/кВт·год; $\Delta W_{\text{ВТР}}$ – річні втрати енергії, кВт·год/рік.

Для силового електротехнічного обладнання та РП встановлені наступні норми відчислень: при

$$U_{\text{ном}} \leq 150 \text{ кВ} \quad a = 6,4\%, \quad b = 3\%;$$

$$U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ} \quad a = 6,4\%, \quad b = 2\%.$$

Амортизаційні відчислення для варіанта 1:

$$I_A = (6,4\%/100\%) \cdot 1545,3 = 98,9 \text{ тис.грн/рік};$$

Амортизаційні відчислення для варіанта 2:

$$I_A = (6,4\%/100\%) \cdot 1259,3 = \text{тис.грн/рік}.$$

Визначим витрати на обслуговування електроустановки:

для варіанта 1:

$$I_O = 3\%/100\% \cdot (192,3 + 52,8) + 2\%/100\% \cdot (1053 + 247,2) = 33,35 \text{ тис грн/рік};$$

для варіанта 2:

$$I_O = 3\%/100\% \cdot (165 + 192,3) + 2\%/100\% \cdot (702 + 164,8 + 35,2) = 28,759 \text{ тис.грн/рік}$$

Для визначення витрат із-за втрат енергії в установці, обчислимо втрати в трансформаторах та автотрансформаторах.

Так як на стадії проєктування докладні характеристики споживачів зазвичай відсутні, то розрахунок втрат енергії можна вести приблизно через час максимальних втрат τ :

$$\Delta W_{\text{пот}} = \Delta P_X (8760 - T_P) + \Delta P_K \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau,$$

T_P - час планового ремонту трансформатора на рік [6]. Він становить 30 годин для трансформаторів з номінальною потужністю понад 80 МВА та 28 годин для трансформаторів з номінальною потужністю 10-80 МВА; τ - час найбільших втрат, що визначається через T_{max} .

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{\max} = T_{\text{уст}} = \frac{W_{\text{зод}}}{P_{\max, \text{зод}}} = \frac{W_{\text{сут}, 3} N_3 + W_{\text{сут}, \text{Л}} N_{\text{Л}}}{P_{\text{ном}, \Gamma}}$$

$$T_{\max} = (1 \cdot 252 \cdot 24 \cdot 100) + (0,42 \cdot 252 \cdot 24 \cdot 265) / 252 = 5071,2 \text{ год/рік}$$

Тоді для одноступеневого графіка $\tau = 5071,2$ год .

Сумарні річні втрати електроенергії для варіанта 1: $5,49 \cdot 10^6$ кВт·год/рік, а для варіанта 2: $4,518 \cdot 10^6$ кВт·год/рік.

2.5.3. Визначення оптимального варіанта структурної схеми ТЕЦ

Підрахуємо наведені витрати для кожного варіанта схеми, результати розрахунків:

1 варіант: капітальні витрати – 1545,3 тис грн; річні експлуатаційні витрати – 169,19 тис грн/рік; приведені витрати – 350,626 тис грн/рік.

2 варіант: капітальні витрати - 1259,3 тис грн; річні експлуатаційні витрати – 136,464 тис грн/рік; приведені витрати – 295,98 тис грн/рік.

Визначимо різницю у величині приведених витрат:

$$\Delta Z = \frac{350,626 - 295,98}{350,626} \cdot 100\% = 15,58\%.$$

Таким чином, різниця у приведених витратах між першим та другим варіантом становить понад 5%.

Таким чином, на підставі техніко-економічного порівняння до подальшого розгляду приймаємо варіант 2 структурної схеми.

2.6. Вибір схем електричних з'єднань для розподільчих пристроїв різної напруги

Розподільчі пристрої підвищеної напруги мають відповідати таким загальним вимогам:

1. Ремонт вимикачів на напругу 110 кВ і вище повинен здійснюватися без вимкнення відповідного приєднання, оскільки приєднання такого класу напруги мають високу ступінь відповідальності.

2. Вимкнення повітряної лінії (ПЛ) має виконуватись за допомогою не більше ніж двох вимикачів, а відключення трансформатора — не більше ніж

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трьома.

Відмова вимикачів у розподільчих пристроях — як у нормальному, так і в ремонтному режимах — не повинна призводити:

а) до одночасної втрати обох паралельних транзитних ліній одного напрямку, особливо з урахуванням підвищених вимог до надійності дволанцюгового зв'язку;

б) до одночасного вимкнення кількох ліній, що може спричинити порушення стійкої роботи енергосистеми.

Щодо електростанцій районного типу важливо забезпечити, щоб у разі відмови вимикачів у розподільчих пристроях за нормального режиму схеми відключався не більше ніж один енергоблок, а в ремонтному режимі — не більше двох.

Існує велика кількість варіантів електричних схем розподільчих пристроїв підвищеної напруги, які відрізняються конструкцією й функціональністю. Проте розглядати всі можливі схеми недоцільно. Доцільніше — на основі вихідних даних визначити групу схем, що потенційно відповідають вимогам проєкту, і вже в її межах обирати найбільш конкурентоспроможні варіанти для подальшого аналізу.

Спочатку визначимося з вибором типу розподільчого пристрою. Закриті РУ доцільно застосовувати в умовах обмеженої території для будівництва, при складних кліматичних умовах (наднизькі температури, ожеледь, прибережні зони тощо), а також за наявності агресивного середовища в атмосфері. В інших випадках більш економічно вигідним рішенням, як правило, є будівництво відкритих розподільчих пристроїв (ВРП).

Відповідно до завдання необхідно вибрати схеми електричних з'єднань для ВРП 110, 220 та 10 кВ.

Для ВРП 110 кВ приймаємо схему багатокутника, а саме — п'ятикутника (рис.2.3).

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

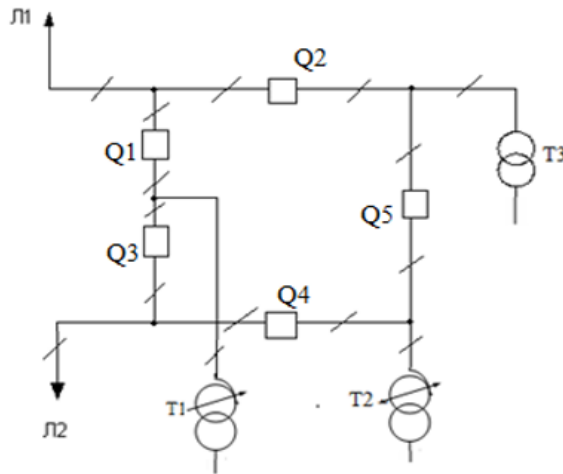


Рисунок 2.3 – Схема п'ятикутника

Схема РП типу "п'ятикутник" характеризується достатньо високою надійністю та зручністю в експлуатації, оскільки дозволяє виконувати ремонт або обслуговування окремих елементів без повного знеструмлення. Водночас вона не містить збірних шин, що спрощує конструкцію та підвищує її стійкість до аварій. На відміну від деяких інших схем, "п'ятикутник" не потребує великих площ для розміщення, що робить її доцільною в умовах обмеженого простору. Крім того, роз'єднувачі використовуються тільки при виводі у ремонт вимикачів та не приймають участі при робочих перемиканнях. Основним недоліком є складність реалізації та підвищені вимоги до релейного захисту й автоматики, так як у різних режимах по ланцюгам протікає різний по величині струм.

Відповідно до структурної схеми, для ВРП 220 кВ обрано схему типу «чотирикутник». Для відкритого розподільчого пристрою 220 кВ передбачено чотири приєднання, що є оптимальним для цього типу схеми. Така кількість вимикачів дає змогу рівномірно розподілити приєднання трансформаторів і повітряних ліній між різними системами шин, забезпечуючи ефективність та надійність роботи схеми (рис.2.4).

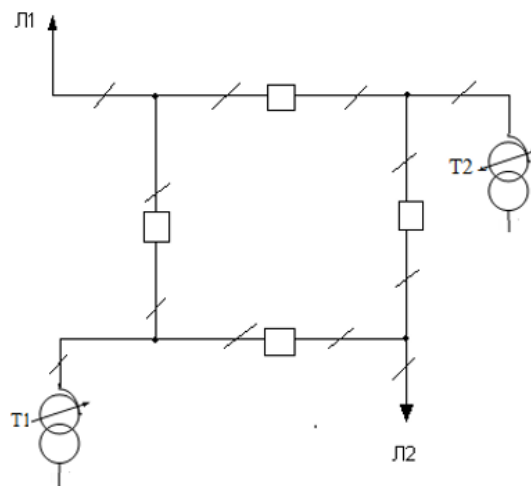


Рисунок 2.4 – Схема чотирикутника

На ГРП застосовуємо одинарну систему збірних шин з секціонуванням на три секції (рис.2.5).

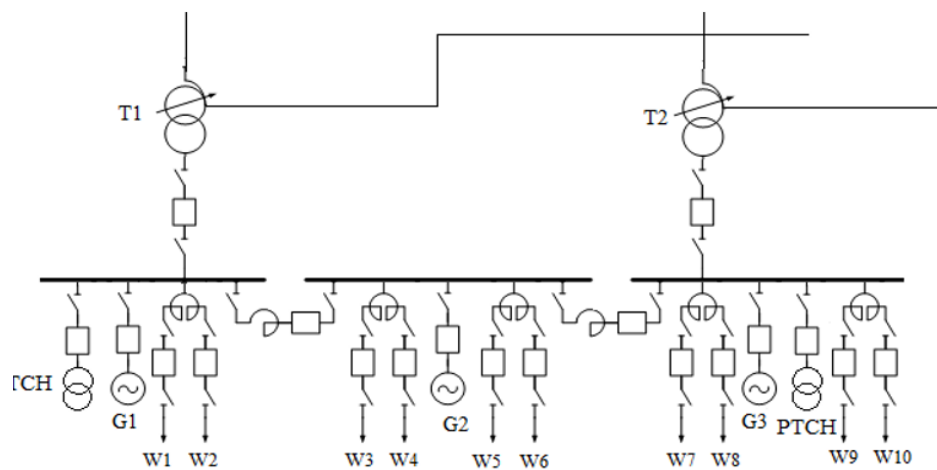


Рисунок 2.5 – Одна секціонована система збірних шин

3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Щоб правильно вибрати електрообладнання, комутаційні апарати, шини, кабелі, тощо, а також для визначення і перевірки уставок релейного захисту й автоматики, необхідно мати інформацію про струми короткого замикання. Під коротким замиканням (КЗ) розуміють будь-яке нештатне електричне з'єднання між фазами, яке не передбачене нормальними умовами роботи, а для систем із заземленою нейтраллю – також замикання однієї або кількох фаз на землю або на нульовий провідник.

Розрахунок струмів при трифазному короткому замиканні здійснюється за таким алгоритмом:

- спочатку складають розрахункову схему для конкретної електроустановки;
- на основі цієї схеми будують еквівалентну схему заміщення;
- далі, шляхом поетапного спрощення, схему заміщення зводять до такої форми, в якій кожне джерело живлення або їх узагальнена група зводяться до одного ЕРС, з'єднаного з точкою короткого замикання через один еквівалентний опір;
- після цього визначають початкове значення періодичної складової струму короткого замикання, розраховують ударний струм, а при потребі — визначають періодичну й аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Розрахункова схема ТЕЦ (рис.3.1). Під час складання схеми заміщення врахуємо наступні припущення:

- При визначенні струмів короткого замикання в точках К-1 – К-4 вплив електродвигунів власних потреб не розглядатиметься, оскільки їх потужність є незначною, а самі вони розміщені на великій електричній відстані від місця аварії, зокрема за елементами з високим опором.
- Навантаження на генераторному розподільчому пристрої (ГРП) підключене через реактори та кабельні лінії, які характеризуються як високим індуктивним, так і суттєвим активним опором. Навантаження, яке

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отримує живлення від відкритого розподільчого пристрою 110 кВ, підключається через довгі повітряні лінії з великим повним опором. Крім того, безпосереднє приєднання споживачів здійснюється на рівні 6–10 кВ (здебільшого це великогабаритні двигуни), тому між ВРП 110 кВ і споживачами присутній ще й каскад трансформацій. З огляду на ці фактори, настільки віддалені навантаження до схеми заміщення включати недоцільно (рис.3.2).

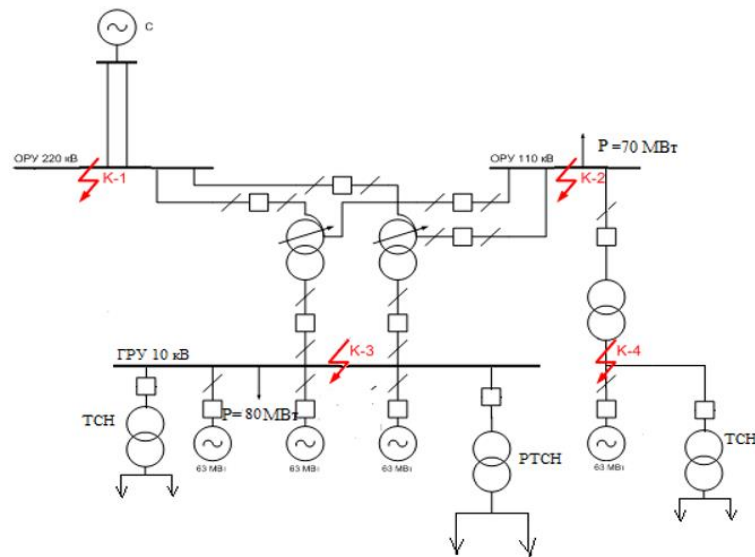


Рисунок 3.1 – Схема ТЕЦ для розрахунку струмів КЗ

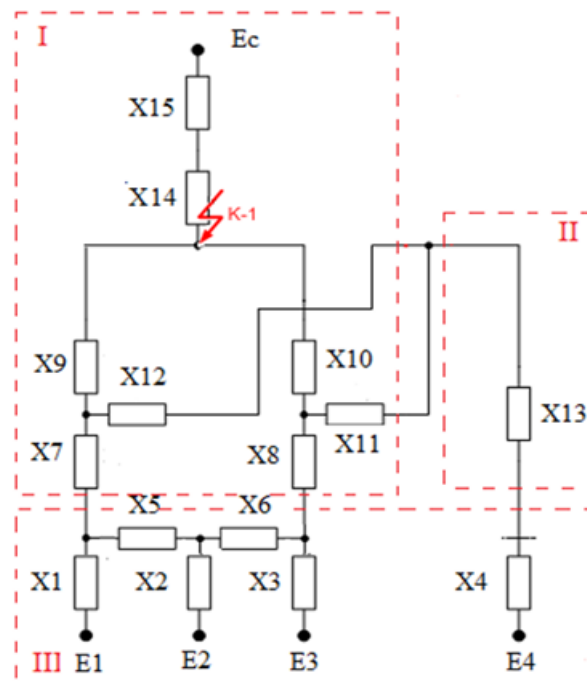


Рисунок 3.2 – Схема заміщення

Розрахунок виконуватимемо в відносних одиницях. Для цього спочатку встановимо базисні параметри, необхідні для обчислення струмів короткого замикання. Базисну потужність приймемо сталою: $S_{\delta} = 1000$ МВА, а базисні значення напруги на кожному рівні системи визначатимемо відповідно до середнього номінального значення напруги на відповідній ступені. Далі обчислимо базисні напруги та струми для всіх рівнів електричної мережі.

$$U_{\delta I} = 230 \text{ кВ}, I_{\delta I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} \text{ кА} = 2,510 \text{ кА};$$

$$U_{\delta II} = 115 \text{ кВ}, I_{\delta II} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ кА} = 5,026 \text{ кА};$$

$$U_{\delta III} = 10,5 \text{ кВ}, I_{\delta III} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta III}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \text{ кА} = 55,05 \text{ кА}$$

Потім розрахуємо параметри елементів схеми заміщення. Спочатку розрахуємо ЕРС джерел живлення. Для турбогенераторів потужністю до 100 МВт рекомендується приймати $E''_{H*} = 1,08$. Тоді:

$$E''_{1*(\delta)} = E''_{2*(\delta)} = E''_{3*(\delta)} = E''_{4*(\delta)} = 1,08.$$

Для системи $E_{C*}'' = 1$, тоді:

$$E_{C*(\delta)} = 1.$$

Розрахунок опорів елементів

Для генераторів потужністю 63 МВт:

$$x_{1*(\delta)} = x_{2*(\delta)} = x_{3*(\delta)} = x_{4*(\delta)} = x_{d*(H)} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta III}^2} = 0,203 \cdot \frac{10,5^2}{78,75} \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,58.$$

Для секційних реакторів:

$$x_{5*(\delta)} = x_{6*(\delta)} = x_{р.ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta III}^2} = 0,18 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,808.$$

Опори трансформаторів ТДН-63000/110:

$$x_{13*(\delta)} = \frac{u_k}{100\%} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2} = \frac{11\%}{100\%} \cdot \frac{115^2}{63} \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,67.$$

Опори автотрансформаторів АТДЦТН-200000/220/110:

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$u_{кВН} = 0,5 \left(u_{кВН-СН} + \frac{u_{кВН-НН}}{K_{мин}} - \frac{u_{кСН-НН}}{K_{мин}} \right) = 0,5 \left(11 + \frac{32}{0,474} - \frac{20}{0,474} \right) \% = 18,161\% ;$$

$$u_{кСН} = 0,5 \left(u_{кВН-СН} + \frac{u_{кСН-НН}}{K_{мин}} - \frac{u_{кВН-НН}}{K_{мин}} \right) = 0,5 \left(11 + \frac{20}{0,474} - \frac{32}{0,474} \right) \% = -7,161\% ;$$

$$u_{кНН} = 0,5 \left(\frac{u_{кВН-НН}}{K_{мин}} + \frac{u_{кСН-НН}}{K_{мин}} - u_{кВН-СН} \right) = 0,5 \left(\frac{32}{0,474} + \frac{20}{0,474} - 11 \right) \% = 49,362\% .$$

Напряга короткого замикання обмотки СН, що має негативне значення, у розрахунках згідно зазвичай приймають рівним нулю. Тоді опори обмоток автотрансформаторів:

$$x_{7*(\delta)} = x_{8*(\delta)} = \frac{u_{кНН}}{100\%} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2} = \frac{49,362\%}{100\%} \cdot \frac{230^2}{200} \cdot \frac{1000}{230^2} = 2,468 ;$$

$$x_{11*(\delta)} = x_{12*(\delta)} \approx 0 ;$$

$$x_{9*(\delta)} = x_{10*(\delta)} = \frac{u_{кВН}}{100\%} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2} = \frac{18,161\%}{100\%} \cdot \frac{230^2}{200} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,908 .$$

Визначаємо опір двох ліній 220 кВ, питомий опір ВЛ 6-220 кВ приймається рівним 0,4 Ом/км. Тоді:

$$x_{14*(\delta)} = \frac{1}{n} \cdot x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,185 .$$

Опір електричної системи:

$$x_{15*(\delta)} = x_{C*(\pi)} \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_c} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2} = 0,11 \cdot \frac{230^2}{2500} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,044 .$$

Схема заміщення приймає вид (рис.3.3).

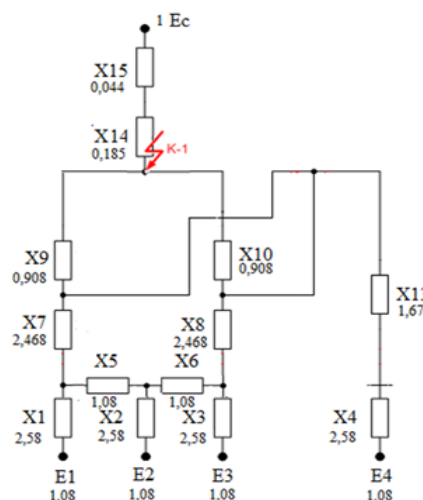


Рисунок 3.3 - Схема з опорами

Перетворюємо схему заміщення відносно місць КЗ.

$$x_{16*}(\sigma) = x_{15*}(\sigma) + x_{14*}(\sigma) = 0,044 + 0,185 = 0,229 ;$$

$$x_{17*}(\sigma) = x_{4*}(\sigma) + x_{13*}(\sigma) = 2,58 + 1,67 = 4,25 ;$$

$$x_{18*}(\sigma) = \frac{x_{1*}(\sigma)}{2} = \frac{2,58}{2} = 1,29 .$$

$$E''_{5*}(\sigma) = E''_{1*}(\sigma) = 1,08$$

$$x_{19*}(\sigma) = \frac{x_{5*}(\sigma)}{2} = \frac{1,808}{2} = 0,904$$

$$x_{20*}(\sigma) = x_{19*}(\sigma) + x_{2*}(\sigma) = 0,904 + 2,58 = 3,484$$

$$x_{21*}(\sigma) = \frac{x_{18*}(\sigma) \cdot x_{20*}(\sigma)}{x_{18*}(\sigma) + x_{20*}(\sigma)} = \frac{1,29 \cdot 3,484}{1,29 + 3,484} = 0,94$$

$$E''_{6*}(\sigma) = E''_{5*}(\sigma) = E''_{2*}(\sigma) = 1,08$$

$$x_{22*}(\sigma) = \frac{x_{7*}(\sigma)}{2} = \frac{2,468}{2} = 1,234 ;$$

$$x_{23*}(\sigma) = \frac{x_{9*}(\sigma)}{2} = \frac{0,908}{2} = 0,454 ;$$

$$x_{24*}(\sigma) = x_{22*}(\sigma) + x_{21*}(\sigma) = 1,234 + 0,94 = 2,17$$

$$x_{25*}(\sigma) = \frac{x_{24*}(\sigma) \cdot x_{17*}(\sigma)}{x_{24*}(\sigma) + x_{17*}(\sigma)} = \frac{2,17 \cdot 4,25}{2,17 + 4,25} = 1,43 .$$

$$E''_{7*}(\sigma) = E''_{6*}(\sigma) = E''_{4*}(\sigma) = 1,08$$

$$x_{26*}(\sigma) = x_{23*}(\sigma) + x_{25*}(\sigma) = 0,454 + 1,43 = 1,9$$

Схема заміщення прийме вид (рис.3.4).

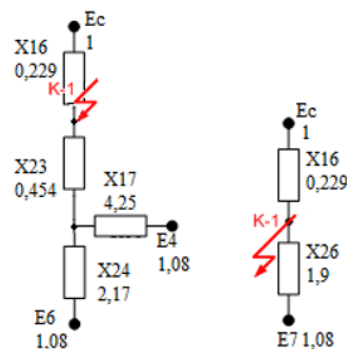


Рисунок 3.4 – Перетворена схема заміщення

Перетворюємо схему заміщення далі, для цього застосовуємо метод коефіцієнтів розподілу струму.

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Представимо, що струм КЗ в місті дорівнює одиниці: $C_1 = 1$, тоді по гілках схеми заміщення струми розподіляються наступним чином:

$$C_2 = C_1 \frac{x_{25*(\delta)}}{x_{24*(\delta)}} = 1 \cdot \frac{1,43}{2,17} = 0,66;$$

$$C_3 = C_1 \frac{x_{25*(\delta)}}{x_{17*(\delta)}} = 1 \cdot \frac{1,43}{4,25} = 0,34.$$

Далі перераховуємо наступні опори схеми:

$$x_{27*(\delta)} = \frac{x_{26*(\delta)}}{C_2} = \frac{1,9}{0,66} = 2,88.$$

$$x_{28*(\delta)} = \frac{x_{26*(\delta)}}{C_3} = \frac{1,9}{0,34} = 5,59.$$

В результаті отримали трипроменеву схему заміщення (рис.3.5) і можна розраховувати струми КЗ від кожного джерела.

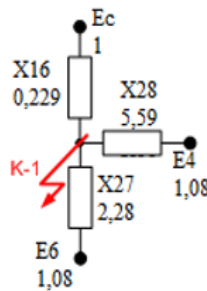


Рисунок 3.5 – Кінцева схема заміщення

$$I_{n0C} = \frac{E_{C*(\delta)}''}{x_{16*(\delta)}} I_{dl} = \frac{1}{0,229} \cdot 2,510 \text{ кА} = 10,96 \text{ кА};$$

$$I_{n0ГРУ} = \frac{E_{6*(\delta)}''}{x_{27*(\delta)}} I_{dl} = \frac{1,08}{2,88} \cdot 2,510 \text{ кА} = 0,95 \text{ кА}$$

$$I_{n0G4} = \frac{E_{4*(\delta)}''}{x_{28*(\delta)}} I_{dl} = \frac{1,08}{5,59} \cdot 2,510 \text{ кА} = 0,5 \text{ кА};$$

Далі визначимо величини ударних струмів для кожної з гілок. Згідно з даними [6], для блоку генератор–трансформатор із потужністю генератора 63 МВт приймаємо ударний коефіцієнт рівним 1,965, для генераторного розподільчого пристрою (ГРП) — 1,95. Для енергосистеми, за тим же джерелом, ударний коефіцієнт становить 1,78. Виходячи з цих значень, розраховуємо ударні струми від кожного джерела живлення.

$$i_{yC} = \sqrt{2} K_{yC} I_{n0C} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 10,96 \text{ кА} = 27,3 \text{ кА};$$

$$i_{yГРУ} = \sqrt{2} K_{yГРУ} I_{n0ГРУ} = \sqrt{2} \cdot 1,95 \cdot 0,95 \text{ кА} = 2,59 \text{ кА}$$

$$i_{yG4} = \sqrt{2} K_{yG3-4} I_{n0G3-4} = \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 0,5 \text{ кА} = 1,38 \text{ кА}$$

Потім визначаємо періодичну та аперіодичну складові струму КЗ у точці К1.

$$I_{*n0номG4} = \frac{I_{n0G4}}{I_{номG4}} = \frac{\sqrt{3} I_{n0G4} U_{\partial I}}{S_{номG4}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \text{ кА} \cdot 230 \text{ кВ}}{78,75 \text{ МВА}} = 2,53;$$

$$I_{*n0номГРУ} = \frac{I_{n0ГРУ}}{I_{номG1-3}} = \frac{\sqrt{3} I_{n0ГРУ} U_{\partial I}}{3 S_{номG1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,95 \text{ кА} \cdot 230 \text{ кВ}}{3 \cdot 78,75 \text{ МВА}} = 1,6.$$

$$i_{ac} = \sqrt{2} I_{n0C} e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 10,96 \cdot e^{-\frac{0,045 \text{ с}}{0,04 \text{ с}}} \text{ кА} = 4,98 \text{ кА};$$

$$i_{acГРУ} = \sqrt{2} I_{n0ГРУ} e^{-\frac{\tau}{T_{acГРУ}}} = \sqrt{2} \cdot 0,95 \cdot e^{-\frac{0,045 \text{ с}}{0,39 \text{ с}}} \text{ кА} = 1,19 \text{ кА}$$

$$i_{acG4} = \sqrt{2} I_{n0G4} e^{-\frac{\tau}{T_{acG4}}} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot e^{-\frac{0,045 \text{ с}}{0,39 \text{ с}}} \text{ кА} = 0,62 \text{ кА}.$$

Складемо зведену таблицю результатів розрахунку струмів КЗ в точці К1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку струму КЗ в точці К1

Джерело	I по , кА	i y, кА	I Пт , кА	i а τ, кА
Система	10,96	27,3	10,96	4,98
Генератори G1-G3	0,95	2,59	0,95	1,19
Генератор G4	0,5	1,38	0,435	0,62
Сумарний струм	12,41	31,27	18,195	6,79

Розрахунок струмів короткого замикання для інших вузлових точок виконаний за допомогою обчислювальної техніки із використанням програмного забезпечення GTCURR [7]. Отримані значення надперехідного та ударного струмів для кожної точки наведемо у вигляді результатів розрахунку у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Зведені результати розрахунку струмів КЗ у всіх точках

Точка КЗ	Ветвь, примыкающая к точке КЗ	I_{n0} , кА	i_y , кА	I_{nt} , кА	i_{at} , кА	B_k , кА ² ·с
К-1	Система	10,6	29,5	10,6	3,68	26,97
	Автотрансформатор Т1	1,05	2,87	1,05	1,16	1,428
	Автотрансформатор Т2	1,05	2,87	1,05	1,16	1,428
	Сумма	12,7	35,2	12,7	6	29,83
К-2	Автотрансформатор Т1	7,09	19,5	7,09	8,44	24,03
	Автотрансформатор Т2	7,09	19,5	7,09	8,44	24,03
	Трансформатор Т3	1,33	3,66	1,33	1,59	0,86
	Сумма	15,5	42,7	15,51	18,47	48,92
К-3	Автотрансформатор Т1	20,8	51,2	20,8	7,54	2043,73
	Автотрансформатор Т2	20,8	51,2	20,8	7,54	2043,73
	Генератор G2	22,5	62,8	19,575	28,08	1782
	Сумма	64,1	164	61,175	43,16	5869,46
К-4	Трансформатор Т3	27,7	74,4	27,7	25,385	3159,7
	Генератор G4	22,5	62,8	19,575	28,08	1782
	Сумма	50,2	137	47,275	53,465	4941,7

4. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ТА СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН

4.1. Вибір електричних апаратів для ВРП 220 кВ

Вимикачі є ключовими комутаційними пристроями, призначеними для вмикання та вимикання електричних кіл у різних режимах роботи енергосистеми. Найскладнішою та найвідповідальнішою операцією для них є відключення струмів короткого замикання, а також вмикання в умовах вже існуючого КЗ.

Під час вибору вимикачів слід враховувати низку основних вимог. Вони повинні забезпечувати надійне вимикання будь-яких типів струмів — як робочих, так і аварійних (КЗ), а також малих індуктивних чи ємнісних струмів, не допускаючи при цьому виникнення небезпечної комутаційної перенапруги.

Щоб забезпечити стійку роботу енергосистеми, коротке замикання повинно вимикатися якомога швидше; тому вимикачі, встановлені в ланцюгах ліній, мають підтримувати швидкодіючу систему автоматичного повторного вмикання (АПВ). Конструкція вимикача повинна бути максимально простою, зручною для експлуатації та транспортування, а також забезпечувати легкий доступ для обслуговування. Крім того, він має бути вибухо- і пожежобезпечним.

Сьогодні існує широкий вибір типів вимикачів, які відрізняються як способом гасіння дуги, так і конструктивними особливостями. У загальному випадку вибір певного типу вимикача повинен ґрунтуватися на результатах техніко-економічного аналізу. Однак у межах навчального проєкту доцільно здійснити вибір, порівнюючи основні переваги та недоліки доступних варіантів.

Приблизний перелік умов вибору та перевірки вимикачів є таким :

$$1. U_{ном} \geq U_{ном.с} (U_{уст});$$

$$2. I_{ном} \geq I_{раб. макс};$$

$$3. I_{откл. ном} \geq I_{пг}; i_{а ном} = \sqrt{2} I_{откл. ном} \frac{\beta}{100\%} \geq i_{ат}.$$

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Іноді вимикачі перевіряють по повному струму КЗ:

$$\sqrt{2}I_{откл.ном} \left(1 + \frac{\beta}{100\%}\right) \geq \sqrt{2}I_{нт} + i_{ат};$$

$$4. I_{дин} \geq I_{н0}; i_{дин} \geq i_y;$$

$$5. I_{нт}^2 t_m \geq B_k.$$

Розрахуємо максимальний робочий струм найбільш потужного приєднання.

В ланцюзі автотрансформаторів зв'язку Т1 або Т2 у випадку перевантаження:

$$I_{роб.макс} = \frac{1,4S_{ТС}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} \text{ А} = 735,68 \text{ А},$$

де : $S_{макс}$ - найбільша потужність, що протікає через обмотку ВН автотрансформатора.

$$I_{роб.макс} = \frac{S_{макс} / 2}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{96,25 \cdot 2 / 2}{\sqrt{3} \cdot 220} \text{ кА} = 257,35.$$

Зупинимо свій вибір на елегазових вимикачах, оскільки вони є найсучаснішим і найпоширенішим рішенням, що широко застосовується під час будівництва розподільчих установок.

Для встановлення приймаємо вимикачі типу ВГТ-220-40/2500У1 із двома розривами на кожну фазу. Перевірку відповідності вимикачів технічним вимогам оформимо у вигляді таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Вибір вимикачів на ВРП 220 кВ

Умови перевірки	Розрахункові дані	Параметри вимикача
$U_{ном} \geq U_{ном.с} (U_{уст})$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$	$I_{роб.макс} = 735,68 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{а ном} = \sqrt{2}I_{откл.ном} \frac{\beta}{100\%} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 6 \text{ кА}$	$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40\%}{100\%} \text{ кА} = 22,627 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0};$ $i_{дин} \geq i_y$	$I_{н0} = 12,7;$ $i_y = 35,2 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА};$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$

ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$I_m^2 t_m \geq B_k$	$B_k = 29,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
----------------------	---	--

Отже, вибрані вимикачі задовольняють всім умовам перевірки та придатні до встановлення на ВРП 220 кВ.

Приймаємо до встановлення роз'єднувачі РПД-220/2500УХЛ1. Результати його перевірки зведемо у таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір роз'єднувачів для ВРП 220 кВ

Умови перевірки	Розрахункові дані	Параметри роз'єднувача
$\frac{U_{ном} \geq U_{ном.с} (U_{уст})}{I_{ном} \geq I_{роб.макс}}$ $\frac{i_{дин} \geq i_y}{I_m^2 t_m \geq B_k}$	$\frac{U_{уст} = 220 \text{ кВ}}{I_{роб.макс} = 451,55 \text{ А}}$ $\frac{i_y = 35,2 \text{ кА}}{B_k = 29,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}}$	$\frac{U_{ном} = 220 \text{ кВ}}{I_{ном} = 2500 \text{ А}}$ $\frac{i_{дин} = 102 \text{ кА}}{I_m^2 t_m = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Роз'єднувачі придатні до установки.

4.2. Вибір струмоведучих частин

Ошиновку розподільчих пристроїв напругою 35–750 кВ зазвичай виконують із застосуванням гнучких проводів, які кріпляться на опорах за допомогою натяжних ізолюючих гірлянд. Як правило, для цього використовують сталєво-алюмінієві проводи тих же марок, що й для повітряних ліній електропередачі.

Для з'єднання виводів потужних генераторів із підвищувальними силовими трансформаторами нині використовуються комплектні пофазно-екрановані струмопроводи (КЕТ), в яких кожна фаза розміщена в захисному металевому кожусі, зазвичай з алюмінію. Використання екранізованих струмопроводів є обов'язковим для генераторів потужністю від 160 МВт і вище. Також рекомендується застосовувати КЕТ у межах машинного залу, а також для генераторів потужністю 60–100 МВт. На відкритій території КЕТ доцільно використовувати, якщо відстань до підвищувального трансформатора не перевищує 15 метрів. Якщо ж ця відстань більша,

доцільно застосовувати гнучкі шинопроводи.

Оскільки вибір перерізу збірних шин за економічною щільністю струму не проводиться, визначаємо його виходячи з максимально допустимого струму. Для цього беремо до уваги найбільший робочий струм на шинах, який відповідає струму найпотужнішого приєднання. У нашому випадку таким є струм у лінійному приєднанні:

$$I_{\text{роб. макс}} = 451,55 \text{ А.}$$

Обираємо провід марки АС-240/32 з тривалим допустимим струмом 605 А. Перевірку обраного перерізу на термічну стійкість до дії струму короткого замикання не проводимо, оскільки шини виконані з незахищеного проводу та розміщені на відкритому повітрі.

Також, відповідно, перевірку шин на можливість захоплення не здійснюємо, так як:

$$I_{\text{н0}} = 12,7 \text{ кА} < 20 \text{ кА.}$$

Обираємо провід марки АС-300/39, оскільки при такому перерізі утворення коронного розряду не спостерігається.

Аналогічним чином здійснюємо вибір гнучкого струмопроводу для підключення автотрансформаторів зв'язку до ОРУ 220 кВ:

$$q = \frac{I_{\text{роб}}}{j_{\text{зк}}} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} j_{\text{зк}}} = \frac{120,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} \text{ мм}^2 = 316,08 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС-330/30. Перевіряємо їх по допустимому струму $I_{\text{доп}} = 750 \text{ А}$;

$$I_{\text{роб. макс}} = \frac{1,4 S_{\text{ТС}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} \text{ А} = 735,68 \text{ А}$$

$$I_{\text{роб. макс}} < I_{\text{доп}}.$$

4.3. Вибір електричних апаратів та струмоведучих частин для ВРП 110 кВ

В ланцюзі автотрансформаторів зв'язку Т1 чи Т2 при відключенні одного автотрансформатора:

					ЕТ та ЕЕ 4815.015.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{роб. макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{171,86}{\sqrt{3} \cdot 110} \text{ кА} = 903,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{роб. макс}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} \text{ кА} = 331,06 \text{ А}$$

Цей струм протікає в ланцюзі трансформатора блоку ТЗ.

Отже, з урахуванням струму найпотужнішого приєднання (903,1А), обираємо елегазовий баковий вимикач типу ВГТ-110-40/2500У1, оснащений вбудованими трансформаторами струму, а також поворотні двоколонкові роз'єднувачі типу РПД-110/2500УХЛ1. У таблиці 4.3 приведені умови вибору вимикачів 110 кВ та роз'єднувачів – табл.4.4.

Таблиця 4.3 – Умови вибору та перевірки вимикачів 110 кВ

Умови перевірки	Розрахункові дані	Параметри вимикача
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} (U_{\text{уст}})$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб. макс}}$	$I_{\text{роб. макс}} = 903,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{опт.л.ном}} \geq I_{\text{пт}}$	$I_{\text{пт}} = 15,51 \text{ кА}$	$I_{\text{опт.л.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} I_{\text{опт.л.ном}} \frac{\beta}{100\%} \geq i_{\text{ат}}$	$i_{\text{ат}} = 18,47 \text{ кА}$	$i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40\%}{100\%} \text{ кА} = 22,627 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н0}} ;$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$I_{\text{н0}} = 15,51 \text{ кА} ;$ $i_{\text{у}} = 42,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА} ;$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 48,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.4 – вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри апарату
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} (U_{\text{уст}})$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб. макс}}$	$I_{\text{роб. макс}} = 903,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 42,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 48,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким чином, вибрані вимикачі та роз'єднувачі задовольняють усім умовам перевірки та придатні до встановлення на ВРП 110 кВ.

Струмопровідні частини вибираємо за тим же принципом, що і на ВРП 220 кВ. Так як збірні шини по економічній щільності струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при найбільшому робочому струмі на шинах, що дорівнює струму найбільш потужного приєднання. У нашому випадку це струм у ланцюзі автотрансформатора зв'язку (903,1 А).

Вибираємо провід марки АС-500/64 з тривало допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 945$ А.

Перевірку вибраного перерізу по термічній дії струму КЗ не провадимо, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,53 \cdot \lg \frac{378}{1,53}} = 11,700 \text{ кВ/см};$$

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

$$1,07 \cdot 11,700 < 0,9 \cdot 30,852;$$

$$12,519 < 27,767.$$

Корона не утворюється при обраному проводі АС-500/64.

Подібним образом виберемо гнучкий струмопровід для підключення автотрансформаторів зв'язку до ВРП 110 кВ:

$$q = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}j_{\text{эк}}} = \frac{87,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \text{ мм}^2 = 459,8 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід АС-500/64. Перевіряємо по допустимому струму (945 А):

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,4S_{\text{ТС}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} \text{ А} = 919,512 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб. макс}} < I_{\text{доп}}.$$

4.4. Вибір електричних апаратів та струмоведучих частин для РП 10 кВ

Вибираємо вимикачі у ланцюзі генераторів 63 МВт.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вимикачі генераторів збільшують надійність живлення споживачам власних потреб. Крім того, вимикачі генераторів уникають серйозних пошкоджень трансформаторів у разі короткого замикання всередині баку. Це пов'язано з тим, що при КЗ всередині трансформатора дуговий струм підтримується як з боку системи через обмотку високої напруги, так і генератором. Хоча струм із системи вимикається автоматичним вимикачем ВН, генератор продовжує подавати струм до моменту повного зняття збудження. Ще одним режимом, що впливає на надійність роботи електростанції, є ситуація неправильної синхронізації або режим кутового розходження фаз, що може призводити до виникнення струмів короткого замикання, які супроводжуються затримкою переходу струму через нуль.

У якості генераторних вимикачів можуть застосовуватись маломасляні апарати вітчизняного виробництва або ж вакуумні чи елегазові вимикачі іноземного виробництва, розраховані на високі номінальні струми. Проте використання масла як середовища для гасіння дуги та ізоляції вимагає регулярного технічного обслуговування і постійного контролю з боку персоналу. Тому доцільно встановлювати герметичні елегазові або вакуумні вимикачі на генераторній напрузі.

Переходимо до вибору вимикачів у колі генераторів потужністю 63 МВт, з'єднаних із блочним трансформатором. Максимальний робочий струм у колі цих генераторів складає:

$$I_{\text{роб. макс}} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{78,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5} \text{ А} = 4563,432 \text{ А}$$

Опір генератора 63 МВт в іменованих одиницях:

$$X_d'' = x_{d''(H)}'' \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,203 \cdot \frac{10,5^2}{78,75} \text{ Ом} = 0,284 \text{ Ом}.$$

У таблиці 4.5 приведені умови вибору вимикача генератора 63 МВт у блоці

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 4.5 – Вибір блокового вимикача

Умови перевірки	Розрахункові дані	Параметри вимикача ЗАНЗ
$U_{ном} \geq U_{ном.с} (U_{уст})$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 24 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{роб. макс}$	$I_{роб. макс} = 4563,432 \text{ А}$	$I_{ном} = 12000 \text{ А}$
$I_{откл. ном} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 47,275 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 160 \text{ кА}$
$i_{а ном} = \sqrt{2} I_{откл. ном} \frac{\beta}{100\%} \geq i_{ат}$ при $i_{а ном} < i_{ат}$: $\sqrt{2} I_{откл. ном} \left(1 + \frac{\beta}{100\%} \right) \geq \sqrt{2} I_{пт} + i_{ат}$	$i_{ат} = 53,465 \text{ кА}$	$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot 160 \cdot \frac{40\%}{100\%} \text{ кА} =$ $89,6 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0} ;$ $i_{дин} \geq i_y$	$I_{н0} = 50,2 \text{ кА} ;$ $i_y = 137 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА} ;$ $i_{дин} = 350 \text{ кА}$
$I_{т^2 т}^2 \geq B_k$	$B_k = 4941,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{т^2 т}^2 = 180^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} =$ $= 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл. ном} \geq I_{НС}$	$I_{НС} = \frac{2U_{ср. ном}}{\sqrt{3}(X_d + X_{рез})} =$ $= \frac{2 \cdot 10,5}{\sqrt{3}(0,284 + 0,0947)} \text{ кА} = 42,74$	$I_{вкл. ном} = 160 \text{ кА}$

Отже, обрані вимикачі відповідають усім необхідним вимогам і можуть бути встановлені в колах генераторів потужністю 63 МВт, що працюють із блоковим трансформатором. Ті самі вимикачі доцільно застосувати й у колах генераторів на ГРП, у секціях реакторів, а також у колах РТВП і ТВП.

Крім того, до установки розглянемо вимикачі типу ЗАНЗ виробництва Siemens. Проте для них розрахункові умови перевірки дещо відрізнятимуться (табл.4.6).

Таблиця 4.6 - Вибір вимикачів у ланцюзі генераторів 63 МВт на ГРП, у ланцюзі секційного реактора, у ланцюзі РТВП і ТВП

Умови вибору	Розрахункові параметри	Параметри вимикача
$U_{ном} \geq U_{ном.с} (U_{уст})$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 24 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$	$I_{роб.макс} = 4563,432 \text{ А}$	$I_{ном} = 12000 \text{ А}$
$I_{опвл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 61,175 \text{ кА}$	$I_{опвл.ном} = 160 \text{ кА}$
$i_{а ном} = \sqrt{2} I_{опвл.ном} \frac{\beta}{100\%} \geq i_{ат}$ при $i_{а ном} < i_{ат}$: $\sqrt{2} I_{опвл.ном} \left(1 + \frac{\beta}{100\%} \right) \geq \sqrt{2} I_{нт} + i_{ат}$	$i_{ат} = 43,16 \text{ кА}$	$i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot 160 \cdot \frac{40\%}{100\%} \text{ кА} =$ 89,6 кА
$I_{дин} \geq I_{н0}$; $i_{дин} \geq i_y$	$I_{н0} = 64,1 \text{ кА}$; $i_y = 164 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$; $i_{дин} = 350 \text{ кА}$
$I_{м^2 m}^2 \geq B_k$	$B_k = 5869,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{екл.ном} = 160 \text{ кА}$

Далі оберемо роз'єднувачі на напругу 10 кВ (табл.4.7).

Таблиця 4.7 – Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Параметри апарату РВП-20/12500У3
$U_{ном} \geq U_{ном.с} (U_{уст})$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{роб.макс}$	$I_{роб.макс} = 9126,864 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$; $i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 164 \text{ кА}$	$i_{дин} = 490 \text{ кА}$
$I_{м^2 m}^2 \geq B_k$	$B_k = 5869,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{м^2 m}^2 = 180^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} =$ = 129600 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Далі обираємо пофазно-екранованих струмопроводів.

По відомому струму важкого режиму для генераторів 63 МВт (4563,432 А) вибираємо комплектні струмопроводи ТЕНЕ-20-11250-400УХЛ1 (для генераторів 63 МВт) на напругу 20 кВ.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перевіримо їх на термічну та електродинамічну стійкість по найбільш важким умовам (табл. 4.8).

Таблиця 4.8 – Перевірка струмопроводів

Умови перевірки	Розрахункові дані	Параметри ТЕНЕ-20-11250-400УХЛ1
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 164 \text{ кА}$	$i_{дин} = 400 \text{ кА}$
$I_m^2 t_m \geq B_k$	$B_k = 5869,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 160^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, вибрані струмопроводи можуть бути встановлені в ланцюзі генераторів 63 МВт.

Далі виберемо шини генераторного розподільчого пристрою.

Переріз плоских шин вибирають по допустимому нагріву при максимальному струмі. Найбільший струм, що протікає по шинам ГРП, дорівнює 4563,432 А. Приймаємо алюмінієві шини коробчастого перерізу 2х(125х55х6,5) мм², що мають допустимий тривалий струм $I_{доп} = 4640 \text{ А}$.

Перевіримо обрані шини на термічну стійкість при КЗ. Мінімальний переріз, що забезпечує термічну стійкість шин: $C_T = 90 \text{ А} \cdot \sqrt{\text{с}} / \text{мм}^2$:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{5869,46}}{90 \cdot 10^{-3}} \text{ мм}^2 = 851,249 \text{ мм}^2 \cdot \sqrt{\text{с}}$$

Отримали величину менше вибраного перерізу (1370 мм²), отже, вибрані шини термічно стійкі.

Виконаємо перевірку шин на електродинамічну стійкість при короткому замиканні. Сумарне значення струму КЗ на шинах головного розподільчого пристрою становить 164 кА. З огляду на компактне розміщення в межах ГРП, приймаємо розташування шин у вершинах прямокутного трикутника (рис.4.1).

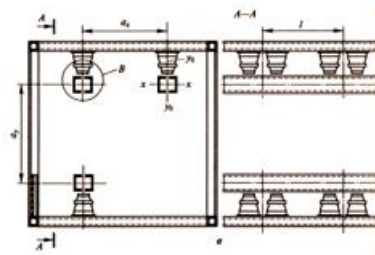


Рисунок 4.1 – Шини розташовані у вершинах трикутника

Шини коробчастого перерізу мають великий момент інерції, тому при розрахунках вплив коливального процесу в механічній конструкції не враховується. Вважаємо, що швелери шин жорстко з'єднані по всій довжині зварним швом, у такому випадку момент опору дорівнює 490 см^3 . За умови розташування шин у вершинах прямокутного трикутника розрахункова формула набуває вигляду:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8} = 2,2 \frac{164000^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 490} \cdot 10^{-8} = 6,04 \text{ МПа},$$

де: $l = 2 \text{ м}$ – відстань між ізоляторами; $a = 0,8 \text{ м}$ – відстань між фазами.

Умови електродинамічної стійкості шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} \leq \sigma_{\text{доп}}.$$

Допустиме механічне напруження для алюмінієвих шин, становить 90 МПа .

Отже, обрані шини відповідають вимогам щодо електродинамічної стійкості.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

У роботі розглянуто два варіанта схеми видачі потужності ТЕЦ. Встановлена та доступна потужність ТЕЦ становитиме 250 МВт. Станція працюватиме за графіком покриття теплових навантажень.

Передбачається встановлення чотирьох турбогенераторів потужністю по 63 МВт кожен. Живлення промислового району з максимальним споживанням 420 МВт буде здійснюватися по двох повітряних лініях електропередачі напругою 110 кВ. Ця електростанція буде інтегрована до загальної енергосистеми через електричну мережу напругою 220 кВ протяжністю 49 км.

Під час порівняння варіантів можна зробити такі висновки:

– у всіх розглянутих схемах видачі потужності ТЕЦ забезпечується необхідний рівень надійності передачі електроенергії.

На основі техніко-економічного аналізу обрано другий варіант схеми видачі потужності. За результатами електричних розрахунків режимів передбачено встановлення на станції двох автотрансформаторів зв'язку потужністю по 200 МВА та одного трансформатора блоку потужністю 63 МВА. Розрахунки режимів виконано для зимового та літнього максимуму навантажень.

Схему розподільчого пристрою 220 кВ передбачено виконати за типовою конфігурацією «чотирикутник» з установленням двох автотрансформаторів 220/110 кВ потужністю по 200 МВА. З урахуванням можливих втрат від перерв в електропостачанні, РУ 110 кВ доцільно реалізувати за схемою «п'ятикутник».

Вибір основного електрообладнання станції здійснено на основі розрахунків струмів короткого замикання. Один з вузлів було проаналізовано вручну, а для решти точок розрахунки виконано за допомогою програмного забезпечення. Отримані результати струмів КЗ зведені для зручності в таблицю.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. В.С. Костишин, М.І. Федорів. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посібник, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. 243 с.
2. В.М. Гаряжа, А.О. Карюк В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.3.
3. Правила устаткування електроустановок. Київ: 2023. 176 с.
4. Правила технічної експлуатації електростанцій та підстанцій: РД43.20.501-95, 2020. – 325 с
5. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Конспект лекцій для студентів спец. 141/ Укр. інж.-пед. акад. – Харків: 2021. – 81 с.
6. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Методичні вказівки для проведення практичних занять для студентів спеціальності 141 / Укр. інж.-пед. акад. Харків: УПА, 2021. 23 с.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		