

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

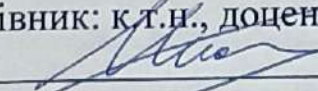
на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 600
МВт (6×100) із дослідженням особливостей експлуатації
обладнання розподільної установки»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки спеціальності)

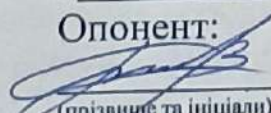

Іванов О.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Матвієнко С.В.
(прізвище та ініціали)

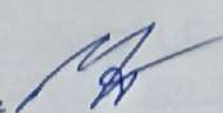
« 06 » 12 2024 р.

Опонент:


Бабітький В.С.
(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.


(прізвище та ініціали)
« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ Іванову Олександрову Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 600 МВт (6×100) із дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки
 керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Матвієнко С. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

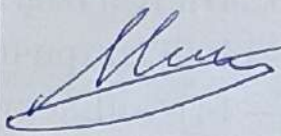
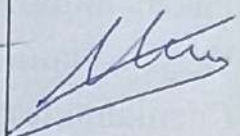
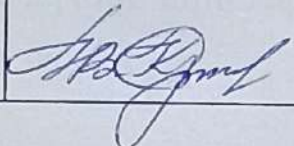
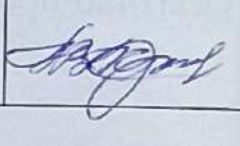
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Станція типу КЕС потужністю 600 МВт. Відстань до енергосистеми 800 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 420 МВт; номінальна потужність системи 12000 МВА; номінальний опір системи 0,27 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 40 МВт; номінальна напруга району 35 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження особливостей експлуатації електрообладнання. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. плакати

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17.08.24

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	01.09.24	09.09.23	аналітичний огляд літературних джерел задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	10.09.24	05.10.24	розділ 2
4	Дослідження особливостей експлуатації обладнання розподільної установки	06.10.24	30.10.24	розділ 3
5	Економічна частина	01.11.24	10.11.24	розділ 4
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	11.11.24	16.11.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	плакати, презентації

Студент

(підпис)

Іванов

Керівник роботи

(підпис)

Матвієнко

АНОТАЦІЯ

Іванов Олександр Володимирович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 600 МВт (6×100) із дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 105 с./ На укр. мові. рис.12, табл.35, бібліогр.21.

В роботі проведено проектування конденсаційної електростанції потужністю 600 МВт. Проведено дослідження особливостей експлуатації електрообладнання. Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, обслуговуючий обладнання електростанції.

Ключові слова: електростанція, розподільна установка, вакуумний вимикач.

ANNOTATION

Ivanov Oleksander «Electrical part of a 600 MW (6×100) condensing power plant with a study of the peculiarities of operation of the distribution unit equipment ».. Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 105 p. fig. 12, table 35, bibl. 21

The paper deals with the design of a 600 MW condensing power plant. A study of the peculiarities of electrical equipment operation was carried out. The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment is carried out.

Keywords: power plant, switchgear, vacuum circuit breaker.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1	11
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС.....	11
РОЗДІЛ 2.....	14
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	14
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	14
2.2 Вибір силового обладнання.....	22
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	24
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ.....	38
2.5 Вибір схеми власних потреб	49
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання	50
2.7 Вибір комутаційного обладнання.....	60
2.8 Вибір струмоведучих частин	66
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів	75
2.10 Вибір розрядників	79
РОЗДІЛ 3	81
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	81
РОЗДІЛ 4	90
АНАЛІЗ ВАКУУМНОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	90
РОЗДІЛ 5	100
ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	100
5.1 Задачі розділу.....	100
ВИСНОВКИ.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	104
Додаток А Протокол перевірки	107
Додаток В	112
Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 220 кВ	112
Розрахунок заземлення для ВРП 220 кВ.....	115

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГРУ - генераторна розподільна установка;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
КЕС – конденсаційна електрична станція;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
ОЕС – об’єднана електроенергетична система;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільна установка;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТЕС – теплова електрична станція;
ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. З розвитком електричних систем з поступовим втіленням сучасних технологій надійність електропостачання має першочергову важливість. Одним із головних аспектів розвитку є використання сучасних високовольтних комутаційних апаратів, які є одним із основних компонентів передачі “ генерація - споживання електричної енергії ” та відіграють особливу роль у створенні надійного та безпечного функціонування електроенергетичних систем в нормальних та аварійних умовах їхньої експлуатації.

Вимикачі є досить складною конструкцією в схемах підстанцій, тому потребують ретельного технічного обслуговування. Через зношуваність та старіння, що відбуваються під час використання, незадовільне чи невчасне технічне обслуговування або ж вплив навколишнього середовища та робочих струмів в будь-яких режимах ЕЕС є наслідком зниження робочих характеристик та надійності вимикачів, що в подальшому може стати причиною абсолютного виходу з ладу обладнання, скорочення строку служби і завчасного виведення з експлуатації.

Також, на сьогодні в енергосистемах України налічується досить значна кількість вимикачів, що відпрацювали свій паспортний ресурс або ж були пошкоджені внаслідок військової агресії і потребують негайної заміни, тому що подальша експлуатація обладнання з понаднормативним ресурсом роботи зумовлює значне збільшення експлуатаційних витрат.

Отже, з вищесказаного слідує, що актуальною проблемою залишається потреба в реконструкції та модернізації електричного обладнання, при цьому необхідно зауважити, що орієнтуватися потрібно лише на сучасні досягнення та новітні технології в галузі виготовлення високовольтного обладнання.

Аналізуючи дугостійкі, електроізоляційні та експлуатаційні параметри комутаційного обладнання, можна з впевненістю стверджувати, що не існує більш ефективного середовища гасіння дуги короткого замикання, які б перевершували дугогасіння в елегазі або вакуумі.

В даний час досвідченні виробники (ABB, Siemens, Hyundai, Schneider Electric, Alstom) переважно зупинились на впровадженні лише двох типів вимикачів: елегазові та вакуумні. Гасіння електричної дуги в елегазі відповідає діапазону середньої та високої напруги, тоді як гасіння за допомогою вакууму зосереджене в основному в класах середніх напруг і лише частково вміщується в діапазон низьких та високих напруг.

Досліджуючи елегазові та вакуумні вимикачі впливає, що елегазові вимикачі перспективніші для використання у схемах електродвигунів обмеженої потужності при досить малих розмірах з'єднувальних кабелів, як вимикачі навантаження більш високої напруги, а також в складі елегазових комплектних розподільчих установок – КРУЕ. Але там де потрібні постійні комутації, чималий комутаційний ресурс 40000-50000 операцій і термін служби близько 25 років доцільно використовувати та вдосконалювати вакуумні вимикачі.

Електричні апарати, зокрема вимикачі, є тими електротехнічними пристроями, головною ключовою ланкою, які відіграють суттєву роль в реалізації енергозберігаючих технологій і визначають ефективність роботи енергетики в цілому на всіх етапах виробництва, розподілу та споживання електричної енергії [1]

Отже, аналіз засобів комутації електроенергії, їх оптимізація і проектування являють собою **актуальну науково-прикладну задачу**.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування електростанції типу КЕС із потужністю 600 МВт та дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки.

Згідно до наведеної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- розробка головної схеми електричних з'єднань КЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги;

- дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки;
- розроблення заходів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної станції.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричних станцій і режими роботи комутаційного обладнання.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених вище задач використано практичні методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань станції типу КЕС використано елементи теорії надійності.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини станції типу КЕС, та у підтвердженні перспективного використання вакуумного комутаційного обладнання в електроенергетичній системі України.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст представленої магістерської кваліфікаційної роботи, отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС

Електроенергетика України – високовиробничий комплекс виробництва і перетворення електроенергії. У наш час енергетика України переживає період великих структурних перетворень, докорінної зміни умов та розвитку. [1]

Вагомими проблемами енергетики України є те, що більш ніж 50 % потужності, що генерується є на теплоелектростанціях (ТЕС). Де наразі зношення обладнання складає 43%, а на деяких ТЕС до 95%, дефіцит органічного палива для генерації тепла і електроенергії, значне зменшення виділення коштів і ресурсів на реконструкцію ТЕС та основне – руйнація внаслідок військової агресії росії.

Стан в енергетиці України в даний час критичний. Через дефіцит потужності частота в системі падає, а це призводить до позапланового, автоматичного відключення споживачів і загрожує розвалом енергосистеми. Виходом з цього положення є реконструкція існуючих та будівництво нових електростанцій.

Встановлена потужність електричних станцій України складала 52,2 млн. кВт, з яких частка ТЕС – 33,6 млн. кВт або 64%. [2]

Об'єм власного здобування пари і газу забезпечує потреби лише на 12 та 20%. Альтернативою для вироблення електроенергії в Україні може стати гідроенергетика, однак наразі обладнання ГЕС морально застаріло та потребує реконструкції. [3]

Добовий та сезонний режим ТЕЦ визначаються згідно зі споживанням тепла. Така електростанція працює найбільш економічно, якщо її електропотужність відповідає відпуску тепла. Максимальне вироблення електроенергії на ТЕЦ можливе лише при спільній роботі з потужними КЕС та ГЕС, які приймають на себе частину навантаження в години зниження споживання тепла.

Теплові електростанції, що використовують органічні види палива, викидають в атмосферу окиси сірки і азоту, а також вуглекислий газ, який накопичується у верхніх шарах атмосфери. Тому питання зниження екологічного впливу на

навколишнє середовище має велике значення як в масштабах країни, так і усього світу.

Перевага у будівництві КЕС полягає у відносно низьких питомих капіталовкладеннях в них і порівняно коротких термінах будівництва порівняно з іншими типами електростанцій.

Відмінною особливістю будівництва КЕС є те, що вони розміщуються на землях, непридатних для сільськогосподарських робіт, і, як правило, на віддалі від населених пунктів.

Збільшення потужності КЕС досягається за рахунок встановлення на них великої кількості однотипних блоків, що призводить до відносно невеликого зниження питомих капітальних затрат. Економія вартості будівництва в даному випадку обумовлена головним чином зниженням питомих затрат на допоміжні споруди, під'їзні шляхи, водопостачання, адміністративно-побутові споруди. [3]

КЕС забезпечують найбільш повне використання встановленого на них обладнання, а річне використання встановленої потужності цих ЕС досягає 6-7 тисяч годин.

Енергетика є виключно важливою, базовою галуззю економіки. Загальною енергетичною проблемою є необхідність у значному підвищенні ефективності використання енергоресурсів та збільшенні енергозбереження.

Згідно проекту енергетичної стратегії України значного розвитку повинні отримати паливні бази держави. Планується збільшення видобутку до 130 млн. тон у 2030 році, а нафти до 14,6 млн. тон, зокрема 9,2 млн. тон заплановано видобути за межами України. Загальний обсяг видобутку природного газу повинен зрости до 40,1 млрд. м³ у 2030р., причому 11,6 млрд. м³ планується видобути з іноземних родовищ. [2] Розроблена нова структура електроенергетичної системи (ЕЕС) України. Її принциповою особливістю є те, що в ній до мінімуму зведено використання природного газу на ТЕС (тільки на розпалювання та на високо економічних ТЕЦ). Головне навантаження в ЕЕС несуть АЕС, а також вугільні ТЕС. При загальному виробництві електричної енергії у 2030р. (у базовому сценарію) обсягом 420,1 млрд. кВт. год. У тому числі АЕС вироблятимуть 219 млрд.

кВт. годин. (52%), а ТЕС – 180,4 млрд. кВт. годин. (43%). Встановлена потужність АЕС зросте до 29,5 млн. кВт. (тобто, більше ніж у двічі) та ТЕС – до 47,3 млн. кВт (зростання на 40%). Загальна встановлена потужність електричних станцій України зросте від нинішніх 52,7 до 88,5 млн. кВт у 2030р. [2]

Відповідно песимістичного сценарію, із врахуванням сьогоденної ситуації, встановлена потужність АЕС на рівні 2030р. складе 20,0 млн. кВт, а виробництво електроенергії на них – 150,8 млрд. кВт. годин. По завершенню періоду, що розглядається, ЕЕС України повинна перетворитися із системи з застарілим устаткуванням, що не в змозі задовольнити європейським вимогам щодо економічної ефективності, якості електроенергії, регульованості та економічності, у високотехнологічну систему, яка працює паралельно з енергосистемами Євросоюзу та забезпечує значні обсяги експорту електричної енергії (25 – 30 млрд. кВт. годин) з виконанням європейських норм щодо захисту довкілля. [3]

У контексті цих викликів особливо важливим є аналіз, проведений під час розробки "Енергетичної стратегії України на період до 2030 року". Прогнози передбачають зростання світових цін на нафту та природний газ, в той час як ціни на вугілля та ядерне паливо залишатимуться відносно стабільними. Така тенденція збільшує конкурентоспроможність гідравлічних, атомних та теплових електростанцій, що працюють на вугіллі. Україна має намір надавати перевагу використанню власного урану та вугілля для виробництва електроенергії, що забезпечить стабільність паливної складової та підвищить рівень енергетичної безпеки країни.

Враховуючи ці умови, будівництво конденсаційних електростанцій (КЕС) з потужністю 6000 МВт стане важливим кроком. Це не тільки допоможе мінімізувати негативні явища в енергетиці, але й забезпечить розвиток енергетичної галузі відповідно до запланованих стратегічних цілей до 2030 року. Впровадження сучасних технологій та підвищення ефективності енергогенерації буде сприяти забезпеченню стабільного та надійного енергопостачання, що є ключовим для економічного росту та енергетичної незалежності України.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворювання і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (2.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

– в мережах місцевого району $\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015)$; $\Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08)$;

– в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03)$; $\Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$.

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (2.2)$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}, \quad (2.3)$$

де $\Delta P'_2 = 0,07$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (2.4)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (2.6)$$

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t}. \quad (2.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{BП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{BП} \cdot P_{вид.max}}{100}, \quad (2.10)$$

де $P_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{BП}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P'_{BП} = 7 \%$ (таблиця 1.2 [1]);

$P_{вид.max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{BП.t}. \quad (2.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 0-6 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{48 \cdot 40}{100} = 19,2 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 40 = 0,4 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{19,2^2}{40} = 0,553 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = 19,2 + 0,4 + 0,553 = 20,153 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{50 \cdot 420}{100} = 210 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{lc} = 0,02 \cdot 420 = 8,4 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{210^2}{420} = 14,7 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{с.вид.t} = 210 + 8,4 + 14,7 = 233,1 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = 20,153 + 233,1 = 253,253 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{253,253}{600} \right) \cdot \frac{7 \cdot 503,27}{100} = 24,03 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = 253,253 + 24,03 = 277,283 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

–	Час	0-6	6-8	8-12	12-14	4-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження МР P_{pt} , %	Зима	48	80	90	85	100	80	77	73
	Літо	43	75	95	80	95	75	72	68
Навантаження МР P_{pt} , МВт	Зима	19,2	32	36	34	40	32	30,8	29,2
	Літо	17,2	30	34	32	38	30	28,8	27,2
Навантаження С P_{ct} , %	зима	50	80	100	90	95	80	75	70
	літо	45	75	95	85	90	75	70	65
Навантаження С P_{ct} , МВт	Зима	210	336	420	378	399	336	315	294
	Літо	189	315	399	357	378	315	294	273
Постійні втрати потужності в МР ΔP_{lp} , МВт	Зима	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Літо	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Постійні втрати потужності в С ΔP_{lc} , МВт	Зима	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
	Літо	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Змінні втрати потужності в МР ΔP_{2pt} , МВт	Зима	0,55	1,53	1,94	1,73	2,4	1,54	1,423	1,28
	Літо	0,44	1,35	1,73	1,54	2,17	1,35	1,25	1,11
Змінні втрати потужності в С ΔP_{2ct} , МВт	Зима	14,7	37,632	58,8	47,628	53,067	37,632	33,075	28,812
	Літо	11,907	33,075	53,067	42,483	47,628	33,075	28,812	24,843
Потужність, яка віддається до шин РП МР $P_{р.вид.т}$, МВт	Зима	20,15	33,94	38,34	36,13	42,80	33,94	32,62	30,88
	Літо	18,04	31,75	36,13	33,94	40,57	31,75	30,44	28,71
Потужність, яка віддається до шин РП С $P_{с.вид.т}$, МВт	Зима	233,10	382,03	487,20	434,03	460,47	382,03	356,48	331,21
	Літо	209,31	356,48	460,47	407,88	434,03	356,48	331,21	306,24
Сумарна потужність, що віддається $P_{вид.т}$, МВт	Зима	253,25	415,97	525,54	470,16	503,27	415,97	389,10	362,09
	Літо	227,35	388,23	501,03	441,82	474,59	388,23	361,66	334,95
Потужність, що витрачається на ВП $P_{ВП.т}$, МВт	Зима	24,03	30,02	34,05	32,01	33,23	30,02	29,03	28,04
	Літо	23,08	29,00	33,15	30,97	32,17	29,00	28,02	27,04
Потужність, що виробляється $P_{вир.т}$, МВт	Зима	277,28	445,99	559,59	502,17	536,50	445,99	418,13	390,13
	Літо	250,43	417,22	534,18	472,79	506,77	417,22	389,68	361,99

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

- максимальне навантаження станції $P_{\max} = 559,593$ (МВт);
- річний виробіток електроенергії:

$$E_P = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир},t_i} \cdot t_i, \quad (2.12)$$

$$E_P = (277,28 \cdot 6 + 445,99 \cdot 2 + 559,59 \cdot 4 + 502,17 \cdot 2 + 536,50 \cdot 2 + 445,99 \cdot 2 + 418,13 \cdot 2 + \\ + 390,13 \cdot 4) \cdot 183 + (250,43 \cdot 6 + 417,22 \cdot 2 + 534,18 \cdot 4 + 472,79 \cdot 2 + 506,77 \cdot 2 + \\ + 417,22 \cdot 2 + 389,68 \cdot 2 + 361,99 \cdot 4) \cdot 182 = 3587323,186 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

- встановлена потужність ЕС: $P_{\text{вст}} = 600$ МВт;
- середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T}; \quad (2.13)$$

$$P_{cp} = \frac{3587323,186}{8760} = 409,512 \text{ МВт};$$

- коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}; \quad (2.14)$$

$$K_3 = \frac{409,512}{559,593} = 0,732;$$

- коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{\text{вст}}}; \quad (2.15)$$

$$K_B = \frac{409,512}{600} = 0,683;$$

- число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_P}{P_{\max}}; \quad (2.16)$$

$$T_{\max} = \frac{3587323,186}{559,593} = 6410,59 \text{ год};$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_P}{P_{\text{вст}}}; \quad (2.17)$$

$$T_{\text{вст}} = \frac{3587323,186}{600} = 5978,87 \text{ год};$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}; \quad (2.18)$$

$$K_{\text{рез}} = \frac{600,0}{559,593} = 1,07$$

За результатами розрахунків побудуємо добові графіки навантаження для зими та літа (рисунок 2.1) та річний графік по тривалості (рисунок 2.2), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній – 182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній осі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість вимірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами електричної станції (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуємо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами електричної станції, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

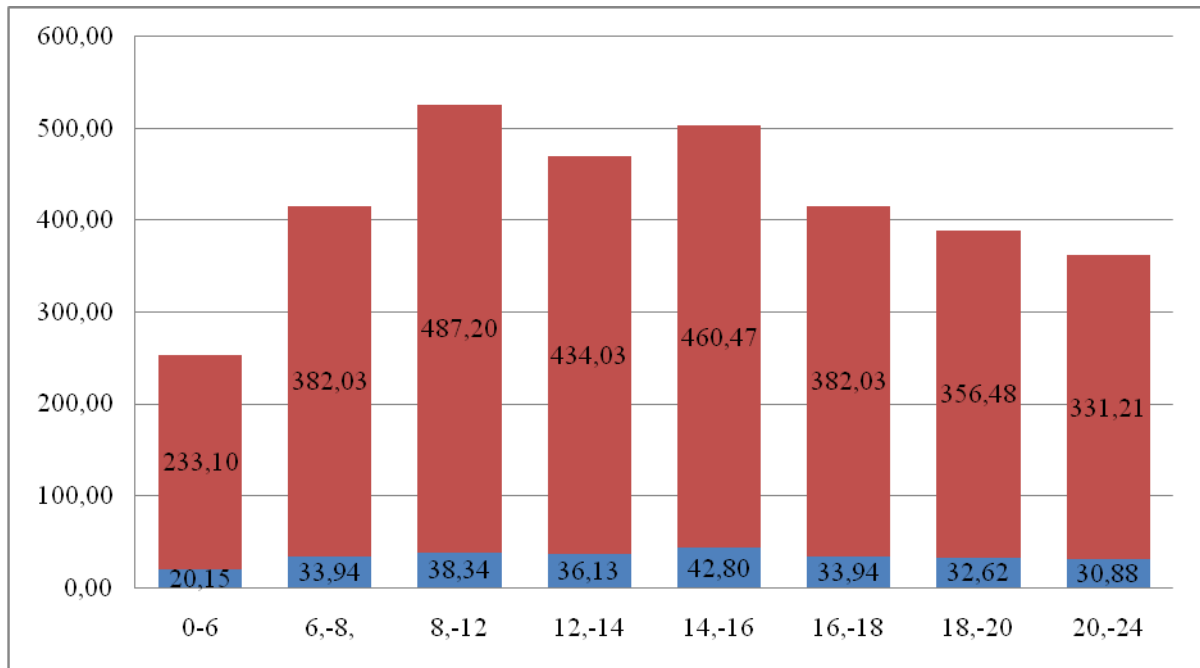


Рисунок 2.1 – Графік потужностей для зимового періоду

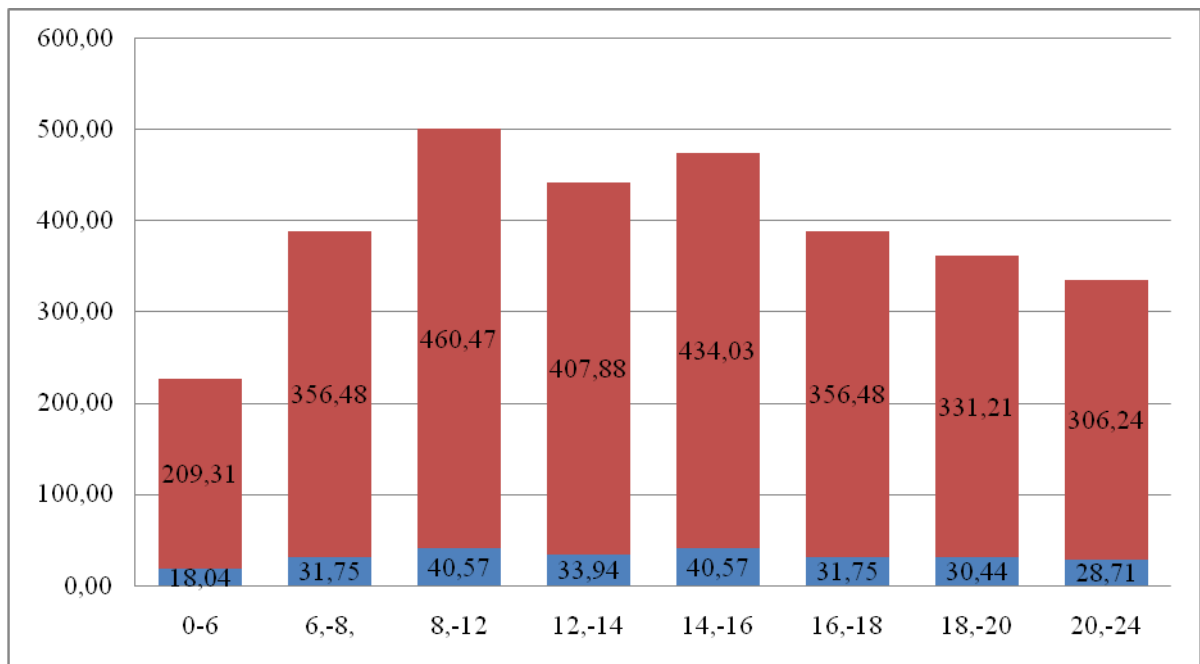


Рисунок 2.2. Графік навантаження для літнього періоду

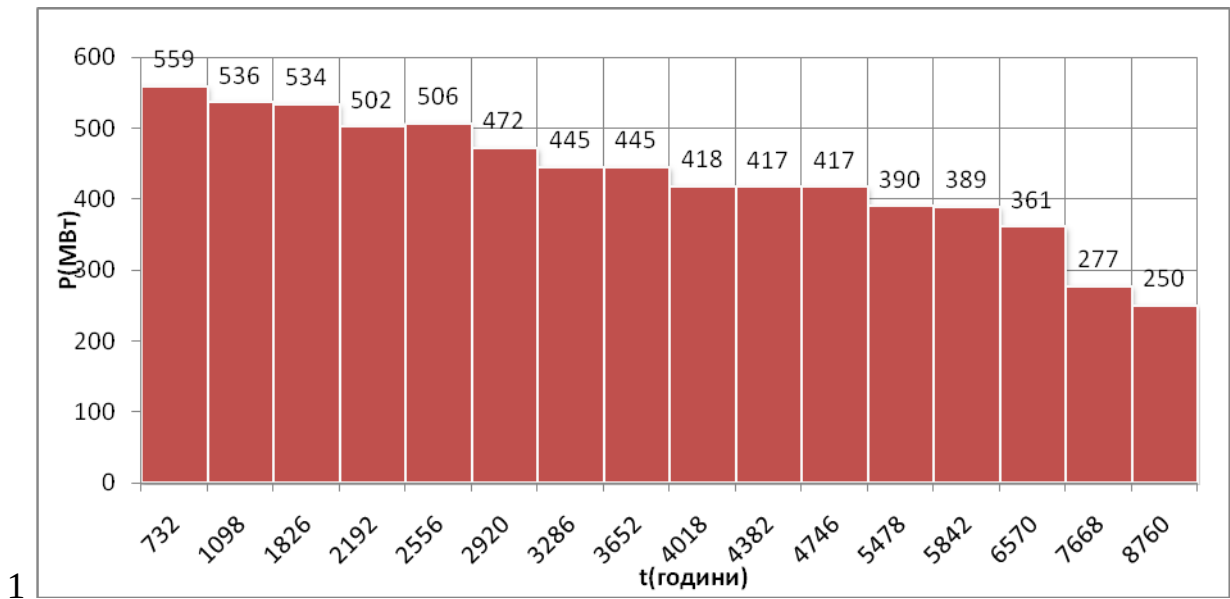


Рисунок 2.3 – Річний графік навантаження.

2.2 Вибір силового обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання КЕС відносяться парогенератори, турбіни і генератори.

2.2.1 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проектованій станції, визначаються в залежності від типу (КЕС, ТЕЦ, АЕС) і потужності станції. Згідно завдання вибираємо з [1] шість турбін К-100-90. Параметри турбін з [1] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год	Кількість
К-100-90	100	90	535	-	363	6

2.2.2. Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються відповідними параметрами парових турбін. Паровиробництво парогенераторів вибирається для блочних КЕС по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб та запасом до 3% [3]. Вибираємо по два котлоагрегати на одну турбіну. Основні характеристики парогенераторів приведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенераторів

Марка котлоагрегата	Електрична потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кількість
		Тиск на вх.	Темп. пари, °С			
			Перш.	Друг.		
Е-220/100	50	100	540	–	Вугілля	12

2.2.3 Вибір генераторів

Число і одинична потужність генераторів повинні співпадати з числом і електричною потужністю турбін. Напруга генераторів великої потужності (вище 60 МВт) приймається виходячи з умов їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам.

Вибираємо шість генераторів ТВ2-100-2, параметри яких з [2, ст. 76] записано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos \varphi_n$	x''_d	Кількість
	S , МВА	P , МВт					
ТВ2–100–2	118	100	13,8	4,925	0,85	0,14	6

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.

Головна електрична схема обумовлює характеристики ЕС в цілому: надійність, економічність, ремонтпридатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо. Тому на етапі проектування до головної схеми електричних з'єднань висуваються такі вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, режимам що очікуються, а також відповідність технологічній схемі;
- простота і наочність, мінімальний об'єм перемикачів при зміні режиму, доступність обладнання для ремонту без порушення режиму роботи;
- зручність спорудження електричної частини з врахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;
- можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі;
- достатня, економічно виправдана міра надійності.

Видача потужності на електростанції, що проектується, буде здійснюватись на двох напругах: в систему – 220 кВ, в місцевий район – 35 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

- 1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;
- 2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоків.

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 80 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:
для системи:

$$n_{\text{ЛЕП}220} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1, \quad (2.19)$$

$$n_{\text{ЛЕП}220} = \frac{487,2}{200} + 1 = 3,436 \approx 4 \text{ лінії.}$$

для місцевого району:

$$n_{\text{ЛЕП}35} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1, \quad (2.20)$$

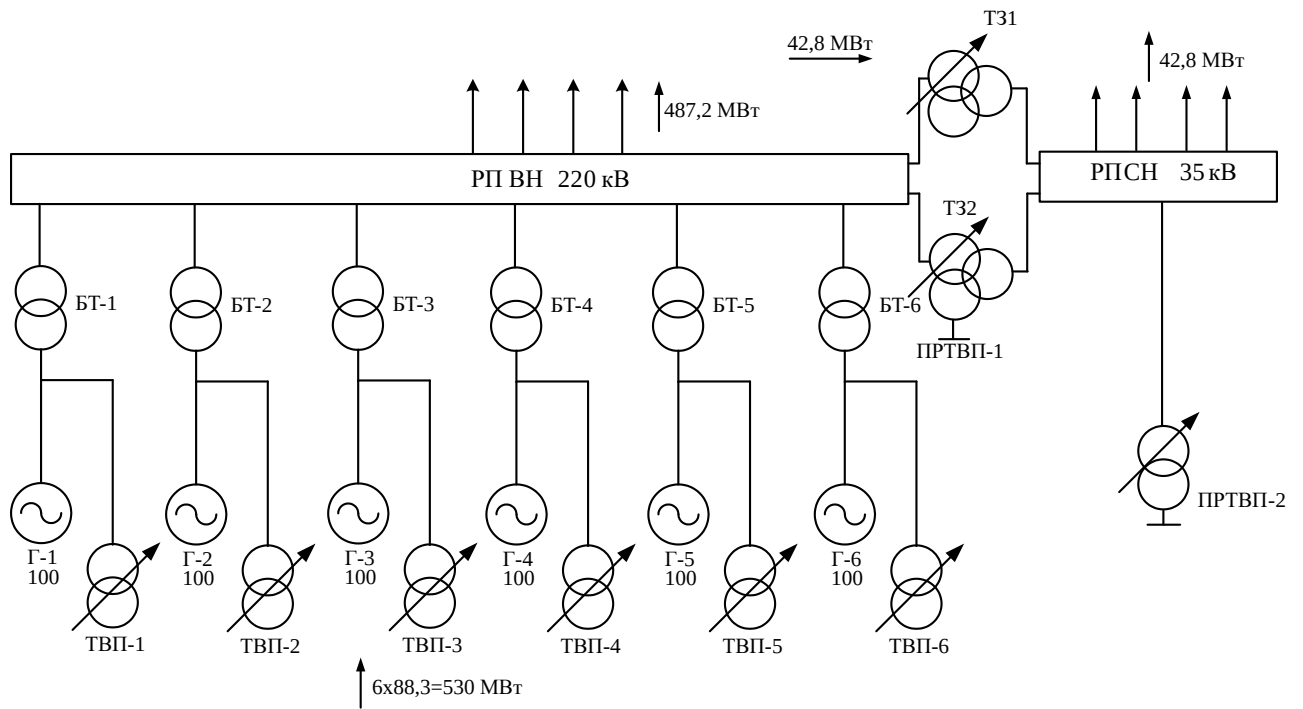
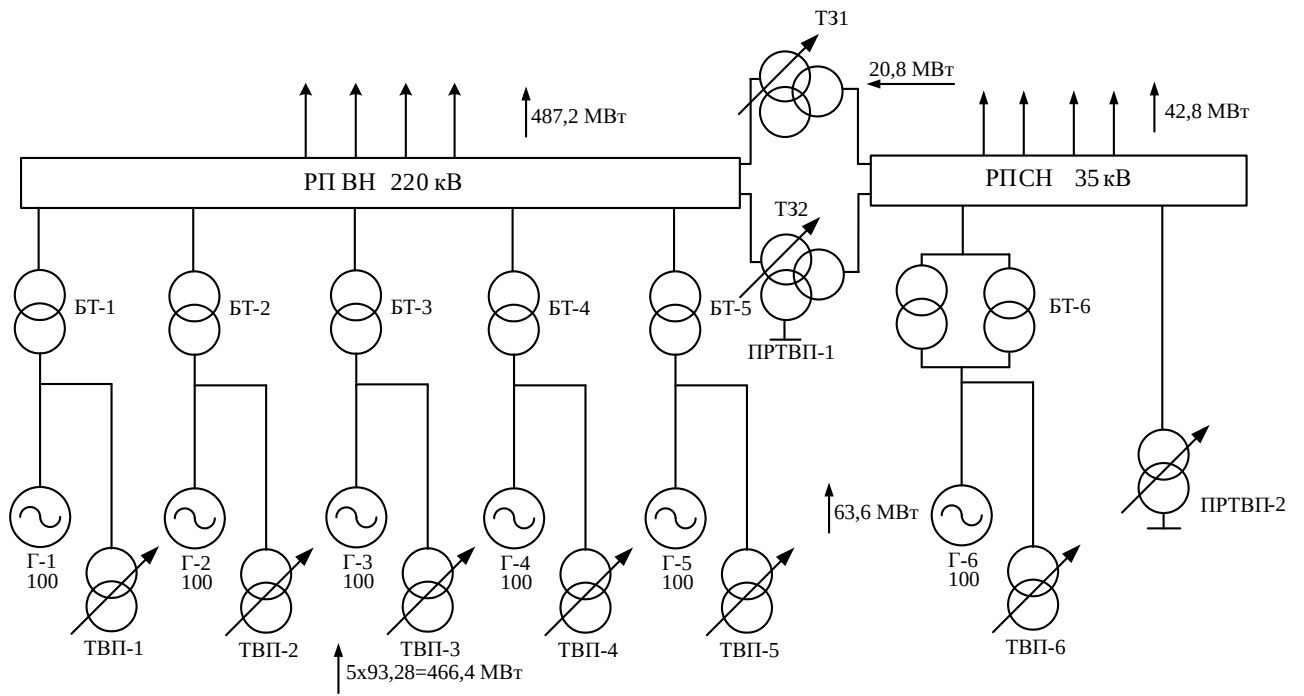
$$n_{\text{ЛЕП}35} = \frac{42,8}{15} + 1 = 3,85 \approx 4 \text{ лінії.}$$

2.3.2 Проектування структурної схеми станції.

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторі).

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{\text{вд}}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РП однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним.

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 220 і 35 кВ. У відповідності до цього виберемо відповідну структурну схему ЕС з РП двох напруг і з трансформатором зв'язку між ними. Варіанти структурних схем станції наведено на рисунках 2.4-2.6.



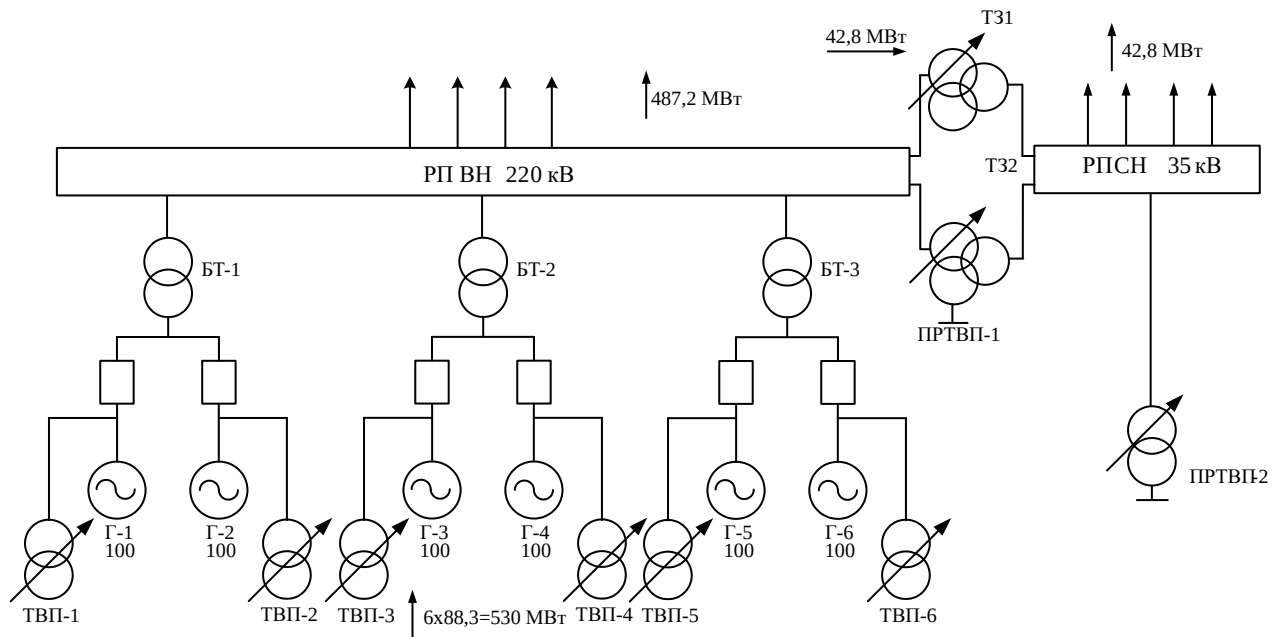


Рисунок 2.6 – Структурна схема станції

2.3.3 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двообмоточних блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуємо таку умову: генератор включається в блок із трансформатором і на відгалуженні до блока підключене тільки навантаження власних потреб ($P'_{ВП} = 7\%$).

Схема 1

Блочні трансформатори для генератора Г-1-5 (РП 220 кВ):

$$S_{\text{АО} \delta \zeta} \geq S_{\text{ііі} \tilde{A}} - S_{\tilde{A} \text{і}}, \quad (2.21)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot S_{\text{ном} \Gamma}, \quad (2.22)$$

$$S_{ВП} = 0,07 \cdot 118 = 8,26 \text{ (MBA)},$$

$$S_{BT\ розр} \geq 118 - 8,26 = 109,74 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-5– типу ТДЦ-125000/220.

Блочний трансформатор для генератора Г-6 (РП 35 кВ):

$$S_{БП} = 0,07 \cdot 118 = 8,26 \text{ (МВА)},$$

$$S_{BT\ розр} \geq 118 - 8,26 = 109,74 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо два трансформатори: БТ- 6 – типу ТДЦ-80000/35.

Схема 2

Блочні трансформатори для генераторів Г-1-6 (РП 220 кВ):

$$S_{БП} = 0,07 \cdot 118 = 8,26 \text{ (МВА)},$$

$$S_{BT\ розр} \geq 118 - 8,26 = 109,74 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатор: БТ-1-6 – типу ТДЦ-125000/220.

Схема 3

Блочні трансформатори для генераторів Г-1-6 (РП 220 кВ):

$$S_{БП} = 0,07 \cdot 118 = 8,26 \text{ (МВА)},$$

$$S_{BT\ розр} \geq 2 \cdot (118 - 8,26) = 219,5 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатор: БТ-1-6 – типу ТДЦ-250000/220.

Параметри всіх блочних трансформаторів зведені в таблицях 2.5, 2.7 та 2.9.

2.3.4 Вибір трансформаторів зв'язку

Вибір потужності трансформаторів зв'язку (ТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах.

Схема 1

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p\max} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.23)$$

$$S_{p\max} = 118 - 8,26 - \frac{42,8}{0,85} = 59,39 \text{ (МВА)},$$

де $S_{\text{ном } \Gamma}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{\text{ВП}}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{p\min} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\min}, \quad (2.24)$$

$$S_{p\min} = 118 - 8,26 - \frac{18,04}{0,85} = 88,52 \text{ (МВА)},$$

де $S_{p.\text{від.}\min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{p\text{ авар}} = -S_{\text{ВП}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.25)$$

$$S_{p\text{ авар}} = -\frac{42,8}{0,85} = -50,35 \text{ (МВА)},$$

$$S'_{ном} \geq \frac{|S_{p макс}|}{1,4} = \frac{59,39}{1,4} = 42,42 \text{ (МВА)},$$

$$S''_{номтр} \geq \frac{|S_{p мин}|}{1,4} = \frac{88,52}{1,4} = 63,23 \text{ (МВА)},$$

$$S'''_{номтр} \geq \frac{|S_{п авар}|}{2} = \frac{50,35}{2} = 25,18 \text{ (МВА)},$$

Отже, вибираємо два трансформатора зв'язку:

ТЗ – типу ТДТН–63000/220/35.

Схеми 2 і 3

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p max} = -\frac{42,8}{0,85} = -50,35 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{p min} = -\frac{18,04}{0,85} = -21,22 \text{ (МВА)};$$

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{п авар} = -\frac{42,8}{0,85} = -50,35 \text{ (МВА)}.$$

$$S'_{ном} \geq \frac{|S_{p макс}|}{1,4} = \frac{50,35}{1,4} = 35,96 \text{ (МВА)},$$

$$S''_{номтр} \geq \frac{|S_{p\ min}|}{1,4} = \frac{-21,22}{1,4} = -15,16 \text{ (МВА)},$$

$$S'''_{номтр} \geq \frac{|S_{p\ авар}|}{2} = \frac{50,35}{2} = 25,18 \text{ (МВА)},$$

Отже, вибираємо два трансформатор зв'язку:

ТЗ – тип ТДТН–40000/220/35.

Параметри трансформатора зв'язку записані в таблицях 2.5, 2.7 та 2.9.

2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається:

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном\ Г} \cdot k_{П}, \quad (2.26)$$

Схеми 1, 2 і 3

Трансформатори власних потреб для генераторів Г-1-6:

$$S_{ТВП} \geq 0,07 \cdot 100 \cdot 0,85 = 5,95 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо трансформатор власних потреб: ТВП-1-6 – тип ТМН-6300/13,8.

Параметри трансформаторів власних потреб записані в таблицях 2.6, 2.8 та 2.10.

2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого блока.

$$S_{ПРТВП} = S_{ТВП} \cdot 1,3, \quad (2.27)$$

Схеми 1, 2 і 3

Пускорезервний трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot 5,95 = 7,735 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервний трансформатор власних потреб: ПРТВП – типу ТДН–10000/35.

Параметри трансформаторів пускорезервних власних потреб записані в таблицях 2.6, 2.8 та 2.10.

2.3.7 Параметри обраних трансформаторів

Схема 1

Таблиця 2.5 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %			I_x , %	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ-1-5	ТДЦ-125000/220	125	242	-	13,8	-	11	-	0,55	5	1944
БТ-6	ТДЦ-80000/35	80	35	-	13,8	-	9,12	-	1,5	2	848
ТЗ	ТДТН-63000/220/35	63	230	38,5	6,3	11	22	9,5	0,55	2	968

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %		I_x , %	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂			
ТВП1-6	ТМН-6300/20	6,3	13,8	–	6,3	7,5	-	0,8	6	90,4
ПРТВП	ТДН-10000/35	10	38,5	–	6,3	7,5	-	0,75	1	128

Схема 2

Таблиця 2.7 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %			I_x , %	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ-1-6	ТДЦ-125000/220	125	242	-	13,8	-	11	-	0,55	6	1944
ТЗ	ТДТН-40000/220/35	40	220	35	6,3	11	22	9,5	0,55	2	814,4

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$		$I_x \%$	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂			
ТВП1-6	ТМН-6300/20	6,3	13,8	–	6,3	7,5	-	0,8	6	90,4
ПРТВП	ТДН-10000/35	10	38,5	–	6,3	7,5	-	0,75	1	128

Схема 3

Таблиця 2.9 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$			$I_x, \%$	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ-1-3	ТДЦ-250000/220	250	242	-	13,8	-	11	-	0,5	3	2528
ТЗ	ТДТН-40000/220/35	40	220	35	6,3	11	22	9,5	0,55	2	814,4

Таблиця 2.10 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$		$I_x \%$	Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂			
ТВП1-6	ТМН-6300/20	6,3	13,8	–	6,3	7,5	-	0,8	6	90,4
ПРТВП	ТДН-10000/35	10	38,5	–	6,3	7,5	-	0,75	1	128

2.3.8 Техніко-економічне порівняння схем станції

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K_{\Sigma} + B + Z_{\text{б}}, \quad (2.28)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$Z_{\text{б}}$ – збиток, $Z_{\text{б}} = 0$.

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються по укрупненим показникам:

$$K_{\Sigma} = \sum (K_{\text{тр}}), \quad (2.29)$$

де $K_{\text{дд}}$ – загальна вартість трансформаторів включаючи трансформатори власних потреб і пускорезервні трансформатори власних потреб.

Кількість генераторів на ЕС та приєднань до ВРП СН і ВРП ВН для двох структурних схем однакова, тому капіталовкладення в генераторні вимикачі і вимикачі, що встановлюються на ВРП на даному етапі не враховуємо.

Річні експлуатаційні витрати

$$B = \frac{a_a + a_0}{100} \cdot K_{\Sigma} + \Delta W \cdot \beta, \quad (2.30)$$

де $a_a + a_0 = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії $\beta = 6 \cdot 10^{-5}$ тис. грн/кВт·год;

ΔW – втрати в блочних трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку:

Таблиця 2.11 - Капіталовкладення в спорудження КЕС

Обладнання		1-ий варіант		2-ий варіант		3-ий варіант	
		Кіль- кість	Σ вар-тість, тис.грн	Кіль- кість	Σ вар-тість, тис.грн	Кіль- кість	Σ вар-тість, тис.грн
ТДЦ-125000/220		5	5·1944=9720	6	6·1944=11664	6	6·1944=11664
ТДЦ-80000/35		2	2·848=1696	0		0	
ТДЦ-250000/220		0		0		3	3·2528=7584
ТДТН-63000/220/35		2	2·968=1936	0		0	
ТДТН-40000/220/35		0		2	2·814,4=1628,8	2	2·814,4=1628,8
Вимикачі	220кВ	13	13·1560=20280	14	14·1560=21840	11	11·1560=17160
	35кВ	10	10·720=7200	10	10·720=7200	10	10·720=7200
	генераторні	0		0		6	6·832=4992
Всього :			40832		42332,8		38564,8

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{тр}}, \quad (2.31)$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = n \cdot P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.32)$$

де τ – час втрат

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.33)$$

де $T_{\text{макс}}$ – число годин використання максимального навантаження.

Проведемо техніко-економічний розрахунок першого варіанту структурної схеми КЕС (рисунок 2.4).

Капітальні затрати:

Час втрат

$$K_{\Sigma} = 40832 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6605,01}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5391 \text{ год.}$$

Втрати в блочних БТ-1-5:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 5 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 380 \cdot \left(\frac{466,4}{125 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 8410818,137 \text{ (кВт·год)}.$$

Втрати в блочному БТ-6:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 129 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 359 \cdot \left(\frac{63,6}{80 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 1068386,292 \text{ (кВт·год)}.$$

Втрати в ТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 55 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 500 \cdot \left(\frac{20,8}{63 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 297937,304 \text{ (кВт·год)}.$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 8410818 + 1068386,292 + 297937,304 = 9777141,733 \text{ (кВт·год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = (0,084 \cdot (9720 + 20280 + 1936) + 0,094 \cdot (1696 + 7200) + 9777141,733 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5}) = 4144,585 \text{ (тис. грн.)}.$$

Затрати

$$З = P_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 40832 + 4144,585 = 9044,425 \text{ (тис. грн.)}.$$

Проведемо техніко-економічний розрахунок другого варіанту структурної схеми КЕС (рисунок 2.5). Загальна вартість трансформаторів

$$K_{\Sigma} = 42332,8 \text{ (тис. грн.)}.$$

Втрати в блочних БТ-1-6:

$$\Delta W_{\text{бб}} = 6 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 380 \cdot \left(\frac{530}{125 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 9114829,021 \text{ (кВт·год)}.$$

Втрати в ТЗ:

$$\Delta W_{\text{тз}} = 2 \cdot 54 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 220 \cdot \left(\frac{42,8}{40 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 1032585,397 \text{ (кВт·год)}.$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 9114829,021 + 1032585,397 = 10147414,418 \text{ (кВт·год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot (11644 + 1628,8 + 21840) + 0,094 \cdot (7200) + 10147414,418 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 4275,71 \text{ (тис. грн.)}.$$

Затрати

$$З = P_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 42332,8 + 4275,71 = 9355,646 \text{ (тис. грн.)}.$$

Проведемо техніко-економічний розрахунок другого варіанту структурної схеми КЕС (рисунок 2.6). Загальна вартість трансформаторів

$$K_{\Sigma} = 38564,8 \text{ (тис. грн.)}.$$

Втрати в блочних БТ-1-6:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 3 \cdot 130 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 600 \cdot \left(\frac{530}{250 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 704247,543 \text{ (кВт·год)}.$$

Втрати в ТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 54 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 220 \cdot \left(\frac{42,8}{40 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5391 = 1032585,397 \text{ (кВт·год)}.$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 704247,543 + 1032585,397 = 8075060,94 \text{ (кВт·год)}.$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot (7584 + 1628,8 + 17160) + 0,094 \cdot (7200 + 4992) + 8075060,94 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 3878,167 \text{ (тис. грн.)}.$$

Затрати:

$$Z = P_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 38564,8 + 3878,167 = 8505,943 \text{ (тис. грн.)}.$$

Результати розрахунку техніко-економічних показників записані в таблицю 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку техніко-економічних показників

	Час втрат, год	Сумарні втрати ел.ен. в трансформаторах, кВт·год	Витрати, тис. грн.	Затрати, тис. грн.	Капітальні затрати, тис. грн.
--	----------------------	---	-----------------------	-----------------------	-------------------------------------

Схема 1	5391	9777141,733	4144,585	40832	9044,425
Схема 2	5391	10147414,418	4275,71	42332,8	9355,646
Схема 3	5391	8075060,94	3878,167	38564,8	8505,943

$$\delta_{13} = \frac{9044,425 - 8505,943}{9044,425} \cdot 100\% = 5,95\%,$$

$$\delta_{23} = \frac{9355,646 - 8505,943}{9355,646} \cdot 100\% = 9,08\%$$

Варіанти структурних схем КЕС відрізняються за капітальними затратами на 5,95%, тому обираємо третю структурну схему КЕС

2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем КЕС. Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 35 кВ і 220 кВ виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному РП;
- відмови вимикачів РП в нормальному і ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, включених на шини однієї підстанції, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість системи;
- при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП – не більше двох блоків.

2.4.1 Вибір ВРП 35 кВ

Для РУ 35 кВ при кількості приєднань до 4-6 рекомендують схеми містків та схеми багатокутників. При більшому числі приєднань можуть застосовуватися схеми:

- з двома основними та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- з однією секціонованою та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія»;
- схеми зв'язаних багатокутників (з вимикачами в перемичках) з числом приєднань до шести включно в кожному багатокутнику.

Для ВРП 35 кВ, у якому сім приєднань обираємо схему зв'язаних чотирикутників (рисунк 2.7).

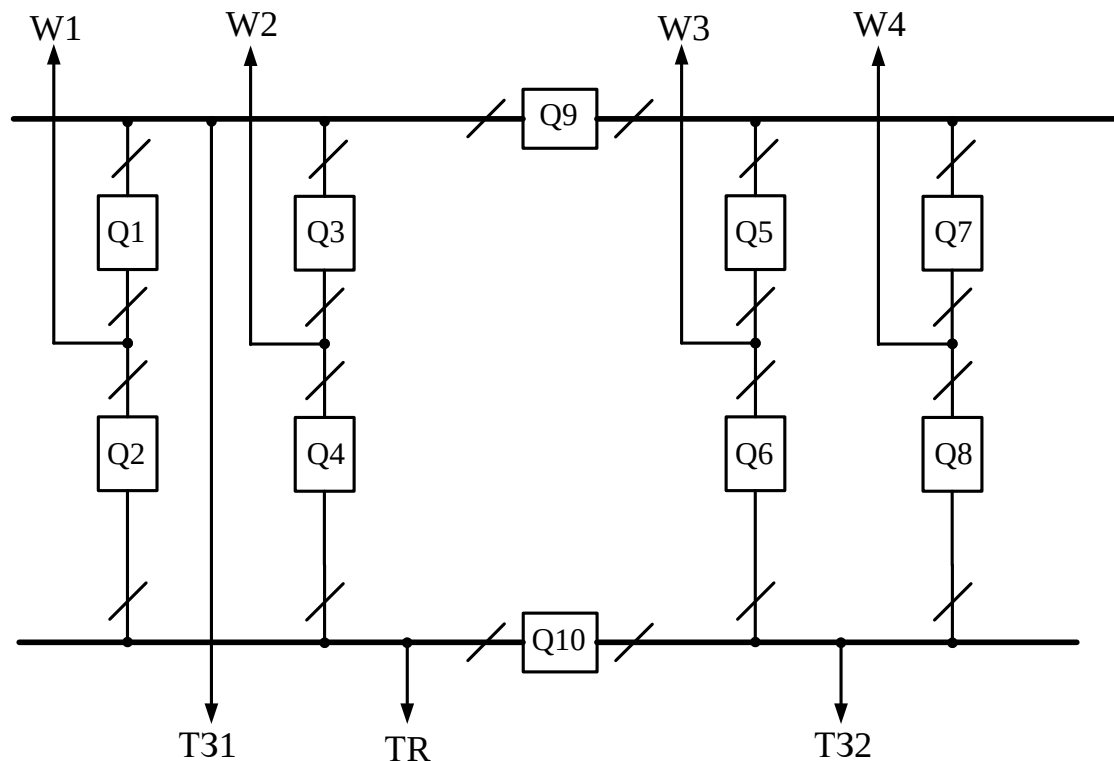


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 35 кВ

2.4.2 Вибір ВРП 220 кВ

На РУ-220 кВ рекомендують схеми:

- з двома основними та обхідною системами шин;
- з однією секціонованою та обхідною системами шин;
- блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія».
- схеми зв'язаних багатокутників (з вимикачами в перемичках) з числом приєднань до шести включно в кожному багатокутнику

Обираємо схему ВРП 220 кВ зв'язаних п'ятикутника і чотирикутника (рисунок 2.8) та схему з двома системами збірних шин (рисунок 2.9).

Схема 1

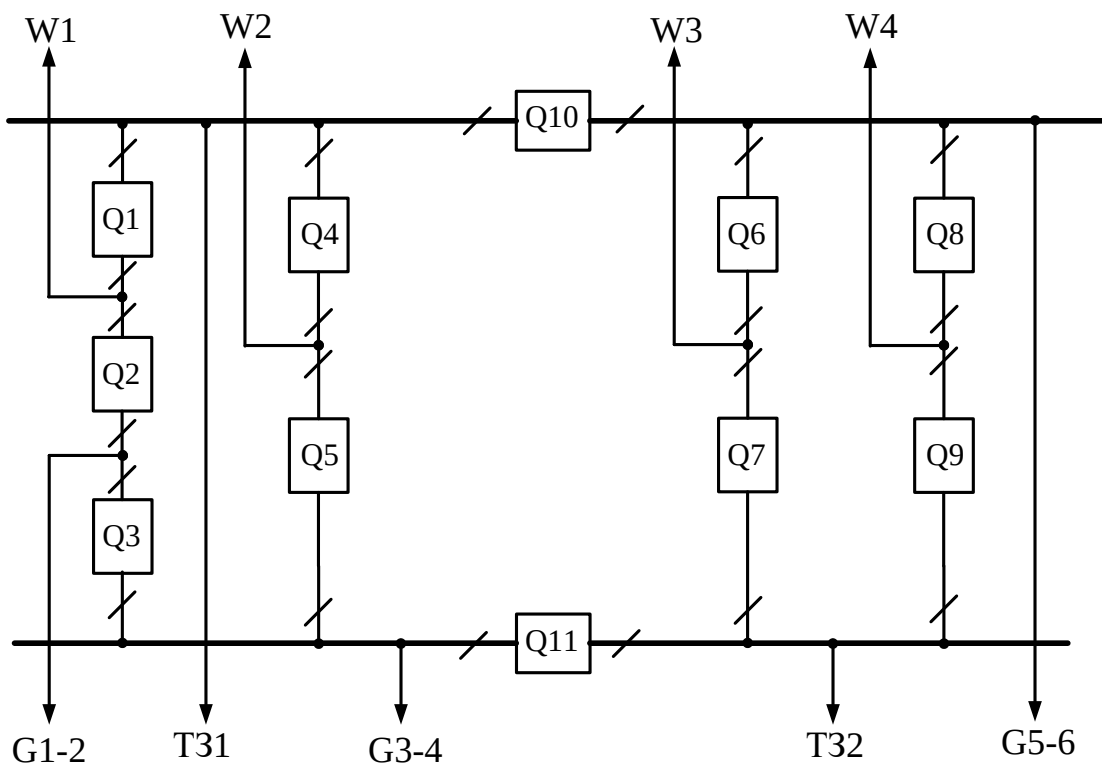


Рисунок 2.8 – Схема ВРП 220 кВ

Схема 2

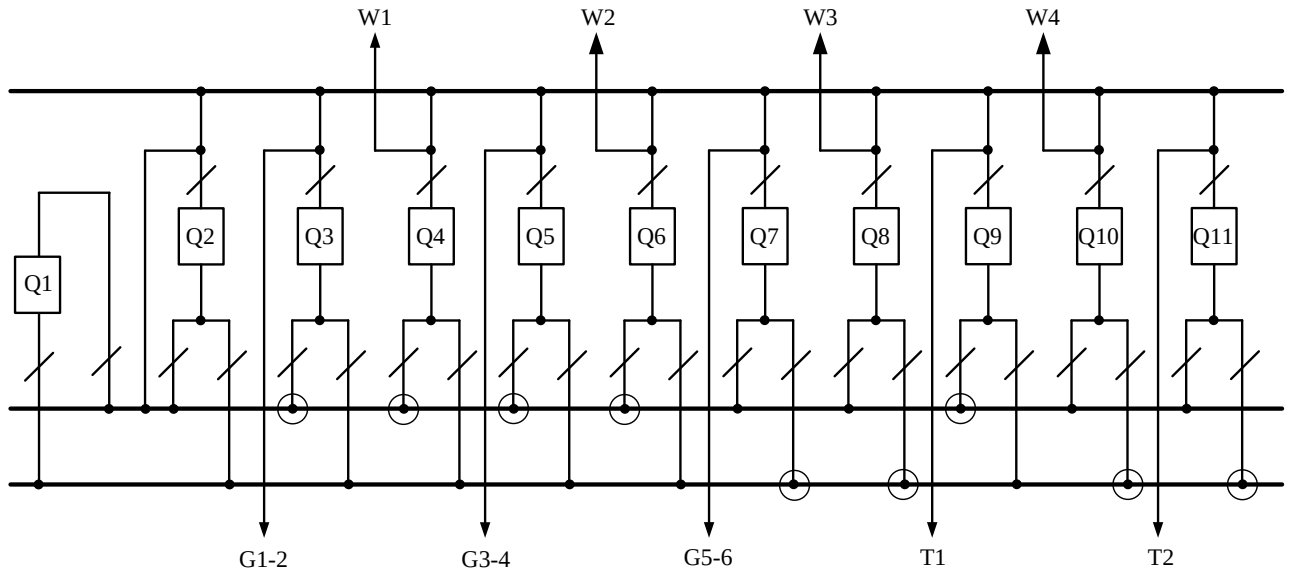


Рисунок 2.9 – Схема ВРП 220 кВ

2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРП 220 кВ

Для вибору схеми електричних з'єднань РП станції передбачається не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти.

Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) \rightarrow \min, \quad (2.34)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_0)$ – очікувані збитки від недовідпуску електроенергії.

Капіталовкладення K під час вибору оптимальних схем видачі електроенергії визначаються за укрупненими показниками. Якщо кількість трансформаторів в порівнюваних схемах однакова, то капіталовкладення в РП оцінюються за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{ком}, \quad (2.35)$$

де $C_{ком}$ – вартість комірки з вимикачем.

Друга складова розрахункових витрат – річні експлуатаційні витрати:

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.36)$$

де α_a, α_0 – відрахування на амортизацію і обслуговування, % ($\alpha_a + \alpha_0 = 8,4\%$); β – вартість 1 кВт·год. втрат електроенергії; ΔW – втрати електроенергії.

У випадку ідентичності ліній електропередач, типів трансформаторів та їх кількості втрати потужності при визначенні витрат не враховуються.

Розрахуємо капіталовкладення K та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РП. Передбачаємо установку вимикачів типу ВГБУ-220-40/2000У1, вартість становитиме $C_{ком} = 1242$ тис. грн.

Для схеми з двома системами збірних шин:

$$\begin{aligned} K &= 11 \cdot 1242 = 13662 \text{ (тис. грн.)}; \\ B &= 8,4 \cdot 13662 / 100 = 1147,608 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned}$$

Для схеми зв'язаних п'ятикутників:

$$\begin{aligned} K &= 11 \cdot 1242 = 13662 \text{ (тис. грн.)}; \\ B &= 8,4 \cdot 13662 / 100 = 1147,608 \text{ (тис. грн.)}. \end{aligned}$$

Розрахунок очікуваних збитків здійснюється формалізованим таблично-логічним методом. Суть розрахунку полягає в визначенні математичного очікування числа відключень елементів, які комутуються в РП (ліній, трансформаторів, генераторів), розділень РП на електрично-незв'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключаються.

Якщо варіанти відрізняються тільки кількістю і схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ЛЕП однакова, то в розрахунках очікуваного збитку враховуються тільки показники надійності вимикачів. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РП ω_1 та ω_2 , час відновлення

вимикача $T_{\text{в}}$, що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів $T_{\text{п}}$. Вказані величини наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Параметри вимикача

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{\text{в}}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{\text{п}}$, год.
		ω_1	ω_2			
220	Елегазовий	0,0125	0,005	75	0,2	125

Розрахунок очікуваного збитку $M(3_{\text{в}})$ здійснюється за таким алгоритмом.

В порівнюваних варіантах схем виділяються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, які відключають лінії електропередач, відносять до лінійних, інші – до генераторних.

Визначаються параметри потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{\text{г.в}} = k_{\text{рв}} \cdot \omega_1; \quad \omega_{\text{л.в}} = k_{\text{рв}} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right), \quad (2.37)$$

де $k_{\text{рв}} = 0,6$ – коефіцієнт, що характеризує долю раптових відмов;

ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикача (таблиця 4.1);

l – довжина лінії електропередачі, км.

Обчислюються коефіцієнти ремонтного $k_{\text{р}}$ і нормального k_0 режимів роботи РП:

$$k_{\text{р}} = \frac{\mu \cdot T_{\text{п}}}{8760}, \quad (2.38)$$

$$k_0 = 1 - n \cdot k_{\text{р}}, \quad (2.39)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

Якщо відмовляє вимикач, то елемент може бути введений в роботу через час T_0 (після виконання перемикачів в РП) або через час $T_{\text{вп}}$ (після введення в роботу

одного з двох вимикачів у випадку, якщо один був в плановому ремонті, а інший – в аварійному простої):

$$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}}, \quad (2.40)$$

де $T_{\text{вим}}$ – час, необхідний для того, щоб обслуговуючий персонал міг встановити місце і характер пошкодження, для електростанцій $T_{\text{вим}} = 0,3$ год.

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання;

T_p – час для відключення роз'єднувача ($T_p = 0,1$ год.);

$T_{\text{бл}}$ – час пуску блока з гарячого стану після зняття навантаження через відмову вимикача ($T_{\text{бл}} = 0,5$ год.).

Час одночасного простою вимикача, що відмовив, і вимикача, що ремонтується,

$$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}}, \quad (2.41)$$

Визначається математичне очікування числа відмов генераторних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах:

$$k_0 \omega_{\text{Г.В}}; \quad k_p \omega_{\text{Г.В}}, \quad (2.42)$$

$$k_0 \omega_{\text{Л.В}}; \quad k_p \omega_{\text{Л.В}}, \quad (2.43)$$

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів можна визначити за виразом:

$$M(Z_6) = y_0 \cdot \sum_{j=1} k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i, \quad (2.44)$$

де y_0 – питомий збиток, $y_0 = 4,8$ грн/кВт·год.;

k_j – коефіцієнт режиму схеми (k_0 або k_p);

P_i – потужність, яка втрачається;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{\text{вп}}$).

Визначення приєднань, що втрачають при виводі в ремонт одного вимикача і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРП 220 кВ представлено в таблицях 2.14 і 2.16.

Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань для обох варіантів схем ВРП 220 кВ показано в таблицях 2.15 і 2.17.

Для схеми двох систем збірних шин:

$$M(Z_6) = 488,781 \text{ (тис. грн.)}$$

Для схеми зв'язаних п'ятикутників:

$$M(Z_6) = 55,442 \text{ (тис. грн.)}$$

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РП:

Для схеми з двома основними та обхідною системами шин:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_6); \quad (2.45)$$

$$Z = 0,12 \cdot 13662 + 1147,608 + 488,781 = 3275,829 \text{ (тис. грн.)}$$

Для схеми зв'язаних п'ятикутників:

$$Z = 0,12 \cdot 13662 + 1147,608 + 55,442 = 2842,49 \text{ (тис. грн.)}$$

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними таблиці 2.18.

Таблиця 2.14 – Визначення приєднань, що втрачають при відмові вимикачів для схеми 1

[illegible]

Таблиця 2.15 – Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань в схемі 1

Елементи, що відключились	P, _[МВт]	t, _[год]	Ко		Кр	
			W _{ЛВ}	W _{ГВ}	W _{ЛВ}	W _{ГВ}
W1, TR1	0	1	1	0	8	0
G1-2, W1	156,884	1	1	0	10	0
G1-2, G3-4	343,442	1	0	1	0	7
W2, TR1	0	1	1	0	8	0
W2, G3-4	156,884	1	1	0	8	0
W3, G5-6	156,884	1	1	0	8	0
W3, TR2	0	1	1	0	8	0
W4, G5-6	156,884	1	1	0	8	0
W4, TR2	0	1	1	0	8	0
G5-6, TR1	156,884	1	0	1	0	4
TR2, G3-4	156,884	1	0	1	0	5
G1-2, W1, G3-4	343,442	1	0	0	0	1
W2, G3-4, D(W1,G1-2)	156,884	1	0	0	1	0
TR2, G3-4, D(W1,G1-2)	156,884	1	0	0	0	1
W1, W2, TR1	87,2	1	0	0	2	0
G1-2, W2, G3-4	343,442	1	0	0	1	1
W1, G5-6, TR1	156,884	1	0	0	0	1
G1-2, TR2, G3-4	343,442	1	0	0	0	1
G1-2, W1, TR1	156,884	1	0	0	1	0
W2, TR1, D(W1,G1-2)	0	1	0	0	1	0
G5-6, TR1, D(W1,G1-2)	156,884	1	0	0	0	1
TR2, W2, G3-4	156,884	1	0	0	0	1
G5-6, W2, TR1	156,884	1	0	0	0	1
W4, W3, TR2	87,2	1	0	0	2	0
W3, TR2, G3-4	156,884	1	0	0	0	1
W4, W3, G5-6	156,884	1	0	0	2	0
W3, G5-6, TR1	156,884	1	0	0	0	1
W4, TR2, G3-4	156,884	1	0	0	0	1
W4, G5-6, TR1	156,884	1	0	0	0	1
G1-2, G3-4, D(TR1,W2,W1)	343,442	1	0	0	0	1
W3, TR2, D(G5-6,W4)	0	1	0	0	1	0
W4, TR2, D(G5-6,W3)	0	1	0	0	1	0
W3, G5-6, D(TR2,W4)	156,884	1	0	0	1	0
W4, G5-6, D(TR2,W3)	156,884	1	0	0	1	0
G5-6, TR1, D(TR2,W3,W4)	156,884	1	0	0	0	1
W1	0	52,5	0	0	2	0
D(W1,G1-2)	0	52,5	0	0	1	1
G1-2	156,884	52,5	0	0	1	1
W2	0	52,5	0	0	2	0
W3	0	52,5	0	0	2	0
W4	0	52,5	0	0	2	0

Таблиця 2.16 – Визначення приєднань, що втрачають при відмові вимикачів в схемі 2

[illegible]

Таблиця 2.17 – Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань в схемі 2

Елементи, що відключились	P,[МВт]	t,[год]	Ko		Kp	
			W _{ЛВ}	W _{ГВ}	W _{ЛВ}	W _{ГВ}
TR2, W4, TR1, W3, G5-6, W2, G3-4, W1, G1-2	487,2	1	0	1	0	10
TR1, W2, G3-4, W1, G1-2	257,842	1	2	3	20	35
TR2, W4, W3, G5-6	87,2	1	2	2	20	24
G1-2	71,284	52,5	0	1	0	11
W1	0	52,5	1	0	10	1
G3-4	71,284	52,5	0	1	0	11
W2	0	52,5	1	0	10	1
G5-6	71,284	52,5	0	1	0	10
W3	0	52,5	1	0	10	1
TR1	0	52,5	0	1	0	11
W4	0	52,5	1	0	10	1
TR2	0	52,5	0	1	0	11
G5-6, D(W3,W4,TR2)	44,4	52,5	0	0	0	1

Таблиця 2.18 – Вибір варіанту за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	Зв'язані п'ятикутники	2 системи ЗШ
Капітальні витрати	13662	13662
Щорічні витрати	1147,608	1147,608
Очікуваний збиток	55,442	3275,829
Розрахункові затрати	2842,49	3275,829

$$\delta = \frac{3275,829 - 2842,49}{3275,829} \cdot 100\% = 13,23\%.$$

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами Z_1 та Z_2 на 26,85%, тобто кінцевим варіантом слід обрати варіант РП 220 кВ «схема зв'язаних п'ятикутників».

2.5 Вибір схеми власних потреб

Всі власні потреби на електричній станції поділяються на блочні та загально станційні, що живляться від робочих трансформаторів власних потреб:

- блочне навантаження власних потреб живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб;

- загальностанційне навантаження ВП рівномірно розподіляється між робочими трансформаторами ВП всіх блоків.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, які підключені до пускорезервних трансформаторів власних потреб. Резервні магістралі секціонуються через 2-3 блоки. Кожен блок має дві секції живлення власних потреб.

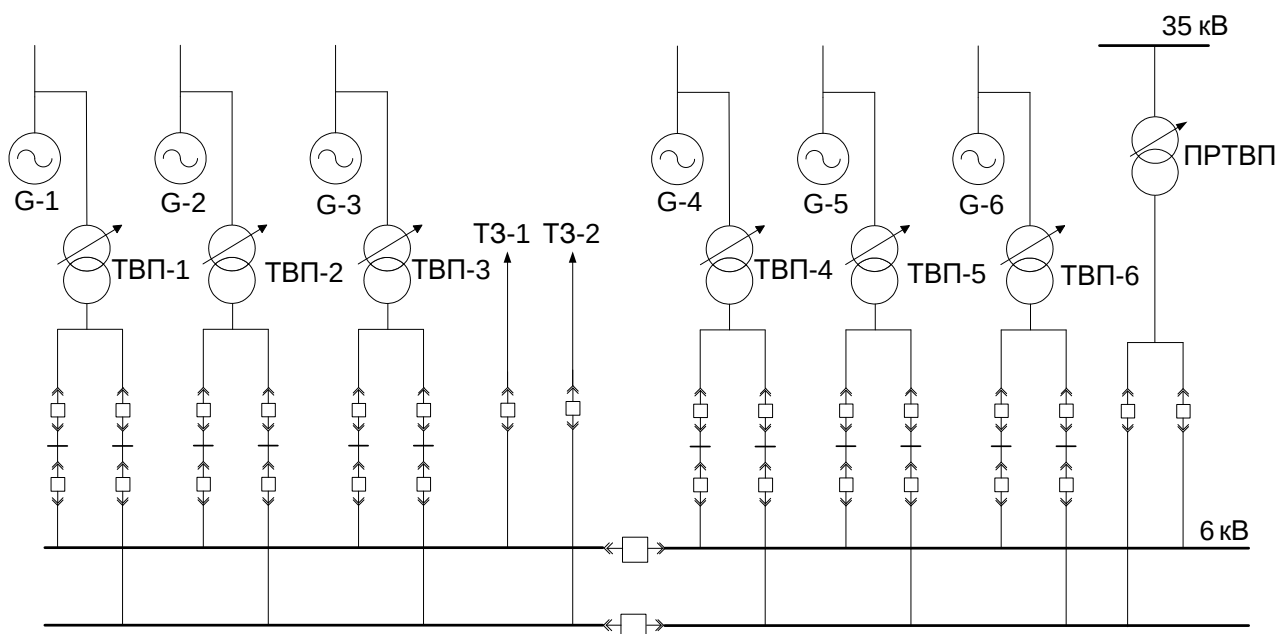


Рисунок 2.10 – Схема власних потреб електростанції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

2.6.1 Розрахункова схема установки

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій покажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рисунок 2.11).

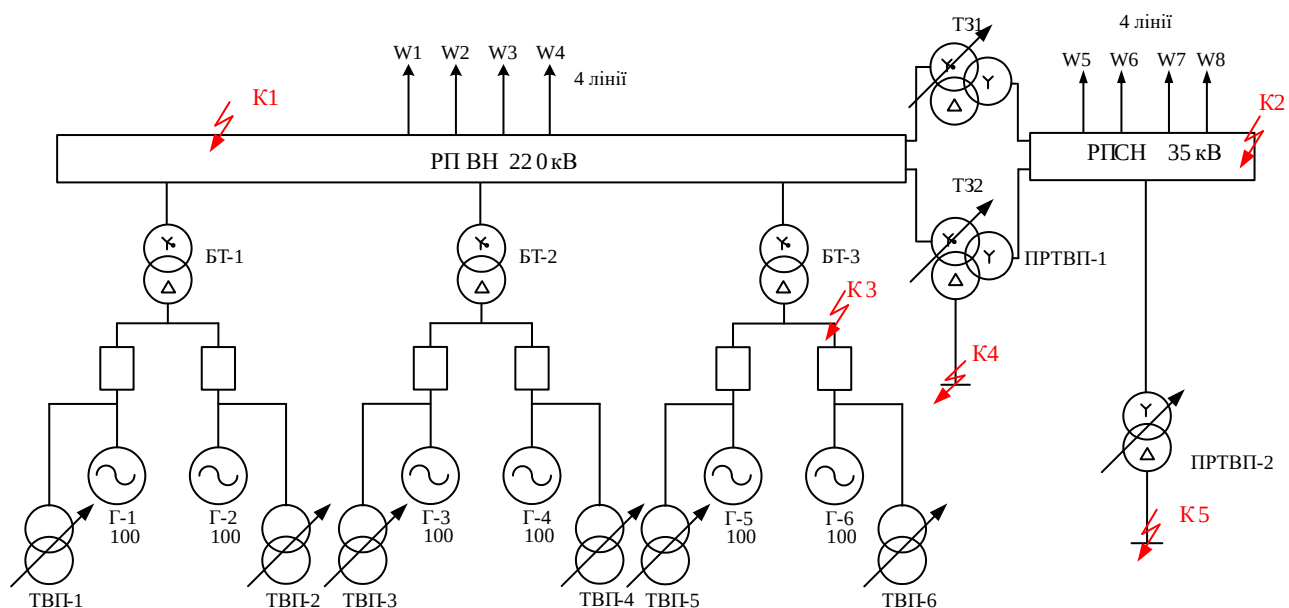


Рисунок 2.11 – Місцезнаходження точок короткого замикання

2.6.2 Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають можливі точки КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

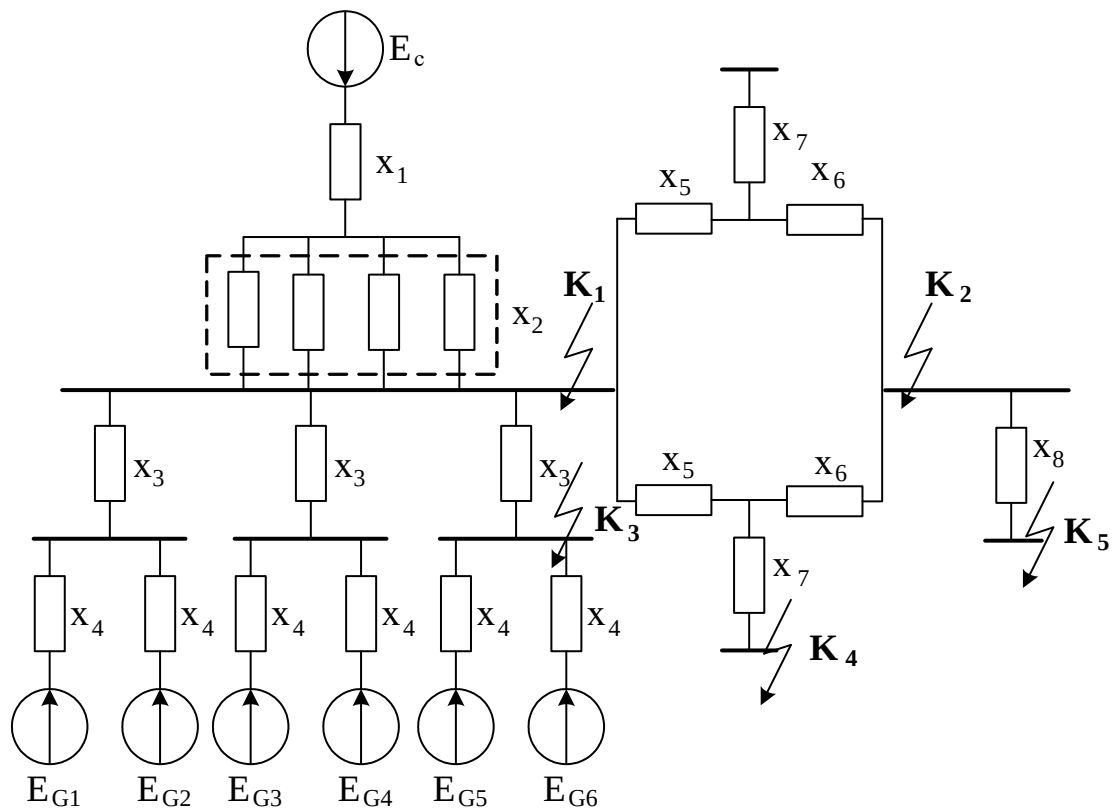


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

2.6.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення

Прийmemo $S_{\delta} = 1000$ (МВА).

Згідно з [1]

$$E''_{*G} = 1,13; E''_{*C} = 1; x_{num\ 220} = 0,4 \text{ Ом/км};$$

Відповідно до завдання

$$x_{C*} = 0,27; l_c = 140 \text{ км}; S_{C\text{ ном}} = 12000 \text{ МВА}; U_{BH} = 230 \text{ кВ}; U_{CH} = 37 \text{ кВ}.$$

Опір системи

$$x_c = x_{C*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{C\text{ ном}}} = 0,27 \cdot \frac{1000}{12000} = 0,0225. \quad (2.46)$$

Опір ПЛЕП 220

$$x_1 = l_c \cdot x_{num\ 220} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{BH}^2} = 80 \cdot 0,4 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,605. \quad (2.47)$$

Опір блочних трансформаторів

$$x_3 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44, \quad (2.48)$$

Опір ТЗ

$$u_{\kappa \theta} = \frac{1}{2}(u_{\kappa BH} + u_{\kappa BC} - u_{\kappa CH}) = \frac{1}{2}(22 + 11 - 9,5) = 11,75\%, \quad (2.49)$$

$$u_{\kappa c} = \frac{1}{2}(u_{\kappa BC} + u_{\kappa CH} - u_{\kappa BH}) = \frac{1}{2}(11 + 9,5 - 22) = -0,75 \approx 0 \%, \quad (2.50)$$

$$u_{\kappa H} = \frac{1}{2}(u_{\kappa CH} + u_{\kappa BH} - u_{\kappa BC}) = \frac{1}{2}(9,5 + 22 - 11) = 10,25\%, \quad (2.51)$$

$$x_6 = x_{ATCH} = 0, \quad (2.52)$$

$$x_5 = x_{ATBH} = \frac{u_{\kappa \theta} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,938, \quad (2.53)$$

$$x_7 = x_{ATHH} = \frac{u_{\kappa H} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{10,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,563. \quad (2.54)$$

Опір генераторів

$$x_3 = x_{d120}'' \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном G1000}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536, \quad (2.55)$$

Опір ПРТВП

$$x_8 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5. \quad (2.56)$$

2.6.4 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = 0$

Розрахунок точки К₁. Еквівалентна схема заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ.

Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ (рисунок 2.13)

$$x_9 = x_1 + \frac{x_2}{4}; \quad (2.57)$$

$$x_9 = 0,0225 + \frac{0,605}{4} = 0,174;$$

$$x_{10} = \frac{x_4}{2}; \quad (2.58)$$

$$x_{10} = \frac{1,186}{2} = 0,593$$

$$x_{11} = x_{10} + x_3; \quad (2.59)$$

$$x_{11} = 0,593 + 0,44 = 1,033.$$

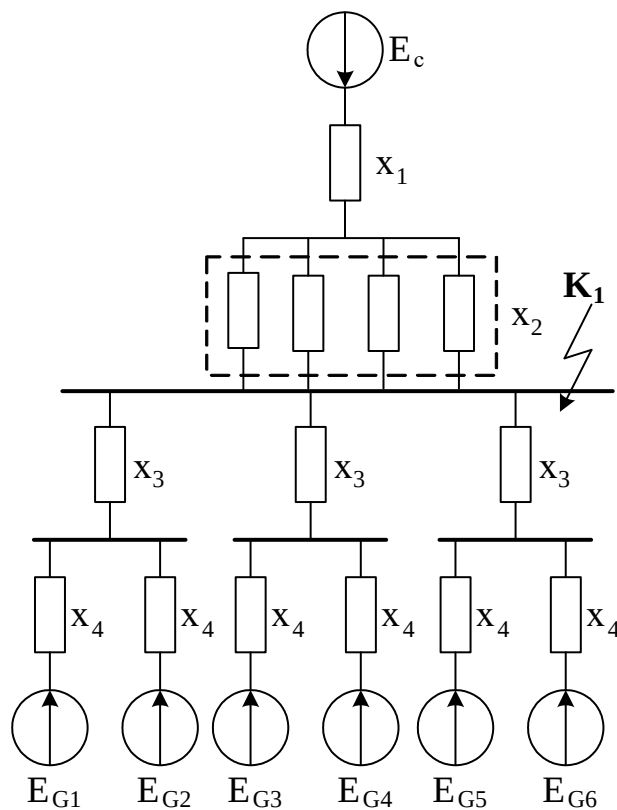


Рисунок 2.13 – Розташування точки К₁

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рисунок 2.14)

$$x_{12} = \frac{x_{11}}{3}; \quad (2.60)$$

$$x_{12} = \frac{1,033}{3} = 0,344.$$

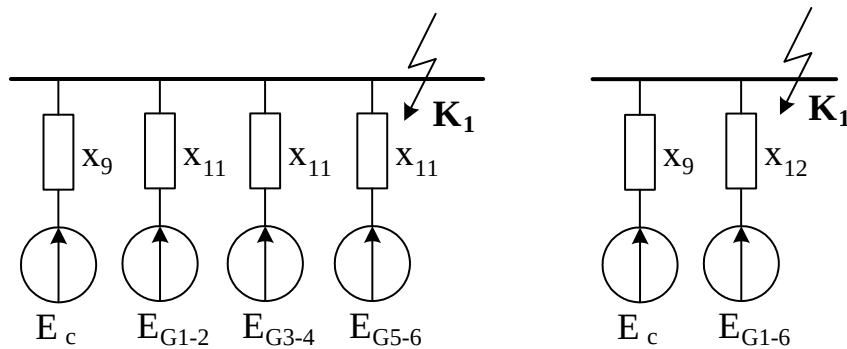


Рисунок 2.14 – Розташування точки K₁

Базовий струм

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}}; \quad (2.61)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ

$$I_{\text{поГ}\Sigma} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\delta}}{x_{12}}; \quad (2.62)$$

$$I_{\text{поГ}\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{0,344} = 8,245 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\delta}}{x_9}; \quad (2.63)$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1 \cdot 2,51}{0,174} = 14,425 \text{ (кА)}.$$

2.6.5 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (2.64)$$

де I_{n0} – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [1, таблиця 4.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, таблиця 4.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{\text{вч.відкл}} + 0,01$ с, де $t_{\text{вч.відкл}}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (2.65)$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі (таблиця 2.19).

Таблиця 2.19 – Тип вимикачів та значення часу τ

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{вч.відкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРП 220 кВ	ВГБУ-220У1	0,035	0,045
ВРП 35 кВ	ВБНК-35	0,05	0,06
ВП	ВР-6В	0,05	0,06
Генератори	ВМГ-15	0,15	0,16

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Значення періодичного струму короткого замикання в момент часу $t = 0$, часу τ , T_a і ударного коефіцієнту

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{n0}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$
К ₁ (ВРП ВН)	Генератори	8,245	0,045	0,417	1,976	0,898
	Система	14,425	0,045	0,02	1,717	0,105
К ₂ (ВРП СН)	Генератори	3,737	0,06	0,417	1,976	0,866
	Система	6,540	0,06	0,02	1,717	0,050

К ₃ (Г-5-6)	Генератори 1-4	20,882	0,16	0,417	1,976	0,681
	Генератори 5-6	79,723	0,16	0,417	1,976	0,681
	Система	54,904	0,16	0,02	1,717	0,0003
К ₄ (НН ТЗ)	Система + генератор	22,093	0,06	0,048	1,82	0,287
	Двигун	7,937	0,06	0,04	1,65	0,223
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	10,087	0,06	0,048	1,82	0,287
	Двигун	7,937	0,06	0,04	1,65	0,223

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

Точка КЗ – К₁:

Ударний струм:

$$i_{y \Gamma 1-6} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 \Gamma 1} \cdot k_y; \quad (2.66)$$

$$i_{y \Gamma 1-6} = \sqrt{2} \cdot 8,245 \cdot 1,976 = 23,041 \text{ (кА)},$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot k_y \quad (2.67)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 14,425 \cdot 1,717 = 27,027 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau \Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 \Gamma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma}}}; \quad (2.68)$$

$$i_{a\tau \Gamma} = \sqrt{2} \cdot 8,245 \cdot 0,898 = 10,471 \text{ (кА)},$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}}; \quad (2.69)$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 14,425 \cdot 0,105 = 2,142 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{n\tau C} = I_{n0C} = 14,425 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рисунок 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{спКЗ}}. \quad (2.70)$$

2) Знаходимо відношення $I_{ноG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{нтG} / I_{ноG}$, з якого і отримаємо значення $I_{нтG}$.

$$I'_{номГ1-6} = \frac{6 \cdot 118}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1,777 \text{ (кА)},$$

$$\frac{I_{по Г1-6}}{I'_{номГ1-6}} = \frac{8,245}{1,777} = 4,640, \text{ по [1, рисунок 4.2]: } \frac{I_{п\tau Г1-6}}{I_{по Г1-6}} = 0,88,$$

$$I_{п\tau Г1-6} = 0,88 \cdot 8,245 = 7,256 \text{ (кА)},$$

2.6.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання

В цьому розділі був проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

Таблиця 2.21 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{но}$, кА	$I_{нт}$, кА	$i_{ат}$, кА	i_y , кА
К ₁ (ВРП ВН)	Генератори	8,245	7,256	10,471	23,041
	Система	14,425	14,425	2,142	27,027
	Сума	22,670	21,681	12,613	50,068
К ₂ (ВРП СН)	Генератори	3,737	3,681	4,577	10,443
	Система	6,540	6,540	0,462	15,880
	Сума	10,277	10,221	5,039	26,323
К ₃ (Г-5-6)	Генератори 1-4	20,882	20,464	20,109	58,354
	Система	54,904	54,904	0,023	133,318

	Сума С + Г1-4	75,786	75,368	20,132	191,672
	Сума С + Г1-5	115,648	100,880	58,541	298,065
	Генератори 5-6	79,723	51,023	76,818	212,785
К ₄ (НН ТЗ)	Система + генератор	22,093	22,093	8,967	56,864
	Двигун	7,937	3,368	2,505	18,521
	Сума	30,03	25,461	11,472	75,385
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	10,087	10,087	4,094	25,963
	Двигун	7,937	3,368	2,505	18,521
	Сума	18,024	13,455	6,599	44,484

2.6.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат варто вважати термостійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимого значення.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місце-знаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки: віддалене КЗ, КЗ поблизу генераторів, КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

При віддаленому КЗ тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.71)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ), $t_{\text{відкл}} = 0,2$ (див. [1] таблиця 4.10.).

Точка КЗ – К₁

$$B_k = 22,670^2 \cdot (0,2 + 0,417) = 317,094 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Розрахунки теплових імпульсів для інших точок короткого замикання представлені в додатку Г. Результати розрахунку теплових імпульсів представлені в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Значення теплових імпульсів

Точка КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅
B_{K_i} , кА ² ·с	317,094	65,166	40235,830	215,496	58,232

2.7 Вибір комутаційного обладнання

Всі елементи РП електричної станції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість при виникненні найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів ми перевірятимемо відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати в експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальний струм та напруга.

2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-220 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-220 кВ:

струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}; \text{ (кА);} \quad (2.72)$$

$$I_{p \max} = \frac{117,647 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 0,65 \text{ (кА);}$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{проп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.73)$$

$$I_{p \max} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА);}$$

струм від ТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \text{ (кА);} \quad (2.74)$$

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,157 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо вимикач типу ВГБУ-220 У1 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$: $0,65 \text{ кА} < 2 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача:

$$i_{a \tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n, \quad (2.75)$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у вимикаючому струмі, %, яке визначається по кривій рисунок 4.11 [1]: $\beta_n = 0,35$.

$$12,613 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,35 = 19,78 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення: $I_{нт} \leq I_{відкл \text{ ном}}$;

$$21,681 \text{ кА} < 40,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{n0} \leq I_{дин},$$

$$22,670 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$50,068 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];

$i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ;

I_m – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2]; t_m – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$317,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 276]: РНДЗ.1-220/1000 У1 по умовам:

- напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}$;
- тривалому струму: $I_{р \max} \leq I_{ном}$; $0,65 \text{ кА} < 1,000 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$50,068 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

- на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

$$317,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.23 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220 У1	РНДЗ.1-220/1000 У1
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{р \max} = 0,65 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2,000 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,000 \text{ кА}$
$I_{н\tau} = 21,681 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{a\tau} = 12,613 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 19,78 \text{ кА}$	—
$I_{н0} = 22,670 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 50,068 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 317,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-35 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-35 кВ:

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,85} = 0,291 \text{ (кА)};$$

струм від ТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,990 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВБНК-35 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: $35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$: $0,99 \text{ кА} < 1,6 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,25$):

$$5,039 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,25 = 8,84 \text{ кА},$$

умова виконується.

- б) на симетричний струм відключення:

$$10,221 \text{ кА} < 25,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

- в) на електродинамічну стійкість:

$$10,277 \text{ кА} < 25 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$26,323 \text{ кА} < 64 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

- г) на термічну стійкість:

$$65,166 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 274]: РНДЗ.1-35/1000 У1 по умовам:

- напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; $35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$;
- тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$; $0,99 \text{ кА} < 1,000 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість:

$$26,323 \text{ кА} < 63 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

- на термічну стійкість:

$$65,166 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.24 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 35 кВ	ВБНК-35	РНД3.1-35/1000 У1
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 0,99 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,600 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,000 \text{ кА}$
$I_{n\tau} = 10,221 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 25 \text{ кА}$	—
$i_{a\tau} = 5,039 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 8,84 \text{ кА}$	—
$I_{n0} = 10,277 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	—
$i_y = 26,323 \text{ кА}$	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 65,166 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для генераторів

Визначаємо робочий максимальний струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{I_{\Gamma}}{0,95}; \quad (2.76)$$

$$I_{p \max} = \frac{4,925}{0,95} = 5,184 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВВГ-20-160/12500У3 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: $13,8 \text{ кВ} = 20 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$: $5,184 \text{ кА} < 12,5 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0$):

$$58,541 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 160 = 226,274 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$100,880 \text{ кА} < 160 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$115,648 \text{ кА} < 160 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$298,065 \text{ кА} < 410 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$40235,830 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 160^2 \cdot 4 = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 274]: РВР-20/8000 УЗ по умовам:

$$\text{– напрузі установки: } U_{уст} \leq U_{ном}; \quad 13,8 \text{ кВ} < 20 \text{ кВ};$$

$$\text{– тривалому струму: } I_{p \max} \leq I_{ном}; \quad 5,184 \text{ кА} < 8,000 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$115,658 \text{ кА} < 320 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

– на термічну стійкість:

$$40,235 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 125^2 \cdot 4 = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.25 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
Генератор – 13,8 кВ	ВВГ-20-160/12500УЗ	РВР-20/8000 УЗ
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 5,184 \text{ кА}$	$I_{ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 8,000 \text{ кА}$
$I_{n\tau} = 51,023 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 160 \text{ кА}$	–
$i_{a\tau} = 76,818 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 226,274 \text{ кА}$	–
$I_{n0} = 79,723 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	–
$i_y = 222,785 \text{ кА}$	$i_{дин} = 410 \text{ кА}$	$i_{дин} = 320 \text{ кА}$
$B_k = 30235,830 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7.4 Вибір вимикачів ВП

Визначаємо робочий максимальний струм трансформатора власних потреб:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном \text{ ТВП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.77)$$

$$I_{\delta \max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,916 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВРС-6 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: $6,3 \text{ кВ} = 6,3 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{р \text{ max}} \leq I_{ном}$: $0,916 \text{ кА} < 1,25 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,3$):

$$11,472 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,3) = 73,539 \text{ кА},$$

умова виконується;

- б) на симетричний струм відключення:

$$25,461 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

- в) на електродинамічну стійкість:

$$30,03 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$75,385 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

- г) на термічну стійкість:

$$205,351 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.26 – Параметри вимикачів

Розрахункові дані	Вимикач
ВП	ВРС-6
$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}$
$I_{р \text{ max}} = 0,916 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,25 \text{ кА}$
$I_{н\tau} = 22,093 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$
$I_{н0} = 22,093 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 56,864 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 205,351 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

2.8 Вибір струмоведучих частин

2.8.1 Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ

При виборі площі перерізів провідників необхідно враховувати витрати провідникового матеріалу та втрати електроенергії в провідниках.

Найбільш потужним приєднанням є лінії. Згідно [1]

$$I_{p \max} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга РП.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 240/32 [3, ст. 624], параметри

$$I_{доп} = 605 \text{ А}; \quad d = 21,6 \text{ мм}.$$

Перевірка гнучких шин ВРП-220 проводимо по номінальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму

$$I_{доп} = 1210,0 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 617 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою

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

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.78)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,08 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,99 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.79)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, таблиця 4.6]

$$K = \frac{2 \cdot r_0}{a} = 1 + \frac{2 \cdot 1,08}{30} = 1,072; \quad (2.80)$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, таблиця 4.6]

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,08 \cdot 30} = 5,69(\text{см}); \quad (2.81)$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.82)$$

де D – відстань між фазами, см [1, таблиця 4.14].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 (\text{см}),$$

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 220 = 242 (\text{кВ}),$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 4$).

$$E = 1,072 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,08 \cdot \lg\left(\frac{504}{5,69}\right)} = 21,83 (\text{кВ/см}).$$

$$0,9 \cdot 31,99 = 28,79 (\text{кВ/см}) \approx 1,07 \cdot 21,83 = 23,36 (\text{кВ/см}).$$

Таким чином, провід 2×АС 240/32 за умовою корони проходить.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{кА}$, але $i_y < 50 \text{кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{i.0}^{(3)2}}{D}, \quad (2.83)$$

$$f=0,15 \cdot \frac{(22,670)^2}{4} = 19,272 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопрводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g=1.1 \cdot 9.8 \cdot m, \quad (2.84)$$

$$g=1.1 \cdot 9.8 \cdot 0.921 = 9.928 \text{ (Н/м)}.$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ае}}} = \frac{\sqrt{2}}{0.15} = 9.43 \approx 10$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b:

$$b = 1,28 \text{ (м)}$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2}, \quad (2.85)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{4-0,0216-0,95}{2} = 1,514 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{доп}} < b$$

$$1,28 \text{ (м)} < 2 \text{ (м)}$$

умова не виконується, тому щоб не збільшувати відстань між фазами і не зменшувати стрілу провисання необхідно встановити поперечні ізолюючі розпірки.

Ділянка БТ1 – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через блочний трансформатор БТ-1 (аналогічно БТ-2, БТ-3)

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.86)$$

$$I_{p \max} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,656 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 400/22 [3, ст. 624], параметри

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{дон}} = 830,0 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 656,0 \text{ (А)}.$$

$$r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см} - \text{радіус проводу.}$$

Перевірка шин по умовах корони

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,33 \cdot \lg \left(\frac{504}{1,33} \right)} = 24,980 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} \approx 1,07 \cdot 24,980 = 26,729 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

Ділянка ТЗ – ВРП-220

Дані розрахунків приведені вище і залишаються тими ж самими.

2.8.2 Вибір гнучких (збірних) шин 35 кВ

Вибір збірних шин ВРП-35 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є ТЗ. Згідно [1]

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,99 \text{ (кА)}.$$

Площа перерізу проводів при якій забезпечується мінімум сумарних втрат

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{p \text{ ном}}}{j_{\text{ек}}}; \quad (2.87)$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{0,99}{1,0} = 990 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо шини з проводу 2хАС 550/71, параметри

$$I_{\text{доп}} = 2100 \text{ А}; \quad d = 32,4 \text{ мм}.$$

Радіус проводу

$$r_0 = d / 20 = 1,62 \text{ см}.$$

$$I_{\text{доп}} = 2100 \text{ (А)} > I_{p \max} = 990 \text{ (А)}.$$

Перевірка на корону не виконується. Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться, оскільки $I_{n0}^{(3)} = 10,277 < 20 \text{ кА}$ та $i_y = 26,323 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

Ділянка ПРТВП – ВРП-35

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП

$$I_{p \max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,165 \text{ (кА)}.$$

Площа перерізу проводів при якій забезпечується мінімум сумарних втрат

$$q_{\text{ек}} = \frac{0,165}{1,0} = 165 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо шини з проводу АС 185/24, параметри

$$I_{\text{дон}} = 520 \text{ А}; \quad d = 18,9 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{дон}} = 520 \text{ (А)} > I_{\text{р.мах}} = 165 \text{ (А)}.$$

Радіус проводу

$$r_0 = d / 20 = 0,945 \text{ см.}$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

2.8.3 Вибір комплектних струмопроводів

Комплектні екрановані струмопроводи вибираємо в колі генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП. Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП застосовуються комплектні пофазноекрановані струмопроводи, кожна фаза яких знаходиться в закритому металевому (алюмінієвому) кожусі.

Вибір здійснюємо по номінальних параметрах генератора і трансформатора власних потреб. Перевірка здійснюється за умовою

$$i_y \leq i_{\text{дин}}.$$

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Обираємо струмопровід в коло генератора ТВ2-100-2, [2, ст. 539] ГРТЕ-20/10000-300

$$I_{\text{ном}} = 8,625 \text{ кА}; U_{\text{ном}} = 15,75 \text{ кВ}; i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

Струм максимального режиму

$$I_{p \max} = \frac{118}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 0,95} = 5,197 \text{ кА.}$$

Ударний струм в колі генератора

$$i_y = 298,065 \text{ кА} = i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА,}$$

$$I_{\max} = 5,197 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 8,625 \text{ кА.}$$

Отже, струмопровід відповідає номінальним параметрам генератора ТВ2-100-2.

Результати вибору комплектних струмопроводів наведено у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27 – Вибір комплектних екранованих струмопроводів для турбогенератора ТВ2-100-2

Параметри	ГРТЕ-20-10000-300
Тип турбогенератора	ТВ2-100-2
Номінальна напруга, кВ: турбогенератора струмопроводу	13,8 15,75
Номінальний струм, А: турбогенератора струмопроводу	4925 8625
Електродинамічна стійкість, кА	300
Струмоведуча шина $d \times S$, мм	280×15
Кожух (екран) $D \times \delta$, мм	750×6
Між фазна відстань, мм	1000
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-375с
Крок між ізоляторами, мм	2500-3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/15
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-10000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	8
Маса 1 м однієї фази, кг	90
Вартість 1 м однієї фази, грн.	1040

Обираємо струмопровід в коло системи власних потреб, [2, ст. 543] ТЗРК-6-2000-81.

$$I_{\text{ном}} = 2,000 \text{ кА}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА.}$$

Струм максимального режиму

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.88)$$

$$I_{p \max} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,916 \text{ кА.}$$

Ударний струм в колі ВП

$$i_y = 75,385 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА,}$$

$$I_{\max} = 0,916 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 2,0 \text{ кА.}$$

Отже, струмопровід відповідає номінальним параметрам системи ВП.

2.8.4 Вибір кабелів

Вибір кабелів робимо для ЕД власних потреб А03-400М-6

$$P_{\text{ном}} = 200 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{ном}} = 24,4 \text{ А};$$

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ,}$$

по напрузі установки

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

по конструкції

Вибираємо кабель ААШВ

по економічній густині струму

$$q_3 = \frac{I_{\text{ном}}}{J_3}; \quad (2.89)$$

$$q_3 = \frac{24,4}{1,4} = 17,43 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Де $J_3 = 1,4$ –економічна густина струму

Приймаємо трижильний кабель $3 \times 25 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 70 \text{ (А)}$.

По допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \quad (2.90)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 70 = 60,9 \text{ (A)}.$$

де $k_2 = 0.87$ – поправочний коефіцієнт на температуру повітря

$$I_{\text{доп}} = 60,9 \text{ (A)} > 24 \text{ (A)}.$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.91)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{58,232 \cdot 10^6}}{98} = 77,867 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Так як, $q_{\text{min}} > 25 \text{ мм}^2$, то приймаємо переріз 95 мм^2 .

Приймаємо трьохжильний кабель ААШВ $3 \times 95 \text{ мм}^2$, $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, $I_{\text{доп}} = 165 \text{ А}$.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зменшення відповідно первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги.

2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого в колі ЛЕП напругою 220 кВ .

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по таблиці 4.11 [3].
Вибираємо вбудований трансформатор струму ТВ-220, параметри $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$; $Z_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$; $i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$; $I_{\text{тер}} = 50 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

– по напрузі установки:

$$U_{yct} = 220 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ};$$

– по допустимому струму:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,656 < I_{1\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 50,068 = i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

$$317,094 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 50^2 \cdot 3 = 7500,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

– по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{np} + R_k + R_{з.пров}$ – розрахункове навантаження;

R_k – опір контактів [1] ($R_k = 0,1 \text{ Ом}$);

$R_{з.пров}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{np} = \Sigma S_{np} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (таблиця 2.28).

Таблиця 2.28 – Тип та навантаження вимірювальних приладів

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
2	Ватметр	Д-305	0.5	–	0.5
3	Варметр	Д-305	0.5	–	0.5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1	–	1
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1	–	1
Сумарне значення			2,1	0,1	2,1

З таблиці 2.28 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\begin{aligned}\Sigma Z_{np} &= \Sigma S_{np} / I_{2н}^2; \\ \Sigma Z_{np} &= 2,1 / 1^2 = 2,1 \text{ (Ом)}.\end{aligned}\tag{2.92}$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$\begin{aligned}R_{з.пров.} &= Z_{2н} - \Sigma Z_{np} - R_{\kappa} \\ R_{з.пров.} &= 20 - 2,1 - 0,1 = 17,8 \text{ (Ом)}.\end{aligned}\tag{2.93}$$

Переріз кабелю, мм²:

$$q = \rho \cdot l_{розр} / R_{з.пров.}\tag{2.94}$$

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами до 1000 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 150 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]: $l_{розр} = 150$ м; тоді:

$$q = 0,0175 \cdot 150 / 17,8 = 0,147 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,5} + 0,1 + 2,1 = 3,95 \text{ Ом} < Z_{2н} = 20 \text{ (Ом)}.$$

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору представлено в таблиці 2.29.

Таблиця 2.29 – Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму
1	На генераторі ТВ2-100-2	ТШ-20-10000/5
2	Шини ВРП-220 кВ	ТВ-220
3	Шини ВРП-35 кВ	ТОЛ-35-III-УХЛ1
4	На стороні ВН ТЗ	ТВТ-220
5	На стороні СН ТЗ	ТВТ-35
6	На виводах БТ-1-6	ТВТ-220
7	В системі ВП	ТШЛ-10

2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого на ЛЕП 220 кВ.

Приймаємо трансформатор напруги: НКФ-220-58У1 $U_{нл} = 220$ кВ.

$$U_{1ном} = 220000/\sqrt{3} \text{ кВ};$$

$$U_{2ном} = 100/\sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{2дод} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2ном,0,5} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розн.},$$

де $S_{2н} = 400$ (В·А) (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розн.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розн.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 2.30). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Таблиця 2.30 – Тип вимірювальних приладів

Назва приладу	Тип	S однієї катушки, В·А	К-ть кот.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P, Вт	Q, В·Ар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	10	–
Лічильник активної енергії	И680	2,0	2	0,38	0,925	2	4,87
Фіксувальний прилад	ФІП	3	-	1	0	3	-
Сумарне значення						31	4,87

Розрахункове навантаження

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (2.95)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{31^2 + 4,87^2} = 31,38 \text{ (В·А)},$$

$$S_{2розр} = 31,38 \text{ В·А} < S_{2н} = 400 \text{ (В·А)},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Результати вибору інших трансформаторів напруги показано в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31 – Тип вимірювальних приладів

Місце встановлення	Тип	U, В	U _{2н} , В
ТВ2-100-2	ЗНОМ-15-63У2	13800 / $\sqrt{3}$	100 / $\sqrt{3}$
ВРП-220 кВ	НКФ-220-58У1	220000 / $\sqrt{3}$	100 / $\sqrt{3}$
ВРП-35 кВ	ЗНОМ-35-72У1	35000 / $\sqrt{3}$	100 / $\sqrt{3}$
В системі ВП	ЗНОЛ.09-6У2	6600 / $\sqrt{3}$	100 / $\sqrt{3}$

2.10 Вибір розрядників

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2, с. 364]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Обрані розрядники занесені до таблиці 2.32.

Таблиця 2.32 – Параметри обраних розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ-1-6 з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи БТ-1-6 з боку генераторів	РВМ-15У1
ЛЕП 35 кВ	ОПН-35У1
Виводи СН ТЗ	ОПН-35У1
Виводи ВН ТЗ	ОПН-220У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220У1
Виводи ПРТВП	ОПН-35У1
Виводи TV з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи TV з боку ВРП-35 кВ	ОПН-35У1
Нейтраль трансформатора БТ-1-5	ОПН-110У1

РОЗДІЛ 3

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.

3.1 Організація і технологія виконання робіт з монтажу

1.1. У відповідності зі СНиП 12-01-2004 "Організація будівництва" до початку виконання будівельно-монтажних (у тому числі підготовчих) робіт на об'єкті замовник повинен одержати в установленому порядку дозвіл на виконання будівельно-монтажних робіт. Виконання робіт без вказаного дозволу забороняється.

1.2. Підготувати місця для складування матеріалів, інвентарю, ін. Необхідного обладнання.

Організація транспортування, складування та зберігання матеріалів, деталей, конструкцій і обладнання повинна відповідати вимогам стандартів і технічних умов і виключати можливість їх пошкодження, псування та втрат.

1.3. Забезпечити зв'язок для оперативно-диспетчерського управління виробництвом робіт.

1.4. Забезпечити будівельний майданчик протипожежним водопостачанням та інвентарем, освітленням і засобами сигналізації.

1.5. Виконати геодезичну розбивку осей споруди з оформленням акту зі схемами розташування знаків розбивки і даними про прив'язку до базисної лінії і висотної опорної мережі.

1.6. Скласти акт готовності об'єкта до виробництва робіт.

1.7. Вакуумні вимикачі ВВ / TEL призначені для експлуатації в мережах трифазного змінного струму частотою 50 Гц номінальною напругою до 10 кВ з ізолюваною і компенсованою нейтраллю в нормальних і аварійних режимах.

1.8. Вакуумні вимикачі ВВ / TEL застосовуються в комірках КРУ внутрішньої і зовнішньої установки, а також в камерах КСВ, як при новому будівництві, так і при заміні вимикачів.

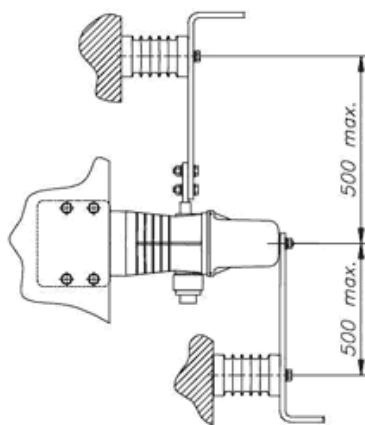


Рисунок 3.1- Встановлення додаткових ізоляторів для апаратів з струмом 1000 А

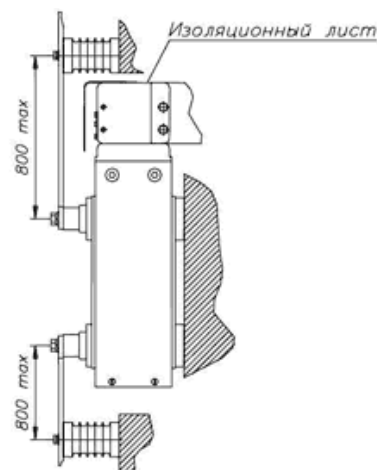


Рисунок 3.2 - Встановлення додаткових ізоляторів для апаратів з струмом 1600 А

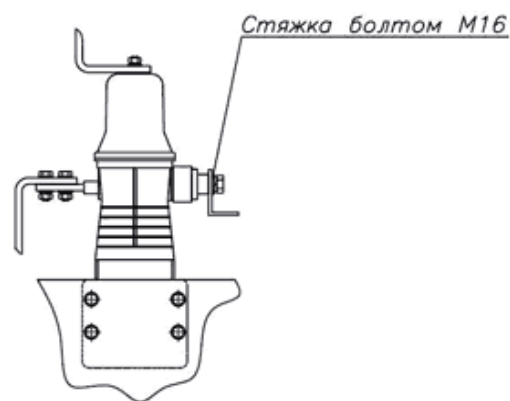
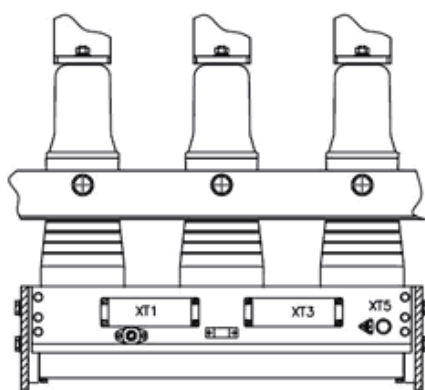


Рисунок 3.3 - Кріплення вимикача стяжкою

Точки кріплення (1 і 2), а також моменти затягування, типи болтів, необхідних для кріплення вимикача до несучих металоконструкцій і до ошиновки, представлені на рис.3.6а для апаратів на номінальний струм 1000 А і на рис.4.1 для апаратів на номінальний струм 1600 А. При кріпленні до висновків ВВ / ТЕМ на 1600 А для компенсації крутних моментів висновків головного ланцюга ВВ утримувати контакт ключем на 46 відповідно до рис.

1.18. Монтаж ошиновки. Ошиновка вимикачів повинна проводитися шинами, підігнаними до висновків апарату. Неприпустимо притягання шин до висновків апарату, при якому створюються статичні зусилля в напрямку, перпендикулярному осі полюса, що перевищують нормовані значення. Максимальні нормовані значення статичних зусиль, створюваних ошиновкою, представлені на рис. вимикачів на номінальний струм 1000 А і рис.4.5 на номінальний струм 1600 А.

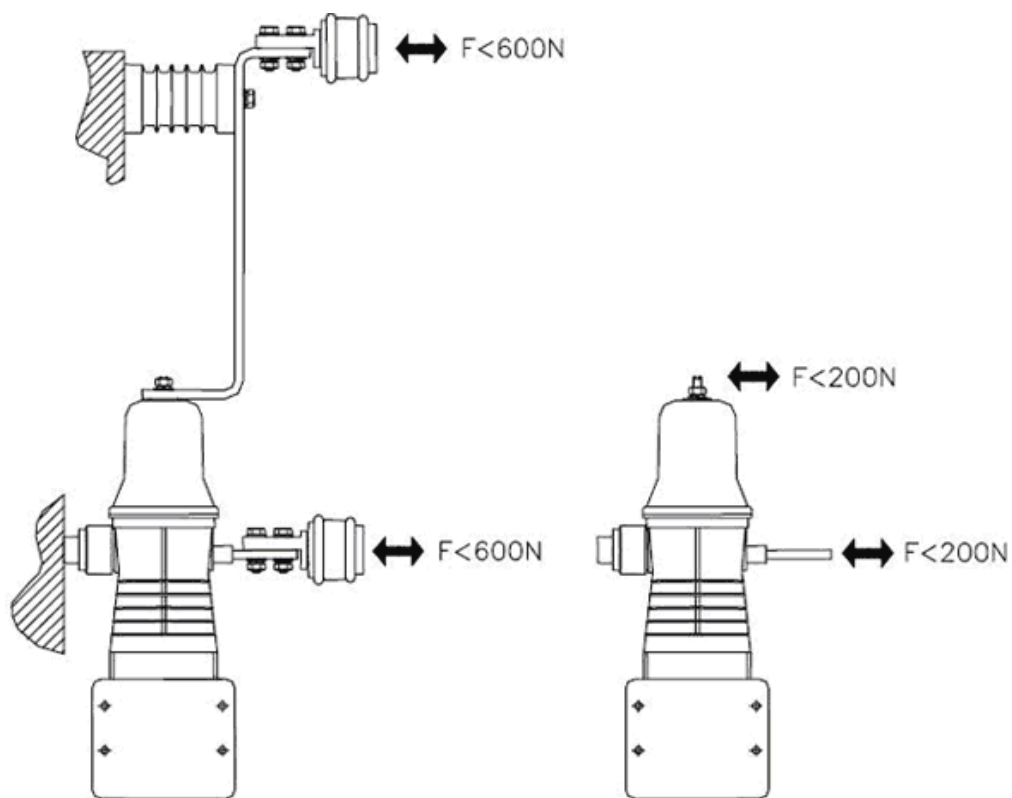


Рисунок 3.5 - Максимальні значення зусиль апарату на струм 1000 А

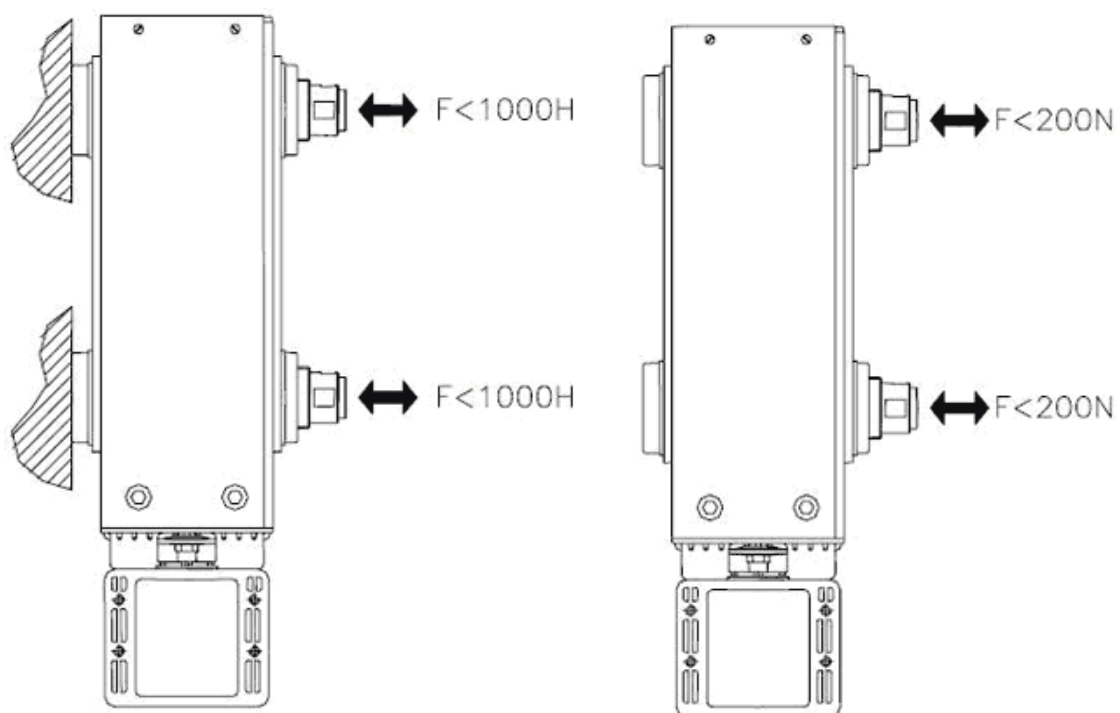


Рисунок 3.6 - Максимальні значення зусиль апарату на струм 1600 А

3.2 Вимоги до якості та приймання робіт

1.1. На всіх етапах робіт слід виконувати виробничий контроль якості будівельно-монтажних робіт, який включає в себе вхідний контроль робочої документації, конструкцій, виробів, матеріалів і устаткування, операційний контроль окремих будівельних процесів або виробничих операцій і приймальний контроль проміжних і остаточних циклів робіт. Склад контрольованих показників, обсяг і методи контролю повинні відповідати вимогам СНиП.

1.2. Якість виробництва робіт забезпечується виконанням вимог технічних умов на виробництво робіт, дотриманням необхідної технічної послідовності при виконанні взаємозалежних робіт, технічним контролем за ходом робіт.

Контроль якості будівельно-монтажних робіт повинен здійснюватися фахівцями або спеціальними службами, оснащеними технічними засобами, що забезпечують необхідну достовірність і повноту контролю.

1.3. При вхідному контролі робочої документації повинна проводитися перевірка її комплектності і достатності міститися в ній технічної інформації для виконання робіт.

1.4. При вхідному контролі конструкцій, виробів, матеріалів і устаткування слід перевіряти зовнішнім оглядом їх відповідність вимогам стандартів або інших нормативних документів і робочій документації, а також наявність і зміст паспортів, сертифікатів та інших супровідних документів. Результати вхідного контролю фіксуються в Журналі обліку результатів вхідного контролю.

1.5. Операційний контроль здійснюється в ході виконання будівельних процесів або виробничих операцій з метою забезпечення своєчасного виявлення дефектів і вжиття заходів щодо їх усунення та попередження.

При операційному контролі слід перевіряти дотримання заданої в проектах виконання робіт технології виконання будівельно-монтажних процесів; відповідність виконуваних робіт робочим кресленням, будівельним нормам і правилам. Особливу увагу слід звертати на виконання спеціальних заходів при будівництві на просадних ґрунтах, в районах із зсувами і карстовими явищами,

вічної мерзлоти, а також при будівництві складних і унікальних об'єктів.

Результати операційного контролю фіксуються також у Журналі загальних робіт

1.6. Приймальний контроль проводиться для перевірки та оцінки якості закінчених будівництвом об'єктів або їх частин, а також прихованих робіт і окремих відповідальних конструкцій.

1.7. Після закінчення виконання монтажних робіт проводиться їх огляд Замовником і документальне оформлення зі складенням Акта проміжного приймання відповідальних конструкцій. До даного акту необхідно додати:

- Виконавчу схему готової конструкції з прив'язкою до базису осей, із зазначенням геометричних розмірів і висотних відміток. Виконавча схема складається в одному примірнику, у вигляді окремого креслення, за підписом головного інженера Підрядника;

- Паспорти, сертифікати якості та лабораторні висновки на застосовувані будівельні матеріали, конструкції та вироби.

Вся приймально-здавальна документація повинна відповідати вимогам СНиП 12-01-2004.

1.8. На об'єкті будівництва повинен вестися Загальний журнал робіт, Журнал авторського нагляду проектної організації і Оперативний журнал геодезичного контролю.

3.3 Калькуляції витрат праці та машинного часу

1.1. Калькуляції витрат праці та машинного часу на монтаж вакуумного вимикача наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 3.1 - Калькуляції витрат праці та машинного часу на монтаж вакуумного вимикача

N п/ п	Найменування технологічної операції	Од. вим.	Обсяг робіт	Обґрунтування ГЕСН	Норми часу		Витрати праці	
					робітників, люд.-год	робота машин, маш.-год	робітників, люд.-год (гр.4 · гр.2)	робота машин, маш.-год (гр.5 · гр.2)
1	Монтаж вимикача вакуумного 10 кВ	шт.	1	08-01-059	7,95	1,01	7,95	1,01
	Разом:						7,95	1,01

1.2. Витрати праці і часу підраховані відносно ГЕСНм-2001, збірник 8 "Електротехнічні установки".

3.4 Графік виконання робіт

1.1. Приклад складання графіка виконання робіт наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Графік виконання робіт

N п/п	Найменування технологічних операцій	Од. вим..	Об `єм робіт	Ухвалений склад ланки	Продовж- ність операції, годину	Перша зміна							
						1	2	3	4	5	6	7	8
1	Монтаж вимикача вакуумного 10 кВ	шт.	1	3 чол.	3,97								

1.2. При складанні графіка виконання робіт рекомендується виконання наступних умов:

1.2.1. У графі "Найменування технологічних операцій" наводяться в технологічній послідовності всі основні, допоміжні, супутні робочі процеси і операції, що входять в комплексний будівельний процес, на який складена технологічна карта.

1.2.2. У графі "Прийнятий склад ланки" наводиться кількісний, професійний і кваліфікаційний склад будівельних професій для виконання кожного робочого процесу і операції залежно від трудомісткості, обсягів і термінів виконання робіт.

При цьому необхідно прагнути зберігати сталість складу комплексних і спеціалізованих ланок (бригад) на весь час виконання робіт.

1.2.3. У графіку робіт вказуються послідовність виконання робочих процесів і операцій, їх тривалість і взаємна ув'язка по фронту робіт у часі.

1.2.4. Тривалість виконання комплексного будівельного процесу, на який складена технологічна карта, повинна бути кратною тривалості робочої зміни при однозмінній роботі або робочим добі при двох- і тризмінній роботі.

3.5 Матеріально-технічні ресурси

1.1. Потреба в машинах і устаткуванні.

1.1.1. Механізація будівельних, монтажних і спеціальних будівельних робіт при зведенні об'єкта повинна бути комплексною і здійснюватися комплектами будівельних машин, устаткування, засобів малої механізації, необхідної монтажної оснастки, інвентаря і пристроїв.

1.1.2. Засоби малої механізації, обладнання, інструмент, технологічне оснащення, необхідні для виконання монтажних робіт, повинні бути скомплектовані в Нормокомплекти відповідно до технології виконуваних робіт.

1.1.3. При виборі машин і установок необхідно передбачати варіанти їх заміни в разі потреби. Якщо передбачається застосування нових будівельних машин, установок і пристосувань, необхідно вказувати найменування та адресу організації або підприємства-виробника.

1.1.4. Перелік основного необхідного обладнання, машин, механізмів, технологічного оснащення, інструменту та пристосувань наведено в таблиці .

Таблиця 3.3 - Перелік основного необхідного обладнання

N п/п	Найменування машин, механізмів, верстатів, інструментів і матеріалів	Марка	Од. вим.	Кількість
1	Кран автомобільний, Q = 10,0 т	КС-3551	шт.	1
2	Автомобіль бортовий, Q = 8,0 т	КРАЗ	"	1
3	Автомобільний навантажувач	4045	"	1
4	Жилети помаранчеві		"	3
5	Захисні каски	ГОСТ 39-124-81	"	3

1.2. Потреба в основних матеріалах, виробих і конструкціях наведена в таблиці 6.4

Таблиця 3.4 - Потреба в основних матеріалах

N п/п	Найменування матеріалів, виробів та конструкцій	Од. вим.	Потреба на 1 вимикач
1	Фарба	кг	0,12
2	Електроди діаметром 4 мм Е42А	кг	2,8

1.3. Техніко-економічні показники

1.1. Роботи з монтажу вакуумного вимикача виконує ланка чисельністю - 3 чол., У тому числі:

Машиніст автокрана - 1 чол.

Водій автомобіля 1 класу - 1 чол.

Машиніст автонавантажувача - 1 чол.

Електромонтажник 4 розряду - 2 чол.

1.2. Витрати праці на монтаж вимикача складають:

Трудовитрати робітників - 7,95чол.-год.

Машинного часу - 1,01маш.-год.

РОЗДІЛ 4

АНАЛІЗ ВАКУУМНОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

Останнім часом ідуть дискусії про переваги застосування вакуумної або елегазової комутаційної техніки в мережах середньої напруги в східноєвропейських країнах. Застосування того або іншого виду комутаційного устаткування в Західній Європі, на відміну від Східної, вже давно визначило свої напрямки розвитку комутаційного устаткування для застосування в мережах середнього класу напруги. По параметрах високої надійності, екологічності, простоти обслуговування і експлуатації, діапазонам номінальних параметрів і економічності для всіх комутаційних операцій найбільш доцільними є застосування:

- у мережах середньої напруги – вакуумних вимикачів,
- у мережах високої напруги - елегазових вимикачів.

Як показує аналіз ринку електротехнічного обладнання, попит на вакуумні вимикачі на світовому ринку досяг 64-65%. Очікуваний попит ринку на вакуумну комутаційну техніку найближчим часом складе 85% усього ринку комутаційної техніки середньої напруги.

4.1 Загальна характеристика

Як основні переваги вакуумних вимикачів перед іншими типами вимикачів на середній клас напруги можна відзначити наступні:

1. Висока надійність

До показників надійності елементів схем електричних з'єднань відносять частоту відмов, час відновлення, частоту і тривалість капітального і поточного ремонтів. За інших рівних умов, тобто, якщо навіть врахувати, що частота відмов і час відновлення після аварії рівні для вакуумних і традиційних вимикачів, то частота і тривалість ремонту останніх поза сумнівом вище.

Наприклад, для малооливного вимикача ВК-10, оливу необхідно замінити після 10 операцій вимкнення струму 20 кА. Після здійснення вимикачем 2000 циклів операцій увімкнення-вимкнення (У-В), необхідно проводити технічне обслуговування приводу. Після здійснення вимикачем 3000 циклів операцій УВ необхідно проводити капітальний ремонт. А середній ремонт вимикача повинен проводитися не рідше як один раз в 4 роки.

Вакуумні вимикачі є такими, що практично не потребують обслуговування. Огляд і періодичні перевірки рекомендується проводити один раз в 3-5 років. Під час цих перевірок необхідно провести високовольтні випробування вакуумної дугогасильної камери і ізоляції вимикача, а також перевірити перехідний опір контактів.

2. Низькі експлуатаційні витрати

Цей пункт безпосередньо витікає з попереднього. Низькі експлуатаційні витрати визначаються відсутністю оливного (для оливних вимикачів) та компресорного (для повітряних вимикачів) господарств. Крім того вакуумна дугогасильна камера (ВДК) не вимагає поповнення дугогасильного середовища (surroundings). Висока комутаційна зносостійкість дозволяє значно скоротити витрати по обслуговуванню, а також перерви в електропостачанні, пов'язані з виконанням регламентних робіт.

3. Високий комутаційний і механічний ресурс

Кількість вимикань номінальних струмів, що допускається без ревізій і ремонту ВДК, досягає 50 тисяч, а номінальних струмів вимкнення (струмів короткого замикання) - від 20 до 200 залежно від типу ВДК і значення струму. При експлуатації малооливних вимикачів необхідно проводити ревізію після 1000-2000 вимкнень номінального струму або 3-12 вимкнень номінального струму вимкнення. Високий механічний ресурс вакуумних вимикачів обумовлений в першу чергу тим, що хід контактів ВДК складає від 6 до 12 мм на напругу 6-10 кВ. Для оливних і електромагнітних вимикачів на цю ж напругу хід контактів досягає 100-200 мм, а, отже, застосовується складніша

конструкція приводу, що вимагає великих витрат енергії на увімкнення та вимкнення вимикача, що призводить до необхідності постійного контролю і перевірок стану деталей приводу. Це також підвищує експлуатаційні (exploitation) витрати на утримання вимикача.

Високий комутаційний і механічний ресурс дозволяють застосовувати вакуумні вимикачі в схемах з частими комутаціями - для трансформаторів сталеплавильних печей, комутацій насосів, компресорів тощо

4. Безпека експлуатації і екологічність

Для вакуумних вимикачів характерні мала енергія приводу, малі нижче за масу і габарити традиційних вимикачів при однакових номінальних параметрах струму і напруги. Все це забезпечує безшумність роботи і запобігає забрудненню довкілля.

Герметичність виконання ВДК і відсутність середовища, що підтримує горіння, забезпечує високу пожежо- і вибухобезпечність і можливість роботи в агресивних середовищах.

За динамічні навантаження і відсутність викиду газів, оливи. Їх маса і габарити значно даними фірми «Дженерал Електрик» проектується вимикач напругою 242 кВ з п'ятьма дугогасильними камерами на полюс і струмом вимкнення до 40 кА. Компоновка вимикача така ж як у бакових елегазових вимикачів. У Японії побудовано і введено в експлуатацію вакуумний вимикач на напругу 160 кВ, струм вимкнення 40 кА, що має всього два розриви на полюс. Роботи та дослідження по вдосконаленню методів гасіння дуги у вакуумній та конструкції дугогасильних камер інтенсивно продовжуються і в Україні, в першу чергу на Рівненському заводі високовольтної апаратури "РЗВА-Електрик".

4.2 Програма «Ретрофіт»

В даний час в експлуатації знаходиться велика кількість розподільних пристроїв 10 (6) кВ колишніх років випуску (60-х і, навіть 50-х і кінця 40-х років минулого

століття). Типовою є ситуація, коли для заміни старих комірок потрібен великий обсяг будівельних робіт, що не завжди можливо без виведення об'єкта з експлуатації та припинення електропостачання, або коли конструкція старих комірок, хоч і застаріла, але не настільки критично, щоб вимагати негайної заміни. Чого не скажеш про вимикачі - масляні і електромагнітні, які не тільки виробили свій ресурс, але і застаріли морально і більше не гарантують надійність енергопостачання.

ЗАТ «Високовольтний Союз» пропонує продовжити термін служби подібних КРУ і КСО завдяки спеціально розробленій програмі Ретрофіт. Програма Ретрофіт припускає заміну відпрацювавших свій ресурс комутаційних апаратів на сучасні, надійні і довговічні вакуумні вимикачі серії ВР.

Ретрофітом (retrofit від англійського retro - «застаріле, старе» і fit - «пристосовувати, вбудовувати») називається оновлення обладнання, що знаходиться в експлуатації, за допомогою сучасних компонентів без зміни конструкції і оболонки. У багатьох країнах Ретрофіт є ключовою частиною державних програм з відновлення, модернізації та подальшого розвитку енергосистем.

Оновлення енергогосподарства за програмою Ретрофіт вимагає мінімальних витрат і проводиться в найкоротші терміни, оскільки існуючі в модернізованих КРУ блокування і схеми релейного захисту не вимагають доопрацювання. Фахівці Високовольтного Союзу мають багатий практичний досвід реконструкції комірок КРУ і КСО практично всіх серій, що випускалися на заводах країн СНД в колишні роки. Досвід експлуатації КРУ, відновлених завдяки програмі Ретрофіт, показав ефективність такого підходу, а вакуумні вимикачі виробництва підприємств ЗАТ «Високовольтний союз» найкращим чином підходять для цих цілей.

Практика модернізації розподільчих пристроїв, які знаходяться в експлуатації, поширена в ринково орієнтованих країнах вже кілька десятирічч, поступово набула поширення і в Україні. Сьогодні ряд вітчизняних виробників пропонує свої рішення. Головні переваги програми «Ретрофіт» від компанії «Високовольтний союз» - глибоке знання фахівцями комутаційної і розподільної апаратури, адже більшість вимикачів, які сьогодні вимагають заміни, але ще працюють, навіть, незважаючи на

перевищення ресурсу, - саме апарати виробництва РЗВА. Вимикачі серії ВР характеризуються високою надійністю, невибагливістю в експлуатації і високим комутаційним ресурсом. Таким чином, термін служби розподільчих пристроїв що реконструюються 10 (6) кВ можна знову продовжити, як мінімум на 25 років.

Способи реконструкції

Підприємства Високовольтного союзу виробляють широкую лінійку вакуумних вимикачів класу напруги 10 (6) кВ, починаючи від легких апаратів (на номінальні струми 630 А і струми відключення 12,5 кА) і, закінчуючи важкими апаратами (на номінальні струми 3150 А і струми відключення 40 кА). Всі вимикачі серії ВР, як легкі, так і важкі, побудовані на основі єдиних конструктивних принципів, і їх застосування в межах одного РП 10 (6) кВ або підстанції, які підлягають реконструкції, виключає багатоваріантність конструкцій що підлягають вводу та створює додаткові зручності для обслуговуючого персоналу.

Залежно від типу комірок 10 (6) кВ, що реконструюються, фінансових і технічних можливостей замовника, Високовольтний союз пропонує три способи реконструкції:

реконструкція КРУ і КСО за допомогою комплектів монтажних частин (КМЧ) з вакуумними вимикачами ВР;

реконструкція старого візка елемента викочування КРУ за допомогою універсального модуля з вакуумним вимикачем ВР;

установка в КРУ нового елемента викочування з вимикачем ВР замість старого.

Комплекти монтажних частин з вимикачами ВР

Реконструкція за допомогою вимикачів ВР з комплектом монтажних частин - найбільш економічний (але і найбільш трудомісткий) спосіб модернізації КРУ чи КСО.

Типовий комплект монтажних частин складається з рами, набору опорних і монтажних кріплень, струмоведучих шин (мідних або алюмінієвих), опорних ізоляторів з епоксидного компаунда, розділених джгутів з відповідним маркуванням, обмежувачі перенапруг (ОПН) і, власне, вакуумного вимикача.

При такому способі реконструкції (модернізації) монтажникам на місці необхідно виконати певний обсяг робіт: демонтаж старого вимикача, доробка шафи КСО або елемента викочування КРУ, збірка, установка і закріплення в КРУ (КСО) монтажної рами, монтаж на ній вимикача, монтаж струмоведучих шин, під'єднання тяг блокувань, підключення джгутів, установка ОПН та ін. У більшості випадків при монтажі не вимагається проведення зварювальних робіт, а тільки висвердлювання додаткових отворів для кріплення рами.

Реконструкція (модернізація) КРУ за допомогою комплектів монтажних частин має очевидні переваги у разі виконання робіт на об'єктах, віддалених від сервісних центрів виробника, крім того - це єдиний спосіб реконструкції КСО. Приклади монтажних комплектів показані на рис. 4.1 - рис. 4.2.

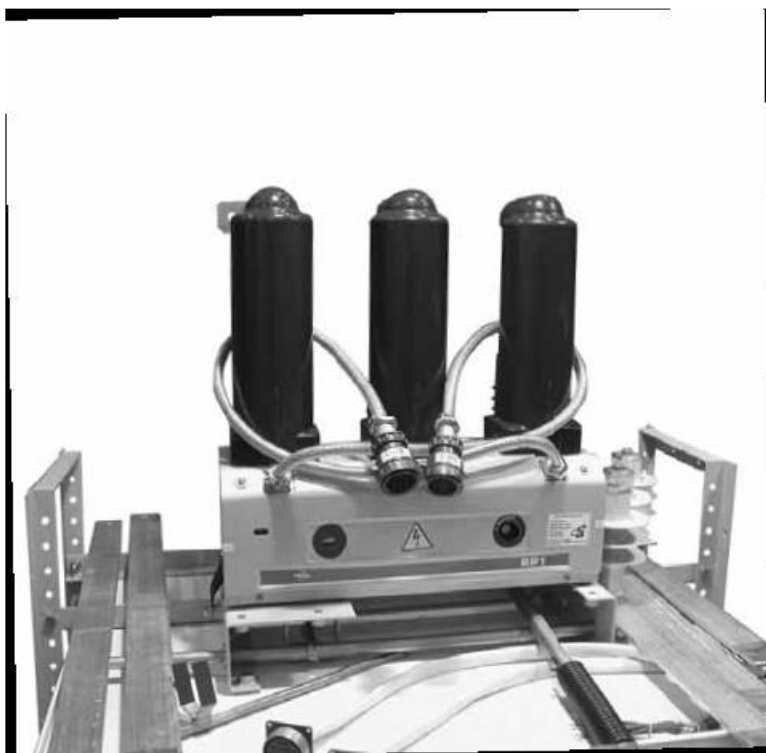


Рисунок 4.1 - Комплект монтажних частин з вимикачем VP1 для реконструкції КСО



Рисунок 4.2 - Комплект монтажних частин з вимикачем ВР1, встановлений в КСО

Класифікація КСО та КРУ що підлягають реконструкції

Грунтуючись на власному досвіді реконструкції великої кількості розподільних пристроїв 10 (6) кВ різних років випуску від різних виробників, загальності їх конструктивних принципів, а так само їх цільове призначення, всі РП, що підлягають реконструкції, можна умовно розділити на шість великих груп:

розподільні пристрої зі стаціонарно встановленими вимикачами - камери збірні одностороннього обслуговування (КСО); комплектні розподільні пристрої типів КРН-II, КРН-III, КРН-10 та ін.; бетонні камери;

комплектні розподільні пристрої внутрішньої і зовнішньої установки з вимикачами, встановленими на викочуваних елементах;

комплектні розподільні пристрої серій типу КМ1;

ввідні шафи КРУ, розраховані на більші струми;

комплектні розподільні пристрої закордонного виробництва;

комплектні розподільні пристрої спеціального та цільового призначення (розподільні пристрої власних потреб теплових і атомних електростанцій, екскаваторні шафи і т.і.).

Приклади реконструкції КРУ за допомогою КМЧ з вимикачами ВР

На фотографіях (рис. 4.7) на прикладі КРУ серії КРУ 2-10 з вимикачем ВМПЕ-10 (виробництва РЗВА) показана послідовність робіт з реконструкції викочуваних елементів комплектних розподільних пристроїв минулих років випуску за допомогою комплекту монтажних частин з вимикачами ВР. Знімки виконані під час шефмонтажу на одному із промислових підприємств України.

Особливості реконструкції полягали в наступному:

реконструйована комірка керує електродвигуном діючої промислової установки із змінним циклом, тому на реконструкцію було відведено порівняно невеликий час, що визначається технологічною перервою в роботі обладнання;

при будівництві розподільного пристрою в 1979 році, шафи були змонтовані зі значним перекосом, що вимагало додаткових регулювань при збірці елементу викочування з вимикачем ВР.

Роботи проводилися персоналом замовника (3 особи) під керівництвом фахівця РЗВА. Реконструкція виконувалася безпосередньо в приміщенні розподільного пристрою. При роботі використовувався тільки ручний електроінструмент. Реконструкція виконана менш ніж за одну робочу зміну.

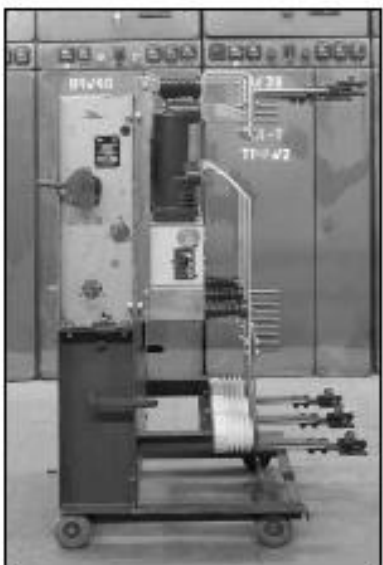
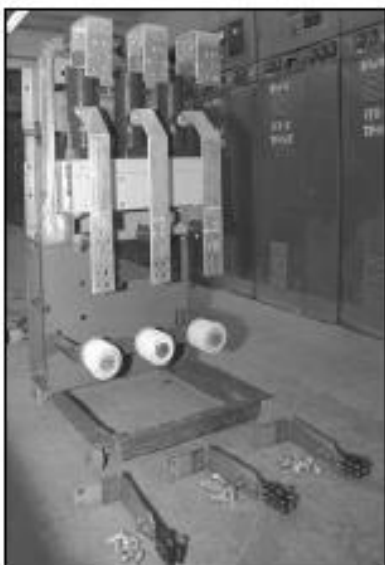


Рисунок 4.7 – Послідовність робіт з реконструкції



Рисунок 4.7 – Послідовність робіт з реконструкції (Продовження)

Перерахуємо основні технічні та конкурентні переваги ретрофітових проектів і рішень: екологічна безпека, надійність і функціональність, відсутність масляного господарства, не потребує обслуговування комутаційного обладнання, шефмонтаж і навчання персоналу, модернізація без порушення енергопостачання споживачів (за рахунок локальної модернізації кожної окремої комірки і використання резервних фідерів), телеуправління і телесигналізація, повна адаптація до діючих схем релейного захисту, можливість застосування захистів будь-якого рівня складності (від електромеханічних до цифрових реле).

Порівняльний аналіз ремонтних робіт, придбання нового КРУ і Ретрофіта представлені в наступній таблиці:

Таблиця 4.1 – Порівняльний аналіз

Критерій	Ремонт	Ретрофіт	Нове КРУ
Вартість, порівнюючи із Ретрофітом	1/4	1	3
Строк введення у дію однієї комірки, дні	5	2	14
Термін роботи, років	2-5	25	25
Функціональні можливості, порівнюючи з новим КРУ	15%	95%	100%

РОЗДІЛ 5

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРУ.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [13].

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 220 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення. Розрахунок заземлення та системи блискавкозахисту наведено у ДОДАТКУ В.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована КЕС, встановлена потужність якої 600 МВт. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Основне електротехнічне обладнання, що було обрано для спроектованої станції:

1. Шість турбогенераторів типу ТВ2-100-2 номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 100$ МВт.

2. Три блочних трансформаторів приєднаних до РУ ВН 220 кВ: БТ1-3, типу ТДЦ-250000/220; два трансформатори зв'язку типу ТДТН-40000/220/35.

3. Система власних потреб, яка забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення системи ВП станції здійснюється від нижньої сторони трансформаторів зв'язку і через пускорезервний трансформатор ВП (ПРТВП) - ТДН-10000/35 , а також 6-ти робочих трансформаторів власних потреб (ТВП): – ТМН-6300/20 для блоків 100 МВт.

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 220 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 35 кВ. Обидва розподільчі пристрої 220 і 35 кВ – відкриті (ВРП). Для ВРП 220 кВ на основі техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема зв'язаних п'ятикутників, від ВРП 220 кВ відходять чотири повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) 220 кВ, які зв'язують КЕС і енергосистему. Для ВРП 35 кВ була прийнята схема зв'язаних чотирикутників, від ВРП 35 кВ відходить чотири ПЛЕП 35 кВ.

Розподільчі пристрої власних потреб 6,3 кВ виконані за схемою дві системи збірних шин.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Виконаний розрахунок захисного заземлення і блискавкозахисту.

Для номінальної напруги 6-35 кВ на сучасному рівні розвитку електроапаратобудування оптимальним є вакуумний вимикач, а не елегазовий (порівнюючи їх експлуатаційні та цінові характеристики).

Вакуумні вимикачі вітчизняних виробників, в першу чергу «РЗВА – Електрик», зарекомендували себе як дуже надійні, прості в обслуговуванні (точніше – не потребують обслуговування) апарати. Їх класичне компонування, наявність механічної заціпки, різноманітні конструкції приводів давно здобули симпатії у багатьох енергетиків.

Без сумніву, оливний вимикач дещо дешевший. Проте він вже став архаїзмом через обмежені технічні можливості й необхідність якимось чином утилізувати відходи оливи. Вітчизняними виробниками розроблено вкатні елементи з вакуумними вимикачами для модернізації таких комірок КРУ та КРУН.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
5. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, ., В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с
8. Сергій Щербацький, Василь Свірідов, Олександр Сікорський, Валентин Урсуленко «ЗАСТОСУВАННЯ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19651/16268>
9. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
- 10 Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.

11. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
12. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
14. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
15. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р.
16. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк, С. В. Мисенко, В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.
17. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
18. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
19. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
20. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
21. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

ДОДАТКИ

Додаток А Протокол перевірки

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 600 МВт (6×100) із дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Матвієнко С.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	74%
Загальна схожість	26%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор _____ Іванов О.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я
(прізвище, ініціали) (підпис)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Додаток Б**Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 600 МВТ (6×100) ІЗ ДОСЛІДЖЕННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ
08-21.МКР.006.00.004 ТЗ**

Науковий керівник: к.т.н.,

_____ Матвієнко С.В.

Магістрант групи 1ЕС-23м

_____ Іванов О.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій;

б) наказ № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) проектування електростанцію типу КЕС із потужністю 600 МВт та дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

4. Вимоги до виконання.

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні

– Станція типу КЕС потужністю 600 МВт. Відстань до енергосистеми 80 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 420 МВт; номінальна потужність системи 12000 МВА; номінальний опір системи 0,27 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 40 МВт; номінальна напруга району 35 кВ

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південнемаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.

– показники технологічності: проектування КЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ТЕЦ, виконати проектування резервного живлення.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	01.09.24	09.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	10.09.24	05.10.24	розділ 2
4	Дослідження особливостей експлуатації обладнання розподільної установки	06.10.24	30.10.24	розділ 3
5	Економічна частина	01.11.24	10.11.24	розділ 4
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	11.11.24	16.11.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	плакати, презентація

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

Додаток В

Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 220 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом.

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x, h, L – беруться на підставі обраної схеми ВРП.

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,25 \cdot (h_0 - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0,$$

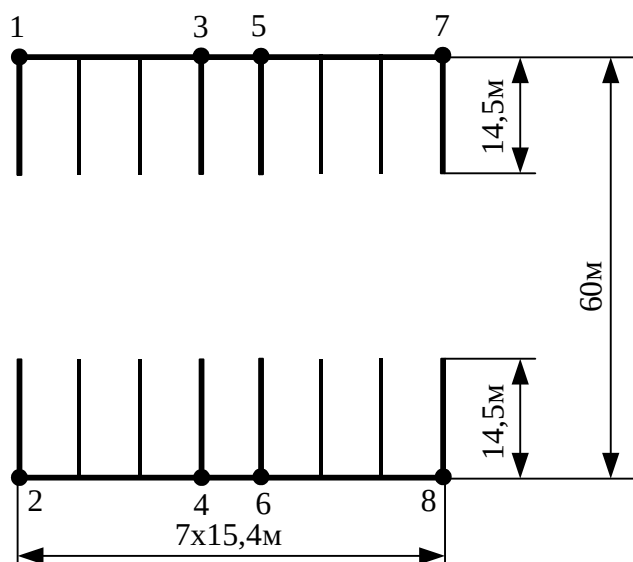


Рисунок 5.1 – План ВРП-220

Розрахуємо всі величини необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 17 \text{ м}, h = 36 \text{ м}, L = 15,4 \times 7 \text{ м},$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) = 1,5 \cdot (36 - 1,25 \cdot 17) = 22,125 \text{ м},$$

$$h_0 = 4 \cdot 36 - \sqrt{9 \cdot 36^2 + 0,25 \cdot 46,2^2} = 33,56 \text{ м},$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) = 3 \cdot (33,56 - 1,25 \cdot 17) = 36,93 \text{ м},$$

$$R = 4 \cdot 36 - 33,56 = 110,44 \text{ м}.$$

Для інших пар блискавковідводів розрахунки проводяться аналогічно, результати розрахунку приведемо в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Розраховані величини

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-3, 2-4	46,2	33,56	36,93	22,125
1-4, 2-3	75,73	29,56	24,91	22,125
1-2, 3-4	60	31,91	31,98	22,125

Намалюємо у масштабі отримані зони захисту. Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

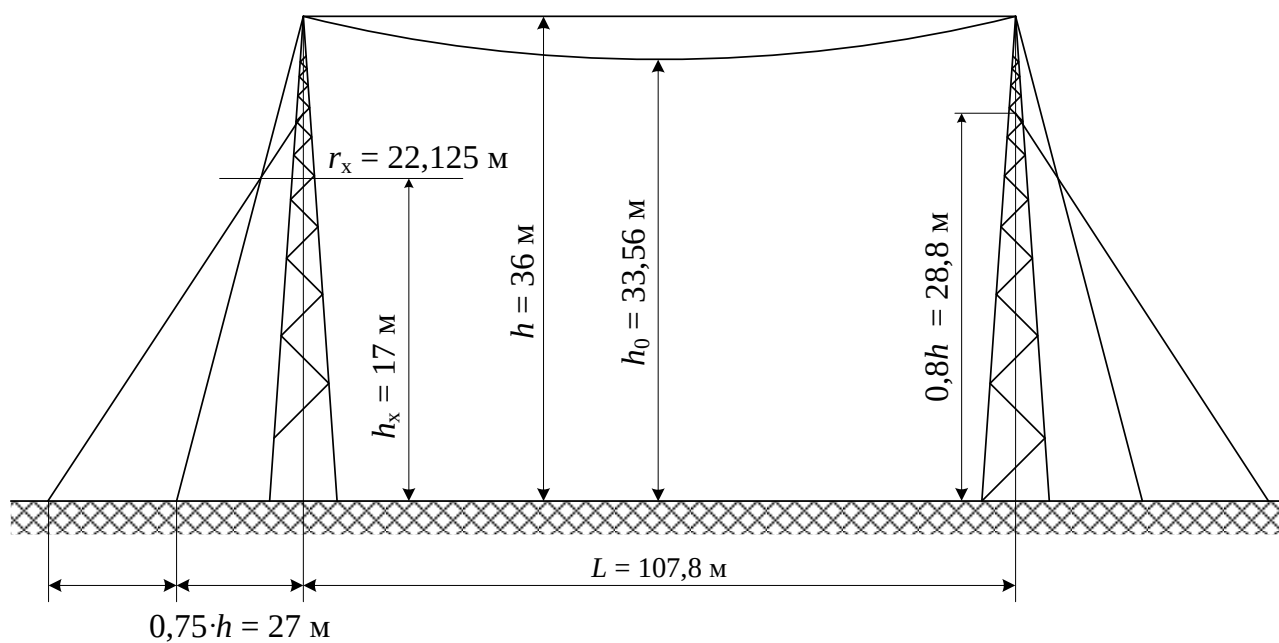


Рисунок 5.2 – Вид збоку на зону захисту РП блискавковідводами

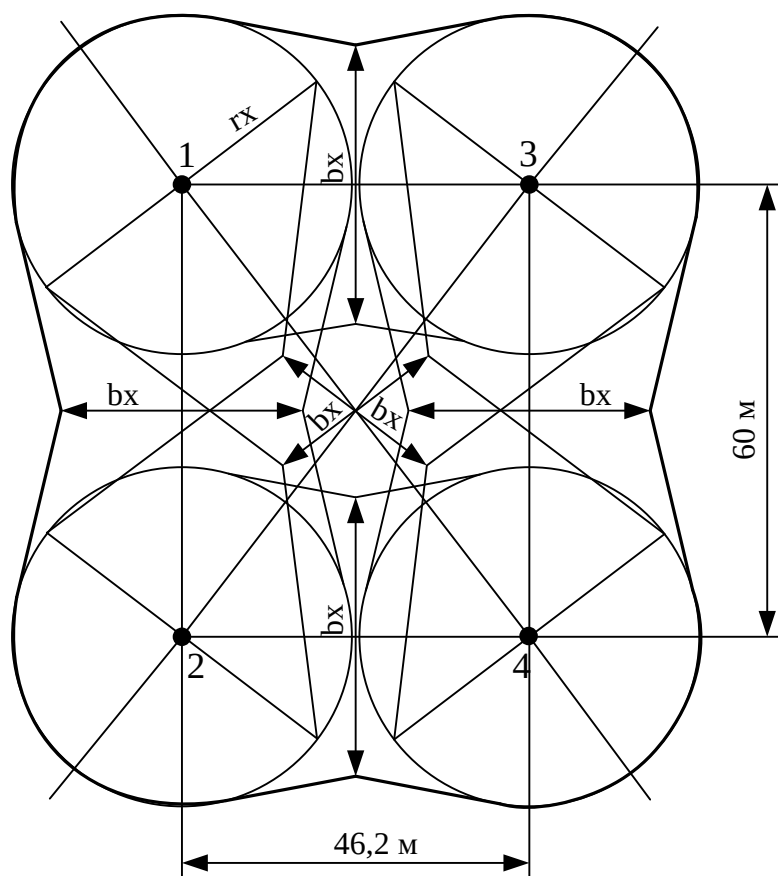


Рисунок 5.3 – Вид зверху на зону захисту РП блискавковідводами

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

Розрахунок заземлення для ВРП 220 кВ

Таблиця 2.36 – Вхідні дані для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-220 кВ
Площа, м ²	9240 (110×84)
Питомий опір верхнього (ρ ₁) та нижнього (ρ ₂) шарів ґрунту, Ом·м	150, 30
Товщина верхнього шару ґрунту (h), м	2
Глибина закладання ЗП (t), м	0,7

Опір заземлюючого пристрою [3,4]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв.}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв.}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

де A – функція відношення $(l_B + t) / \sqrt{S}$; $\rho_{екв.}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м; L_{Γ} , L_B – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

Таблиця 5.2 – Визначення величин

Найменування параметру	ВРП-220 кВ
Кількість вертикальних заземлювачів (n_B), шт	30
Довжина вертикального заземлювача (l_B), м	3,5
Середня відстань між вертикальними заземлювачами (a), м	16,10
$\sqrt{S}$, м	96,125
$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	5,00
$\frac{a}{l_B}$	4,0
$(h - t) / l_B$	0,371
$(l_B + t) / \sqrt{S}$	0,035

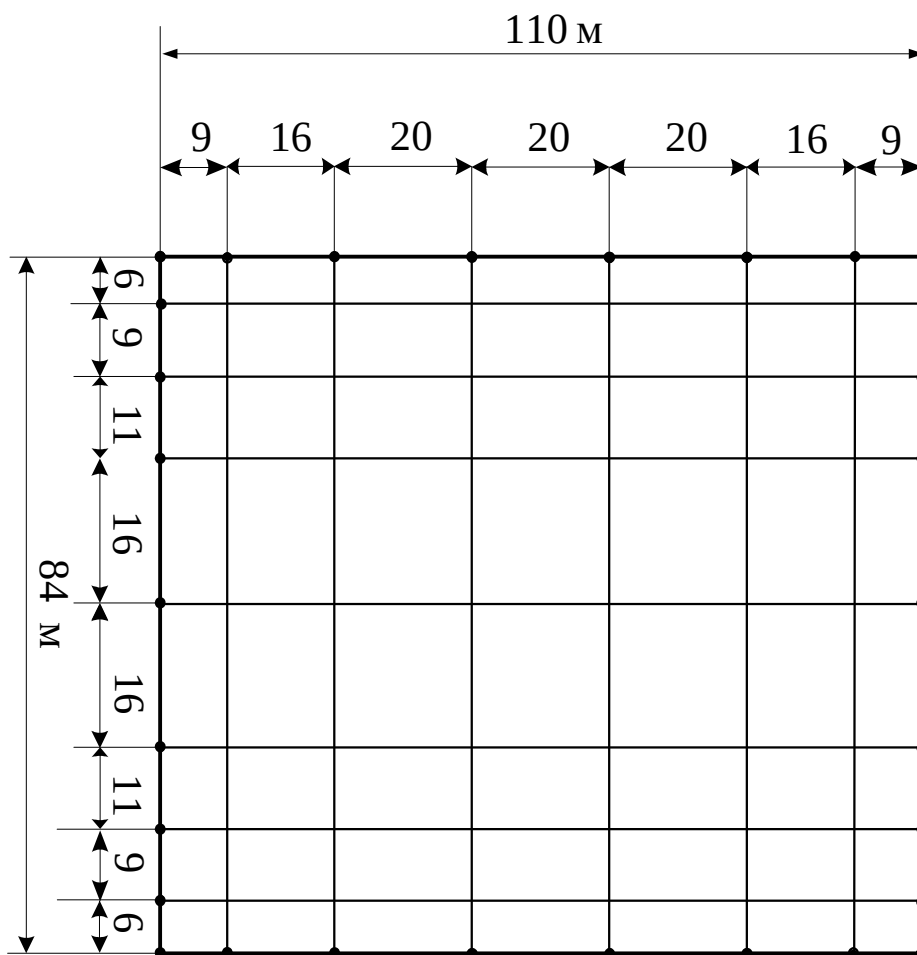


Рисунок 5.4-Схема заземлюючого пристрою ВРП-220 кВ

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (2.109)$$

$$A_1 = 0,444 - 0,84 \cdot 0,035 = 0,415.$$

З таблиці 7.6 [3] визначаємо, що

$$\rho_{екв.1} / \rho_1 = 1,8,$$

$$\rho_{екв.1} = 1,8 \cdot 150 = 270 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (110 \cdot 8 + 84 \cdot 9) + 3,5 \cdot 30 = 1741 \text{ м}.$$

Опір заземлюючого пристрою

$$R_3 = 0,415 \cdot \frac{270}{96,125} + \frac{270}{3500} = 1,243 \text{ Ом} > R_{зодон} = 0,5 \text{ Ом}.$$

На території ВРП є природні заземлювачі

а) системи «трос-опори»

$$R_{n1} = 1,0 \text{ Ом};$$

б) фундаменти опор

$$R_{n2} = 1,3 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо їх до заземлюючих пристроїв

$$R'_3 = \frac{1,0 \cdot 1,3 \cdot 1,243}{1,0 \cdot 1,3 + 1,0 \cdot 1,243 + 1,3 \cdot 1,243} = 0,389 \text{ Ом} < R_{3\partial on} = 0,5 \text{ Ом.}$$

ДОДАТОК Д

(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 600 МВт (6×100) ІЗ
ДОСЛІДЖЕННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування електростанцію типу КЕС із потужністю 600 МВт та дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки.

Згідно до наведеної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

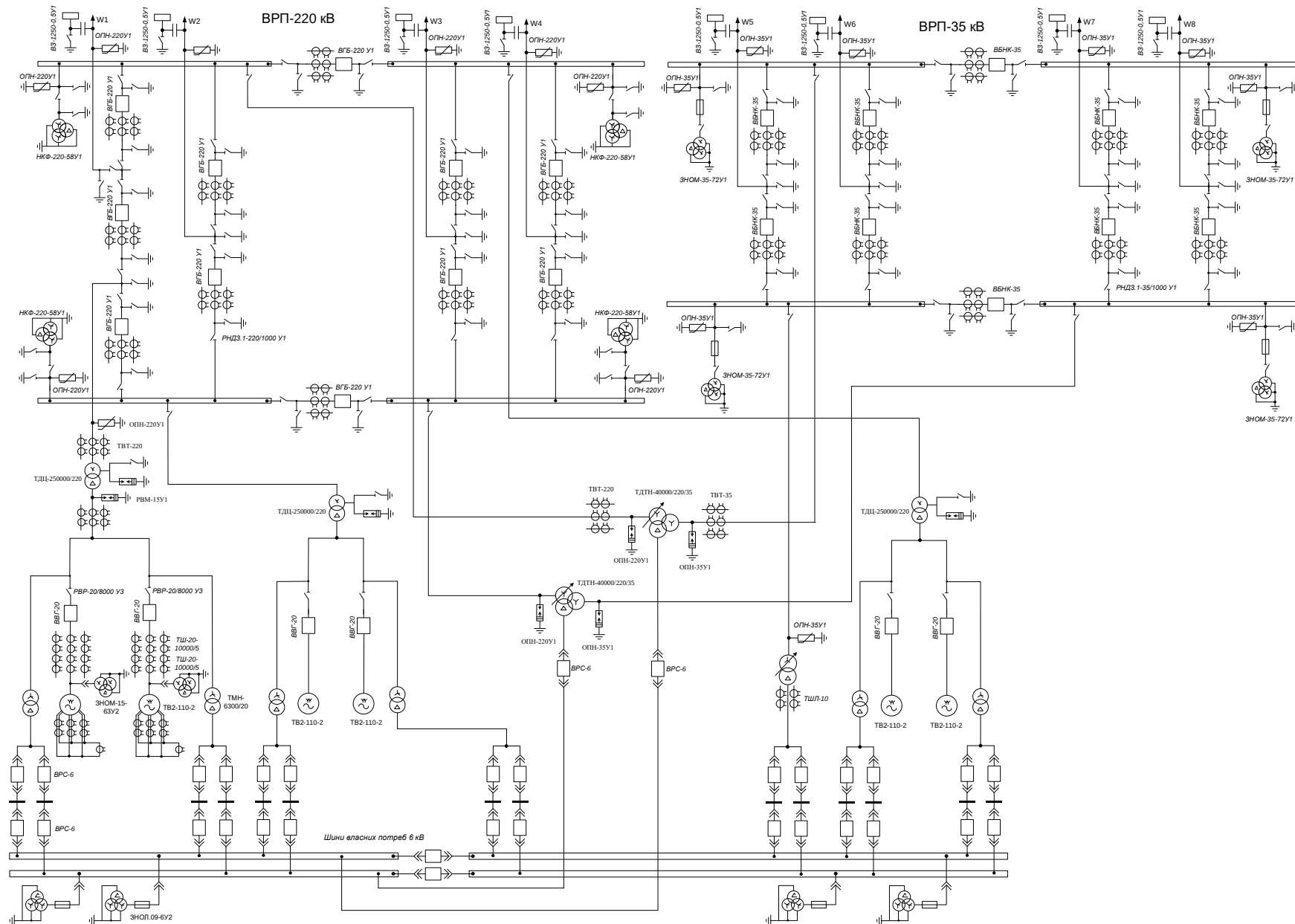
- техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- розробка головної схеми електричних з'єднань КЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- дослідженням особливостей експлуатації обладнання розподільної установки;
- розроблення заходів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної станції.

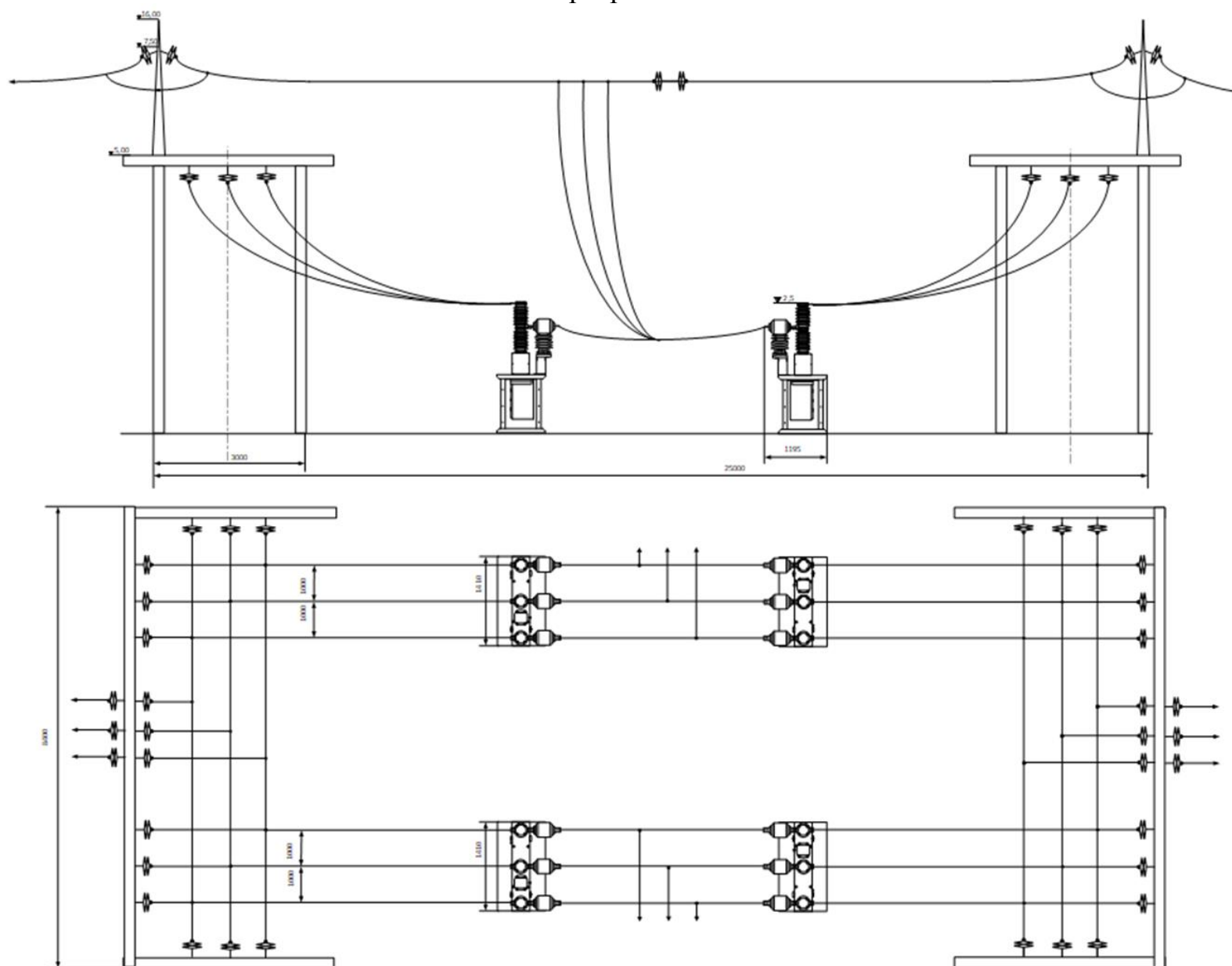
Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричних станцій і режими роботи комутаційного обладнання.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених вище задач використано практичні методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань станції типу КЕС використано елементи теорії надійності.

Головна схема електричних з'єднань КЕС 600 (6×100) МВт



План та розріз ВРУ 220 кВ



Порівняльний аналіз ремонтних робіт,
придбання нового КРУ і Ретрофіта

Критерій	Ремонт	Ретрофіт	Нове КРУ
Вартість, порівнюючи із Ретрофітом	1/4	1	3
Строк введення у дію однієї комірки, дні	5	2	14
Термін роботи, років	2-5	25	25
Функціональні можливості, порівнюючи з новим КРУ	15%	95%	100%