


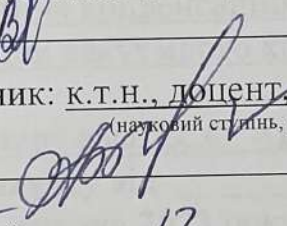
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 4000 МВТ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ВАКУУМНОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-22м
Спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка» освітня
програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

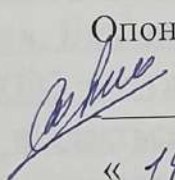

Свіридов В. І.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент, асистент каф. ЕСС
(науковий ступінь, учене звання, посада)


Адлер О. О.
(прізвище та ініціали)

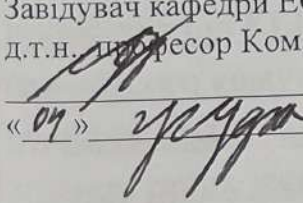
« 05 » 12 2023 р.

Опонент: доц. кафедри ЕСС ЕНУ, Р.р.
(науковий ступінь, учене звання, посада)


Кодогор М. В.
(прізвище та ініціали)

« 14 » грудня 2023 р.

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


« 07 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ 2023 року

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.

«18» 09 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Свірідову Василю Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина конденсаційної електростанції
потужністю 4000 МВт з аналізом особливостей вакуумного комутаційного
обладнання

Керівник роботи к.т.н., доцент, асистент каф. ЕСС Адлер О. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від .2023 року №

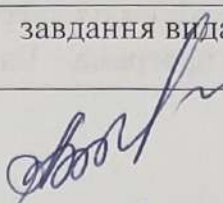
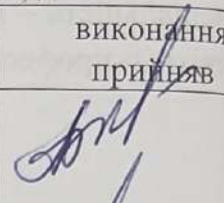
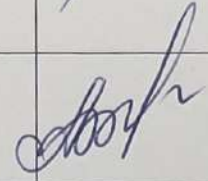
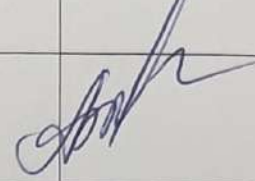
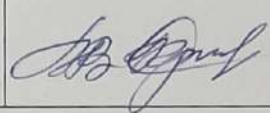
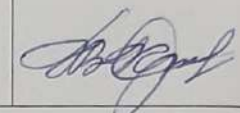
2. Строк подання студентом роботи грудня 2023 року

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 4000 МВт.; паливо – вугілля;
максимальна потужність, що віддається в систему 2400 МВт; номінальна
потужність системи 32000 МВА; номінальний опір системи 0,08 в.о.; номінальна
напруга системи 750 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий
район 800 МВт; номінальна напруга району 500 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування
проекування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз особливостей
вакуумного комутаційного обладнання. 4. Техніко-економічна частина 5.
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список
використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Титулка. 2. Мета і задачі дослідження. 3. Графіки електричних
навантажень. 4. Вибір основного обладнання. 5. Вибір структурної схеми станції
6. Схема системи власних потреб станції. 7. Розрахунок струмів короткого
замикання. Основні переваги вакуумних вимикачів. 9. Переваги вакуумного
комутаційного обладнання. 10. Недоліки вакуумного комутаційного обладнання. .

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Адлер О.О. к.т.н., доц. асистент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н, проф., заф. каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання «__» _____ 2023р

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Аналіз особливостей вакуумного комутаційного обладнання	3.11.23	5.11.23	розділ 3
5	Конструкція вакуумних вимикачів	6.11.23	10.11.23	розділ 4
6	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 5
7	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

Студент _____

Керівник роботи _____

(підпис)

(підпис)

Свіридов В. І.

Адлер О. О.

АНОТАЦІЯ

Свірідов Василь Ігорович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт з аналізом особливостей вакуумного комутаційного обладнання». Магістерська дипломна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023. – 106 с.

На укр. мові. Бібліогр.:18 . Рис.19: . Табл.:24 .

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 4000 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції і схема власних потреб 6 кВ. Проведено аналіз особливостей вакуумного комутаційного обладнання. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, вакуумне комутаційне обладнання.

ABSTRACT

Vasyl Igorovich Sviridov "The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 4000 MW with an analysis of the features of the vacuum switching equipment." Master's thesis. – Vinnytsia: VNTU. 2023. – 106 p.

In Ukrainian speech Bibliogr.:18. Fig. 19: . Table: 24.

In the master's qualification work, the electrical part of the condensing power station with a capacity of 4000 MW was designed. In the electrical part, the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural scheme of the station and the 6 kV self-demand scheme were designed. An analysis of the features of vacuum switching equipment was carried out. An analysis of the features of vacuum switching equipment was carried out. An analysis of dangerous and harmful production factors has been carried out and we offer safety measures for personnel in emergency situations at the power plant.

Keywords: condensing power plant, vacuum switching equipment.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 4000 МВТ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	11
2.2 Вибір основного обладнання	15
2.3 Вибір структурної схеми станції	16
2.4 Вибір схем ВРУ 750 кВ та 500 кВ	22
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	31
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання	31
2.7 Визначення максимальних струмів приєднання та імпульсів квадратичного струму	43
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	45
2.9 Вибір струмоведучих частин	46
2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ.....	54
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	55
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів	58
2.13 Вибір акумуляторної батареї	59
3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВАКУУМНОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	61
3.1 Основні терміни та визначення	61
3.2 Класифікація вимикачів	64
3.3 Використання вакууму як способу гасіння дуги	66
3.4 Переваги та недоліки вакуумного комутаційного обладнання	68
3.5 Діелектричні властивості вакууму	71
4 КОНСТРУКЦІЯ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ.....	73
4.1 Дугогасильна камера вакуумного вимикача	73
4.2 Види вакуумних дугогасильних камер	77
4.3 Особливості конструкцій основних видів вакуумних вимикачів	81
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	88
6 ОХОРОНА ПРАЦІ	89

6.1	Задачі розділу	89
6.2	Розробка організаційно технічних рішень з охорони праці під час обслуговування електрообладнання ВРУ КЕС 4000 МВт	91
6.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць... ..	91
6.2.2	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ	93
6.3	Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС потужністю 4000 МВт в умовах дії загрозливих чинників в надзвичайних ситуацій	95
6.3.1	Дослідження стійкості роботи	96
6.3.2	Дослідження стійкості електричної частини КЕС 4000 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів	98
6.3.3	Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій	99
	ВИСНОВКИ	102
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	104
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	107
	Додаток Б Технічне завдання МКР	108
	Додаток В Економічна частина МКР	112
	Додаток Г Ілюстративна частина	120

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АПВ – автоматичне повторне включення;
БТ – блочний трансформатор;
ВЗ – високочастотний загороджувач;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМІ – електромагнітний імпульс;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗА – захисні апарати;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЕС – конденсаційна електрична станція;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
РВ – розрядник вентильний;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РУ – розподільна установка
ТЕС – теплова електрична станція;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТГ – турбогенератор;
ТН – трансформатор напруги;
ТО – технічне обслуговування;
ТС – трансформатор струму .

ВСТУП

Актуальність теми. В українській енергетиці від виду використовуваних енергетичних ресурсів сучасні електричні станції поділяються на КЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС й інші станції. КЕС призначені для вироблення електроенергії й передачу її в енергетичну систему, а система - споживачам. Вироблення електроенергії на сучасних станціях становлять до 60%, коефіцієнт корисного дії станцій 30 ÷ 32%, напруга видачі в енергосистему й споживачам (на далекі відстані) 110 ÷ 750 кВ. Всі КЕС працюють по блоковому принципу.

Теплова енергетика посідає друге місце в енергетиці України. Звісно, є багато актуальних проблем, адже теплові станції проектувалися і будували 50-60 років тому. Тому вони є морально застарілими. Крім того, велика кількість енергетичного обладнання КЕС відпрацювала свій обчислювальний і конструкторський ресурс, а темпи старіння обладнання КЕС стрімко зростають [2].

Ситуація в енергетиці України наразі є критичною. Дефіцит потужності призводить до падіння частоти в електроенергетичній системі, що призводить до автоматичних відключень споживачів та загрози руйнування енергетичної мережі. Один з можливих шляхів виходу з цієї ситуації - це проведення реконструкції існуючих КЕС і будівництво нових електростанцій.

Конденсаційні станції мають обмежену гнучкість. Підготовка до запуску, синхронізація та досягнення навантаження потребують значного часу, зазвичай від 3 до 6 годин. Тому для оптимальної роботи турбогенераторів КЕС важливий режим з рівномірним навантаженням, яке змінюється в межах технічного мінімуму, залежно від типу палива та конструкції агрегату, до номінальної потужності.

На конденсаційні електростанції (КЕС) в Україні припадає близько 20% виробленої електроенергії. Спостерігається тенденція до подальшого зменшення частки виробництва теплової енергії. Безумовно, теплова енергетика має зазнати

реформ та змін з урахуванням міжнародних стандартів та реалізації політики декарбонізації енергетики . Однак повністю відмовитися від КЕЦ, ймовірно, неможливо. Оскільки генерації ГЕС недостатньо для регулювання напівпікової та пікової частин добового графіка навантаження системи.

Побудова КЕС за блоковим принципом дає техніко-економічні переваги, які полягають в наступному:

- покращується застосування пара високих і надвисоких параметрів унаслідок простішої системи паропроводів, що особливо важливо для освоєння агрегатів великої потужності;
- спрощується і стає чіткішою технологічна схема ЕС, унаслідок чого збільшується надійність її роботи і полегшується експлуатація;
- скорочується об'єм будівельних і монтажних робіт; • зменшуються капітальні витрати на споруду ЕС;
- забезпечується зручне розширення ЕС, причому нові енергоблоки при необхідності можуть відрізнитися від попередніх по своїх параметрах.

Сучасні КЕС оснащуються в основному енергоблоками 200-800 МВт.

Застосування крупних агрегатів дозволяє забезпечити швидке нарощування потужностей електростанцій, прийнятні собівартість електроенергії і вартість встановленого кіловата потужності станції. КЕС мають велике значення для всієї енергосистемі України.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування й забезпечення надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи шляхом проєктування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт з аналізом особливостей вакуумного комутаційного обладнання. Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС;
- аналіз існуючих методів, що використовуються при проєктуванні електростанцій;

- проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, акумуляторної батареї;
- дослідження особливостей вакуумного комутаційного обладнання;
- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій..

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

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанції .

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 4000 МВт

Нині українська енергетика переживає період великих структурних змін, фундаментальних змін умов і розвитку.

Основними проблемами енергетики є те, що більше половини виробленої електроенергії припадає на теплові електростанції (ТЕС), споживання яких сягає 45%, а на деяких ТЕС навіть 90%, відсутність органічного палива для виробництва теплової та електричної енергії, значне скорочення виділення коштів на реконструкцію ТЕС. Виходом з цієї ситуації є реконструкція діючих електростанцій і будівництво нових.

Електростанції конденсаційного типу (КЕС) мають деякі особливості: ТЕЦ, як правило, будують поблизу місць видобутку палива, транспортування якого на великі відстані економічно недоцільно. Вироблена електроенергія по високовольтних лініях передається в точки споживання. Найважливішою умовою, що визначає місце розташування ТЕЦ, є наявність джерела водопостачання.

Головною особливістю конденсаційних електричних станцій є те, що в них забезпечуються умови максимально повного перетворення енергії пари, виробленої у котлі, шляхом максимально можливого розширення її у робочих циліндрах турбіни у механічну енергію обертання ротора-турбогенератора, а потім в електричну енергію.

Для роботи теплоелектростанцій потрібна велика кількість палива і технічної води (переважно для конденсації пари). При будівництві таких станцій намагаються використовувати природні водойми (річки, озера, моря).

З точки зору забезпечення паливом газонафтові електростанції не відносяться до джерел газу і мазуту. Останні легко транспортуються на великі відстані. Інша ситуація з вугільними електростанціями. Неякісне вугілля з великою кількістю жильної породи економічно не вигідно транспортувати на відстань 150-200 км. Тому при виборі місця розташування теплової

електростанції слід враховувати як розташування паливної бази, так і джерела водопостачання.

Конденсаційні станції недостатньо маневрені. Це означає, що на підготовку до пусконаладжувальних робіт, синхронізацію та налаштування навантаження пристрою йде значна кількість часу – від 3 до 6 годин. Тому для турбогенераторів типу КЕС бажано працювати з достатньо рівномірним навантаженням, яке коливається від технічного мінімуму, що визначається видом палива та конструкцією агрегату, до номінальної потужності.

Енергетична структура енергосистеми України є неоптимальною з точки зору регулювання графіка навантаження, оскільки не забезпечує необхідного співвідношення базової та пікової потужності для забезпечення регулювання добового споживання в енергосистемі.

Фактична структура покриття навантаження істотно відрізняється від структури встановленої потужності. Велика частка базового навантаження АЕС та необхідність адаптації до діючих правил ринку електроенергії щодо використання потужності ТЕС ускладнюють регулювання графіка навантаження ТЕС.

Отже, враховуючи зазначені проблеми [3, 4], можна зробити висновок, що існуючі джерела генерації в енергосистемі близькі до вичерпання своїх фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанції, тому найближчим часом в подальшому необхідно їх реконструювати, а також запровадити нову маневреність. Тому теплова енергетика залишається важливою складовою енергетики України, принаймні в перспективі найближчі роки.

Продовження виробництва електроенергії вітчизняними КЕС у спосіб, що завдає суттєвої шкоди довкіллю, суттєво ускладнить інтеграцію української енергетики до єдиного ринку Європейського Союзу. Також сильно постраждає конкурентоспроможність вітчизняних енергетичних компаній, оскільки європейські покупці віддають перевагу безпечній та чистій електроенергії, виробленій з ВДЕ за незмінних умов. Тому необхідність модернізації теплоелектростанцій нашої країни є важливою як з техніко-економічної точки

зору, так і з точки зору екологічної безпеки та виконання міжнародних зобов'язань у сфері охорони навколишнього середовища. Теплоенергетика України має зазнати значних змін і перетворень протягом наступних п'яти-десяти років. Енергетичні компанії повинні вжити заходів для покращення якості викопного палива, модернізації обладнання для виробництва електроенергії та встановлення високоефективного очисного обладнання. За експертними оцінками, 30-40% усіх інвестиційних витрат, необхідних українській електроенергетиці, має бути спрямовано на дії та заходи зі скорочення шкідливих викидів. Значна частина встановлених генеруючих потужностей (понад 40%) має бути виведена з експлуатації протягом найближчих десяти років[8].

Таким чином, енергосистема України постала перед необхідністю оновлення генеруючих потужностей КЕС. Необхідна реконструкція та модернізація основного енергетичного обладнання електростанції. Актуальним залишається питання проектування та будівництва нових КЕС. Тому тема магістерської роботи є важливою.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи електричної станції (ЕС) задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [2]:

- в мережах району: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;

- в мережах системи: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 800 = 8 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 2400 = 48 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{656^2}{800} = 32,3 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{1680^2}{2400} = 164,6 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.\text{видт}} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{c.\text{видт}} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.\text{видт1}} = 656 + 8 + 32,3 = 696,3 \text{ (МВт).}$$

$$P_{c.\text{видт1}} = 1680 + 48 + 164,6 = 1892,6 \text{ (МВт).}$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{видт,t}} = P_{p.\text{видт}} + \Delta P_{c.\text{видт}}, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{видт,t}} = 696,3 + 1892,6 = 2588,9 \text{ (МВт).}$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП,t}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{видт,t}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{видт,max}}}{100}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{2588,9}{4000} \right) \frac{6 \cdot 3640}{100} = 172,2 \text{ (МВт).}$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{\text{вир,t}} = P_{\text{видт,t}} + P_{\text{ВП}}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вир,t}} = 2588,9 + 172,2 = 2761,1 \text{ (МВт).}$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будують добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p.\text{видт,t}}$, $P_{c.\text{видт,t}}$, $P_{\text{вир,t}}$) і річний графік за тривалістю ($P_{\text{вир,p}}$) (таблиця 2.2).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень (зима/літо)

Складові витрат потужності	Час доби, год					
	0÷6	6÷11	11÷15	15÷18	18÷20	20÷24
Навантаження району: – %	<u>82</u>	<u>100</u>	<u>90</u>	<u>97</u>	<u>93</u>	<u>82</u>
	77	95	85	92	88	77
– МВт	<u>656</u>	<u>800</u>	<u>720</u>	<u>776</u>	<u>744</u>	<u>656</u>
	616	760	680	736	704	616
Постійні втрати потужності в мережах району, МВт	8	8	8	8	8	8
Змінні втрати потужності в мережах району, МВт	<u>32,3</u>	<u>48</u>	<u>38,9</u>	<u>45,2</u>	<u>41,5</u>	<u>32,3</u>
	28,5	43,3	34,7	40,6	37,2	28,5
Потужність, яка видається в район, МВт	<u>696,3</u>	<u>856</u>	<u>766,9</u>	<u>829,2</u>	<u>793,5</u>	<u>696,3</u>
	652,5	811,3	722,7	784,6	749,2	652,5
Навантаження системи, – %	<u>70</u>	<u>100</u>	<u>90</u>	<u>90</u>	<u>80</u>	<u>70</u>
	60	90	80	80	70	60
– МВт	<u>1680</u>	<u>2400</u>	<u>2160</u>	<u>2160</u>	<u>1920</u>	<u>1680</u>
	1440	2160	1920	1920	1680	1440
Постійні втрати в мережах системи, МВт	48	48	48	48	48	48
Змінні втрати в мережах системи, МВт	<u>164,6</u>	<u>336</u>	<u>272,2</u>	<u>272,2</u>	<u>215</u>	<u>164,6</u>
	121	272,2	215	215	164,6	121
Потужність, яка видається в систему, МВт	<u>1892,6</u>	<u>2784</u>	<u>2480,2</u>	<u>2480,2</u>	<u>2183</u>	<u>1892,6</u>
	1609	2480,2	2183	2183	1892,6	1609
Сумарна потужність, яка видається з шин ЕС, МВт	<u>2588,9</u>	<u>3640</u>	<u>3247,1</u>	<u>3309,4</u>	<u>2976,5</u>	<u>2588,9</u>
	2261,5	3291,5	2905,7	2967,6	2641,8	2261,5
Витрати на власні потреби ЕС, МВт	<u>172,2</u>	<u>206,6</u>	<u>193,7</u>	<u>195,8</u>	<u>184,9</u>	<u>172,2</u>
	161,4	195,2	182,6	184,6	173,9	161,4
Потужність, яка виробляється на ЕС, МВт	<u>2761,1</u>	<u>3846,6</u>	<u>3440,8</u>	<u>3505,2</u>	<u>3161,4</u>	<u>2761,1</u>
	2422,9	3486,7	3088,3	3152,2	2815,7	2422,9

Примітки:

а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{\text{лі}} = 6\%$;

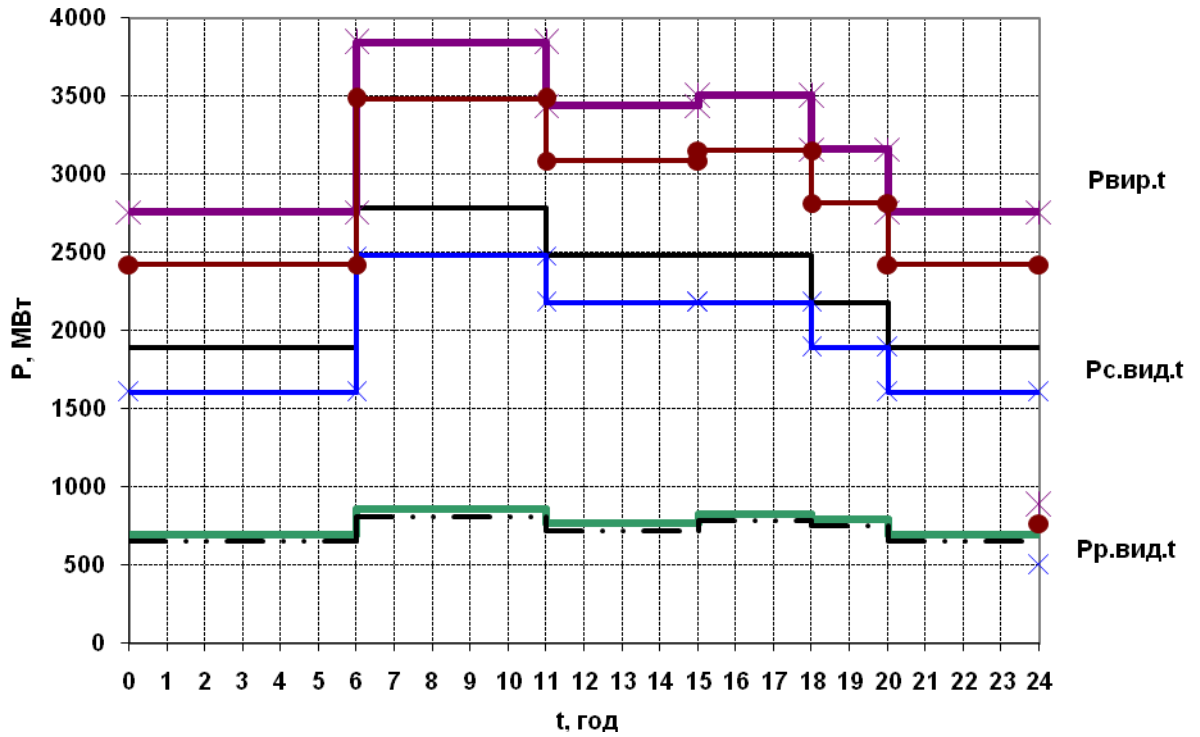
в) коефіцієнт попиту $K_{\text{п}} = 0,85$.

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

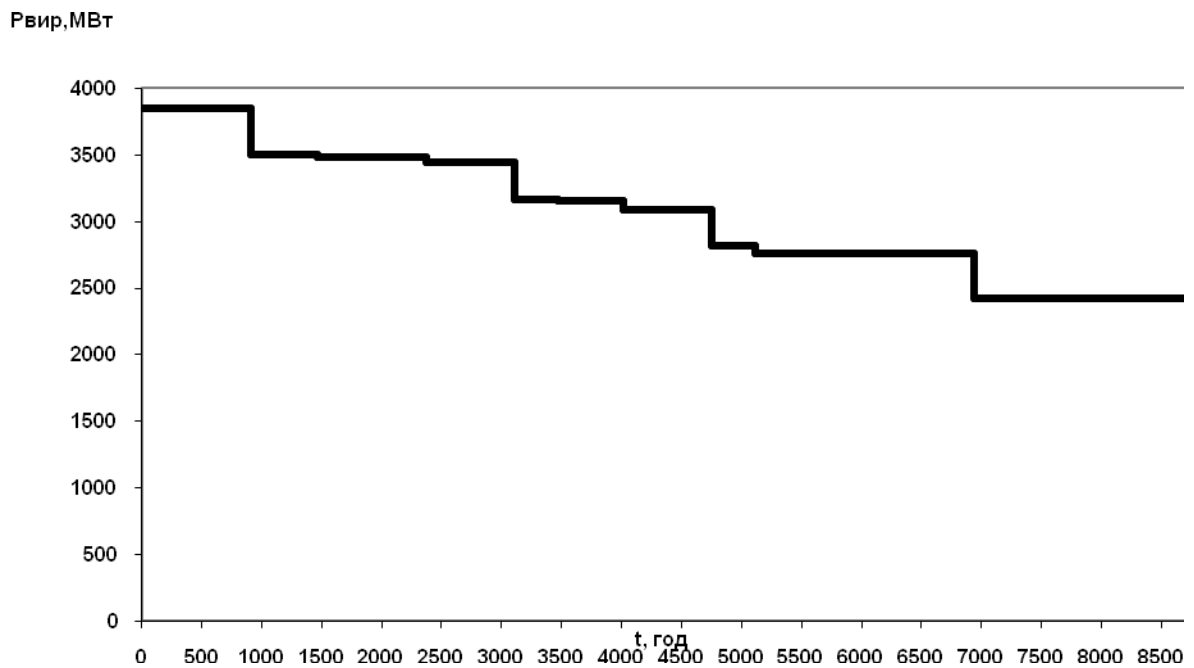
P, МВт	3846,6	3505,2	3486,7	3440,8	3161,4	3152,2	3088,3	2815,7	2761,1	2422,9
t, год	915	549	910	732	366	546	728	364	1830	1820
t _Σ , год	915	1464	2374	3106	3472	4018	4746	5110	6940	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	3846,6
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	26748144,2
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	4000
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	3053,4
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,794
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,763
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6953,7
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6687
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,04
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	1589525
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	25158619,2



а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів

Параметр	Турбогенератор ТВМ-500УЗ
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	588
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	500
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	20
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, Ка	17
Схема з'єднань обмотки статора	УУ
Система збудження:	ТН
- $U_{\text{фНОМ}}$, В	444
- $I_{\text{фх}}$, А	1605
- $I_{\text{фНОМ}}$, А	5120
ВКЗ	0,44
Опори, в.о.:	
X''_d	0,243
X'_d	0,373
X_d	2,413
X_2	0,296
X_0	0,146
Опір статора, Ом	0,0011
Опір ротора, Ом	0,0683

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбіни типу

Тип турбіни	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	D, т/год	Параметри пари	
			P, ата	t, °C
К-500-240	500	1500	240	560

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельного агрегата

Тип котлоагрегату	D, т/год	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	Параметри пари		Паливо
			P, ата	t, °C	
Пп-1600/255	1600	500	255	565	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначимо кількість ЛЕП:

$$n = P'_{\max} / P_{\text{гр.}} + 1, \quad (2.7)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність, яка видається в район або в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{\text{гр.}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт (табл. 2.1 [2]).

$$n_{750} = 2784/2200 + 1 = 2,27 \approx 3 \text{ шт};$$

$$n_{500} = 856/900 + 1 = 1,95 \approx 2 \text{ шт};$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) [2]:

$$S_{\text{ТВП.розр.}} = P_{\text{вп}}' / 100 \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.НОМ}}, \quad (2.8)$$

де $P_{\text{вп}}' = 6\%$ – максимальне навантаження власних потреб (таблиця 1.2 [2]);

$K_{\text{п}} = 0,85$ – коефіцієнт попиту;

$P_{\text{Г.НОМ}}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{500} = 6/100 \cdot 0,85 \cdot 500 = 25,5 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП.розр.}}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot 25,5 = 33,15 \text{ МВА}.$$

Оскільки потужність генераторів більше 160 МВт, то ТВП повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН. Тому встановлюємо ТВП типу ТРДНС-32000/35.

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{\text{БТ. розр.}} = S_{\text{T}} - S_{\text{ВП.мак}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ. розр}}^{500} = 588 - 25,5 = 562,5 \text{ МВА.}$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку [2]:

а) максимальний режим:

$$S_{\text{мак}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мак}} = 2(588 - 25,5) - \frac{856}{0,85} = 117,9 \text{ (МВА);}$$

б) Мінімальний режим:

$$S_{\text{мін}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мін}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мін}} = 2(588 - 25,5) - \frac{652,5}{0,85} = 357,4 \text{ (МВА);}$$

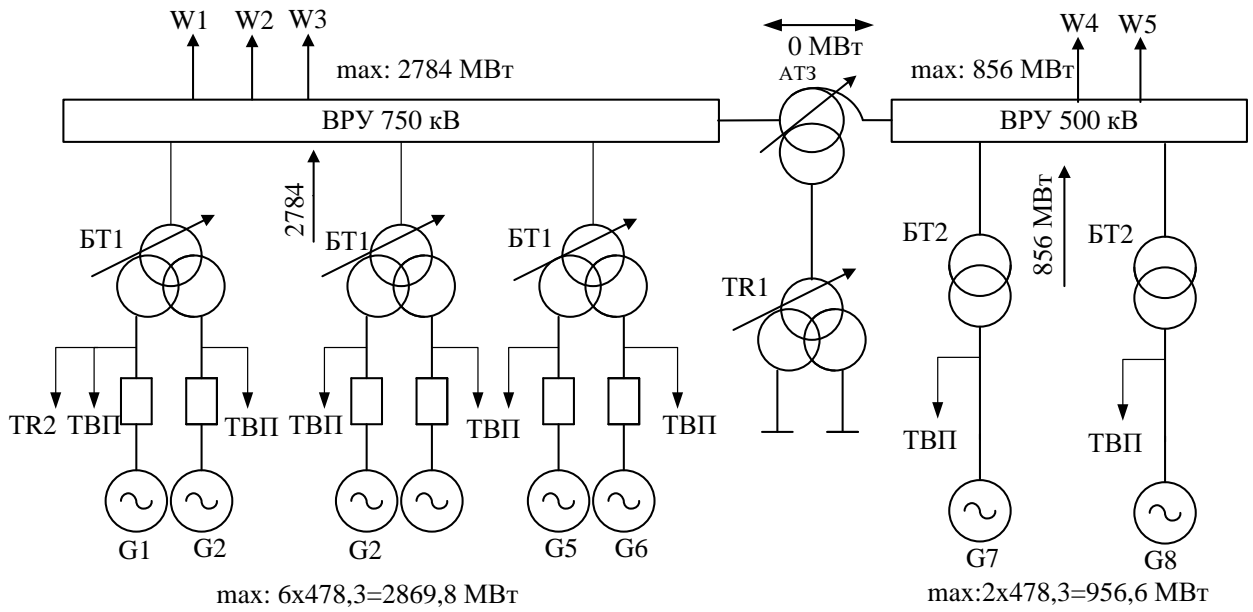
в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}},$$

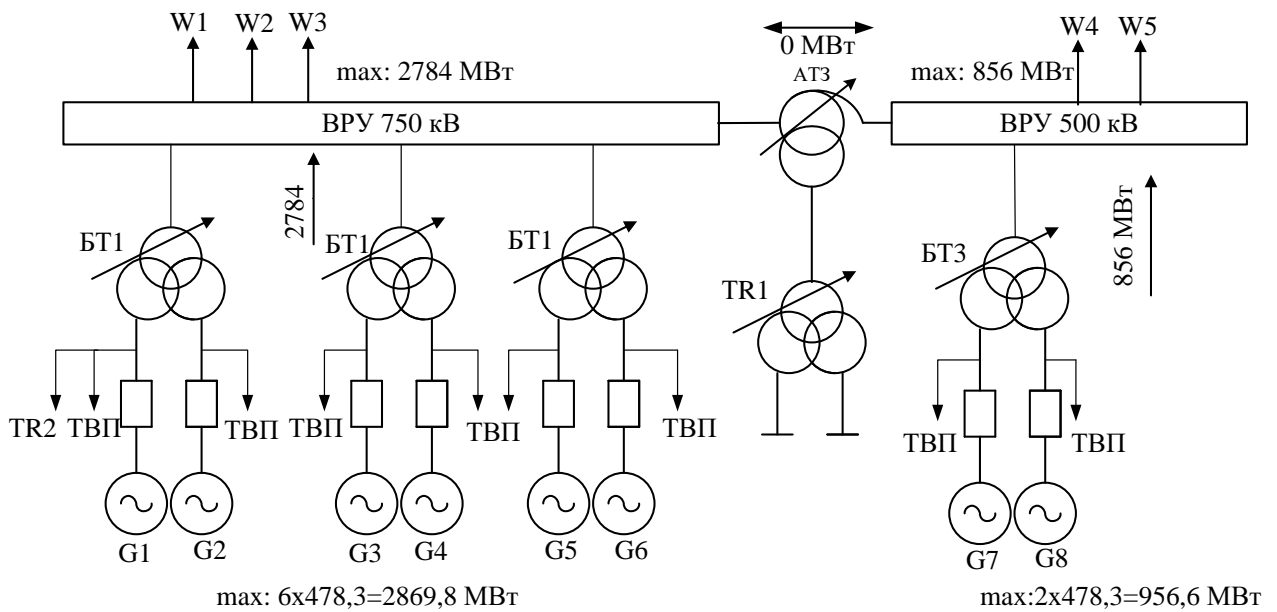
$$S_{\text{ав}} = 588 - 25,5 - \frac{856}{0,85} = -444,6 \text{ (МВА).}$$

Встановлюємо одну групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-417000/750/500 [3]:

$S_{\text{НОМ}} = 417 \text{ МВА}; U_{\text{ВН}} = 750/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{СН}} = 500/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ};$
 $U_{\text{кВС}} = 11,5 \text{ \%}; U_{\text{кВН}} = 81 \text{ \%}; U_{\text{кСН}} = 68 \text{ \%}; \Delta P_{\text{x}} = 125 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{k}} = 670 \text{ кВт}; I_{\text{x}} = 0,15$
 $\text{\%}; S_{\text{НОМНН}} = 50 \text{ МВА.}$



а) 1 варіант



б) 2 варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми КЕС

Технічні характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7—Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{i\hat{i}}$, МВА	$U_{i\hat{i}}$, кВ;	U_k , %	ΔP_x , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_x , %	n , шт
ТВП	ТРДНС-32000/35	32	$\frac{20}{6,3-6,3}$	12,7	29	145	0,6	8/8
TR1	ТРДНС-40000/35	40	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	12,7	36	170	0,5	1/1
TR2, TR3	ТРДНС-40000/35	40	$\frac{20}{6,3-6,3}$	12,7	36	170	0,5	2/2
BT1	ОРЦ-417000/750	417	$\frac{787/\sqrt{3}}{20-20}$	14	320	800	0,35	3/3
BT2	ТЦ-630000/500	630	$\frac{525}{20}$	14	420	1210	0,4	2/0
BT3	ОРЦ-333000/500	333	$\frac{525/\sqrt{3}}{20-20}$	14	217	580	0,35	0/1

Приведенні затрати [2, 4, 6]:

$$Z = p_H \cdot K + U = p_H \cdot K + \left(\frac{a}{100} \cdot K + B \Delta W \right), \quad (2.13)$$

де $p_H = 0,12$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 6,4 \frac{\text{коп.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – вартість 1 кВт·год. витраченої електроенергії;

ΔW – річні витрати електроенергії працюючих трансформаторів, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.14)$$

де n — число паралельно працюючих трансформаторів;

Таблиця 2.8 — Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. (1в./2в.)	Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	3/3	14312	42936	42936
БТ2	2/0	5360	10720	–
БТ3	0/1	8000	–	8000
АТЗ	1/1	15200	15200	15200
Вимикачі:				
750 кВ	10/10	6400	64000	64000
500 кВ	7/4	4480	31360	17920
генераторні	6/8	320	1920	2560
Разом:			166136	150616

Примітка: для ВРУ-750 кВ намічаємо схему «4/3», а для ВРУ-500 кВ – схему «4/3» та схему чотирикутника.

Визначимо витрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}},$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= \left[3 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{3} \cdot 800 \cdot \left(\frac{3275,3}{417} \right)^2 \cdot 5890,2 \right] + \\ &+ \left[2 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1007,1}{630} \right)^2 \cdot 5890,2 \right] = \\ &= [25228800 + 290375080] + [73584000 + 9122742] = \\ &= 315603880 + 16481142 = 332085022 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ3}},$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= 315603880 + \left[1 \cdot 3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left(\frac{1007,1}{333} \right)^2 \cdot 5890,2 \right] = \\ &= 315603880 + [5702760 + 92240532] = 413547172 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,094 \cdot 1920 + 0,084 \cdot 164216) + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 332085022 = 35228 \text{ (тис.грн.)}$$

$$U_2 = (0,094 \cdot 2560 + 0,084 \cdot 148056) + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 413547172 = 39144,3 \text{ (тис.грн.)}$$

Приведенні затрати:

$$З_1 = 0,12 \cdot 166136 + 35228 = 55164,3 \text{ (тис.грн);}$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 150616 + 39144,3 = 57218,2 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta Z = 3,6 \% < 5\%$, тобто варіанти схеми рівноеконічні.

Остаточно приймаємо I варіант структурної схеми станції, оскільки вона більш відповідає вимогам експлуатації.

2.4 Вибір схем ВРУ 750 та 500 кВ

Для ВРУ-500 кВ, згідно рекомендацій [2, 4], приймаємо схему «4/3» (рисунок 2.3), а для ВРУ-750 кВ намічаємо два варіанти:

- а) схема «3/2»;
- б) схема «4/3» (рисунок 2.4).

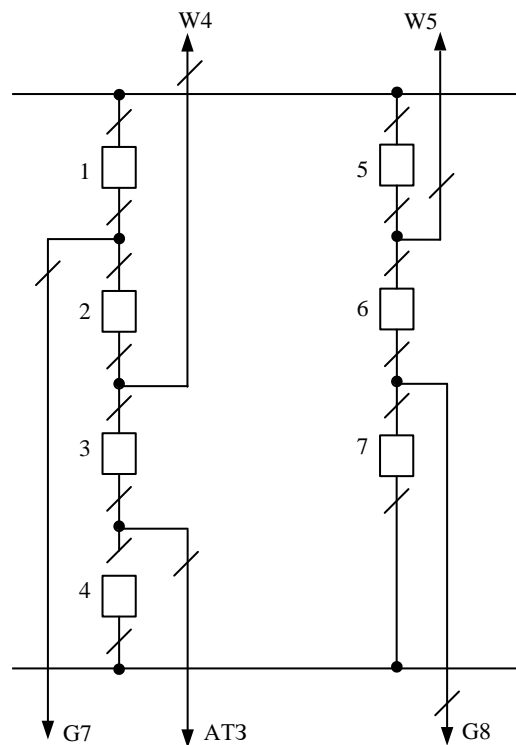
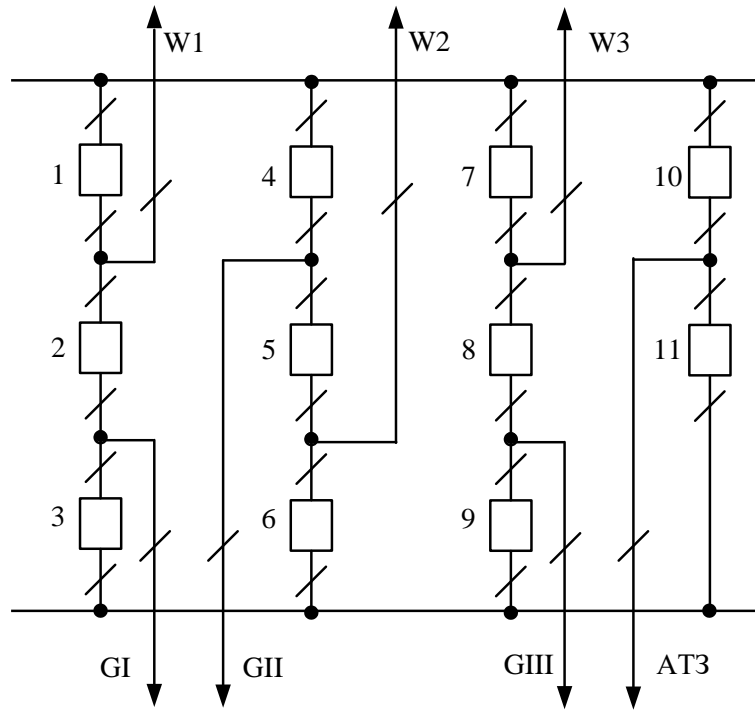
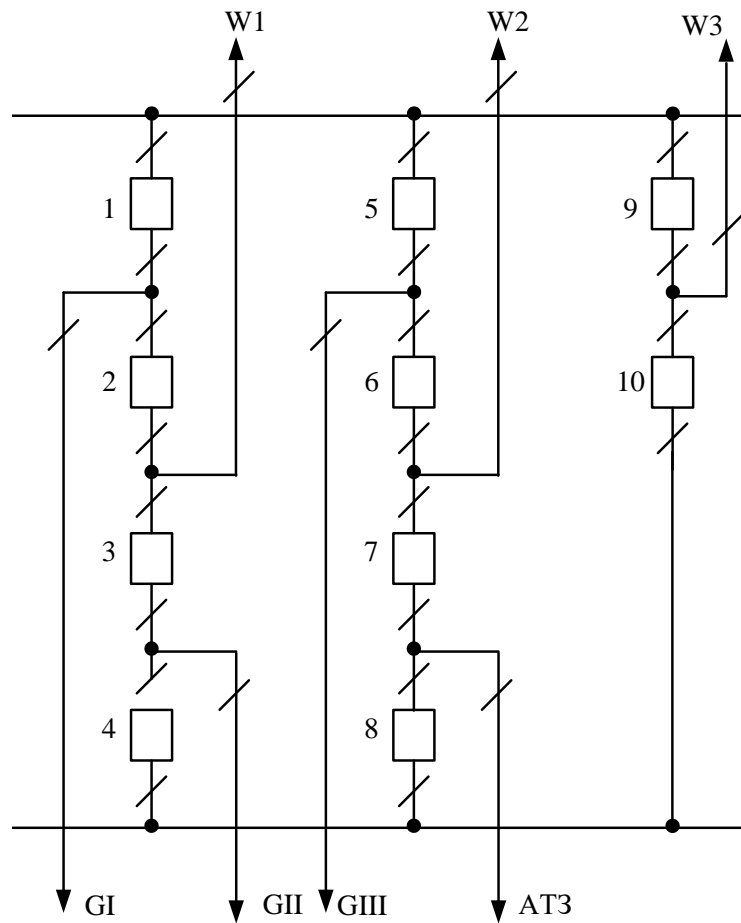


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-500 кВ



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.4– Схеми ВРУ-750 кВ

Схему вибираємо за приведеними затратами [2, 4]:

$$З = p_H K + U + M(З), \quad (2.15)$$

де $p_H = 0,15$;

$M(З)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$K = n \cdot C_K, \quad (2.16)$$

де n – число комірок з вимикачами;

C_K – вартість комірки, тис. грн.,

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.17)$$

де $a = 8,4\%$;

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.18)$$

де $y_0 = 4,8 \frac{\text{грн.}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ – питомий збиток.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра поточу відмов, 1/рік		Час відновлення T_B , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_P , год.
	ω_1	ω_2			
750	0,025	0,005	200	0,2	500

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-150 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_K	11	10

Вартість комірки, тис. грн.	C_K	6400	6400
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,015	0,015
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,036	0,036
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи P_y	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi}/8760$	0,011416	0,011416
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,874424	0,88584
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2/2 \cdot T_{\Pi}$	160	160
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,013116	0,013288
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000171	0,000171
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,031179	0,031890
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000411	0,000411

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(3)_I = 4,8 \cdot [0,013116 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 770,2 + 0,031479 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 770,2 + \\ + 0,000171 \cdot (25 \cdot 1 \cdot 770,2 + 3 \cdot 160 \cdot 770,2 + 6 \cdot 1 \cdot 870,8 + 2 \cdot 1 \cdot 1726,8) + \\ + 0,000411 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 584 + 37 \cdot 1 \cdot 770,2 + 3 \cdot 160 \cdot 770,2)] = 1608,86 \text{ (тис грн).}$$

$$M(3)_{II} = 4,8 \cdot [0,013288 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 770,2 + 0,031890 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 770,2 + \\ + 0,000171 \cdot (24 \cdot 1 \cdot 770,2 + 3 \cdot 160 \cdot 770,2 + 2 \cdot 1 \cdot 870,8 + 2 \cdot 1 \cdot 1726,8) + \\ + 0,000411 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 483,4 + 28 \cdot 1 \cdot 770,2 + 3 \cdot 160 \cdot 770,2 + \\ + 2 \cdot 1 \cdot 870,8 + 2 \cdot 160 \cdot 1726,8)] = 1607,04 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.11–Розрахунок надійності ВРУ-750 кВ (І варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,011416$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}
Q_1 Л	0,03 6	$W - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_2 Л	0,03 6	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Л	0,01 5	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_4 Г	0,01 5	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_5 Г	0,01 5	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,03 6	$W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_7 Л	0,03 6	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$

Q_8 Π	0,03 6	W, G $-T_0$	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0	–	$W, G -$ T_0 $G - T_{\text{BH}}$	$W, G -$ T_0	$W, G -$ T_0
Q_9 Γ	0,01 5	$G -$ T_0	$G +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$W, G -$ T_0	$G - T_0$	$W, G -$ T_0 $D(W, G)$ $-T_{\text{BH}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{BH}}$	–	$G, AT -$ T_0	$G - T_0$	
Q_{10} Γ	0,01 5	$AT -$ T_0	$AT - T_0$	$W, AT -$ T_0	$AT +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$AT - T_0$	$AT, G -$ T_0	$AT +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$AT - T_0$	$W, AT -$ T_0	$AT +$ $D(W, G)$ $-T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{BH}}$	
Q_{11} Γ	0,01 5	$AT -$ T_0	$AT +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$AT, G -$ T_0	$AT - T_0$	$AT +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$W, AT -$ T_0	$AT - T_0$	$AT +$ $D(W, G)$ $-T_0$	$AT, G -$ T_0	$AT - T_0$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{BH}}$	–	

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності ВРУ-750 кВ (II варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,011416$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_1 Г	0,015	$G - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_2 Л	0,036	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Л	0,036	$W, G - T_0$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_4 Г	0,015	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_5 Г	0,015	$G - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, 2G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,036	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$

Q_7 II	0,036	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{BII}$	$W, AT - T_0$ $W - T_{BII}$	-	$W, AT - T_0$ $AT - T_{BII}$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_8 I	0,015	$AT - T_0$	$AT + D(W, 2G) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{BII}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{BII}$	$AT - T_0$ $W - T_{BII}$	-	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_9 II	0,036	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{BII}$
Q_{10} II	0,036	$W - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$	$W - T_0$ $W - T_{BII}$	-

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ- 150 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
2W	584	1	–	–	–	2
		160	–	–	–	–
G W+G G+D(W, G)	770.2	1	3	3	25	37
		160	–	–	3	3
G, AT	870.8	1	–	–	6	–
		160	–	–	–	–
2G	1726.8	1	–	–	2	–
		160	–	–	–	–
ІІ варіант						
W+D(W,AT)	483.4	1	–	–	–	1
		160	–	–	–	–
G+D(W, 2G) G G+D(W,G) G+D(W, G, AT) W,G	770.2	1	3	3	24	28
		160	–	–	3	3
G, AT W, G, AT	870.8	1	–	–	2	2
		160	–	–	–	–
2G 2G, W	1726.8	1	–	–	2	2
		160	–	–	–	–

Примітка: інші події та ділення не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), тому в таблицю не внесені.

$\Delta Z = 8,3 \% > 5\%$, отже, приймаємо ІІ варіант схеми ВРУ-750 кВ.

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	70400	64000
Щорічні експлуатаційні витрати	5913,6	5376
Очікуваний збиток	1608,86	1607,04
Приведені затрати	18082,46	16583,04

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Кожний турбогенератор отримує живлення від робочого ТВП, який має дві секції (А та В) на стороні 6 кВ та пристрій РПН для регулювання напруги. Резервне живлення здійснюється від трьох пускорезервних трансформаторів (TR), які мають зв'язок з магістраллю резервного живлення МРЖ-6 кВ.

Схема власних потреб 6 кВ станції представлена на рисунку 2.5.

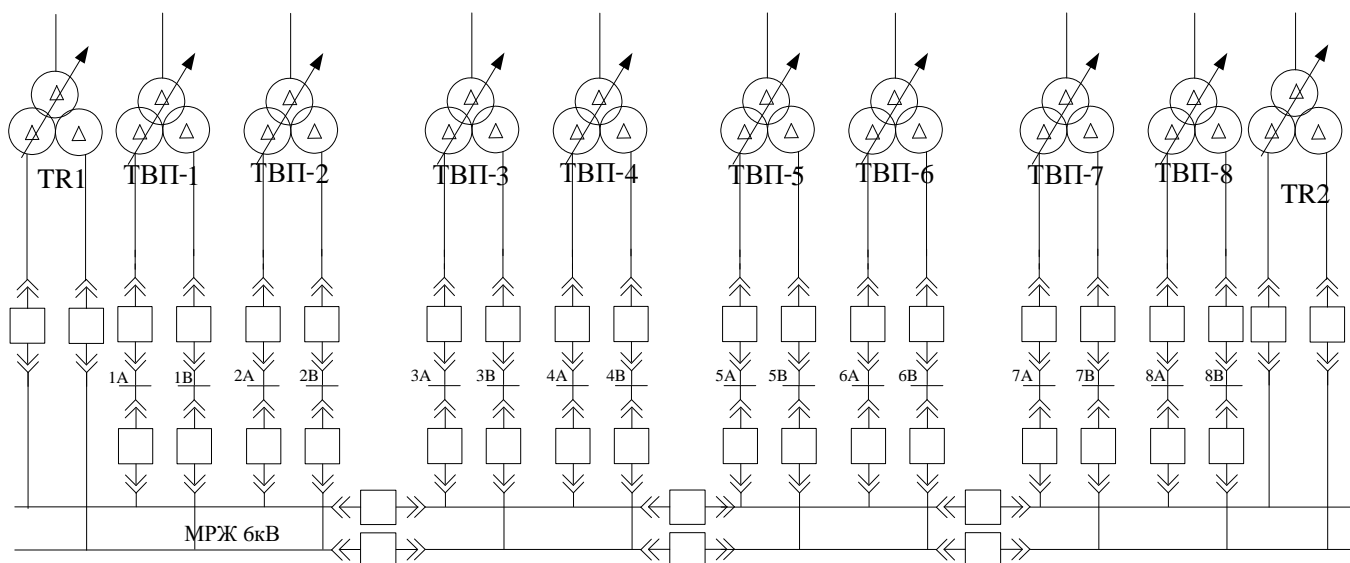


Рисунок 2.5– Схема власних потреб станції

TR1 підключаємо до сторони НН АТЗ, TR2 – до генератора G1, TR3 залишається у складському резерві.

Як аварійне джерело живлення власних потреб використовуємо дизель-генератори.

Для живлення споживачів 0,4 кВ до кожної секції 6 кВ підключаємо по два трансформатори типу ТМН-1000/10 [3]:

$$S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВА}; U_{\text{ном}} = 6/0,4 \text{ кВ}; U_{\text{к}} = 8 \% ; \Delta P_{\text{х}} = 2,45 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{к}} = 11 \text{ кВт}; I_{\text{х}} = 1,4 \% .$$

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2, 4]:

$$S_6 = 1000 \text{ МВТ}, U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$$

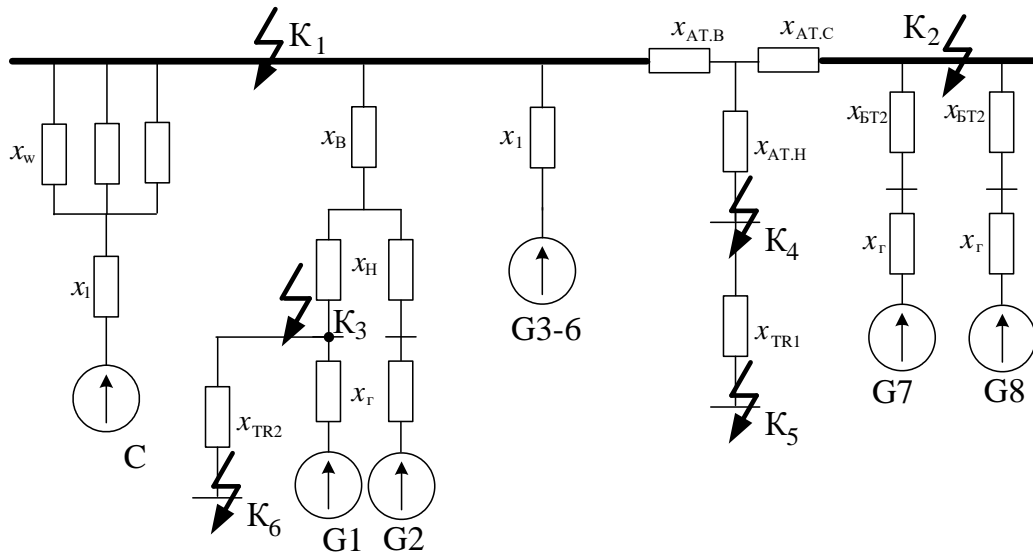


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

Визначимо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}};$$

(2.19)

$$x_{\Gamma} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,41;$$

– ЛЕП-750 кВ:

$$x_w = x_{\text{ЛПТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2};$$

(2.20)

$$x_w = 0,28 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,33;$$

– система:

$$X_c = X_{*C.HOM} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{*HOM}};$$

(2.21)

$$x_c = 0,08 \cdot \frac{1000}{32000} = 0,0025;$$

– блочный трансформатор БТ1:

$$\left. \begin{array}{l} x_B = 0; \\ x_H = \frac{2u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.HOM}}; \end{array} \right\}$$

(2.22)

$$x_H = \frac{2 \cdot 14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,22;$$

– блочный трансформатор БТ2:

$$x_{\bar{6}T2} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.HOM}};$$

(2.23)

$$x_{\bar{6}T2} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,22;$$

– АТЗ:

$$\left. \begin{array}{l} x_{AT.B} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.HOM}}; \\ x_{AT.C} = \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.HOM}}; \\ x_{AT.H} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.HOM}}; \end{array} \right\} \quad (2.24)$$

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}). \end{aligned} \right\} (2.25)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (81 + 11,5 - 68) = 12,25 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (11,5 + 68 - 81) = -0,75 = 0\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (81 + 68 - 11,5) = 68,75 \%.$$

$$x_{AT.B} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,1;$$

$$x_{AT.C} = 0;$$

$$x_{AT.H} = \frac{68,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,55.$$

– Пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Т}}, \quad (2.26)$$

$$x_{TR1} = x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,95;$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

$$x_1 = (x_\Gamma + x_4)/4 = (0,41 + 0,22) = 0,16;$$

$$x_2 = x_w / 3 + x_C = 0,33/3 + 0,0025 = 0,113;$$

$$x_3 = x_\Gamma + x_{BT2} = 0,41 + 0,22 = 0,63;$$

$$x_4 = \frac{x_3}{2} = \frac{0,63}{2} = 0,315;$$

$$x_5 = x_\Gamma + x_H = 0,41 + 0,22 = 0,63;$$

$$x_6 = \frac{x_1 \cdot \tilde{\sigma}_5}{x_1 + \tilde{\sigma}_5} = \frac{0,16 \cdot 0,63}{0,16 + 0,63} = 0,13.$$

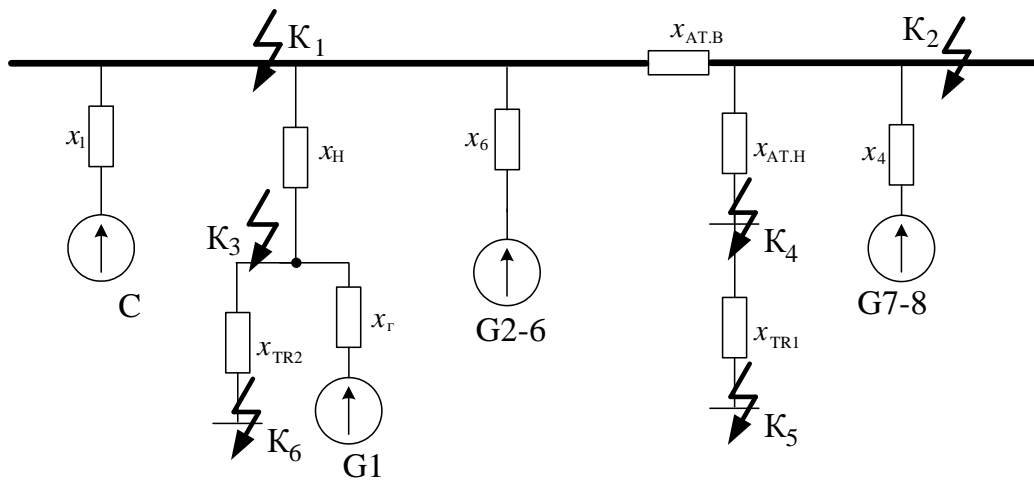


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{сер.ном}}}; \quad (2.27)$$

$$I_{\text{б1}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 770) = 0,75 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б2}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 1,12 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б3}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б4}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,7 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б5}} = I_{\text{б6}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,75 \text{ кА}.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_*^{//}}{X_{*рез.}} \cdot I_{\text{бi}}; \quad (2.28)$$

де $E_*^{//}$ – для генераторів: 1,13;

$E_*^{//}$ – для енергосистеми та власних потреб: 1;

$X_{*рез.}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Визначимо складові струмів КЗ [2]:

– періодичну:

$$I_{нт} = \gamma_{нт} \cdot I_{по}; \quad (2.29)$$

– аперіодичну:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.30)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y; \quad (2.31)$$

де $\tau = t_{ВВ} + 0,01$;

$t_{ВВ}$ – власний час вимикання вимикача;

$\gamma_{нт}$ – коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ.

К-1:

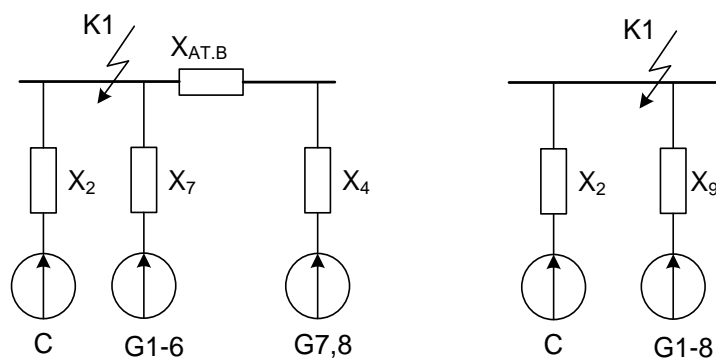


Рисунок 2.8– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_7 = x_5 / 6 = 0,63/6 = 0,105;$$

$$x_8 = x_4 + x_{AT.B} = 0,315 + 0,1 = 0,415;$$

$$x_9 = \frac{x_7 \cdot \tilde{o}_8}{x_7 + \tilde{o}_8} = \frac{0,105 \cdot 0,415}{0,105 + 0,415} = 0,08.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,113} \cdot 0,75 = 6,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-8}} = \frac{1,13}{0,08} \cdot 0,75 = 10,6 \text{ (кА)}.$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів $I_{\text{по}}$ для інших точок КЗ.

К-2:

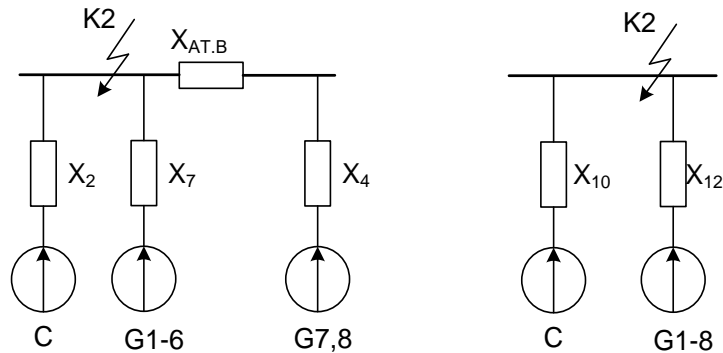


Рисунок 2.9– Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо $x_{AT,B}$ між x_2 та x_7 [2]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{AT,B} \cdot (x_2 + x_7); \\ x_{10} &= x_2 + x_{\Delta} / x_7; \\ x_{11} &= x_7 + x_{\Delta} / x_2. \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$x_{\Delta} = 0,1 \cdot (0,113 + 0,105) = 0,0218;$$

$$x_{10} = 0,113 + 0,0218 / 0,105 = 0,32;$$

$$x_{11} = 0,105 + 0,0218 / 0,113 = 0,3;$$

$$x_{12} = \frac{x_{11} \cdot \tilde{\sigma}_4}{x_{11} + \tilde{\sigma}_4} = \frac{0,3 \cdot 0,315}{0,3 + 0,315} = 0,15.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,32} \cdot 1,12 = 3,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-8}} = \frac{1,13}{0,15} \cdot 1,12 = 8,44 \text{ (кА)};$$

К-3:

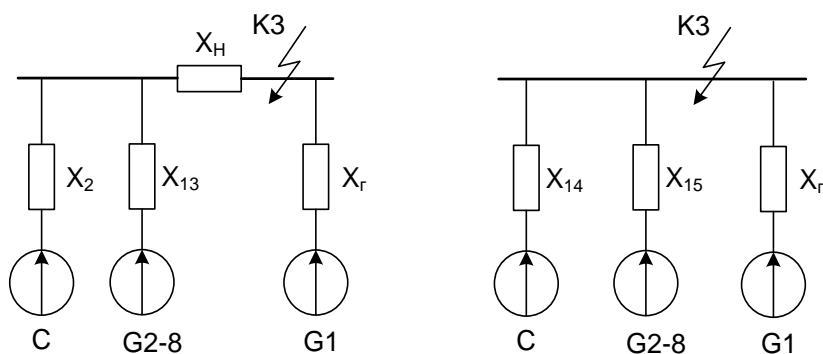


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$x_{13} = \frac{x_6 \cdot \tilde{\delta}_8}{x_6 + \tilde{\delta}_8} = \frac{0,13 \cdot 0,415}{0,13 + 0,415} = 0,1.$$

Розподіляємо x_H між x_2 та x_{13} [2]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_i \cdot (x_2 + x_{13}); \\ x_{14} &= x_2 + x_{\Delta} / x_{13}; \\ x_{15} &= x_{13} + x_{\Delta} / x_2; \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 0,22 \cdot (0,113 + 0,1) = 0,05;$$

$$x_{14} = 0,113 + 0,05 / 0,1 = 0,613;$$

$$x_{15} = 0,1 + 0,05 / 0,113 = 0,542;$$

$$I_{\text{по } C} = \frac{1}{0,613} \cdot 28,9 = 47,15 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } G2-8} = \frac{1,13}{0,542} \cdot 28,9 = 60,25 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } G1} = \frac{1,13}{0,41} \cdot 28,9 = 79,65 \text{ (кА)}.$$

К-4:

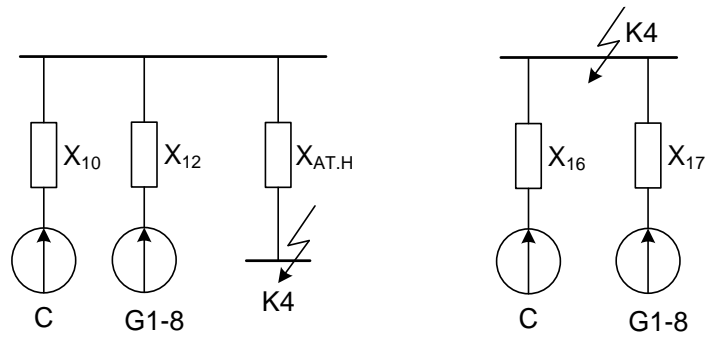


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{AT.H} \cdot (x_{10} + x_{12}); \\ x_{16} &= x_{10} + x_{\Delta} / x_{12}; \\ x_{17} &= x_{12} + x_{\Delta} / x_{10}; \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 0,55 \cdot (0,32 + 0,15) = 0,26;$$

$$x_{16} = 0,32 + 0,26 / 0,15 = 2,05;$$

$$x_{17} = 0,15 + 0,26 / 0,32 = 0,96;$$

$$I_{по C} = \frac{1}{2,05} \cdot 36,7 = 17,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G1-8} = \frac{1,13}{0,96} \cdot 36,7 = 43,2 \text{ (кА)}.$$

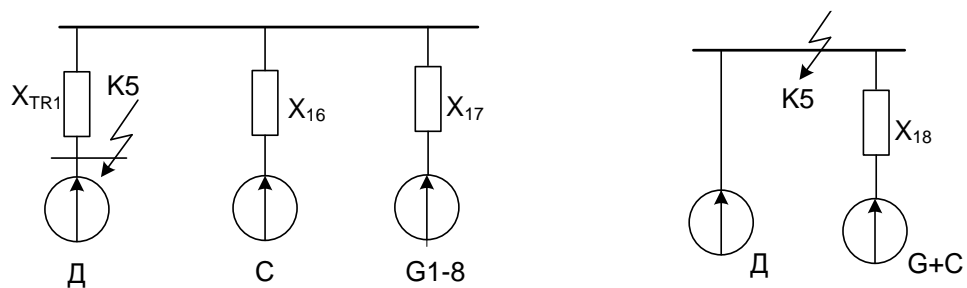
К-5:

Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$x_{18} = \frac{x_{16} \cdot x_{17}}{x_{16} + x_{17}} + x_{TR1};$$

$$x_{18} = \frac{2,05 \cdot 0,96}{2,05 + 0,96} + 5,95 = 6,6;$$

$$I_{\text{по C+G}} = \frac{1}{6,6} \cdot 91,75 = 13,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{под}} = \frac{4\Sigma P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.33)$$

де $\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 S_{\text{ТР.розр.}}$;

$$I_{\text{под}} = 1,25 \cdot \frac{33,15 \cdot 4}{2 \cdot 6} = 13,81 \text{ (кА)}.$$

К-6:

$$X_{19} = \frac{X_{\Gamma} \cdot X_{15}}{X_{\Gamma} + X_{15}};$$

$$X_{19} = \frac{0,41 \cdot 0,542}{0,41 + 0,542} = 0,23;$$

$$X_{20} = \frac{X_{14} \cdot X_{19}}{X_{14} + X_{19}} + X_{\text{ТР2}};$$

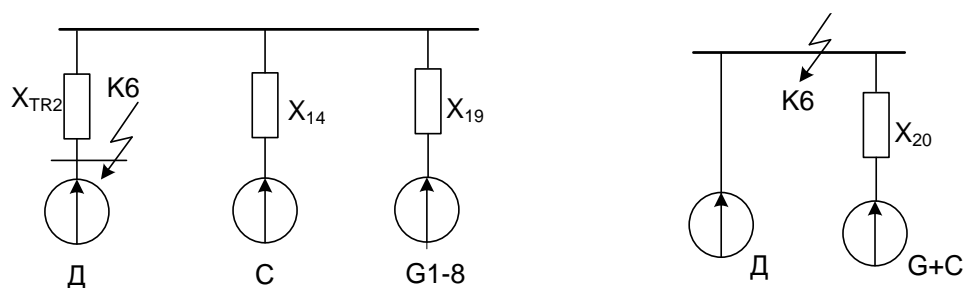


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$X_{20} = \frac{0,613 \cdot 0,23}{0,613 + 0,23} + 5,95 = 6,12;$$

$$I_{\text{по C+G}} = \frac{1}{6,12} \cdot 91,75 = 14,99 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{под}} = 13,81 \text{ (кА)}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К-6.

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

1) ВРУ-750 кВ	ВГБ-7500 У1	$t_{\text{BB}}=0,02$ с.;
2) ВРУ-500 кВ	ВГБ-500 У1	$t_{\text{BB}}=0,02$ с.;
3) Генератор	ВВГ-2220-160/20000У3	$t_{\text{BB}}=0,12$ с.;
4) Сторона АТЗ	ВМГ-15	$t_{\text{BB}}=0,15$ с.;
5) РУ ВП-6 кВ	ВРЗ	$t_{\text{BB}}=0,05$ с..

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{нт}}$ для генераторних віток.

K_1 а) G_{1-8}

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.НОМ}}}; \quad (2.34)$$

$$I'_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 588 / (\sqrt{3} \cdot 770) = 3,53 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,03 \text{ с};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 10,6 / 3,53 = 3.$$

$$\gamma_{\text{п.т}} = 0,96 \text{ (рисунок 4.2 [2])}.$$

Таблиця 2.15 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{п.т}}$
K_1 ВРУ-750 кВ	Система	0,03	0,08	1,895	0,65	1
	G1-8		0,3	1,967	0,9	0,96
K_2 ВРУ-500 кВ	Система	0,03	0,06	1,85	0,6	1
	G1-8		0,3	1,967	0,9	0,98
K_3 Генератор G1	Система	0,13	0,08	1,895	0,24	1
	G2-8		0,3	1,967	0,62	1
	G1		0,44	1,978	0,65	0,83
K_4 Сторона НН АТЗ	Система	0,16	0,07	1,862	0,1	1
	G1-8		0,3	1,967	0,59	1
K_6 РУВП-6 кВ	G + C	0,06	0,06	1,845	0,4	1

K_2 а) G_{1-8}

$$I'_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 588 / (\sqrt{3} \cdot 515) = 5,28 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 8,44 / 5,28 = 1,6; \quad t = \tau = 0,03 \text{ с}; \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 0,98.$$

К₃ а) G₁

$$I'_{\text{НОМ}} = 17 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 79,65 / 17 = 4,7; \quad t = \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$\gamma_{\text{п,}\tau} = 0,83.$$

б) G₂₋₈

$$I'_{\text{НОМ}} = 7 \cdot 17 = 119 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 60,25 / 119 = 0,5 < 1. \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 1.$$

К₄ а) G₁₋₈

$$I'_{\text{НОМ}} = 8 \cdot 588 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 172,6 \text{ кА}; \quad t = \tau = 0,16 \text{ с};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 43,2 / 172,6 = 0,25 < 1. \quad \gamma_{\text{п,}\tau} = 1.$$

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [2, 5, 7]:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пт,ДВ}} &= I_{\text{по,ДВ}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{ат,ДВ}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{по,ДВ}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у,ДВ}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{по,ДВ}} \cdot K_{\text{у,ДВ}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$I_{\text{пт,ДВ}} = 13,81 \cdot e^{-0,06/0,07} = 5,93 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат,ДВ}} = \sqrt{2} \cdot 13,81 \cdot e^{-0,06/0,04} = 4,37 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{у,ДВ}} = \sqrt{2} \cdot 13,81 \cdot 1,65 = 32,13 \text{ (кА)}.$$

Всі результати розрахунків струмів КЗ зводимо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}$, кА	$I_{\text{пт}}$, кА	$i_{\text{ат}}$, кА	$i_{\text{у}}$, кА	Примітка
К ₁ ВРУ-110 КВ	С-ма	6,64	6,64	6,09	17,74	КА та шини
	G1-8	10,60	10,18	13,45	29,40	
	Сума	17,24	16,82	19,54	47,14	
К ₂ ВРУ-110	С-ма	3,50	3,50	2,96	9,13	КА та шини
	G1-8	8,44	8,27	10,71	23,41	

кВ	Сума	11,94	11,77	13,67	32,54	
К ₃ Генератор G1	С-ма	47,15	47,15	15,96	125,98	КА+шини в основному колі
	G2-8	60,25	60,25	52,67	167,10	
	Сума (без G1)	107,40	107,40	68,63	293,08	
	G1	79,65	66,11	73,0	222,3	Шини до ТВП
	Повна сума	187,05	173,51	141,63	515,22	
К ₄ Сторона НН АТЗ	С-ма	17,90	17,90	2,52	47,0	КА та шини
	G1-8	43,20	43,20	35,94	119,81	
	Сума	61,10	61,10	38,46	166,81	
К ₆ РУВП-6 кВ	G + C	14,99	14,99	8,45	39,0	КА
	Двигуни ВП	13,81	5,93	4,37	32,13	
	Сума	28,80	20,92	12,82	71,13	Шини

Примітка – КА – комутаційна апаратура

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-750 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\text{Гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.36)$$

$$I_{\max.БГ} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.37)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{АТ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.38)$$

$$I_{\max.W} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,85} = 1994,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БГ1} = \frac{2 \cdot 588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 954,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 417 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1446,2 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{ВИМ}} + T_a), \quad (2.39)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_{\text{к}} = 17,24^2 (0,2 + 0,3) = 148,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-500 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1224,1 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max.БТ2}} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 715,5 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{max.АТ3}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 417 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 2169,4 \text{ (А)}.$$

$$B_{\text{к}} = 11,94^2 (0,2 + 0,3) = 72,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 500 МВт.

$$I_{\text{max.G}} = \frac{I_{\text{G.НОМ}}}{0,95}. \quad (2.40)$$

$$I_{\text{max.G}} = \frac{17 \cdot 10^3}{0,95} = 17894,7 \text{ (А)}.$$

$$I_{\text{max.ТВП}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 924,9 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_{\text{к}} = B_{\text{КП}} + B_{\text{Ка}} = (B_{\text{пс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пгс}}) + B_{\text{Ка}} = (I_{\text{с}}^2 + B_{\text{пг}} \cdot I_{\text{п.,о,г}}^2 + 2 \cdot I_{\text{с}} \cdot T_{\text{*}} \cdot I_{\text{п.,о,г}}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ + (I_{\text{с}}^2 \cdot T_{\text{а,с}} + I_{\text{п.,о,г}}^2 \cdot T_{\text{а,г}} + 4 \cdot I_{\text{с}} \cdot I_{\text{п.,о,г}} / (1/T_{\text{а,с}} + 1/T_{\text{а,г}})), \quad (2.41)$$

$$\text{де } t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}; B_{\text{пг}} = 0,30; T_{\text{*}} = 0,54; T_{\text{а,г}} = 0,44 \text{ с}; I_{\text{п.,о,г}} = 79,65 \text{ кА};$$

$$I_{\text{с}} = 107,4 \text{ кА}; T_{\text{а,с}} = 0,3 \text{ с}.$$

$$B_{\text{к}} = (107,4^2 + 0,3 \cdot 79,65^2 + 2 \cdot 107,4 \cdot 79,65 \cdot 0,54) \cdot 4 + (107,4^2 \cdot 0,3 + 79,65^2 \cdot 0,4 + \\ + (4 \cdot 107,4 \cdot 79,65) / (1/0,3 + 1/0,44)) = 109184,4 + 11436,3 = 120620,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Сторона АТЗ 35 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 1468 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 61,1^2 (0,2 + 0,3) = 1866,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1926,8 \text{ (A)}.$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{нод}}^2 (0,5T_{\text{д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{нод}} (T_{\text{д}}' + T_{\text{асх}}), \quad (2.42)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{нод}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{нод}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,06 \cdot 14,99 + 0,04 \cdot 13,81}{28,80} = 0,05 \text{ (с)}.$$

$$B_k = 14,99^2 (0,3 + 0,05) + 13,81^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,05) + 2 \cdot 14,99 \cdot 13,81 (0,07 + 0,05) = 144,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

ВРУ-750 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-750 У1	РПД-750-1/3200У1
$U_{\text{уст}} = 750 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 1994,8 \text{ А}$ $I_{\text{пт}} = 16,82 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 19,54 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 17,24 \text{ кА}$ $i_{\text{у}} = 47,14 \text{ кА}$ $B_k = 148,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ кА}$ $I_{\text{вим.ном}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{ном}} \cdot I_{\text{вим.ном}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,25 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 135 \text{ кА}$ $I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 750 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$ $I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРУ-500 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-500 У1	РНД3.1-150/3200У1
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$ $I_{\text{мах}} = 2169,4 \text{ А}$ $I_{\text{пт}} = 11,77 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ кА}$ $I_{\text{вим.ном}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = 35,25 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$

$i_{a\tau} = 13,67 \text{ кА}$ $I_{по} = 11,94 \text{ кА}$ $i_y = 32,54 \text{ кА}$ $B_k = 72,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 135 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
---	---	--

Сторона АТЗ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВМГ-15	РВР-20/6300У3
$U_{уст} = 15 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1468 \text{ А}$ $I_{пт} = 61,1 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 38,46 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= 124,61 \text{ кА}$ $I_{по} = 61,1 \text{ кА}$ $i_y = 166,81 \text{ кА}$ $B_k = 1866,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 90 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 126,9 \text{ кА}$ $I_{дин} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУВП-6 кВ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР3	(комірка КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1926,8 \text{ А}$ $I_{н,\tau} = 14,99 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 8,45 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 14,99 \text{ кА}$ $i_y = 39 \text{ кА}$ $B_k = 144,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 40 = 12,97 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-750 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1994,8 \text{ (А)};$$

$$I_{по} = 17,24 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 47,14 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо чотири проводи марки АС-400/93: $d = 29,1 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 900 \text{ (А)};$$

$$D = 10 \text{ (м)}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.43)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 1994,8 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 900 = 3600 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.44)$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт шороховатості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.45)$$

де $U_{\text{max}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ – максимальна напруга установки;

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

n – кількість проводів у фазі, шт..

При $n = 4$:

$$\left. \begin{aligned} k &= 1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}; \\ r_{ек} &= \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot r_0 \cdot a^3}} \end{aligned} \right\} \quad (2.46)$$

де $a = 40(\text{см})$ – відстань між проводами в розщепленій фазі при $U_{\text{ном}} = 750 (\text{кВ})$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31 (\text{кВ/см});$$

$$U_{\text{max}} = 1,05 \cdot 750 = 787 (\text{кВ});$$

$$k = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,455}{40} = 1,154;$$

$$r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot 1,455 \cdot 40^3}} = 19,04 (\text{см});$$

$$E = 1,154 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{1260}{19,04}} = 30,35 (\text{кВ/см});$$

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (2.47)$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 30,35 = 32,47 (\text{кВ/см}) > 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31 = 27,9 (\text{кВ/см}).$$

Умова не виконується.

Встановлюємо чотири проводи марки АС500/336: $d = 37,5 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 950 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,875}}\right) = 30,27 (\text{кВ/см});$$

$$k = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,875}{40} = 1,198;$$

$$r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot 1,875 \cdot 40^3}} = 20,54 (\text{см});$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,875 \cdot \lg \frac{1260}{20,54}} = 24,86 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 24,86 = 26,6 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,27 = 27,24 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ:

Економічний переріз

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.48)$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму. А/мм²;

$I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму, А.

$$q_{\text{ек}} = \frac{906,4}{1} = 906,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{\text{ек}} = 964,1/1 = 964,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

ВРУ-500 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 2169,4 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{по}} = 11,94 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 32,54 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо три проводи марки АС 300/204: $I_{\text{доп}} = 830 \text{ (А)}$;

$$d = 29,2 \text{ (мм)}; D = 600 \text{ (см)};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см}.$$

$$I_{\max} = 2169,4 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 740 = 2200 \text{ (A)}$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,46}}\right) = 31 \text{ (кВ/см);}$$

$$a = 40 \text{ (см);}$$

$$U_{\max} = 1,05 \cdot 500 = 525 \text{ (кВ);}$$

При $n = 3$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.49)$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,46}{40} = 1,126;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,46 \cdot 40^2} = 13,26 \text{ (см);}$$

$$E = 1,126 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{756}{13,26}} = 27,1 \text{ (кВ/см)}$$

$$1,07 \cdot 27,1 = 29 \text{ (кВ/см)} > 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова не виконується.

Встановлюємо три проводи марки АС 500/204:

$$I_{\text{доп}} = 945 \text{ (A);}$$

$$d = 34,5 \text{ (мм);}$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,725}}\right) = 30,5 \text{ (кВ/см);}$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,725}{40} = 1,149;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,725 \cdot 40^2} = 14,03 \text{ (см);}$$

$$E = 1,149 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,725 \cdot \lg \frac{756}{14,03}} = 23,82 \text{ (кВ/см);}$$

$$1,07 \cdot 23,82 = 25,49 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,5 = 27,45 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Генератор

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/20000-560У1:

$$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 17,89 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 293,08 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/2000-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 0,925 \text{ кА} \leq I_{\text{ном}} = 2,0 \text{ кА};$$

$$i_y = 515,22 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}.$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{\text{max}} = 1468 \text{ А};$$

$$I_{\text{н,о}} = 61,1 \text{ кА};$$

$$i_y = 166,81 \text{ кА};$$

$$B_k = 1866,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Встановлюємо однополосні алюмінієві шини прямокутного перерізу:

$$q = 120 \times 10 = 1200 \text{ мм}^2;$$

$$I_{\text{доп.ном}} = 2070 \text{ А}.$$

$$v_0 = 25 \text{ }^\circ\text{С};$$

$$K_2 = 1.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.50)$$

$$I_{\text{доп.}} = 1 \cdot 2070 = 2070 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1468 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (2.51)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1866,6 \cdot 10^6}}{90} = 480 \text{ мм}^2 < q = 1200 \text{ мм}^2;$$

Перевірка шин на механічну міцність [2]:

Розташовуємо шини горизонтально відносно фаз, а на ізоляторах – «плашмя»; відстань між фазами: $a = 1 \text{ м}$;

Розрахункова довжина прогону між опорними ізоляторами [2, 5]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (2.52)$$

де J – момент інерції, см^4 ;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.53)$$

$$J = \frac{1 \cdot 12^3}{12} = 144 \text{ (см}^4\text{)};$$

Момент опору:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.54)$$

$$W = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{144}{12}} = 3 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,73 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,7 \text{ м}$.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-2}; \quad (2.55)$$

$$\sigma_{\phi.\max} = \sqrt{3} \frac{166,81^2 \cdot 1,7^2}{1 \cdot 24} \cdot 10^{-2} = 58 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа} .$$

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на ізолятор:

$$F_{\text{зг}} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.56)$$

$$F_{\text{зг}} = \sqrt{3} \frac{166,81^2 \cdot 1,7}{1} \cdot 10^{-1} = 8183,5 \text{ (Н)};$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу И16-125УХЛЗ [3]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$F_p = 16000 \text{ Н};$$

$$H_{\text{із}} = 210 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.57)$$

$$F_{\text{розр}} = 8183,5 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ (Н)} .$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-20/2000-2000У [3]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$F_p = 20000 \text{ Н};$$

$$l_{\text{із}} = 740 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.58)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 8183,5 = 4092 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ (Н)} .$$

РУВП-6 кВ

Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-6-2000-81

$$U_{уст} = 6 \text{ (кВ)}; \quad U_{ном} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$I_{max} = 1926,8 \text{ (А)}; \quad I_{ном} = 2000 \text{ (А)};$$

$$i_y = 71,13 \text{ (кА)}; \quad i_{дин} = 81 \text{ (кА)}.$$

2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель до електродвигуна циркуляційного насосу типу ВАН143/51-10У3 [5]:

$$U_{ном} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$P_{ном} = 1250 \text{ (кВт)};$$

$$\cos\varphi_{ном} = 0,827;$$

$$I_{ном} = 154 \text{ (А)};$$

$$n_{ном} = 593 \text{ об/хв};$$

$$K_{п} = 4,2.$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 35^{\circ} \text{ C}; \quad T_{max} = 3500 \text{ (год)};$$

Приймаємо кабель марки ААШВ, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{ек} = 154 / 1,4 = 110 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо кабель $3 \times 120 \text{ (мм}^2\text{)}$, $I_{доп.ном} = 190 \text{ (А)}$, поправний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,87$, тоді

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 190 = 165,3 \text{ (А)} > I_{ном} = 154 \text{ (А)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{144,5 \cdot 10^6}}{98} = 122,7 \text{ (мм}^2\text{)} > q = 120 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо переріз 150 мм^2 .

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-750кВ

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-750

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 750(\text{кВ})$	$U_{ном} = 750(\text{кВ})$
$I_{max} = 1994,8(\text{А})$	$I_{ном} = 2000(\text{А})$
$i_y = 47,14(\text{кА})$	$i_{дин} = 50(\text{кА})$
$B_k = 148,6 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$I^2_T \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500(\text{кА}^2 \cdot \text{с})$
$r^2 = 8,64 (\text{Ом})$	$r^2_{ном} = 20(\text{Ом})$

Примітка:

а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$$l_{розр} = 175 (\text{м});$$

г) $I_{2ном} = 1(\text{А})$.

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	–	2,5

Разом:	6,5	0,1	6,5
--------	-----	-----	-----

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.59)$$

$$r_{\text{прил}} = 6,5 / 1^2 = 6,5(\text{Ом}).$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.60)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.61)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,4 = 0,23(\text{мм}^2).$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом $q = 1,5(\text{мм}^2)$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,64 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-330-73У1:

$$U_{1\text{ном}} = 330000 / \sqrt{3}(\text{кВ});$$

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

$$U_{3\text{дод}} = 100(\text{В});$$

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

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження НКФ-330-73У1

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	Cos φ	Sin φ	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–

Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3(\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900(\text{В} \cdot \text{А}).$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил $q = 1,5(\text{мм}^2)$.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НДЕ-500-72У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-750-І-3000/1 ТВТ-500-І-3000/1 ТШВ-15-6000/5	– – ЗНОЛ.06-15У3
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-750-І-3000/1 ТШВ-24-24000/1	– –
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-500-І-3000/1 ТШВ-24-24000/1	– –
Пускорезервний трансформатор власних потреб ТР1: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-15-6000/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6У3
Пускорезервний трансформатор власних	ТШЛ20Б-І-6000/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6У3

потреб TR2: сторона ВН: сторона НН:		
Робочий трансформатор власних потреб: сторона ВН: сторона НН:	ТШЛО20-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	– ЗНОЛ.06-6УЗ
Турбогенератор	ТШВ-24-24000/5	ЗОМ-1/20 ЗНОМ-20
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-3000/5	ЗНОЛ.06-6УЗ

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції розрядники та обмежувачі перенапруг:

1. ЛЕП-750 кВ. сторона ВН АТЗ ОПС-750У1;
та блочних трансформаторів БТ1:
2. ЛЕП-500 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН ОПС-500У1;
блочних трансформаторів БТ2:
3. Сторона НН АТЗ РВМ-15У1;
4. Сторона НН БТ1 та БТ2 РВМ-20У1;
5. Сторона НН трансформаторів ВП РВРД-6У1.

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- а) ЛЕП-750 кВ ВЗ-2000-0,5У1;
- б) ЛЕП-500 кВ ВЗ-1250-0,5У1.

Для обмеження перенапруг на ЛЕП в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори:

- а) 750 кВ РОДЦ-110000/750У1;
- б) 500 кВ РОДЦ-60000/500У1.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На КЕС з блочними схемами для блоків потужністю 300 МВт і вище передбачається одна акумуляторна батарея (АБ) на кожний агрегат. Ці батареї встановлюються в головному корпусі мають елементи комутатора для регулювання напруги, працюють в режимі постійного підзаряду, з автоматичним підзарядом хвостових елементів. Кожна АБ має свій під зарядний пристрій, а для заряду передбачається один загально станційний зарядний агрегат.

Якщо ВРУ значно віддалені від головного корпусу, то допускається встановлення для ВРУ 500 кВ і вище двох АБ без елементного комутатора, які працюють в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку [2, 5, 6]:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_0 = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_d = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Типовий номер АБ [2, 6]:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j; \quad (2.62)$$

де $I_{\text{ав}}$ – струм аварійного режиму, А;

j – 25 А/Н – коефіцієнт для проведення $I_{\text{ав}}$ до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C.

$$N \geq 1,05 \cdot 575 / 25 = 24,2;$$

Таблиця 2.21 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймачі						Розр.навант.	
Найменування	п, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	I _{ав} , А	I _п , А
Постійне навантаження	-	-	-	35	-	35	35
Аварійне освітлення	-	-	-	180	-	180	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масла насоса ущільнень генератора	1	42	216	190	540	190	540
Електродвигун аварійного змащування турбіни	1	42	216	140	540	140	140
Разом:						575	745

Перевірка за максимальним струмом поштовху в режимі короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_{\text{пошт}}/46; \quad (2.63)$$

$$N \geq 745/46 = 16,2.$$

Приймаємо типорозмір СК-28.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах короткочасного аварійного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}}/N; \quad (2.64)$$

$$j_{\text{п}} = 745/28 = 26,6 \text{ А/Н};$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат в кабелі (5%) складає відповідно 87%, а допустима напруга повинна бути не менше 85%.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{П}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0, \end{aligned} \right\} \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 0,15 \cdot 28 + 35 = 39,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В}.$$

Встановлюємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП.дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{д}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

$$I_{\text{ПЗП.дод}} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ A};$$

$$U_{\text{ПЗП.дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3 (панель автоматичного регулювання типу ПЕХ-9045-00А2).

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою :

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N; \\ U_{\text{ЗП}} &= U_3 \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (2.67)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 35 + 5 \cdot 28 = 175 \text{ A};$$

$$U_{\text{ЗП}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

Розроблено електричну частину КЕС потужністю 4000 МВт з генераторами типу ТВМ-500УЗ. Було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-500 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку. Для вибору схеми РП-500 кВ було розглянуто два варіанти. На основі розрахунку надійності і зведених витрат на будівництво і експлуатацію варіантів РП оптимальним було визнано

варіант схеми 4/3.У відповідності до результатів проведеного розрахунку рівнів струмів КЗ та їх складових було проведено вибірку основного обладнання комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму і напруги, обмежувачі перенапруг та акумуляторну батарею.

3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВАКУУМНОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Основні терміни та визначення

Комутаційний апарат - електричний пристрій, призначений для здійснення комутації електричних кіл та проведення струму шляхом подачі або зняття напруги з електроустановки або її частини. У свою чергу, комутаційні апарати поділяються на два типи:

а) Контактний комутаційний апарат - пристрій, що здійснює комутацію шляхом механічного взаємного переміщення контакт-деталей, внаслідок чого, здійснюється комутація електричного струму. Контактні комутаційні апарати, що працюють при великих (десятки ампер і більше) струмах та напругах (від сотень вольт і вище), та/або на індуктивне чи ємнісне навантаження, містять спеціальні системи гасіння електричної дуги.

б) Безконтактний комутаційний апарат - пристрій, призначений для здійснення комутацій за рахунок зміни опору комутатора без механічного переміщення деталей. Безконтактні комутаційні пристрої, що працюють на індуктивне або ємнісне навантаження містять спеціальні системи захисту від електричного перевантаження, що виникає у момент комутації.

Вакуумний комутаційний апарат - це комутаційний апарат, в якому для гасіння дуги використовують вакуумне середовище.

Високовольтний вимикач - комутаційний апарат, призначений для оперативних включень та відключень окремих електричних кіл або електрообладнання в енергосистемі в нормальних чи аварійних режимах при ручному, дистанційному або автоматичному управлінні[5].

Дуговий розряд - вид самостійного газового розряду, що виникає через високу температуру між електродами, розведеними на невелику відстань, і супроводжується яскравим світінням у формі дуги.

Вакуум - розріджений стан газу, тиск якого менший від атмосферного. Такий вакуум ще називають частковим;

Вакуумні вимикачі поділяються на такі різновиди:

- Вакуумні вимикачі до 35 кВ;
- Вакуумні вимикачі вище 35 кВ;
- Вакуумні вимикачі навантаження;
- Вакуумні контактори до і понад 1000 В.

3.2 Класифікація вимикачів

Вимикачі поділяють за такими основними ознаками.

а) За родом установки для роботи:

- в приміщеннях (категорії розміщення 2, 3, 4);
- на відкритому повітрі (категорія розміщення 1);
- в металевих оболонках комплектних розподільних пристроїв (КРУ), що встановлюються в приміщеннях (категорії розміщення 2, 3, 4) і на відкритому повітрі (категорія розміщення 1). Категорії розміщення наведені згідно з ГОСТ 15150.

б) За принципом роботи (види):

- газові - елегазові (використовується електростійкий газ SF_6), з іншими газами або газовими сумішами;
- вакуумні (гасіння дуги відбувається у вакуумній камері(ВДК);
- повітряні (дуга гаситься стисненим повітрям);
- масляні (контакти містяться в ємність з маслом, а дуга гаситься парами оливи);
- електромагнітні;
- гібридні (гасіння дуги відбувається в ВДК, ізолюючим середовищем є масло або газ SF_6).

в) По розміщенню дугогасильного пристрою:

- з дугогасильними пристроями, розташованими в заземленому корпусі (баку) - бакові вимикачі;
- з дугогасильними пристроями, розташованими в корпусі (баку), що знаходиться під напругою, - колонкові або підвісні вимикачі.

г) З конструктивним зв'язком між полюсами:

1) трьохполюсне виконання:

- з трьома полюсами в загальному кожусі;
- з трьома полюсами на загальних підставах (фіксована між полюсна відстань);

2) однополюсне виконання - з полюсами на окремих основах (нефіксована між полюсна відстань).

г) За функціональним зв'язком між полюсами:

- з функціонально незалежними полюсами (на кожен полюс окремий привід, окремий дугтєвий клапан та ін.);
- з функціонально залежними полюсами (на три полюси загальний привід, загальний дугтєвий клапан та ін.).

д) По типу приводу в залежності від роду енергії, що використовується в процесі перемикавання:

- з приводом залежної дії - електромагнітним, безпосередньо використовують електричну енергію постійного, змінного або випрямленого струму;
- з приводом незалежної дії - пневматичним, пружинним або гідравлічним, що використовують попередньо накопичену потенціальну енергію стисненого газу або пружини.

е) За характером конструктивного зв'язку вимикача з приводом:

- з окремим приводом, пов'язаним з вимикачем (або полюсом вимикача) механічною передачею;
- з вбудованим приводом, що є невід'ємною, конструктивно невідділеною, частиною вимикача або полюса вимикача.

є) За механічною стійкістю:

- нормального виконання;
- з підвищеною механічною стійкістю.

ж) За наявністю або відсутністю в дугогасному пристрої шунтуючих резисторів:

- з резисторами, що діють тільки в процесі відключення;
- з резисторами, що діють тільки в процесі включення;

- з резисторами двосторонньої дії, що діють як в процесі відключення, так і в процесі включення;

- без резисторів.

з) За наявністю або відсутністю шунтуючих конденсаторів:

- з конденсаторами;

- без конденсаторів.

и) По придатності вимикача для роботи при автоматичному повторному включенні (АПВ):

- призначені для роботи при АПВ;

- не призначених для роботи при АПВ.

і) По придатності вимикача для комутації конденсаторних батарей:

- призначені для комутації конденсаторних батарей;

- які не призначені для комутації конденсаторних батарей.

ї) По типу установки:

- опорні, тобто мають основну ізоляцію на землю опорного типу;

- підвісні, тобто мають основну ізоляцію на землю підвісного типу;

- настінні, тобто укріплені на стінах закритих розподільних пристроїв;

- вкатні, тобто мають пристосування для викочування з комірків розподільчих пристроїв;

- вбудовані в комплектні розподільчі пристрої.

3.3 Використання вакууму як способу гасіння дуги

Відключення в середовищі SF_6 (елегаз) і в вакуумі є сучасним методом, що застосовується для середньої напруги (1 - 52 кВ) і високої напруги (> 72,5 кВ). Розроблена в 60-і роки, ця технологія отримала швидкий розвиток в 70-х роках і в даний час витіснила колишню методику розриву (дуги) в повітрі і в маслі[2] (дивитися рисунок 3.1).

Беручи до уваги те, що відключення електричної дуги в елегазі (SF_6) використовується у всіх діапазонах середньої і високої напруги, відключення

електричної дуги в середовищі вакууму розвивалося в основному в діапазоні середньої напруги, частково вмішуючись в діапазон високої і низької напруги, таким чином: ці два методи конкурують тільки в області середньої напруги.

В даний час подібна конкуренція подолана: якщо раніше існувало суперництво в комерційному плані між виробниками, що обрали один з цих методів для виробництва, то зараз всі великі виробники використовують обидві технології, щоб мати можливість максимально задовольняти вимоги кожного замовника. В дійсності, кожен метод має свої сильні і слабкі сторони. Незважаючи на те, що будь-яка з цих технологій є багатофункціональною і дозволяє створити надійне і конкурентне обладнання, що забезпечує рішення більшості проблем відключення в мережах середньої напруги, проте, користувачі хочуть мати вибір в залежності від виду застосування, умов експлуатації та технічного обслуговування пристроїв, в залежності від пріоритетів і, можливо, в силу усталених традицій.

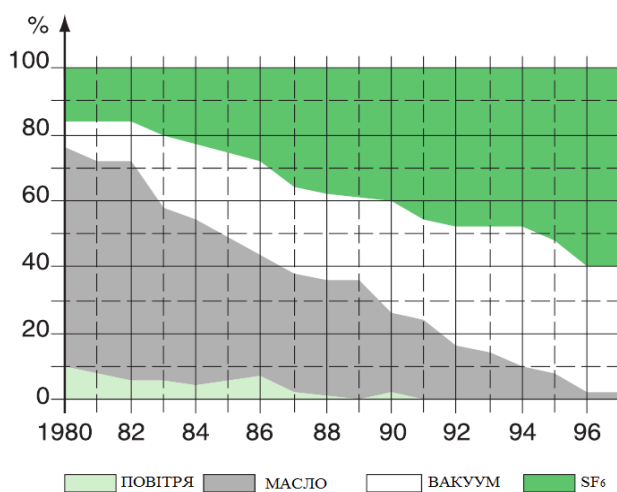


Рисунок 3.1 – Історія розвитку застосування вимикачів середньої напруги в Європі

Що стосується передісторії, то метод відключення (розриву електричної дуги) в вакуумі спочатку був розроблений американськими і англійськими конструкторами (першопрохідцями є компанії (General Electric та VIL), потім цими розробками зайнялися в Японії і в Німеччині: в обох цих країнах для електропостачання посередньому класі напруги використовуються

мережі з відносно низькою номінальною напругою (від 7,2 до 15 кВ). Навпаки, в таких країнах як Франція і Італія, де для електропостачання використовуються мережі напругою, близькою до 24 кВ, виробники обладнання вибрали технологію відключення в SF_6 . Із задоволенням можна відзначити, 30 років по тому правильність цього технологічного вибору для розглянутого виду застосування. В дійсності, на сьогоднішній момент за результатами загальної техніко економічної оцінки двох технологій ще простежується рівність у використанні для мереж напругою від 12 до 24 кВ і переважне застосування методу відключення в SF_6 , при більш високій напрузі і відключення в вакуумі при більш низькій напрузі. При цьому різниця у вартості витрат залишається, як і раніше, незначною, чим пояснюється використання обох технологій, відключення в вакуумі і в SF_6 , для всього діапазону середньої напруги, від 7,2 до 36 кВ[2].

3.4 Переваги та недоліки вакуумного комутаційного обладнання

Як основні переваги вакуумних вимикачів перед іншими типами вимикачів на середній клас напруги можна відзначити наступні[1]:

а) 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.

Візьмемо для прикладу малооливний вимикач ВК-10, для нього оливу необхідно замінювати 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 У-В необхідно проводити капітальний

ремонт. А середній ремонт вимикача повинен проводитися не рідше як один раз в 4 роки.

Вакуумні вимикачі 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.

б) Низькі експлуатаційні витрати

Враховуючи все вищесказане, можна зробити наступний висновок, що низькі експлуатаційні витрати визначаються відсутністю витрат на оливні (для оливних вимикачів) та компресорні (для повітряних вимикачів) господарства. Крім того, для вакуумної дугогасильної камери (ВДК) не потрібне поповнення дугогасильного середовища (surroundings). Висока комутаційна зносостійкість дозволяє значно скоротити витрати по обслуговуванню, а також перерви в електропостачанні, пов'язані з виконанням регламентних робіт.

в) Високий механічний та комутаційний ресурс

Для вакуумних вимикачів 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 струмів короткого замикання. 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 електромагнітних та оливних вимикачів на напругу 6-10 кВ хід контактів сягає 100-200 мм, тому 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.

г) Безпека експлуатації і екологічність

Для вакуумних вимикачів характерні мала енергія приводу, менші маса та габарити у порівнянні з традиційними вимикачами 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 та можливість роботи в агресивних середовищах.

Через відсутність викидів газу та масла і також через малі розміри та масу, за даними фірми «General Electric» проектується вимикач на напругу 242 кВ з п'ятьма дугогасильними камерами на фазу та струмом вимкнення до 40 кА. У Японії побудовано і введено в експлуатацію вакуумний вимикач на напругу 160 кВ та струмом вимкнення 40 кА, що має всього два розриви на фазу. Роботи та дослідження по вдосконаленню методів гасіння дуги у вакуумній дугогасильній камері інтенсивно продовжуються і в Україні, в першу чергу на Рівненському заводі високовольтної апаратури "РЗВА - Електрик".

До недоліків вакуумних вимикачів можна віднести підвищений рівень комутаційних перенапруг, що може викликати необхідність прийняття спеціальних заходів для захисту обладнання. Труднощі розробки й виготовлення, пов'язані зі створенням спеціальних контактних матеріалів, складністю вакуумного виробництва, схильністю матеріалів контактів до зварювання в умовах вакууму; Контакти вакуумних дугогасильних камер (ВДК) в увімкненому стані при протіканні струму можуть зварюватись. Сила зварювання залежить від властивостей контактного матеріалу, сили струму, а також від того, чи існувала між контактами короткочасна дуга чи ні. Така дуга може виникнути при включенні через пробій проміжку між контактами при їх зближенні або при вібрації. Виникнення Дуги також можливе в аварійному

режимі при протіканні через замкнуті контакти наскрізних струмів короткого замикання.

3.5 Діелектричні властивості вакууму

Будь-яке середовище відключення повинно бути перш за все хорошим ізолятором, так як мова йде про створення перепони для проходження струму. Вакуумне середовище не є винятком з правила: вакуум володіє потрібними діелектричними властивостями, але при цьому ці властивості особливі по відношенню до газоподібних діелектриків, які зазвичай використовуються при тиску, що перевищує або дорівнює 1 бару. Вакуум, кваліфікують як «високий» (діапазон тиску від 10^{-1} до 10^{-5} Па або від 10^{-3} до 10^{-7} мбар), в колбах вакуумних вимикачів (дивитися рисунок 3.2) в дійсності являє собою газ під низьким тиском: зазвичай цей тиск становить 10^{-6} мбар в новій колбі.



Рисунок 3.2 – Вакуумна камера Schneider Electric 17,5 кВ

При такому тиску обсяг в 1 мм^3 ще містить $27 \cdot 10^6$ молекул газу, але їх взаємодією можна знехтувати, так як середній вільний пробіг між двома зіткненнями молекул становить близько сотні метрів: таким чином, такий стан визначається поняттям вакууму, як якщо б кожна молекула була, практично єдиною. Незважаючи на те, що, як зазначено вище, вакуум є неперевершеним діелектриком, тим не менше електрична дуга цілком може бути присутня у

вакуумі. Насправді, напруга дуги в вакуум і зазвичай буває значно нижче напруги електричної дуги в інших середовищах, що є перевагою, коли мова йде про енергію, що розсіюється в дузі.

4 КОНСТРУКЦІЯ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ

4.1 Дугогасильна камера вакуумного вимикача

Довжина дуги у вакуумних вимикачах значно менша, ніж в масляних і повітряних, що дозволяє істотно знизити габарити дугогасильної камери. Вакуумні дугогасильні камери (ВДК) складаються з наступних основних елементів (рисунок 4.1): 1 – ізоляційного керамічного комплексу; 2 - контактів; 3 - металевого екрану; 4 - фланця; 5- сільфона. Ізоляційний корпус забезпечує підтримку тиску всередині камери на рівні 10^{-5} Па протягом всього терміну служби і необхідну електричну міцність по зовнішній і внутрішній поверхнях. Тиск підтримується на необхідному рівні завдяки використанню вакуум стійких ізоляторів і металевих фланців, а також відповідної механічної міцності корпусу і елементів кріплення. Основні функції струмоведучої системи такі ж, як і в будь-якому вимикачі: забезпечення довготривалого протікання номінального струму і короткочасного (до 3с) – струму короткого замикання; забезпечення робото здатності контактів після їх електродугового розмикання; передача і сприйняття зусиль від приводу при включенні і відключенні. Тому основні розрахунки при конструюванні контактних систем пов'язані з оцінкою їх електричного опору, механічної міцності і температури струмопровідного контуру[3].

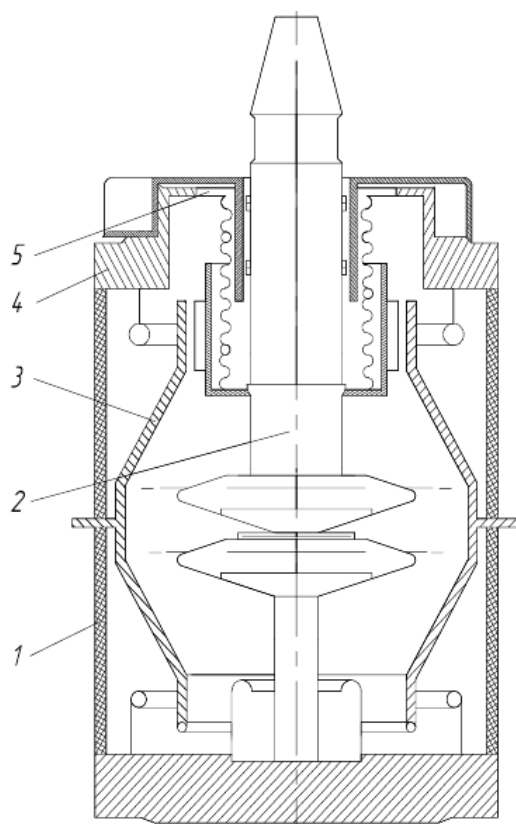


Рисунок 4.1 – Вакуумна дугогасна камера (ВДК) у розрізі

Крім того, в розімкнутому стані між контактний проміжок повинен забезпечувати необхідну електричну міцність для виключення пробоїв при впливі перенапруг.

Система екранів забезпечує: захист внутрішньої поверхні ізоляційного корпусу від попадання продуктів ерозії контактів під впливом дуги відключення, вирівнювання розподілу напруженості поля всередині дугогасильної камери.

При розмиканні контактів всередині вакуумної дугогасильної камери дуга виникає в парах металу, що заповнює між контактний проміжок. Дуга горить до тих пір, поки на контактах виділяється енергія, достатня для підтримки в між контактному проміжку концентрації парів металу, при якій може існувати дуговий розряд. При переході струму через нуль, енергія, що виділяється на електродах різко зменшується, і дуга гасне ще до досягнення струмом комутаційного ланцюга, рівного нулю. Швидкість відновлення електричної міцності між контактного проміжку довжиною 10 мм становить 15...20 кВ/мкс. В результаті відбувається зріз струму, який викликає

перенапруження в комутованому ланцюзі. Ця обставина є істотним недоліком вакуумних вимикачів, але її можна усунути установкою нелінійних обмежувачів перенапруг.

У між контактному проміжку вакуумного вимикача в залежності від струму і прийнятих конструктивних заходів дуга може підтримуватися в дифузійній або стислій (каналоподібній) формі. Граничний струм, при якому дуга переходить з одної форми в іншу (близько 10 кА), залежить від форми, розміру і матеріалу контактів, а також від швидкості зміни струму.

Падіння напруги на дузі дифузійної форми не залежить від струму і складає десятки вольт (для мідних електродів - 20 В). Воно пропорційно похідній теплопровідності і температури точки кипіння матеріалу катода.

Для зжатої форми дуги падіння напруги збільшується при збільшенні струму. При цьому зростає щільність струму і виділяється на електродах енергія, що призводить до значного збільшення постійної часу розпаду дуги (до декількох мілісекунд проти мікросекунд для дифузійної форми дуги). У зв'язку з цим необхідно, щоб в процесі відключення при переході струму до нуля дуга зберігала дифузну форму. Електрична міцність ізоляційного проміжку в вакуумі надзвичайно висока, оскільки практично виключено лавиноподібне наростання кількості заряджених частинок при їх ударній іонізації через вельми низьку щільність газу (рис. 4.2), як можна побачити в однорідному полі вже при довжині проміжку $l_k=10$ мм розрядна напруга перевищує 200 кВ. Тому довжина корпусу дугогасильної камери (або ізоляційної її частини) визначається необхідною електричною міцністю повітряного проміжку між фланцями корпусу і поверхнею корпусу при зволоженні.

Для вакуумних вимикачів зовнішньої установки необхідна електрична міцність при зволоженні забруднених поверхонь забезпечується вибором довжини шляху струму витоку. При цьому слід мати на увазі, що ізоляційний корпус розімкнутого вимикача може опинитися під впливом подвійної робочої напруги (якщо напруги на контактах виявляються в протифазі).

Довжина повітряного проміжку між фланцями (без урахування довжини металевої частини корпусу при його наявності) визначається, виходячи з вимоги надійної роботи при розрахункових впливах перенапруг на один з контактів і робочої напруги - на інший контакт[8].

При відомій розрядній напрузі необхідна довжина повітряного проміжку визначається по експериментальним залежностям розрядних напруг від довжини ізоляційного проміжку або приблизно, виходячи з середньої розрядної напруженості $E_{\text{ср.р}} = 500 \text{ кВ / м}$ (при довжині проміжків до 0,5 м).

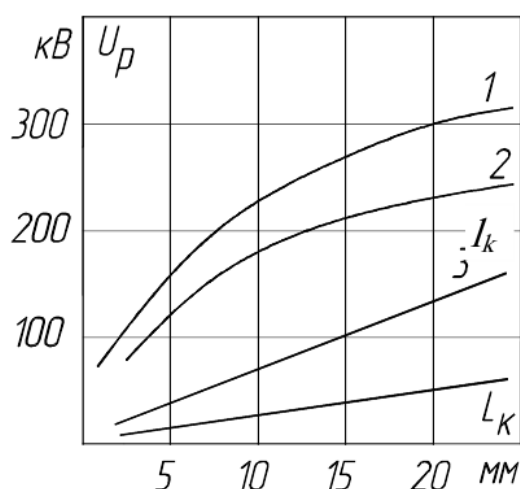


Рисунок 4.2 – Електрична міцність ізоляційного проміжку

Варто зауважити, що через наявність екранів поблизу внутрішньої поверхні ізоляційного корпусу імпульсна розрядна напруга знижується, що призводить до необхідності значного збільшення довжини ізоляційного корпусу. На корпус дугогасильної камери впливає атмосферний тиск (стискаюче зусилля). При збільшенні діаметра корпусу тиск на нього пропорційно наростає. Для зменшення товщини стінки корпусу його діаметр приймається мінімально допустимим, виходячи з умов забезпечення надійної роботи апарату. При цьому мінімальний діаметр корпусу визначається з умови обмеження впливу екранів на електричну міцність між контактним проміжку. На підставі експериментальних досліджень встановлено, що відстань від контактів до екранів приймається приблизно рівною потрібній довжині між контактним проміжку. При цьому вплив екранів на електричну міцність проміжку достатньо малий. Перед складанням вакуумної дугогасильної

камери її елементи піддаються попередньому нагріванню протягом декількох годин при температурі 400°C або і більше з метою видалення газу з поверхні різних частин розташованих всередині вакуумного обсягу[8].

Герметизація рухомого контакту ВДК здійснюється за допомогою сільфона. Сільфони майже завжди виготовляються з нержавіючої сталі. Є два різновиди сільфонів. Одна виконується з плавно заокругленим профілем на згинах, отримується або розкачування на верстаті, або формуванням за допомогою гідравлічного преса. Інший різновид сільфонів виконується з V-подібним профілем згинів; ці сільфони виконуються з набору плоских шайб, що зварюються між собою по черзі то по внутрішньому, то по зовнішньому діаметру. Вибір того чи іншого типу сильно залежить від ряду причин, і віддати перевагу якомусь одному з них непросто. Але коли потрібно сільфон великого діаметра з великим ходом, зварні сільфони дозволяють значно заощадити місце.

4.2 Види вакуумних дугогасильних камер

Активний обсяг вакуумної дугогасильної камери, що найбільше сприяє успішному відключенню струму це по-перше обсяг між контактного проміжку, а по-друге, це простір, обмежений з одного боку цими контактами, а з іншого - захисним екраном. Винятково високі діелектричні властивості вакууму дозволяють надати дугогасильній камері дуже невеликі габарити. Однак необхідність в належній ізоляції камери зовні не дозволяє зробити це, іноді вакуумні камери для підвищення їх зовнішньої електричної міцності занурюють в посудину з ізолюючої рідиною, що дозволяє набагато скоротити їх габаритні розміри. Свого часу було запропоновано безліч різних конструкцій камер, з яких найбільшого поширення отримали три конструкції, показані схематично на рисунку 4.3[9]. З них найбільш поширена камера, зображена на рисунку 4.3,а. Тут контакти оточені головним електростатичним екраном, який служить для охолодження і конденсації на ньому парів металу, що утворюються в камері при комутації вимикача. Крім центрального екрана на обох фланцях передбачені кінцеві екрани, захищають від попадання на

поверхню ізоляційної обичайки парів металу, що доходять в процесі комутації до торцевих фланців камери і відбиваються від них назад. Ізоляційна обичайка може виконуватися практично з будь-якого газонепроникного електроізоляційного матеріалу неорганічного походження. По середині, із середини до неї кріпиться головний екран. Герметизація рухомого контакту камери виконується за допомогою сільфона, який розміщується також всередині камери, що оберігає його від зовнішніх пошкоджень. В залежності від конструкції в камері можуть як знаходитися, так і не бути відсутніми напрямні втулки, що слугують для орієнтації рухомого контакту. Довжина камери лише ненабагато більша за діаметр і тому контакти такої камери виявляються відносно короткими. Останній фактор має велике значення, так як спрощує забезпечення високої механічної міцності і належний тепловий режим контактної системи.

Дещо інша конструкція дугогасильної камери показана на рисунку 4.3,б. Діаметр обичайки цієї камери менше, ніж у попередньої, але досягнуто це за рахунок значного збільшення її довжини. Головний електростатичний екран стає тут, можна сказати, частиною обичайки, а ізоляція останньої забезпечується двома ізоляційними циліндрами, по одному з кожного боку екрану. Конструкція вакуумної камери на рисунку 4.3,в, хоча і пропонувалася до впровадження, але з певних причин так і не була застосована на вакуумних вимикачах. Обичайка на цій камері виконана металевою, а її ізоляція здійснюється за допомогою торцевих фланців з електроізоляційного матеріалу на яких монтуються контакти камери. Сильфон і внутрішня поверхня фланців захищені системою електростатичних екранів. Одним з переваг цієї конструкції є простота і дешевизна герметизації ущільнювального вузла на стику металевої обичайки і ізоляційних фланців, що здійснюється завдяки еластичним потовщенням, що працюють на стиск. Основний недолік такої камери - складність створення для неї ізоляції, що володіє досить високою електричною міцністю, бо в даному випадку ізоляція працює в радіальному напрямку і тому проблема полягає в дотриманні не тільки належних розрядних відстаней, але і відповідних довжин шляхів витоку. З цієї причини подібні

камери знаходять застосування лише для вакуумних вимикачів на напругу не більше 3 кВ[9].

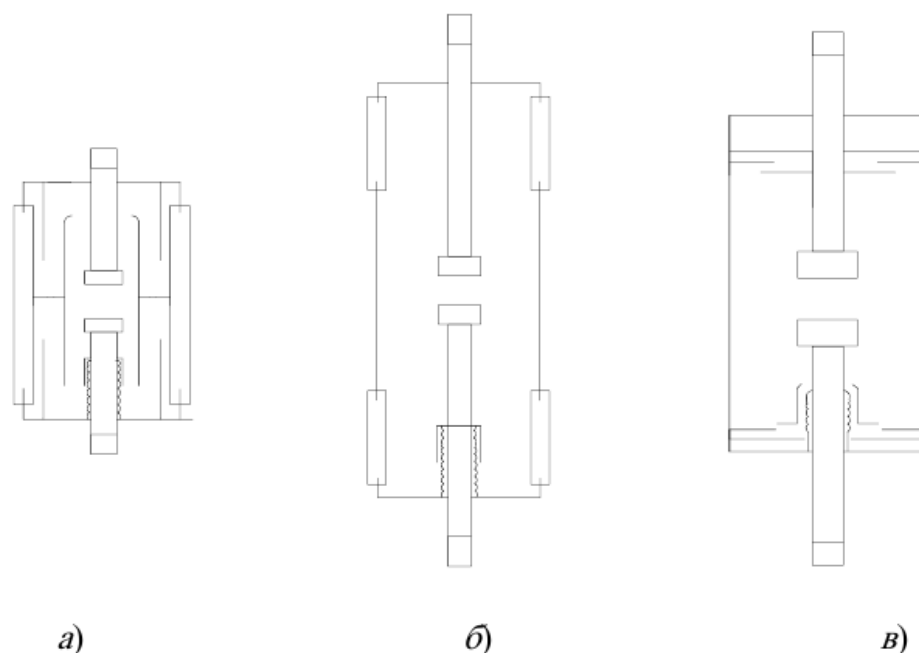


Рисунок 4.3 – типи вакуумних дугогасильних камер (ВДК)

Крім вище розглянутих, пропонувалося багато інших конструктивних рішень камери вакуумного вимикача, багато які з них пройшли експериментальну перевірку, однак в переважній більшості випадків сучасні вакуумні дугогасильні камери випускаються у вигляді, показаних на рисунку 4.3, а і б.

Конфігурація і розміри контактної системи дугогасильних пристроїв залежать як від необхідної пропускної здатності по номінальному струму, так і від струмів короткого замикання. Сумарна площа поверхні контактних елементів, що піддається впливу електричної дуги, повинна бути досить великою, щоб ці контакти були в змозі поглинути енергію, що виділяється в процесі гасіння дуги, не створюючи при цьому надмірного перегріву. З іншої сторони, щоб уникнути неприпустимого перевищення температури струмоведучих деталей при тривалому протіканні навантажувального струму, контакти камери у включеному положенні повинні утворювати досить багато контактних майданчиків з великою сумарною площею дотику (остання

залежить від твердості матеріалу контактів і стискаючого зусилля), що необхідно для ефективного відводу тепла від цих майданчиків в подібному режимі. При конструюванні вакуумних камер слід враховувати можливість деякого розм'якшення металевих деталей в процесі їх нагрівання при виготовленні камери, зокрема для термообробки, дегазації і т.п. Конструкція дугогасильної камери і технологічний режим її збірки повинні бути такі, щоб при її виготовленні виключалося попадання забруднень всередину камери.

Технічні характеристики сучасних дугогасильних камер представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1- Технічні характеристики дугогасильних камер

Параметри	Камери							
	КДВ 1-250	КДВ 12-37	КДВ 2-10-5/400	КДВХ-10-10/630	КДВХ3-10-20/1600	КДВХ-10-31,5/1600	КДВ-35-225/1600	КДВ-35-40/2000
Номінальна напруга, кВ	1,14		10				35	
Номінальний струм, кА	250	400		630	1600			2000
Номінальний струм відключення, кА	3	3,45	5	10	20	31,5	25	40
Комутаційна зносостійкість, тис. циклів «ВВ»								
В категорії застосування АС-3	1600		-	-	-	-	-	-
В категорії застосування АС-4	300		-	-	-	-	-	-
При номінальному струмі	-	-	750	50	30	40	20	
При номінальному струмі відключення	-	-	0,05	0,1	0,05			
Механічний ресурс, тис.	5000		750	50			20	

циклів «ВВ»								
Габаритні розміри, мм								
Довжина діаметра корпусу	65	150	185	223	240	253	410	461
	50	80	75	104	108	153	150	165
Маса, кг	0,4	0,95	1,74	2,9	3,8	6,9	10	16,5

4.3 Особливості конструкцій основних видів вакуумних вимикачів

Дугогасильна камера може бути закріплена або за кінець струмоведучого стрижня її нерухомого контакту, або за допомогою шпильок або інших кріпильних елементів на фланці рухомого контакту. Більшість камер дозволяється монтувати в будь-якому довільно орієнтованому положенні. Якщо камера закріплена за кінець стержня нерухомого контакту, то при включенні ударні навантаження через нерухомий контакт передаються безпосередньо несучим опорним конструкціям апарату. Механічні навантаження на ізоляційну обичайку в цьому випадку будуть відносно невеликими, і головним чином вібраційного характеру, у вигляді пружних коливань вони поширюються від зафіксованого контактного стрижня по парному з ним фланця камери і передаються від останнього на обичайку. Якщо ж, навпаки, камера закріплена за допомогою монтажних елементів пов'язаних з фланцем рухомого контакту то ударні впливи при включенні апарату передаються його несучим опорним конструкціям через ізоляційну обичайку, яка так само як і місця її спайки з армованими фланцями, повинна бути тепер розрахована на багаторазові подібні навантаження. Зі сказаного випливає, що якщо прийнято рішення про кріплення дугогасильної камери зі сторони її рухомого контакту, то слід подбати про те, щоб ізоляційна обичайка була виготовлена з високоміцного електроізоляційного матеріалу, здатного виносити підвищені механічні навантаження.

Ні в якому разі не можна жорстко закріплювати камеру з обох кінців, так як при цьому через будь-яку неточність монтажу або внаслідок вигину опорної конструкції вимикача в обичайці можуть виникати надмірно високі напруги, небезпечні для даного ізоляційного матеріалу. Якщо камера

кріпиться за стрижень нерухомого контакту і разом з тим на ній передбачені монтажні шпильки або інші елементи у протилежного фланця. Вони можуть бути використані для установки бічних стержнів, що допомагають витримувати різкі бічні навантаження механічного або електродинамічного походження на нерухомий контакт. Для вакуумних вимикачів порівняно невеликої напруги, на яких досить застосувати всього одну дугогасильну камеру на полюс, може бути передбачений найпростіший зв'язок приводного механізму з контактним пристроєм за допомогою ізоляційної тяги. на кінці якої монтується спеціальні розв'язуючі пристрої, що забезпечують необхідний провал контактів і перехід пересувної системи за мертвої точку про що докладніше буде сказано пізніше[13].

У вакуумних вимикачах з двома розривами на полюс камери часто монтується горизонтально, розташовуючи симетрично по різні боки центральної колонки з механізмом управління. Зовні полюс такого вимикача приймає Т- подібну форму, причому камери в даному випадку встановлюються рухливими контактами назустріч один одному, а оперування ними здійснюється за допомогою ізоляційної тяги, що проходить всередині колонки, з'єднаної вверху з контактами проміжної передачі важелем.

У тих випадках, коли необхідно мати на вимикачі три або ще більше камер на полюс, їх як правило, розташовують в ряд, одну за одною. Оперування рухливими контактами тут проводиться зазвичай за допомогою просторової ізоляційної конструкції, що нагадує сходи, що проходять вздовж всього дугогасильного пристрою полюса і складається з двох поздовжніх ізолюючих стрижнів, пов'язаних поперечними планками, за допомогою яких ця система з'єднується з рухливими контактами окремих камер. При Т- подібному компонованні тут як і раніше, камери монтується горизонтально, розташовуючись симетрично по обидва боки центральної опорної колонки з установленим на ній механізмом управління. Однак тепер в кожному плечі полюса поміщається вже не одна, а ціла група з двох або більш послідовно з'єднаних дугогасильних камер. Одночасне оперування обома групами камер здійснюється за допомогою загальної вертикальної тяги управління. Остання

виконується із електроізолюючого матеріалу і, пройшовши всередині порожнистої опорної колонки, з'єднується із розподільчим важельним механізмом управління пов'язаним, в свою чергу, з рухливими контактами камер ізоляційними деталями.

Як варіант приводного механізму для вакуумного вимикача високої напруги часто розглядається гідравлічна система управління, особлива привабливість якої полягає в малому ході рухомих контактів в такому апараті.

У деяких камерах струмоведучий стрижень рухомого контакту орієнтований в прямокутному напрямку спеціальним напрямлячем, передбаченим на фланці камери в місці виходу стержня назовні. Для зменшення тертя ковзання і забезпечення оперування у внутрішньому каналі напрямляча бажано встановлювати гільзу з ізоляційного матеріалу, коефіцієнт тертя якого при роботі в парі з даними стрижнем був би відносно невеликим. В інших камерах вбудовані напрямлячі для орієнтування рухомого контактної стрижня взагалі відсутні, і ця функція перекладається на механізм управління вимикачем.

Конструкція камер і спосіб їх підключення в ланцюг живлення повинні бути такі, щоб ні при складанні вимикача в заводських умовах, ні при монтажі або заміні окремих камер в умовах експлуатації, рухливі контакти не виявилися вразливими до надмірних фізичних зусиль, які в змозі привести до пошкодження сільфона. При монтажі дугогасильних камер за допомогою монтажних шпильок, вкручених у фланець рухомого контакту, необхідно передбачити заходи, щоб струм до рухомого контакту підводився тільки за допомогою його тримача і не міг протікати через монтажні шпильки фланця. Справа в тому, що монтажні шпильки в цьому випадку виявляються електрично пов'язаними з рухомих контактом, причому цей зв'язок існує навіть тоді, коли в камері передбачений ізоляційний напрямок контактної стрижня. При цьому шлях струму до рухомого контакту може пролягати не тільки за основним струмоведучим контуром вимикача, але і в обхід, через металеві конструктивні елементи, що підтримують камеру в заданому положенні, монтажні шпильки, фланець рухомого контакту і, нарешті, через

металевий сильфон, що прикріплюється одним кінцем до фланця, а іншим - до стрижня рухомого контакту. Тривале протікання помітної частини струму по обхідному контуру може привести в результаті до неприпустимо великого нагрівання сильфона, який виготовляється, зазвичай, з тонкого листового металу, і до його пошкодження. Щоб уникнути таких наслідків в тих випадках, коли в наявності реальна небезпека утворення обхідного контуру струму, доводиться в місці установки монтажних шпильок передбачати перехідні втулки з електроізоляційного матеріалу, що виключають небезпечні шляхи струму.

Завдяки високій електричній міцності вакуумних проміжків хід рухливих контактів вакуумної камери зазвичай дуже малий. Так, у вакуумних камер на 11 і 15 кВ він становить 8...12 мм, а у камер вакуумних контакторів на 3,3 кВ - ще менше, близько 2 мм. За відключаючи ми можливостями багато дугогасильних камер могли б успішно комутувати струм і при меншому русі контактів. Але оскільки проміжок між контактами, крім гасіння дуги, повинен виконувати ще й ізолюючі функції, забезпечуючи необхідну поздовжню ізоляційну міцність конструкції, а також успішно комутувати в режимі відключення ємнісних струмів, то, виходячи в основному саме з цих двох режимів, і визначали наведені вище значення робочого ходу рухомої системи вакуумних апаратів[13].

Швидкість змикання контактів повинна задовольняти одночасно двом протилежним технічним вимогам. З одного боку, швидкість в момент зіткнення контактів повинна бути досить мала, щоб не викликати надмірних механічних напружень в момент зіткнення. Це особливо важливо для вакуумних камер, окремі деталі яких в процесі виробництва піддаються паянню і дегазації при досить високих температурах і внаслідок цього часто виявляються далеко не настільки міцними і пружними, як аналогічні деталі у апаратів традиційного виконання. Крім того, низька швидкість включення також дозволяє знизити пружні коливання сильфона і тим самим підвищити його механічний ресурс. Нарешті, низька швидкість руху контактів в момент

їх зустрічі сприяє більш м'якому включенню вимикача, спрощує боротьбу з вібрацією його контактів.

З іншого боку, підвищення швидкості включення контактів зменшує тривалість дугового розряду в камері, викликаного попереднім пробоем її між контактної проміжку. Ця обставина має важливе значення, так як зменшує ерозію контактів, зварювання їх при подальшому змиканні і ймовірність виникнення в ланцюзі повторюваних пульсацій напруги, викликаних нестабільністю розрядних характеристик проміжків між контактами що повільно зближуються в період, що безпосередньо передує попередньому пробоем. В сучасних вакуумних вимикачах швидкості включення контактів в момент їх зустрічі складають $0,6 \dots 2$ м / с.

На швидкість відключення контактів вирішальний вплив здійснюють наступні два фактори:

а) тривалість горіння дуги; вона повинна бути досить малою. Максимальна тривалість процесу гасіння у вакуумній камері не повинна бути більшою, ніж півтора півперіоду струму промислової частоти;

б) відключення вакуумним вимикачем ємнісних струмів; воно не повинно супроводжуватися повторними пробоями. Якщо перехід через нуль відбудеться в момент часу, який близький до моменту розмикання контактів, то вже до наступного нуля струму електрична міцність камери повинна бути досить великою для впевненого відключення ланцюга без повторних пробоев.

Як правило, вважають, що оптимальна швидкість поділу контактів повинна бути така, щоб вони за один півперіод промислової частоти встигли пройти відстань рівну приблизно $50 \dots 80\%$ повного розчину контактів у відкритому положенні.

При конструюванні вакуумних вимикачів зварюванню контактів приділяється особлива увага. У більшості випадків прийнято контакти виготовляти з матеріалів, що погано піддаються зварюванню і утворюють порівняно слабкі в механічному відношенні зварні з'єднання, досить крихкі, щоб їх можна було легко зруйнувати при оперуванні вимикачем, не пошкоджуючи при цьому будь-яких його елементів. Для забезпечення

надійної роботи вакуумного вимикача в різних режимах комутації, які можуть бути протягом тривалого періоду експлуатації практично всі без винятку промислові апарати виконуються таким чином, щоб в них енергія, необхідна для відриву зварених контактів становила лише малу частину енергії, що потрібна для забезпечення рекомендованих швидкостей розведення контактів при відключенні.

Основною причиною зносу комутуючих контактів вакуумного вимикача є електрична ерозія їх поверхні під впливом виникаючого там дугового розряду. У більшості типів вакуумних камер інтенсивність ерозії контактів виражається в грамах на кулон, струму, що відключається, не є постійною, а зростає зі збільшенням струму, що комутується. Температура самих контактів буде на кілька градусів вище, ніж у вивідних затискачів. Цей перепад температури визначає інтенсивність тепловіддачі за допомогою теплопровідності і в реальних умовах залежить від теплофізичних властивостей і розмірів матеріалу стрижнів і контактів. Оскільки контакти у вакуумній камері не схильні до окислення, це перевищення температури не має істотного значення. Рухома система вакуумних камер під дією атмосферного тиску на сильфон зазвичай прагне перейти у включене положення. Однак відомі й такі конструкції камер в яких, навпаки, контакти під дією атмосферного тиску утримуються в відключеному положенні, а включення апарата відбувається під дією зусилля пружин включення, після зняття якого вони повертаються у відключене положення.

Пружинні пристрої рухливих контактів можуть міститися в будь-якому з проміжних ланок механізму управління вимикачем. Комбінуючи різним чином роботу цих пристроїв і механізму управління, можна створити апарат, в якому звільнені пружинні пристрої будуть утримувати контактну систему або у включеному, або у відключеному положенні. В першому випадку, за допомогою приводу здійснюється розмикання контактів, а в другому - їх включення. Принципової різниці між цими двома різновидами механізмів управління немає. Єдине, що тут слід зазначити, це те, що при розміщенні пружинного пристрою поблизу рухомого контакту зменшується число

проміжних ланок, при поломці яких може статися мимовільне включення дугогасильної камери, в той час як вона повинна була б залишатися в відключеному стані[14].

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При проектуванні електростанції необхідно вирішити ряд економічних питань, таких як: обґрунтування потужності та вибір місця; вибір оптимального варіанту з кількох можливих рішень (що складається з параметрів одиничної потужності, робочої швидкості), розрахунок техніко-економічних показників параметрів проекрованої електричної станції та їх аналіз.

У цьому розділі розглядаються питання третьої групи, зокрема визначення кошторису проекрованої електростанції, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів [15]. Основні розрахунки приведені у додатку В

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Задачі розділу

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу.

Головним завданням розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на електричних станціях, адже на станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому розглянемо питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів зниження їх впливу, з техніки безпеки, з цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням електрообладнання електростанції, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування ВРУ.
3. Дослідити роботу електричної частини КЕС потужністю 4000 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів магістерської кваліфікаційної роботи

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів при роботах в розподільних установках виконується з врахуванням літературних джерел [15- 19]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні: рухомі частини виробничого устаткування,

- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання яке може пройти через тіло людини;
- відсутність чи недостача природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;

– підвищена вибухонебезпечність. Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є: рухомі машини і механізми, електрообладнання, природне середовище людина.

6.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під часобслуговування електрообладнання ВРУ КЕС потужністю 4000 МВт

6.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [13, 18] для безпечного проведення робіт під час обслуговування та ремонту електрообладнання та заземлювальних пристроїв ВРУ слід вживати організаційних заходів.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи. Працівники, допущені до проведення робіт в електроустановці, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань .

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V. Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується .

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочих місць та на допуск, несе відповідальність за достатність передбачених заходів для виконання робіт з вимкнення та заземлення обладнання та можливість їх здійснення, а також - за координацію часу та місця роботи бригад, які допускаються.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск, повинен повідомити чергових або працівників зі складу оперативно-виробничих працівників, які готують робоче місце, а також допускатів про попередньо виконані операції з вимкнення та заземлення обладнання .

Давати дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск мають право оперативні працівники з групою V. Працівник, який готує робоче місце, відповідає за правильне і точне виконання заходів щодо підготовки робочого місця, зазначених у наряді, а також тих, що вимагаються умовами роботи (встановлення замків, плакатів, огорожень).

Підготовлювати робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикань в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу. В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV. По наряді дозволяється виконувати всі види робіт.

Дозволяється одночасне або почергове виконання робіт на різних робочих місцях одного або декількох приєднань без оформлення переведення з одного робочого місця на інше з розподілом бригади по різних робочих місцях.

Керівник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В – групу III, крім робіт у підземних спорудах, де можуть утворюватись шкідливі гази, та під напругою, – у цьому разі керівник робіт повинен мати групу IV. Керівник робіт, що виконуються за розпорядженням, повинен мати групу III в усіх електроустановках, крім випадків, обумовлених в п.п. 9.5 і 17.3.1. ПБЕЕ .

При виконанні робіт за нарядом бригада повинна складатись не менш ніж з двох працівників.

В електроустановках до 1000 В, розміщених у приміщеннях без підвищеної небезпеки щодо ураження людей електричним струмом,

працівник з групою III, який має право бути керівником робіт, може працювати одноособово.

6.2.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (306 \times 108) = 33048 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний;

вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 60$ шт;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ наведено на рисунку 6.1.

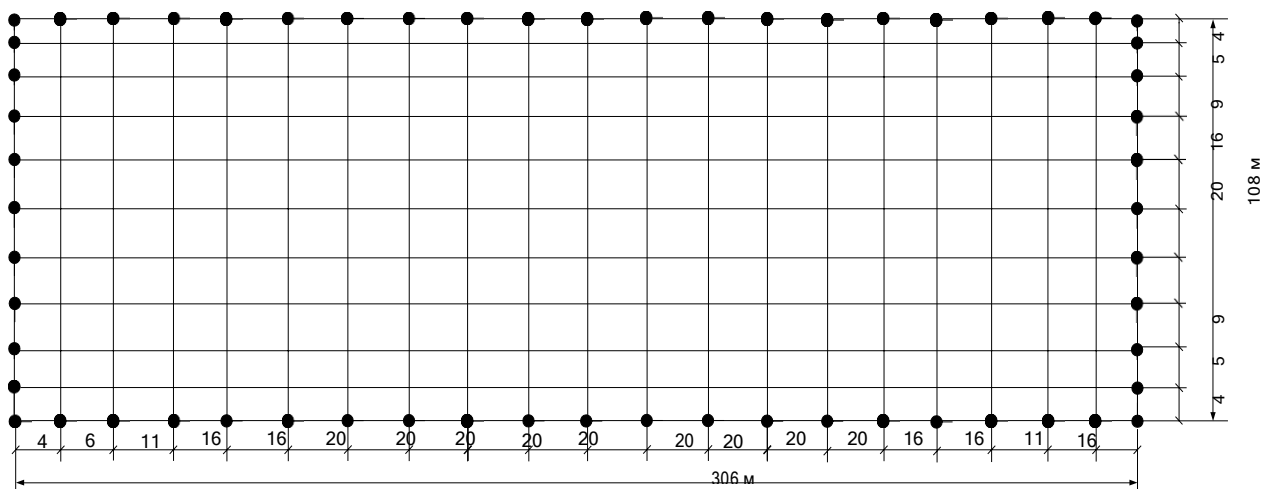


Рисунок 6.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-500кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (306 + 108) / 60 = 13,8 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2=900/450=2$$

$$a/l_B = 13,8/4 = 3,45;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{33048} = 181,8 \text{ (м)}.$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [8, 9]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_{Г} + L_{В}},$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

$L_{Г}, L_{В}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{1_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{1_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{1_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{1_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\frac{1_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{181,8} = 0,022 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,022 = 0,425;$$

$$\frac{h - t}{1_B} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_{Г} + L_{В} = (306 \cdot 11 + 108 \cdot 21) + 4 \cdot 60 = 5874 \text{ м}.$$

Визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,14$.

$$\rho_{екв} = 1,14 \cdot 450 = 513 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,425 \cdot 513 / 181,8 + 513 / 5874 = 1,29 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}$$

$$R'_3 = \frac{1,29 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,29 \cdot 1,1 + 1,29 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,4(\text{Ом}) < 0,5(\text{Ом})$$

6.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На КЕС використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. В останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс, який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки КЕС можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи

на об'єкти, там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може викликати в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Необхідно оцінити стійкість роботи конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

6.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС потужністю 4000МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуаціях.

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РУ можуть виникнути незворотні зміни. Дані наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Експозиційні дози елементів електричних частин КЕС

№	Підсистеми електричної частини КЕС	Елементи електричної частини КЕС	Д _{грн} i, (P)	Д _{гр} , P
1	Блок управління автоматизованими дільницями	Перетворювач струму MC44603P	10 ⁶	10 ³
		нормативний перетворювач швидкості NSP1207	10 ⁴	
		Контролер SP 3,5 DC	10 ⁶	
		Діод Д151-50	10 ⁵	
		Діод D0805-0.05 56	10 ⁵	
2	Система керування, РЗ та збудження	Тумблер ASW-13-102	10 ⁵	
		Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	10 ²	
		Магнітний пускач КМИ-57012	10 ⁴	
		Транзистори Т143-2	10 ⁷	
3	Мікропроцесорна система	Ікросхема ПІ регулятор струму К140УД7	10 ⁴	
		Блок РЗ SPAC 800	10 ⁵	
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	10 ⁴	

Час роботи до відмови різних систем: блок управління – 5 років (43800 год), система керування – 4,8 років (42048 год), мікропроцесорна система – 3 роки (26280 год) Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_{1max}(\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{пос}}$$

де $K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення, 2

P_{1max} – максимальне значення рівня радіації ($P_{1max} = 4,92$ P/год);

t_n - час початку опромінення, 1 год

t_k - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,92 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{2} = 2054$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_M = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{посл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2$$

$$t_M = \left(\frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 4,92 \sqrt{1}}{2 \cdot 4,92} \right)^2 = 41720$$

Допустимий рівень радіації в умовах експлуатації:

$$P_{гр} = \frac{D_{доп} \cdot K_{пос}}{2 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}$$

$$P_{гр} = \frac{10^3 \cdot 2}{2 \cdot (\sqrt{175200} - \sqrt{1})} = 2,395$$

Порівняємо отримані дані: Оскільки $P_{гр} < P_{1max}$ (2,395 P/год < 4,92 P/год) і

$D_{гр} > D_M$ (10^3 P < 2054 P), мережа є не стійко в заданих . Тому доцільно розробити комплекс заходів для підвищення стійкості роботи обладнання КЕС потужністю 4000 МВт з від дії іонізуючого випромінювання. Для цього

достатньо застосувати пасивний протирадіаційний екран для критичних елементів КЕС з коефіцієнтом послаблення 3.

6.3.2 Оцінка стійкості КЕС 4000 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів

При дослідженні стійкості роботи обладнання КЕС потужністю 4000 МВт проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії.

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_B=40$ дБ.

На об'єкті КЕС розподіляються на різні блоки:

1. Блок управління автоматизованою дільницею №1
2. Управління робототехнічною дільницею
3. Блок живлення
4. Блок живлення

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1}=2\text{м}$, $l_{B2}=1,3\text{м}$, $l_{B3}=1,45\text{м}$, $l_{Г1}=1,8\text{м}$, $l_{Г2}=1,2\text{м}$, $l_{Г3}=1,3\text{м}$.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_B = E_z \cdot l_B, \quad U_z = E_B \cdot l_z,$$

$$E_B = 1111 \text{ [кВ / м]}.$$

$$E_z = 11,11 \cdot 10^{-3} \text{ [кВ / м]}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{ж} = 12(B)$, $U_{дон1} = 12,6(B)$;

При $U_{ж} = 380 (B)$, (B) , $U_{дон1} = 399(B)$; ;

При $U_{ж} = 127 (B)$, $U_{дон1} = 132(B)$;

Результати розрахунків заносимо в таблицю 6.2.

Таблиця 6.2 - Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_6 (м)	l_2 (м)	U_6 (В)	U_2 (В)	K_6^z (дБ)	K_6^z (дБ)	Результат дії
1	Блок управління автоматизованою дільницею №1	2	1,8	22,22	19998	-4,928	-64,01	не стійкий
2	Блок управління робототехнічною дільницею	1,3	1,2	14,44	13332	28,82	-10,75	не стійкий
3	Блок живлення	1,45	1,3	16,1	14443	18,26	-40,8	не стійкий

6.3.3 Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Критерій стійкості роботи в умовах дії іонізуючих випромінювань допустима доза, яку можуть отримати робітники і службовці за час роботи змін конкретних умов.

Підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС у НС досягається передчасним дослідженням його стійкості та проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, що забезпечують максимальне зниження впливу вражаючих факторів НС, в тому числі зброї масового ураження (ЗМУ) та створення умов для швидкої ліквідації їх наслідків. Дослідження стійкості роботи на станції складається з всебічного вивчення умов, які можуть виникнути у НС, з визначенням їх

впливу на виробничу діяльність та життєзабезпеченість робітників та службовців.

Для підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючого випромінювання необхідно провести наступні заходи: підвищити герметичність станції, за рахунок забезпечення щільності дверних та віконних щілин, підготувати предмети для закриття вікон у випадку руйнування скла. Необхідно забезпечити наявність на станції відповідних ЗІЗ для захисту робітників, а також відповідних медикаментів (йоду).

Для захисту апаратури від іонізуючих випромінювань застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляються захисні пристрої, такі: до складу матеріалів повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи.

Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітних випромінювань застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних рішень

До дії ЕМІ проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього

визначаємо перехідне затухання в екрані.

Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2, f = 15000$.

Блок управління автоматизованою дільницею №1

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}$$

$$t_{min} = \frac{104}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,163$$

Блок управління роботою технічною ділянкою:

$$t_{min} = \frac{80,8}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,127$$

Блок живлення:

$$t_{min} = \frac{67}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,105$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 0,105 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною 0,127 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,163 см.

Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи КЕС. Для безпечної роботи на КЕС 4000 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт, яка призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні задачі:

1. Проаналізовано методи, що використовують під час проектування конденсаційних електростанцій.

2. Розроблено електричну частину КЕС потужністю 4000 МВт з генераторами типу ТВМ-500УЗ. Було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-500 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку. Для вибору схеми РП-500 кВ було розглянуто два варіанти. На основі розрахунку надійності і зведених витрат на будівництво і експлуатацію варіантів РП оптимальним було визнано варіант схеми 4/3.У відповідності до результатів проведеного розрахунку рівнів струмів КЗ та їх складових було проведено вибірку основного обладнання комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму і напруги, обмежувачі перенапруг та акумуляторну батарею.

3-4. Аналіз особливостей вакуумного комутаційного обладнання проводився у кілька етапів. В першу чергу, було розглянуто основні поняття та визначення. Наведена структурна будова основної складової вакуумного комутаційного обладнання – вакуумної дугогасильної камери. Вакуумні камери мають різні конструктивні особливості, що змінюються в залежності від напруги, струмів вимкнення та конструкції вимикача. Проте, усі вакуумні вимикачі будуються на загальному принципі, що включає в себе особливості гасіння дуги у вакуумі.

5. Розраховано техніко-економічні показники КЕС, що дозволяє

зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на КЕС становить 131,6 коп/кВт·год.

6. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок. Досліджено роботу електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022.164с
URL:<https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
3. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
4. Лежнюк П.Д. Електричні апарати розподільчих установок. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2004. –128 с.
5. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
6. Лежнюк П.Д. . Проектування електричної частини електричних станцій. /П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя– М.: Вінниця ВНТУ, 2009. – 194 с.
7. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.
8. [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http:// www.rzva.com.ua/](http://www.rzva.com.ua/)
9. [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http:// www.teu.tavrida.com/](http://www.teu.tavrida.com/)
10. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
11. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110– 330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
12. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація

виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

13. Бондаренко Є.А. Навчальний посібник до розділу «Охоронна праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141- Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч.посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д.,– Вінниця: ВНТУ, 2018.– 120с

14. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01- 97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоронною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

15.Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охоронною праці. Київ, 2008. 150 с

16. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000

17. Томчук М. А. Методичні вказівки з дисципліни «Цивільний захист» для студентів всіх напрямків. Вінниця: ВНТУ, 2015. 15 с.

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

19. Щербацький С.Б., Свіридов В.І., Сікорський О.В., Урсуленко В.В., «ЗАСТОСУВАННЯ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ». Матеріал конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця.[Електронний ресурс].

URL:<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19651/16>

20. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachina-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>

21. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт з аналізом особливостей вакуумного комутаційного обладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ % Схожість _____ %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. 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.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи

Автор роботи _____
(підпис)

Свірідов В.І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Адлер О.О.
(прізвище, ініціали)

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)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 4000 МВТ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВАКУУМНОГО
КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

08-21.МКР.007.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Адлер О.О.

Магістрант групи 2ЕС-22м

_____ Свірідов В.І.

Вінниця 2023 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 ректора ВНТУ №247 від 18.09.2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт з аналізом особливостей вакуумного комутаційного обладнання.;

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

– технічне завдання: станція типу КЕС потужністю 4000 МВт. Відстань до енергосистеми 450 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 2400 МВт; номінальна потужність системи 32000 МВА; номінальний опір системи 0,08 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 800 МВт; номінальна напруга району 500 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 КЕС, 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	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Аналіз особливостей вакуумного комутаційного обладнання	3.11.23	6.11.23	розділ 3
5	Конструкція вакуумних вимикачів	7.11.23	10.11.23	розділ 4
6	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 5
7	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка

9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	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

Економічна частина МКР

5.1 Визначення кошторисної вартості проєктованої КЕС

Загальні витрати на будівництво КЕС визначаються за двома розділами: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначається на підставі кошторисно-фінансового розрахунку, який складається з 13 розділів, кожен з яких має конкретне цільове значення [15]. Загальну суму капітальних витрат по окремих розділах і в цілому, за розрахунками станції, необхідно розділити на будівельно-монтажні роботи, придбання обладнання та інші витрати у відсотковому співвідношенні, як показано в таблиці 5.1. У практиці будівництва електростанцій усі витрати в розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначаються на основі виконання фізичного обсягу робіт. У дипломному проєкті такої можливості немає, а визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починається з розділу 2.

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження КЕС

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі по усіх видах затрат, грн.			Загальна вартість, грн
		Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1 Підготовка території Будівництва	2,1	201600000	8064000	193536000	403200000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	6000	11520000000	7488000000	1920000000	19200000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого Призначення	1,2	184320000	46080000	-	230400000
4 Об'єкти енергетичного Господарства	1,9	310080000	54720000	-	364800000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	547200000	28800000	-	576000000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3	518400000	57600000	-	576000000
7 Благоустрій території	0,5	96000000	-	-	96000000
8 Тимчасові будівлі та Споруди	4	614400000	76800000	76800000	768000000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	576000000,0	576000000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	38400000	38400000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	57600000,00	57600000
12 Проектні та пошукові Роботи	5	-	-	960000000	960000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	192000000,0	192000000
Всього по розділу А – промислове будівництво	-	13992000000	7760064000	2286336000	24038400000
В т.ч. поворотні суми	-	699600000	388003200	114316800	1201920000
Разом	-	13292400000	7372060800	2172019200	22836480000

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / P_{\text{вст}}, \quad (5.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 5138208000/4000000 = 1284,55 \text{ (грн/кВт)}.$$

де $K_{\Sigma 0}$ – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою суму всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначається як відношення загальних витрат на виробництво до кількості випущеної електроенергії. Річний розрахунок витрат на виробництво енергії складається за такими економічними складовими:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші витрати.

5.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів

величину капітальних витрат беремо з таблиці 6.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, втому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}} \quad (5.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (4.3) \quad (5.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot N_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування; N_i – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	ість ОФ, грн	амортизації ОФ, %	маамортизаційних відрахувань, грн
Ф1	8066880000	7	564681600
Ф2	576000000	28	161280000
Ф3	15395520000	20	3079104000
Разом		—	3805065600

$$I_a = 8066880000 \cdot 0,07 + 576000000 \cdot 0,28 + 15395520000 \cdot 0,2 = 3805065600 \text{ (грн).}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}, \quad (5.6)$$

$$Ч = 0,56 \cdot 4000 = 2240 \text{ чол.}$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності, $k_{шт}$ для КЕС 4000 МВт приймаємо рівним 0,56.

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати співвідношення, наведене в таблиці 4.3. Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.3 – Розподіл персоналу на категорії та їхня заробітна плата

Категорія	КЕС	Кількість, чол.	Зарплата, грн..
Робітники	80%	1793	10000
ІТР	16%	358	15200
Службовці	3,4%	76	12000
МОП	0,6%	14	6000
Всього:	100%	2240	

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1793	$1793 \cdot 10000 \cdot 12 = 215160000$
ІТР	358	$358 \cdot 15200 \cdot 12 = 65299200$
Службовці	76	$76 \cdot 12000 \cdot 12 = 10944000$
МОП	14	$14 \cdot 6000 \cdot 12 = 1008000$

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.4 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57(S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80(S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (5.8)$$

$$I_{зп} = (1,57(215160000 + 1008000) + 1,80(65299200 + 10944000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 476100000 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

k_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $k_b = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

5.2.3 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_а + И_{зп} + И_{п} + И_{ін}; \quad (5.9)$$

$$\begin{aligned} И &= 3805065600 + 476100000 + 28538905494,17 + 292041962,94 = \\ &= 33112113057,11 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{відп}, \quad (5.10)$$

де $E_{відп}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$E_{відп} = 25158619,2 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 33112113057,11 \cdot 10^2 / 25158619,2 \cdot 10^3 = 131,6 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	них витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт*год
Амортизація	3805065600,00	11,53%	15,17
Зарплата	476100000	1,11%	1,46
Паливо	28538905494,17	86,47%	113,8
Інші	292041962,94	0,88%	1,158
Разом	33112113057,11	100%	131,6

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними

показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко- економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	4000
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	26748144,2
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,78
Кошторисна вартість промислового Будівництва	млн. Грн	22836,48
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	7136,4
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	131,6

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K = P_{\text{вст}} / \text{ч} = 4000 / 2240 = 1,78 \text{ МВт/чол}$$

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт, що працює на газу, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 131,6 коп/кВт·год.

ДОДАТОК Г
Ілюстративна частина

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 4000 МВТ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ВАКУУМНОГО КОМУТАЦІЙНОГО
ОБЛАДНАННЯ»**

Виконав: студент групи 2 ЕС-22м Свірідов В. І
Керівник: к.т.н., доцент Адлер О. О.

Вінниця 2023

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування й забезпечення надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 4000 МВт з аналізом особливостей вакуумного комутаційного обладнання.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС;
- проектування головної схеми електричних з'єднань КЕС та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї;
- аналіз особливостей вакуумного комутаційного обладнання
- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС;
- розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці, та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

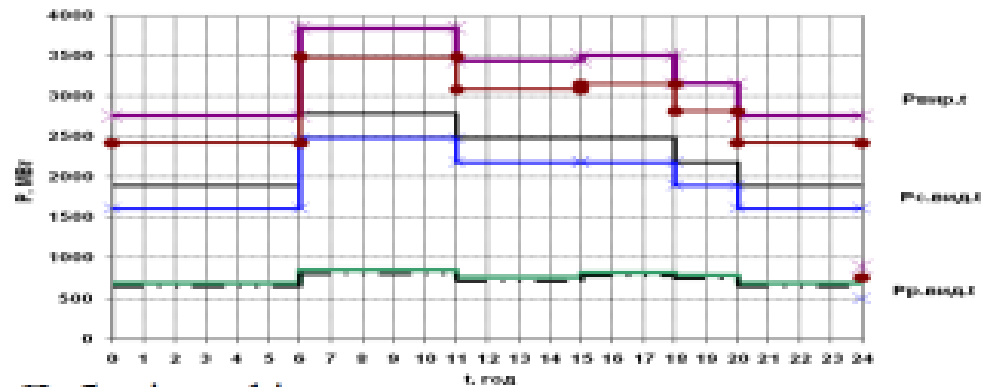
Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної станції.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій .

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

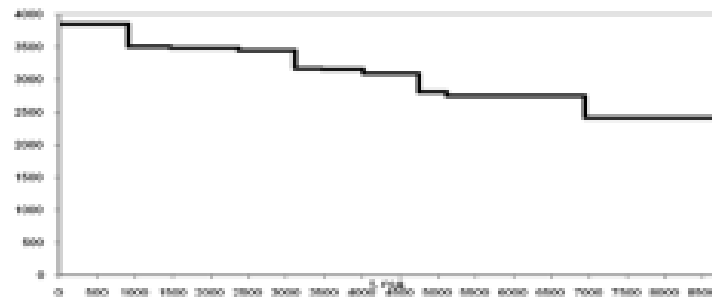
Графіки електричних навантажень

3



Добові графіки електричних навантажень

Рівняння



Річний графік навантаження

Вибір основного обладнання

4

Технічні характеристики турбогенераторів

Параметр	Турбогенератор ТБМ-500У3
$n_{ном}$, об/хв	3000
$S_{ном}$, МВА	588
$P_{ном}$, МВт	500
$U_{ном}$, кВ	20
$\cos\phi_{ном}$	0,85
$I_{ном}$, ка	17
Схема з'єднань обмотки статора	YY
Система збудження:	ТН
- $U_{зб}$, В	444
- $I_{зб}$, А	1605
- $I_{ном}$, А	5120
ВКЗ	0,44
Опора, в.о.: X''_d	0,243
X'_d	0,373
X_d	2,413
X_2	0,296
X_0	0,146
Опір статора, Ом	0,0011
Опір ротора, Ом	0,0683

Технічні характеристики турбін

Тип турбіни	$P_{ном}$, МВт	D, т/год	Параметри пари	
			P , ата	t , °C
К-500-240	500	1500	240	560

Параметри котлоагрегату

Тип котлоагрегату	D, т/год	$P_{ном}$, МВт	Параметри пари		Паливо
			P , ата	t , °C	
Пп-1600/255	1600	500	255	565	вугілля

Вибір структурної схеми станції

5

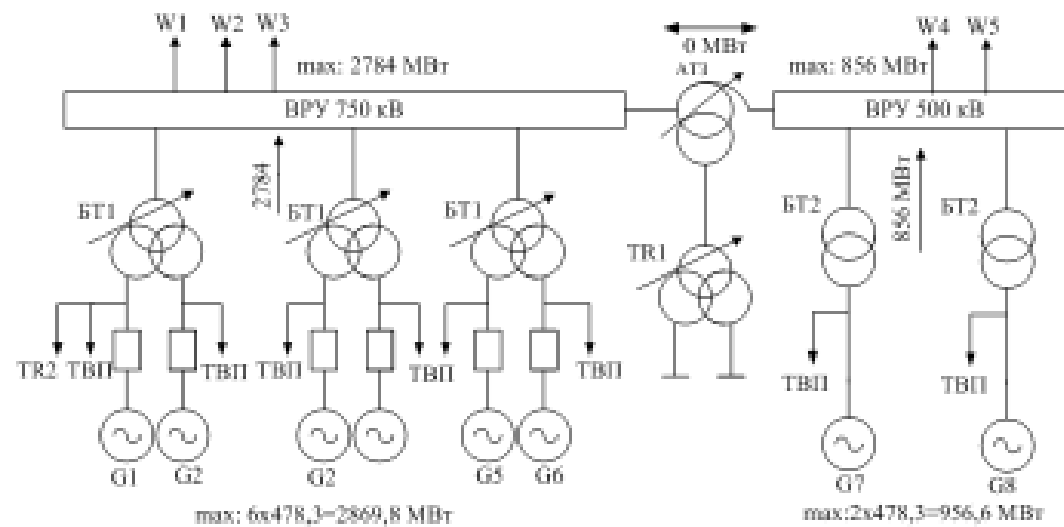
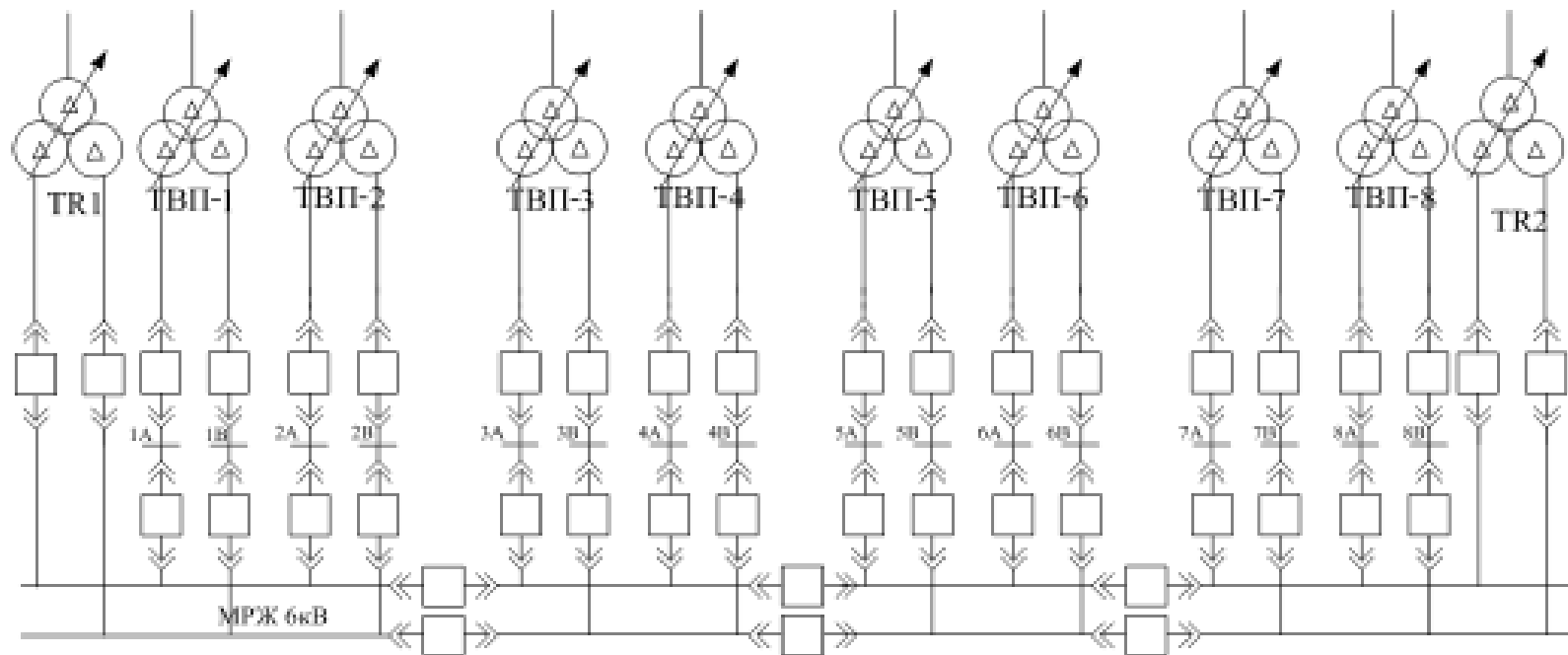


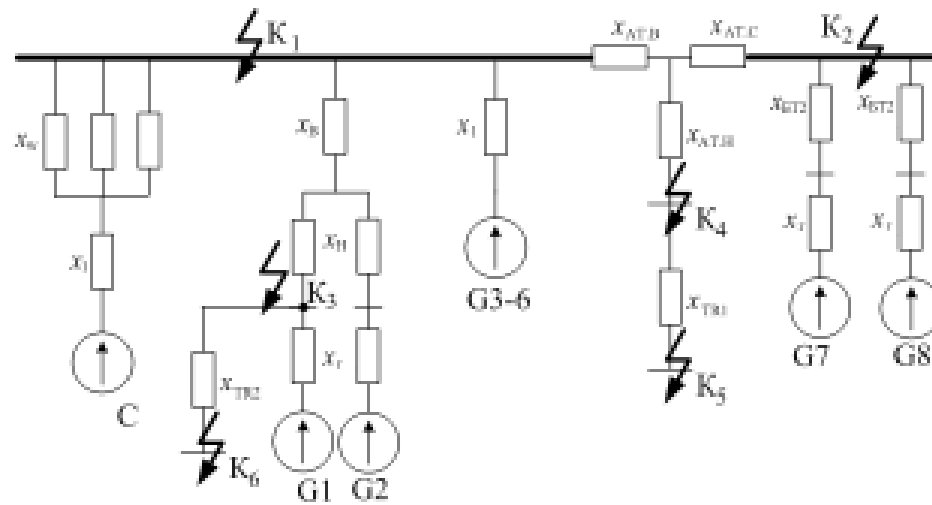
Схема системи власних потреб станції

6

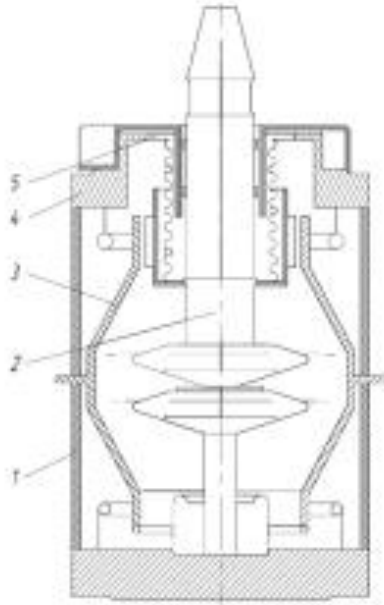


Розрахунок струмів короткого замикання

7



Заступна схема електроустановки



Переваги вакуумного комутаційного обладнання :

- Широкий діапазон температур навколишнього середовища в якому можлива робота (від -70 до +200°C);
- Підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень;
- Довільне робоче положення вакуумної дугогасильної камери в просторі;
- Високий механічний та комутаційний ресурс
 - Безпека експлуатації і екологічність
- Термін служби до 25 років

Недоліків вакуумного комутаційного обладнання можна віднести:

1. підвищений рівень комутаційних перенапруг, що може викликати необхідність прийняття спеціальних заходів для захисту обладнання;
2. Труднощі розробки й виготовлення, пов'язані зі створенням спеціальних контактних матеріалів;
3. складністю вакуумного виробництва;
4. схильністю матеріалів контактів до зварювання в умовах вакууму.

Недоліків вакуумного комутаційного обладнання можна віднести:

1. підвищений рівень комутаційних перенапруг, що може викликати необхідність прийняття спеціальних заходів для захисту обладнання;
2. Труднощі розробки й виготовлення, пов'язані зі створенням спеціальних контактних матеріалів;
3. складністю вакуумного виробництва;
4. схильністю матеріалів контактів до зварювання в умовах вакууму.

Висновок

У даній МКР була спроектована КЕС потужністю 4000 МВт з генераторами типу ТВМ-500УЗ. Було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-500 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку. У відповідності до результатів проведеного розрахунку рівнів струмів КЗ та їх складових було проведено вибірку основного обладнання комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму і напруги, обмежувачі перенапруг та акумуляторну батарею.

Проведено аналіз особливостей вакуумного комутаційного обладнання та зроблені наступні висновки: Як показує аналіз ринку електротехнічного обладнання, попит на вакуумні вимикачі на світовому ринку досяг 64-65%. Очікуваний попит ринку на вакуумну комутаційну техніку до 2025 року складе 85% усього ринку комутаційної техніки середньої напруги. Враховуючи високу надійність, простоту обслуговування і експлуатації, високий комутаційний ресурс, діапазон номінальних параметрів, дозволяють застосовувати вакуумні вимикачі в схемах з частими комутаціями .

Дякую за увагу!