

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина конденсаційної електростанції
потужністю 3300 МВт з дослідженням умов експлуатації
силового електрообладнання»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Пилипенко Р. І.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О. В.

(прізвище та ініціали)

« 31 » 05 2023 р.

Опонент: Куріна М. В.

(прізвище та ініціали)

« 5 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

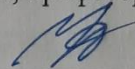
(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

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.

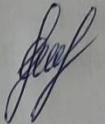
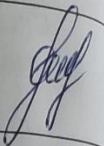
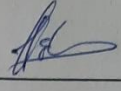

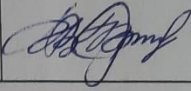
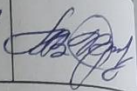

20.03 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Пилипенку Роману Ігоровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3300 МВт з дослідженням умов експлуатації силового електрообладнання»

1. Керівник роботи к.т.н., старший викладач каф. ЕСС Сікорська О. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68
2. Строк подання студентом роботи 03 червня 2022 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: вид промисловості району – хімія; встановлена потужність станції 3300 МВт; номінальна потужність системи 20800 МВА; номінальний опір системи 0,21 в.о.; номінальна напруга системи 750 кВ; номінальна напруга мережі району 500 кВ; максимальне навантаження місцевого району 1050 МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС потужністю 3300 МВт. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження умов експлуатації силового електрообладнання. 4 Економічна частина. 6. 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. Структурна схема КЕС. 3. Схеми ВРУ 500 кВ та 750 кВ. 4. Просторовий вигляд (розріз) головного корпусу КЕС. 5. Основні етапи експлуатації силового електрообладнання. 6. Структура пошкоджень. 7. Причини пошкоджень силового обладнання. 8. Пошкодження трансформаторів. 9. Технічне обслуговування трансформаторів. 10. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ. 11. Техніко-економічні показники станції.

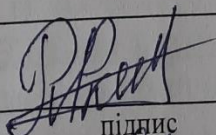
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

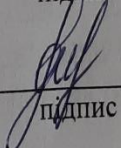
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС потужністю 3300 МВт	17.03.23	18.03.23	
3	Електротехнічна частина	19.03.23	05.04.23	
4	Дослідження умов експлуатації силового електрообладнання	06.04.23	30.04.23	
5	Економічна частина	01.05.23	10.05.23	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.05.23	29.05.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.05.23	31.05.23	
	Рецензування МКР	01.06.23	02.06.23	
	Захист МКР	06.06.23	-	

Студент


підпис

Пилипенко Р.І.

Керівник


підпис

Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Пилипенко Роман Ігорович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3300 МВт з дослідженням умов експлуатації силового електрообладнання». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 146 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 19 назв; рис.: 34; табл. 28.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 3300 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 750 та 500 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, трансформатор, відкрита розподільна установка.

ABSTRACT

Pylypenko Roman "The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 3300 MW with a study of the operating conditions of power electrical equipment." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 146 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 19 titles; Fig.: 34; table 28.

In the master's qualification work, the electrical part of the 3300 MW condensing power station was designed. In the electrical engineering part, the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagrams of open switchgears of 750 and 500 kV and the diagram of own needs of 6 kV were designed. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Key words: condensing power plant, transformer, open switchgear.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 3300 МВТ.....	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	11
2.2 Вибір основного обладнання.....	17
2.3 Вибір структурної схеми станції	18
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ-750 та 500 кВ	26
2.5 Вибір схеми власних потреб	27
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	28
2.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ	59
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	62
2.9 Вибір струмоведучих частин	67
2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ.....	75
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	76
2.12 Вибір апаратури для обмеження перенапруг	80
2.13 Вибір акумуляторної батареї	82
3 ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	89
3.1 Організація експлуатації обладнання	89
3.2 Експлуатація силових трансформаторів.....	96
3.3 Режими роботи трансформаторів	97
3.4 Експлуатація трансформаторного масла	103
3.5 Хроматографічний аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі ..	110
3.6 Ремонт трансформаторів.....	112
3.7 Випробування трансформаторів після капітального ремонту.....	116
3.8 Характеристики ізоляції обмоток трансформатора.....	118

3.9	Випробування ізоляції підвищеною напругою.....	121
4	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	124
4.1	Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС	124
4.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	126
4.2.1	Амортизація основних фондів	126
4.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати	128
4.2.3	Визначення собівартості відпущеної електроенергії	130
4.3	Аналіз отриманих результатів	130
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	132
5.1	Задачі розділу	132
5.2	Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування електрообладнання ВРУ КЕС потужністю 3300 МВт.....	134
5.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць...	134
5.2.2	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ.....	136
5.3	Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	138
5.3.1	Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань ...	139
5.3.2	Дослідження стійкості електричної частини КЕС 3200 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів.....	140
5.3.3	Розробка заходів по забезпеченню безпечної роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій	141
	ВИСНОВКИ.....	144
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	145
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	147
	Додаток Б Технічне завдання МКР.....	148
	Додаток В Ілюстративна частина.....	152

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. Теплові електростанції (ТЕС) є одним з основних виробників електроенергії. Їхня частина становить 30,9 млн. кВт від загальної встановленої потужності електростанцій України становить 50,9 млн. кВт. Вони виробляють близько 47% всієї електроенергії.

Поточний стан ТЕС є критичним: 63,% енергоблоків знаходиться за межею фізичного зносу, 27,8% - наближаються до межі зношення, а 8,3% - до розрахункового.

Україна перейшла до нової моделі ринку електроенергії. Таким чином, змінились і умови функціонування всіх джерел енергії, а також нові проблеми.

Типові енергетичні проблеми [8]:

- необхідність продовження терміну експлуатації АЕС до 2030 року;
- не до кінця вирішені питання щодо «зеленого» тарифу та боргів;
- зростаючі проблеми балансування об'єктів;
- недостатньо власних ресурсів, викопного палива (близько 46% вугілля імпортується);
- залежність від імпорту газу (близько 30% споживання газу припадає на імпортоване);
- значні ресурси біопалива але відсутність стимулювання виробництва різних видів біопалива, таких як біомаса, біометан, біодизельне паливо тощо;
- незбалансована система генерації ВДЕ.

Накопичування застарілого обладнання призводить до зростання втрат на ремонт. Щоб усунути негативні явища в енергетиці та забезпечити її розвиток, потрібно орієнтуватися на оновлення обладнання з використанням перспективних технологій. Це дозволить підвищити ефективність спалювання вугілля на 15%, а економію газу – до 1.8 млн. м³ в рік.

Тому стратегічно правильним є комбінований підхід. Поряд з ремонтами та маловитратними заходами необхідно виконувати повномасштабне переоснащення, яке засновано на сучасних технологіях.

При реабілітації ТЕС повинні бути вирішені задачі:

- розширення діапазону регулювання потужності енергоблоків;
- зниження питомих витрат палива;
- підвищення екологічних характеристик станції.

Діюче обладнання КЕС орієнтовано на базовий режим роботи з обмеженнями можливостями регулювання навантаження в добовому та тижневому розрізах.

Вибір районів розташування КЕС на органічному паливі визначається порівняльною економічністю транспортування палива на передачі електроенергії. В межах вибраного району пункт будівництва визначається наявністю підходящого майданчика (для потужних КЕС – біля 200÷400 га), транспортних зв'язків, умовами технічного водопостачання та санітарними нормами, які обмежують забруднення повітряного басейну поблизу населених пунктів та зміну температурного режиму водосховищ.

Вибір одиничної потужності агрегатів КЕС в загальному випадку повинен здійснюватись на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням того, що збільшення одиничної потужності агрегатів знижує питомі затрати на 1 кВт потужності, яка вводиться і в той же час при цьому зростають затрати на створення резерву потужності в енергосистемі.

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

На конденсаційні електростанції (КЕС) в Україні припадає близько 20% виробленої електроенергії [3]. Спостерігається тенденція до подальшого зменшення частки виробництва теплової енергії. Безумовно, тепла енергетика має зазнати реформ та змін з урахуванням міжнародних стандартів та реалізації політики декарбонізації енергетики [4]. Однак повністю відмовитися від ТЕЦ,

ймовірно, неможливо. Оскільки генерації ГЕС недостатньо для регулювання напівпікової та пікової частин добового графіка навантаження системи.

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 3300 МВт та дослідження умов експлуатації силового 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;
- проєктування головної схеми електричних з'єднань КЕС та схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї;
- дослідження умов експлуатації силового 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 проєктування електростанцій.

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

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 3300 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 ТЕЦ 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'ятидесяти 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 ТЕС. Необхідна реконструкція та модернізація основного енергетичного обладнання електростанції. Актуальним залишається питання проектування та будівництва нових ТЕС. Тому тема магістерської роботи є важливою.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних і теплових навантажень району, що обслуговується. Потужність електричних станцій повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, зв'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення, і витрата на власні потреби станції [8].

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи $P_{C_{MAX}}$ та району $P_{P_{MAX}}$.

Приведемо приклад розрахунку для інтервалу часу «0-6» і пори року «зима» для місцевого району. Для всіх часових інтервалів і для всіх пір року, розрахунки проводяться аналогічно. Всі розрахункові дані заносимо в таблицю 2.1

$$P_{pt} = (P'_{pt} \cdot P_{P_{MAX}}) / 100 \quad (2.1)$$

$$P_{ct} = (P'_{ct} \cdot P_{C_{MAX}}) / 100 \quad (2.2)$$

де $P_{C_{MAX}}$, $P_{P_{MAX}}$ - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

P'_{pt} , P'_{ct} – навантаження відповідно місцевого району та системи, %

$$P_{pt} = (70 \cdot 1050) / 100 = 735 \text{ (МВт)};$$

$$P_{ct} = (55 \cdot 1850) / 100 = 1017,5 \text{ (МВт)};$$

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

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

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

Приймаємо $\Delta P'_1=0,01$; $\Delta P'_2=0,06$; $\Delta P''_1=0,02$; $\Delta P''_1=0,14$.

Постійні втрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p\max} ; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 1050 = 10,5 \text{ (МВт)};$$

Постійні втрати в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{C\max} ; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1850 = 37 \text{ (МВт)};$$

Змінні втрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}} \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{735^2}{1050} = 30,87 \text{ (МВт)};$$

Змінні втрати в мережах системи:

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

$$\Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{1017,5^2}{1850} = 78,35 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{p\text{від}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} \quad (2.7)$$

$$P_{p\text{від}} = 735 + 10,5 + 30,87 = 776,37 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{c\text{від}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} \quad (2.8)$$

$$P_{c\text{від}} = 1017,5 + 37 + 78,35 = 1132,85 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{відт}} = P_{p\text{від}} + P_{c\text{від}} \quad (2.9)$$

$$P_{\text{відт}} = 776,37 + 1132,85 = 1909,22 \text{ (МВт)};$$

Встановлена потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 3 \cdot 300 + 3 \cdot 800 = 3300 \text{ (МВт)};$$

За приведеним алгоритмом розраховані графіки електричних навантажень для періоду повені та нормального періоду. Дані зводяться в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані про навантаження станції

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	70	75	95	90	80	85	80	75
	літо	65	70	90	85	85	70	65	65
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	735	787,5	997,5	945	840	892,5	840	787,5
	літо	682,5	735	945	892,5	892,5	735	682,5	682,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
	літо	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	30,87	35,44	56,86	51,03	40,32	45,52	40,32	35,44
	літо	26,62	30,87	51,03	45,52	45,52	30,87	26,62	26,62
Потужності, що віддається до місцевого району, МВт	зима	776,37	833,44	1064,86	1006,53	890,82	948,52	890,82	833,44
	літо	719,62	776,37	1006,53	948,52	948,52	776,37	719,62	719,62
Навантаження системи, %	зима	55	70	95	85	85	70	65	65
	літо	50	60	90	80	80	65	60	60
Навантаження системи, МВт	зима	1017,5	1295	1757,5	1572,5	1572,5	1295	1202,5	1202,5
	літо	925	1110	1665	1480	1480	1202,5	1110	1110
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	37	37	37	37	37	37	37	37
	літо	37	37	37	37	37	37	37	37
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	78,35	126,91	233,75	187,13	187,13	126,91	109,43	109,43
	літо	64,75	93,24	209,79	165,76	165,76	109,43	93,24	93,24
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1132,85	1458,91	2028,25	1796,63	1796,63	1458,91	1348,93	1348,93
	літо	1026,75	1240,24	1911,79	1682,76	1682,76	1348,93	1240,24	1240,24
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1909,22	2292,35	3093,11	2803,16	2687,45	2407,43	2239,75	2182,37
	літо	1746,37	2016,61	2918,32	2631,28	2631,28	2125,30	1959,86	1959,86
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	69,33	75,79	89,30	84,41	82,46	77,73	74,90	73,94
	літо	66,58	71,14	86,35	81,51	81,51	72,97	70,18	70,18
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1978,55	2368,14	3182,41	2887,57	2769,91	2485,16	2314,65	2256,30
	літо	1812,95	2087,75	3004,67	2712,79	2712,79	2198,27	2030,04	2030,04

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від max}}}{100} \quad (2.10)$$

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1909,22}{3300} \right) \cdot \frac{3 \cdot 3093,1}{100} = 69,33 \text{ (МВт)},$$

де $P_{\text{вст}} = 3300$ (МВт) - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{вп}} = 3\%$ - максимальне навантаження власних потреб, %, відносно встановленої потужності електростанції по [8, таблиця 1.1];

Потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}} \quad (2.11)$$

$$P_{\text{вир}} = 1909,22 + 69,33 = 1978,55 \text{ (МВт)}.$$

За даними розрахунків будуюмо графіки навантажень, приймаючи тривалість зимового періоду 183 доби, а літнього періоду - 182 доби.

Використовуючи річний графік по тривалості, розрахуємо техніко-економічні показники роботи станції.

1) Максимальне навантаження станції :

$$P_{\text{max}} = 3182,41 \text{ (МВт)}$$

2) Річне вироблення електроенергії:

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

$$E_p = \left[6 \cdot 1978,55 + 4 \cdot (3182,41 + 2256,3) + 2 \cdot (2368,14 + 2887,57 + 2769,91 + \right. \\ \left. + 2485,16 + 2314,65) \right] \times 183 + \\ + \left[6 \cdot 1812,95 + 4 \cdot (3004,67 + 2030,04) + 2 \cdot (2087,75 + 2712,79 + 2712,79 + \right. \\ \left. + 2198,27 + 2030,04) \right] \times 182 = \\ = 2,0766 \cdot 10^7 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

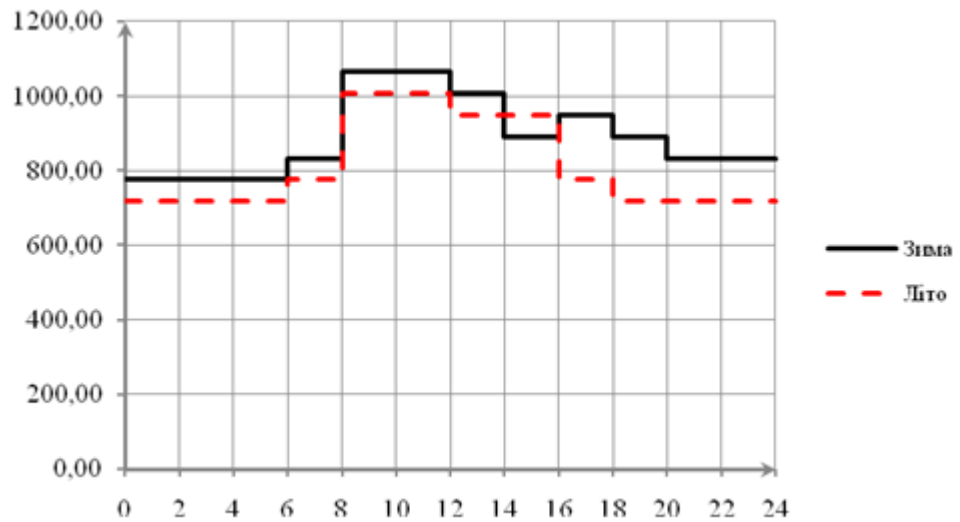


Рисунок 2.1 – Потужність, яка віддається в місцевий район

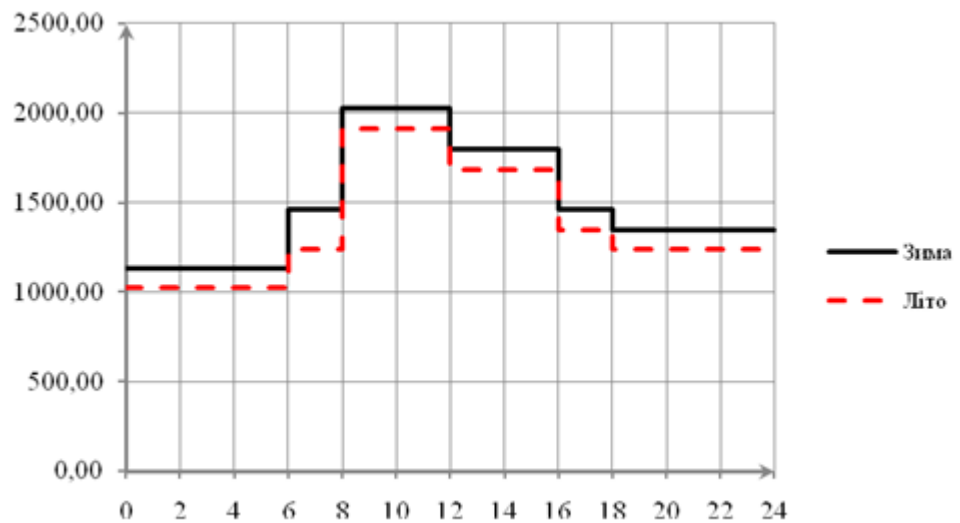


Рисунок 2.2 – Потужність, яка віддається в систему

3) Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{T} \quad (2.13)$$

$$P_{\text{cp}} = \frac{2,0766 \cdot 10^7}{8760} = 2370,62 \text{ (МВт)}.$$

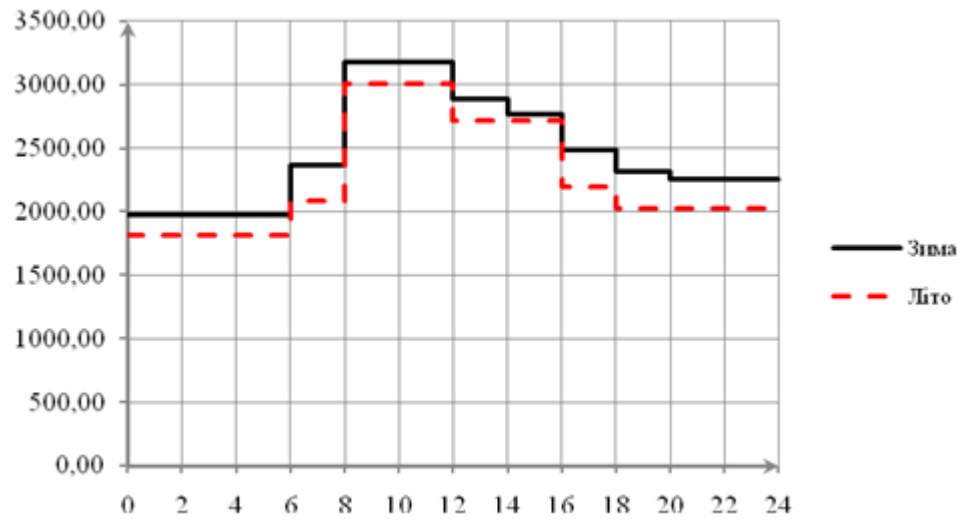


Рисунок 2.3 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

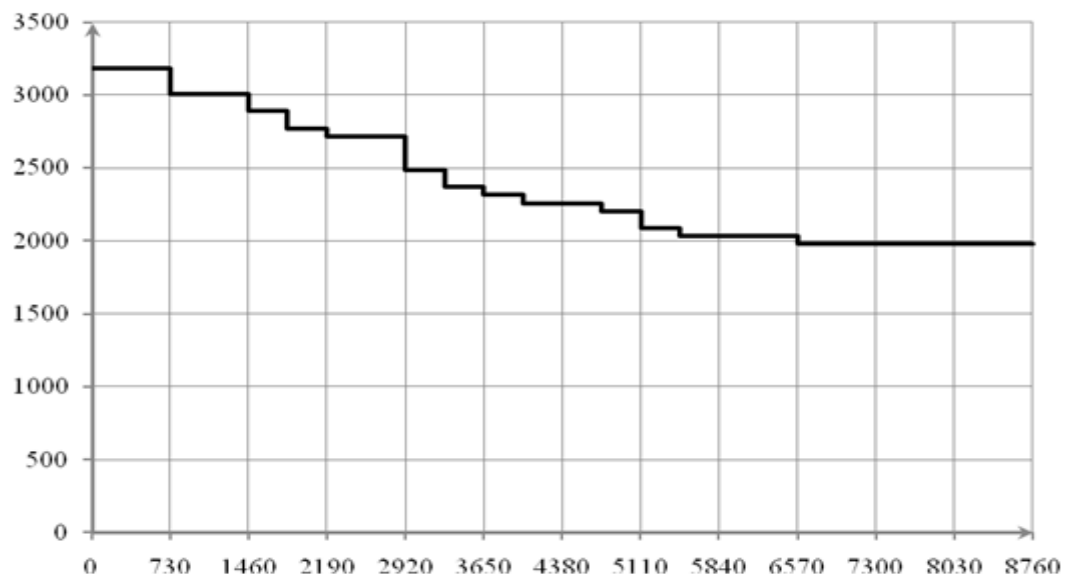


Рисунок 2.4 – Річний графік

4) Коефіцієнт заповнення графіка:

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

$$K_3 = \frac{2370,62}{3182,41} = 0,745.$$

5) Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_y = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} \quad (2.15)$$

$$K_y = \frac{2370,62}{3300} = 0,718.$$

6) Число годин використання максимального навантаження:

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

$$T_{max} = \frac{2,0766 \cdot 10^7}{3182,41} = 6525,45 \text{ (год)} .$$

7) Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}} \quad (2.17)$$

$$T_{вст} = \frac{2,0766 \cdot 10^7}{3300} = 6292,93 \text{ (год)} .$$

8) Коефіцієнт резерву:

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

$$K_{рез} = \frac{3300}{3182,41} = 1,04 .$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна сказати, що дана електрична станція має невеликий запас резервної потужності ($K_{рез} \approx 1,4$).

2.2 Вибір основного обладнання

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

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проєктованій ТЕС, визначаються в залежності від типу (КЕС, ТЕЦ) і потужності станції; на КЕС – конденсаційні турбіни типу К.

Згідно завдання вибираємо з [8] для блоків 300 МВт турбіни К-300-240. Для блоків 800 МВт беремо К-800-240-1.

Параметри турбін з [8] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Вибір турбін

Тип турбіни	Номинальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-800-240-1	800	240	560	565	2560
К-300-240	300	240	560	565	865

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором парових турбін. Паропродуктивність парогенераторів вибирається: для блочних КЕС – по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з урахуванням власних потреб і запасом до 3%. Вибираємо парогенератори Пп-950/255ГМ один для турбіни К-300-240, та три такого ж типу для турбіни К-800-240-1.

Номинальні дані парогенераторів [8] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Вибір котлоагрегату

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут
Пп-950/255ГМ	950	3 · 300	255	565	570	Газ, мазут

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

Для блоків 3×300 беремо генератори ТГВ-300-2УЗ. Для блоків 3×800 беремо генератори ТВВ-800-2ЕУЗ. Параметри генераторів, взяті з [7], заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
ТГВ-300-2УЗ	353	300	20	10,2	0,85	0,195
ТВВ-800-2ЕУЗ	888,9	800	24	21,4	0,9	0,219

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

2.3 Вибір структурної схеми станції

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

Проєктування схеми приєднання станції до системи полягає у виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія, та кількості ЛЕП на кожній напрузі. У відповідності з різноманітністю вихідних умов, видача електроенергії з електростанції може здійснюватися на одній, двох чи трьох підвищених напругах.

В більшості випадків видача потужності відбувається на двох напругах: 110-220 кВ – в місцевий район навантаження (в радіусі 30-150 км) і 330-750 кВ – в основну мережу енергосистеми або в основні мережі двох напруг (за відсутності живлення місцевого району) – 220-330 і 500-750 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоку.

Для вибору кількості ліній, що відходять від РП використовуємо дані таблиця 2.1 [8].

Згідно приведених вимог кількість ЛЕП, що відходять від РП визначається:

$$n_c = \frac{P_{c.max}}{P_{гр}} ; \quad (2.19)$$

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.max}}{P_{гр}} . \quad (2.20)$$

де $P_{гр}$ – максимально можлива потужність, яку може передати одна ЛЕП;

$P_{гр}$ – значення пропускної здатності ЛЕП – беремо з [8, таблиця 2.1].

P_{max} – максимальна потужність, що віддається з РП по всіх ЛЕП.

Для РП-750 кВ: $P_{max c} = 2028,25$ МВт:

$$n = \frac{2028,25}{2200} + 1 = 1,92 \approx 2 \text{ лінії}$$

Для РП-500 кВ: $P_{max p} = 1064,86$ МВт:

$$n = \frac{1064,86}{900} + 1 = 2,18 \approx 3 \text{ лінії} .$$

Структурна схема електричної частини ЕС визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор - трансформатор і вид електричних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин РП різних напруг.

Використовуючи рекомендації [8] приймаємо структурну схему станції, що зображена на рисунку 2.5.

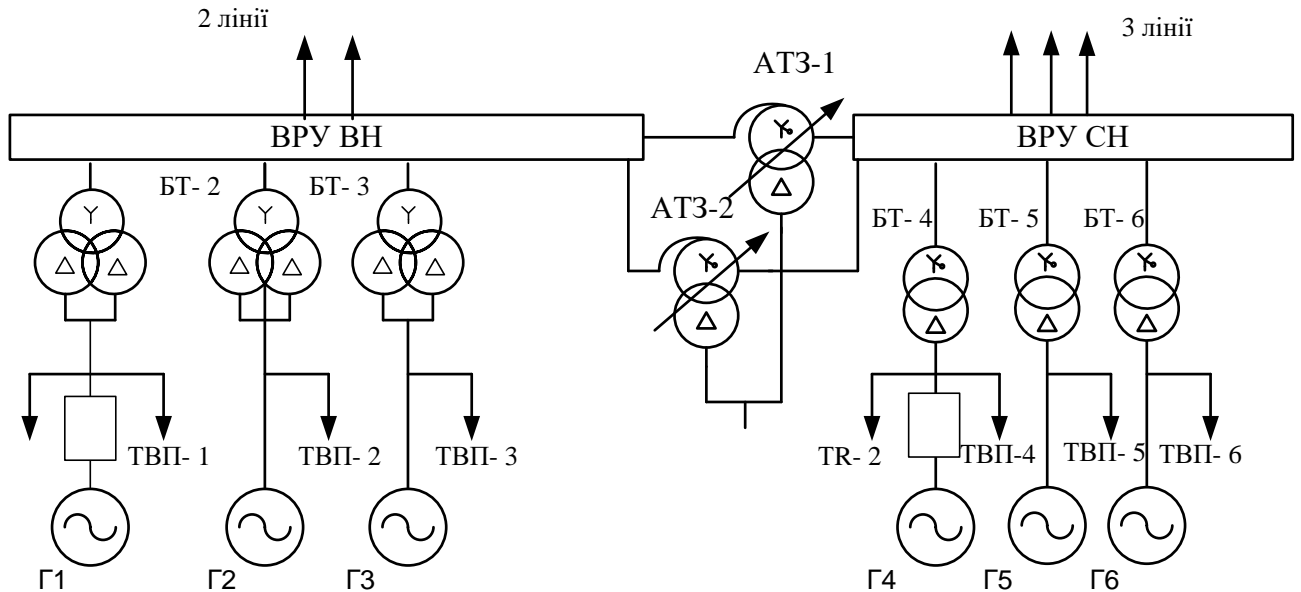


Рисунок 2.5 – Структурна схема станції

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.21)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, 8,4%;

$B = 20$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

Втрати в блочному трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.22)$$

де P_x, P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

S_{max} – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;

T_P – час ремонту трансформатора ;

τ – тривалість максимальних втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6525,45}{10^4} \right) \cdot 8760 = 5282,5(\text{год}).$$

Втрати в автотрансформаторі:

$$\Delta W_{AT} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (2.23)$$

$$\Delta W_{BT\ 1,3} = 6 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 800 \cdot \left(\frac{2586}{630 \cdot 0,85} \right)^2 \cdot 5282,5 = 26970784,351 (\text{кВт}\cdot\text{год});$$

$$\Delta W_{BT\ 4,6} = 3 \cdot 315 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 790 \cdot \left(\frac{1027}{400} \right)^2 \cdot 5282,5 = 17452242,514 (\text{кВт}\cdot\text{год});$$

$$\Delta W_{AT3} = 6 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{1}{6} \cdot 630 \cdot \left(\frac{200}{1251} \right)^2 \cdot 5282,5 = 6578619,557 (\text{кВт}\cdot\text{год});$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma}^I &= \Delta W_{BT1,2} + \Delta W_{BT3,4} + \Delta W_{AT3} = \\ &= 26970784,351 + 17452242,514 + 6578619,557 = 51001656,422 (\text{кВт}\cdot\text{год}). \end{aligned}$$

$$U^I = 8,4/100 \cdot 81228 + 20 \cdot 51001656,422 \cdot 10^{-5} = 56906,769 (\text{тис. грн}).$$

Приведені витрати:

$$Z^I = 0,12 \cdot 81228 + 56906,769 = 66654,129 (\text{тис. грн}).$$

Номинальна потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) вибирається у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, що пред'являються до системи власних потреб електростанції, перевантаження робочих ТВП недопустиме.

Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів наперед не відомі, то визначаємо потужність робочих ТВП наближено за формулою, приведеною в [8].

$$S_{ТВП} \geq P'_{вп} \cdot P_{ном.г} \cdot K_{п}, \quad (2.24)$$

де K_{Π} – коефіцієнт попиту ($K_{\Pi} = 0,85$ для КЕС, що працюють на газі [8]);

$P_{\text{ном Г}}$ – номінальна потужність генератора.

Для блоків 800 МВт: $S_{\text{ТВП}} \geq 0,03 \cdot 800 \cdot 0,85 = 20,4$ МВА;

Вибираємо робочий трансформатор власних потреб типу:

ТРДНС-32000/35.

Для блоку 300 МВт: $S_{\text{ТВП}} \geq 0,03 \cdot 300 \cdot 0,85 = 7,65$ МВА;

Вибираємо робочий трансформатор власних потреб типу:

ТРДНС-25000/35.

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл. 2.4

Потужність пускорезервні трансформатори власних потреб (ПРТВП) повинна забезпечити заміну самого крупного робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку другого блока. Згідно [8] їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП розр}}; \quad (2.25)$$

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot 26,7 = 34,7 \text{ МВА.}$$

Вибираємо трансформатори типу ТРДНС-40000/35 і ТРДНС-40000/20.

Технічні характеристики вибраних трансформаторів приведено в табл. 2.5.

Так як кожен генератор включається в блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{\text{ном Г}} > S_{\text{ном Г}} - S_{\text{ТВП}}, \quad (2.26)$$

де $S_{\text{ТВП}}$ – потужність ТВП;

$S_{\text{ном Г}}$ – номінальна потужність генератора.

Для блоків 800 МВт:

$$S_{\text{ном.Г}} \geq 888,9 - 26,7 = 862,2 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ОРЦ-417000/750 [2].

Для блоків 300 МВт:

$$S_{\text{ном.Г}} \geq 353 - 10,6 = 342,4 \text{ МВА}$$

Вибираємо трансформатор ТДЦ-400000/50 [2].

Параметри блочних трансформаторів приведено в табл.2.6

Вибір автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) здійснюється на підставі аналізу перетоків потужності між РП в різних режимах:

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.г}i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.27)$$

де $S_{\text{ном.г}}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1);

$S_{\text{вл.ном}}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{p.\max} = 3 \cdot (353 - 10,6) - 1064,86/0,85 = -155,948 \text{ (МВА)}.$$

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.г}i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{p.\text{від.}\min}, \quad (2.28)$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

$$S_{p.\min} = 3 \cdot (353 - 10,6) - 719,62/0,85 = 227,656 \text{ (МВА)}.$$

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном.г}i} - S'_{\text{в.п.}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.29)$$

де $S'_{\text{в.п.}}$ – потужність власних потреб блоків м. р., що залишилися в роботі.

$$S_{p.\text{ав}} = (3 - 1) \cdot (353 - 10,6) - 1064,86/0,85 = -498,358 \text{ (МВА)}.$$

При встановленні двох трансформаторів необхідно враховувати, що при виході з ладу одного з трансформаторів, той трансформатор, що залишився в

роботі, повинен забезпечити перетік потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{p,\text{max}}| / 1,4; \quad (2.30)$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{p,\text{min}}| / 1,4; \quad (2.31)$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} \geq |S_{p,\text{ав}}| / 2; \quad (2.32)$$

$$S'_{\text{НОМ.Т}} = (-155,9480)/1,4 = -111,391 \text{ (МВА)};$$

$$S''_{\text{НОМ.Т}} = 227,656 / 1,4 = 162,611 \text{ (МВА)};$$

$$S'''_{\text{НОМ.Т}} = (-498,358)/2 = -249,179 \text{ (МВА)}.$$

По найбільшому з цих значень ($S'_{\text{НОМ.Т}}$, $S''_{\text{НОМ.Т}}$, $S'''_{\text{НОМ.Т}}$) виконується вибір потужності ТЗ (в даному випадку це $S''_{\text{НОМ.Т}} = 249,179 \text{ МВА}$).

Вибираємо автотрансформатор АОДЦТН-417000/750/500 [2].

Обираємо даний трансформатор на більшу потужність з урахуванням подальшого розширення, та відсутності необхідного трансформатора.

Параметри автотрансформаторів зв'язку приведено в табл.2.7

Таблиця 2.4 – Трансформатори власних потреб

Позначення на схемі	Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$			Втрати, кВт		U_k , %			I_x , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P_x , кВт	P_k , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТВП 1-3	ТРДНС-32000/35	32	24	-	6,3-6,3	29	145	-	12,7	40	0,6	556,8
ТВП 4-6	ТРДНС-25000/35	25	20	-	6,3-6,3	25	115	-	10,5	30	0,65	496

Таблиця 2.5 – Пускорезервні трансформатори власних потреб

Позначення на схемі	Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$			Втрати, кВт		U_k , %			I_x , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P_x , кВт	P_k , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
TR1	ТРДНС-40000/35	40	24	-	6,3-6,3	36	170	-	12,7	40	0,5	632
TR2	ТРДНС-40000/20	40	20	-	6,3-6,3	36	170	-	12,7	40	0,5	632

Таблиця 2.6 – Блочні трансформатори

Позначення на схемі	Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном}			Втрати, кВт		U _к , %			I _х , %	Вартість, тис.грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P _х , кВт	P _к , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ 1-3	ОРЦ-417000/750	417	787/ $\sqrt{3}$	-	24	320	800	-	14	45	0,35	3600
БТ 4-6	ТДЦ-400000/500	400	525	-	20	315	790	-	13	-	0,45	3344

Таблиця 2.7 – Автотрансформатори зв'язку

Позначення на схемі	Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном}			Втрати, кВт				U _к , %			I _х , %	Вартість, тис. грн
			ВН, кВ	СН, кВ	НН, кВ	P _х , кВт	P _{кВН-СН} , кВт	P _{кВН-НН} , кВт	P _{кСН-НН} , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
АТЗ 1-2	АТДЦТН-417000/750/500	417	750/ $\sqrt{3}$	500/ $\sqrt{3}$	10,5	125	670	-	-	11,5	81	68	0,15	3072

*Примітка: для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН в колонці $u_{к\text{ СН-НН}}$ наведені $u_{к\text{ НН1-НН2}}$.

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ-750 та 500 кВ

Видача потужності зі станції здійснюється з шин ВРУ 500 і 750 кВ. Критерієм вибору варіанту ВРУ є такі показники як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), задоволення технічних вимог, і т.п.

Використовуючи рекомендації для ВРУ-750 кВ і ВРУ-500 кВ приймаємо схему 4/3.

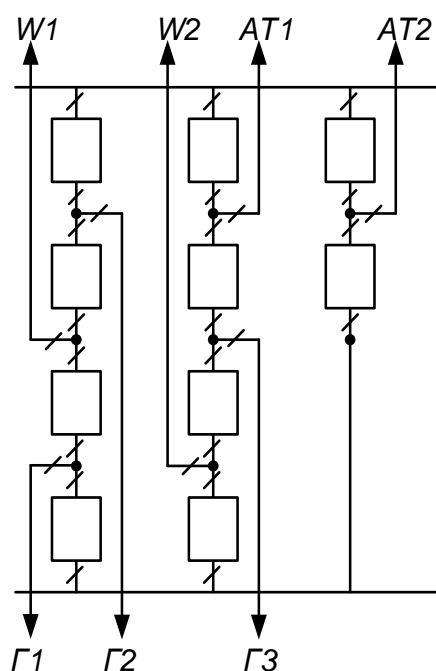


Рисунок 2.5 – Схема ВРУ-750 кВ

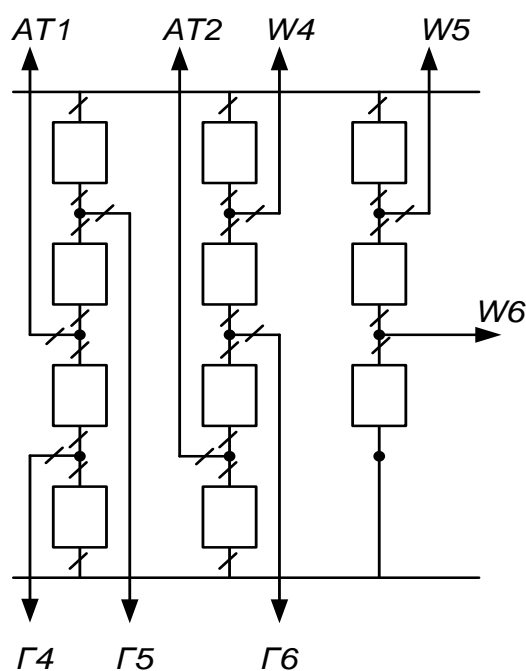


Рисунок 2.6 – Схема ВРУ-500 кВ

2.5 Вибір схеми власних потреб

Виробництво електроенергії на КЕС повністю механізоване. Велика кількість механізмів забезпечують роботу різних агрегатів електростанції. Тому нормальна робота ЕС можлива лише при надійній роботі всіх механізмів власних

потреб, що можливо лише при їх надійному живленні. Споживачі ВП відносяться до споживачів I категорії.

Основними напругами, які застосовуються в системі ВП, є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ для всіх інших споживачів. Розробляємо схему живлення ВП, користуючись рекомендаціями, викладеними в [8].

Секції попарно приєднуються до окремого джерела робочого живлення, у нашому випадку до різних обмоток НН блочних ТВП. Резервне живлення секцій ВП виконується від резервних магістралей, зв'язаних з пускорезервними трансформаторами власних потреб. Резервні магістралі секціонуються вимикачами через два-три блоки. Виходячи з приведених вимог, схема електрозабезпечення системи власних потреб проектованої КЕС буде мати вигляд (рисунок 2.7).

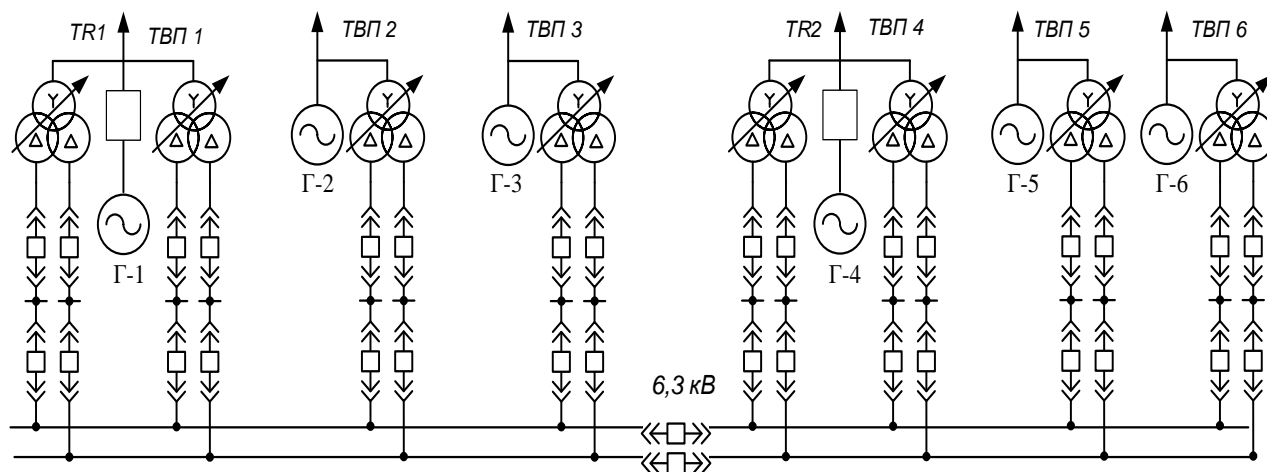


Рисунок 2.7 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів КЗ складається розрахункова схема, по якій складається електрична схема заміщення. Шляхом поступового перетворення схема заміщення приводиться до більш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були зв'язані з точкою КЗ одним

результуючим опором. Знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, по закону Ома визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім ударний струм, періодичну та аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.8).

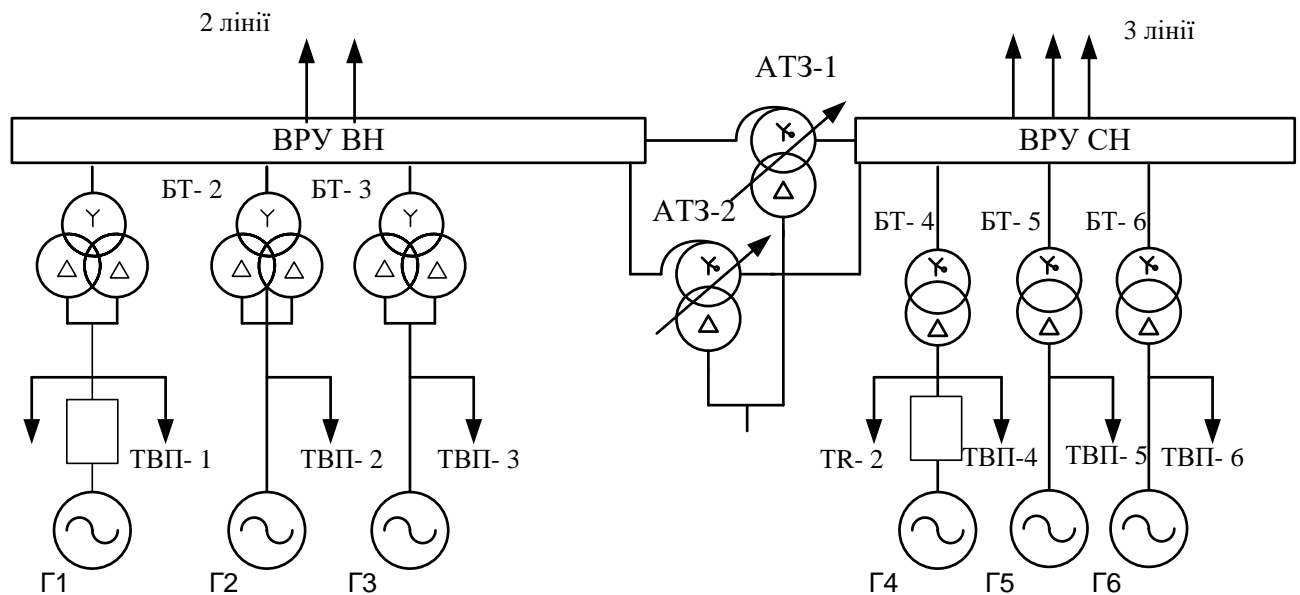


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема установки

Складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними (рисунок 2.9).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [8, таблиця 5.1–5.3].

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- СИСТЕМИ:

$$X_{*1} = X_c = X_{c\text{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.33)$$

$$X_c = 0,08 \cdot \frac{1000}{20800} = 0,00385;$$

- ПЛЕП:

$$X_{*2} = X_{\text{Л}} = X_{\text{ПИТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{б1}}^2}, \quad (2.34)$$

$$X_{\text{Л}} = 0,28 \cdot 550 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,26;$$

- ПЛЕП СН КВ:

$$X_{*\text{Л.МР}} = 0,3 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,113;$$

- БТ1,2,3:

$$X_{*5} = X_{\text{бТ}} = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.33)$$

$$X_{\text{бТ}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{417 \cdot 3} = 0,112;$$

- БТ4,5,6:

$$X_{*6} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,325;$$

- ГЕНЕРАТОРИВ Г1-3:

$$X_{*3} = X_{\text{Г1}} = X_{\text{д*НОМ}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.34)$$

$$X_{*3} = 0,219 \cdot \frac{1000}{888,9} = 0,246;$$

- ГЕНЕРАТОРИВ Г4-6:

$$X_{*4} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

- ПРТВП1:

$$x_{*10} = 1,875 \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}}, \quad (2.35)$$

$$x_{*10} = 1,875 \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,953;$$

- ПРТВП2:

$$x_{*11} = 1,875 \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,953;$$

- АТ3:

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.36)$$

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

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.37)$$

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

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KB-C\%}), \quad (2.38)$$

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

$$x_{*7} = x_B = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}}, \quad (2.39)$$

$$x_{*7} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{1251} = 0,1;$$

$$x_{*8} = x_C = 0; \quad (2.40)$$

$$x_{*9} = x_H = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}}, \quad (2.41)$$

$$x_{*9} = \frac{68,75}{100} \cdot \frac{1000}{1251} = 0,5475;$$

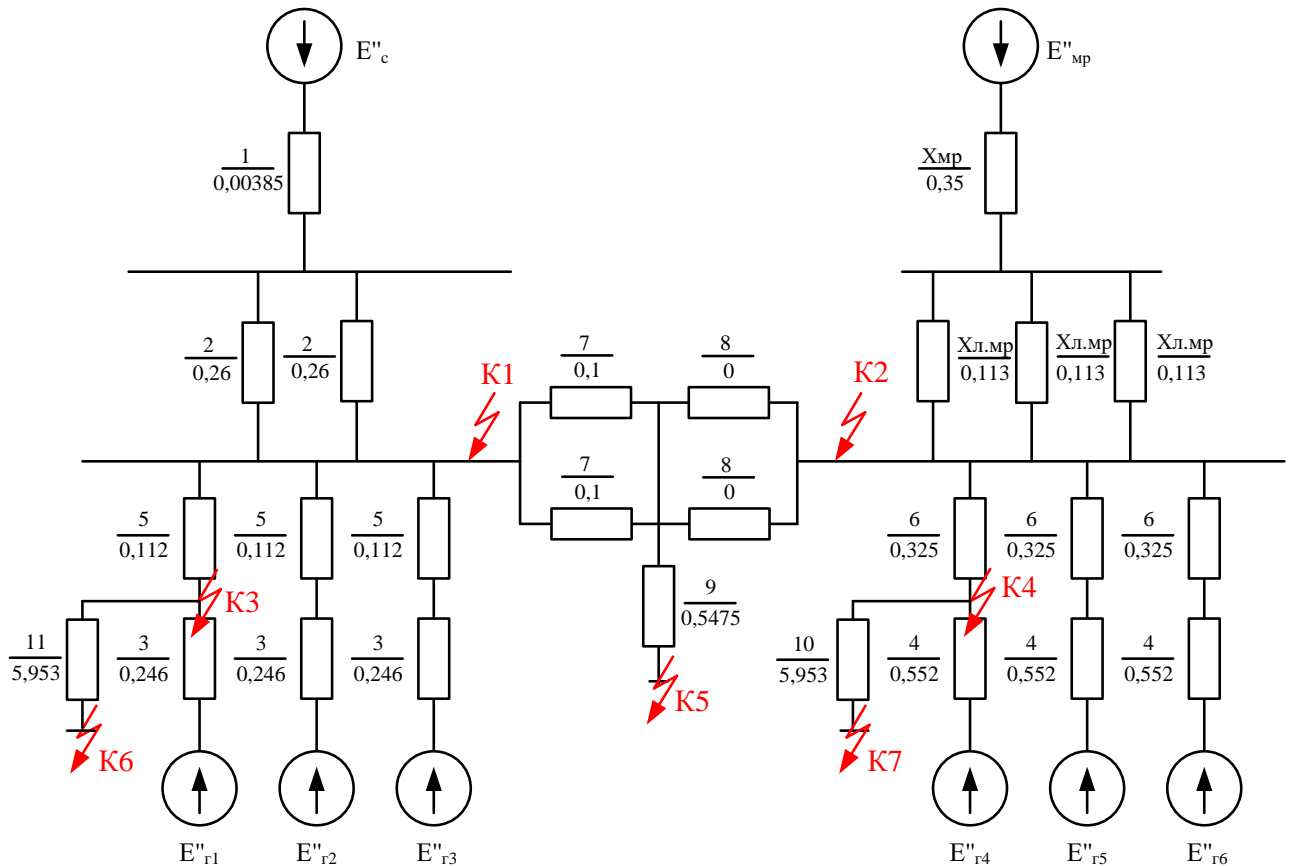


Рисунок 2.9 – Заступна схема

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$.

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''_*}{X_{\text{рез}}*} \cdot I_{\text{Б}}, \quad (2.42)$$

де E''_* – ЕРС джерела, в.о.;

$X_{\text{рез}}*$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

$I_{\text{Б}}$ – базисний струм, кА.

$$I_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}. \quad (2.43)$$

Розрахунок точки K_1 :

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 . Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.10).

$$X_{*12} = X_{*1} + \frac{X_{*2}}{2}, \quad (2.44)$$

$$x_{*12} = 0,00385 + \frac{0,26}{2} = 0,134;$$

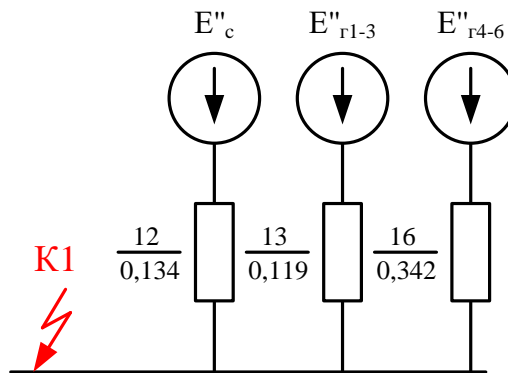


Рисунок 2.10 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_1

$$X_{*13} = \frac{X_{*3} + X_{*5}}{3}, \quad (2.45)$$

$$x_{*13} = \frac{0,246 + 0,112}{3} = 0,119;$$

$$X_{*14} = \frac{X_{*4} + X_{*6}}{3}, \quad (2.46)$$

$$x_{*14} = \frac{0,552 + 0,325}{3} = 0,292;$$

$$X_{*15} = \frac{X_{*7} + X_{*8}}{2}, \quad (2.47)$$

$$x_{*15} = \frac{0,1 + 0}{2} = 0,05;$$

$$X_{*16} = X_{*14} + X_{*15}, \quad (2.48)$$

$$x_{*16} = 0,292 + 0,05 = 0,342;$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}}, \quad (2.49)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_6}{X_{*12}},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,134} \cdot 0,75 = 5,597 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_6}{X_{*13}},$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{0,119} \cdot 0,75 = 7,122 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_6}{X_{16}},$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{1,13}{0,342} \cdot 0,75 = 2,485 \text{ (кА)}$$

Розрахунок точки K_2 :

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2 представлена на рисунку 2.11.

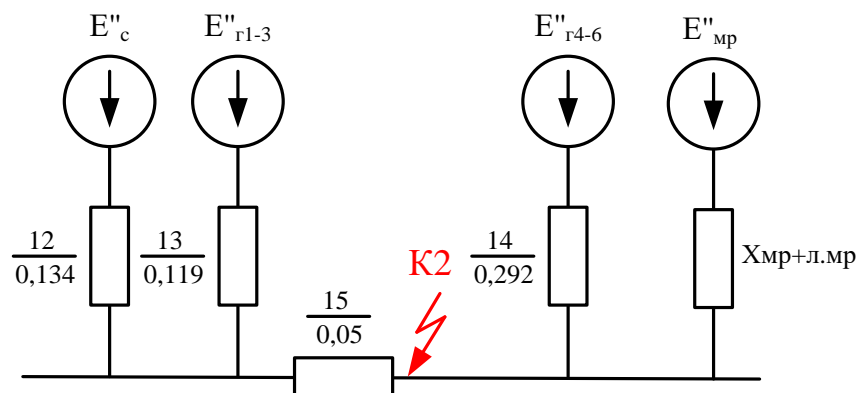


Рисунок 2.11 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_2

$$X_{*\Delta} = X_{*15} \cdot (X_{*12} + X_{*13}), \quad (2.50)$$

$$X_{*\Delta} = 0,05 \cdot (0,134 + 0,119) = 0,01265;$$

$$X_{*17} = X_{*12} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*13}}, \quad (2.51)$$

$$X_{*17} = 0,134 + \frac{0,01265}{0,119} = 0,24;$$

$$X_{*18} = X_{*13} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*12}}, \quad (2.52)$$

$$X_{*18} = 0,119 + \frac{0,01265}{0,134} = 0,2134;$$

$$X_{*\text{мп+л.мп}} = X_{*\text{мп}} + \frac{X_{*\text{л.мп}}}{3}, \quad (2.53)$$

$$X_{*\text{мп+л.мп}} = 0,35 + \frac{0,113}{3} = 0,388;$$

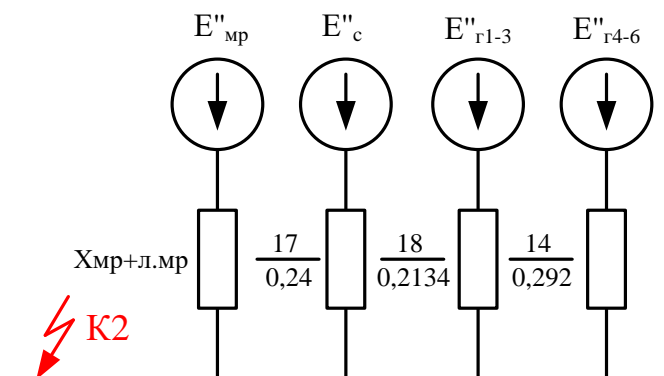


Рисунок 2.12 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₂

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}}$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{62}}{X_{*17}},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,24} \cdot 1,12 = 4,706 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{E''_{*1} \cdot I_{62}}{X_{*18}},$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{0,2134} \cdot 1,12 = 5,97 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{E''_{*2} \cdot I_{62}}{X_{*14}},$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{1,13}{0,292} \cdot 1,12 = 4,334 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по МР}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{62}}{X_{*MP+Л.МР}},$$

$$I_{\text{по МР}} = \frac{0,85}{0,388} \cdot 1,12 = 1,643 \text{ (кА)}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_3 представлена на рисунку 2.13.

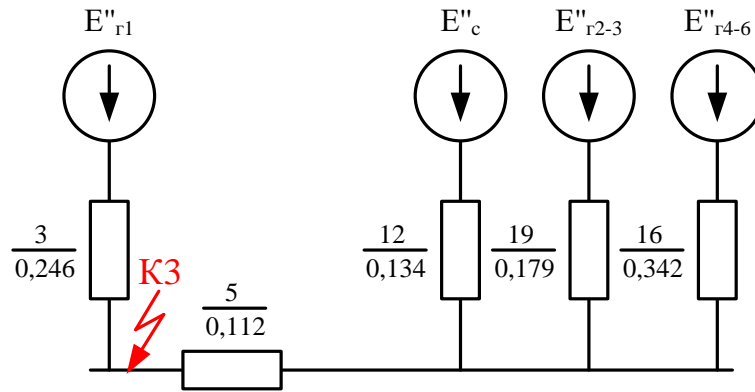


Рисунок 2.13 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₃

$$X_{*19} = \frac{X_{*3} + X_{*5}}{n_{*B1} - 1}, \quad (2.54)$$

$$X_{*19} = \frac{0,246 + 0,112}{3 - 1} = 0,179;$$

$$X_{*\Delta} = X_{*5} \cdot (X_{*12} \cdot X_{*19} + X_{*12} \cdot X_{*16} + X_{*19} \cdot X_{*16}), \quad (2.55)$$

$$x_{*\Delta} = 0,112 \cdot (0,134 \cdot 0,179 + 0,134 \cdot 0,342 + 0,179 \cdot 0,342) = 0,0146;$$

$$X_{*20} = X_{*12} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*19} \cdot X_{*16}}, \quad (2.56)$$

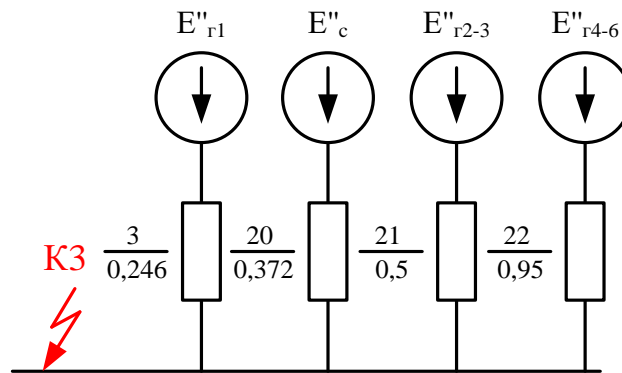
$$x_{*20} = 0,134 + \frac{0,0146}{0,179 \cdot 0,342} = 0,372;$$

$$x_{*21} = x_{*19} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*12} \cdot x_{*16}}, \quad (2.57)$$

$$x_{*21} = 0,179 + \frac{0,0146}{0,134 \cdot 0,342} = 0,5;$$

$$x_{*22} = x_{*16} + \frac{x_{*\Delta}}{x_{*12} \cdot x_{*19}}, \quad (2.58)$$

$$x_{*22} = 0,342 + \frac{0,0146}{0,134 \cdot 0,179} = 0,95;$$

Рисунок 2.14 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₃

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}},$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,1 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{E''_{*1} \cdot I_{63}}{X_{*3}},$$

$$I_{\text{по Г1}} = \frac{1,13}{0,246} \cdot 24,1 = 110,703 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{63}}{X_{*20}},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,372} \cdot 24,1 = 64,611 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г2-3}} = \frac{E''_{*1} \cdot I_{63}}{X_{*21}},$$

$$I_{\text{по Г2-3}} = \frac{1,13}{0,5} \cdot 24,1 = 54,575 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{E''_{*2} \cdot I_{63}}{X_{*22}},$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{1,13}{0,95} \cdot 24,1 = 28,666 \text{ (кА)}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₂ представлена на рисунку 2.15.

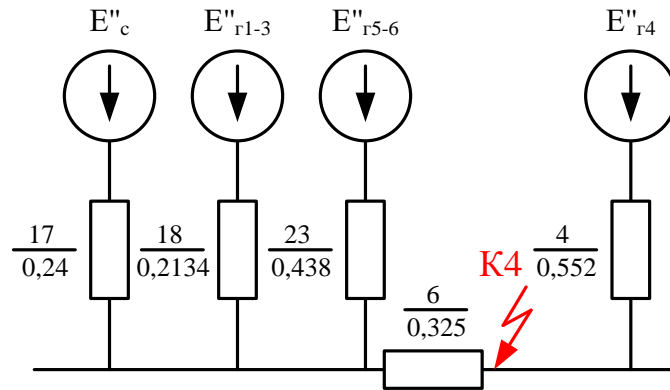


Рисунок 2.15 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₄

$$X_{*23} = \frac{X_{*4} + X_{*6}}{n_{*B1} - 1}, \quad (2.59)$$

$$X_{*23} = \frac{0,552 + 0,325}{3 - 1} = 0,438;$$

$$X_{*\Delta} = X_{*6} \cdot (X_{*17} \cdot X_{*18} + X_{*17} \cdot X_{*23} + X_{*18} \cdot X_{*23}) \quad (2.60)$$

$$X_{*\Delta} = 0,325 \cdot (0,24 \cdot 0,2134 + 0,24 \cdot 0,438 + 0,2134 \cdot 0,438) = 0,081;$$

$$X_{*24} = X_{*17} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*18} \cdot X_{*23}}, \quad (2.61)$$

$$X_{*24} = 0,24 + \frac{0,081}{0,2134 \cdot 0,438} = 1,1;$$

$$X_{*25} = X_{*18} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17} \cdot X_{*23}}, \quad (2.62)$$

$$X_{*25} = 0,2134 + \frac{0,081}{0,24 \cdot 0,438} = 0,99;$$

$$X_{*26} = X_{*23} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17} \cdot X_{*18}}, \quad (2.63)$$

$$X_{*26} = 0,438 + \frac{0,081}{0,24 \cdot 0,2134} = 2,0;$$

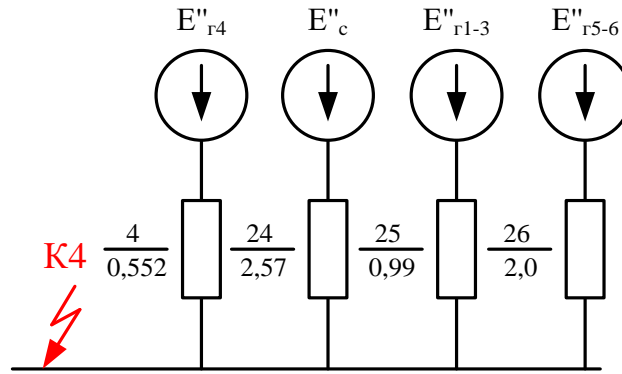


Рисунок 2.16 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₄

$$I_{64} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{64}},$$

$$I_{64} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,9 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г4}} = \frac{E''_{*2} \cdot I_{64}}{X_{*4}},$$

$$I_{\text{по Г4}} = \frac{1,13}{0,552} \cdot 28,9 = 59,161 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{64}}{X_{*24}},$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{1,1} \cdot 28,9 = 26,273 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{E''_{*1} \cdot I_{64}}{X_{*25}},$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{0,99} \cdot 28,9 = 33,188 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г5-6}} = \frac{E''_{*2} \cdot I_{64}}{X_{*26}},$$

$$I_{\text{по Г5-6}} = \frac{1,13}{2,0} \cdot 28,9 = 16,087 \text{ (кА)}$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$:

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_2 представлена на рисунку 2.17.

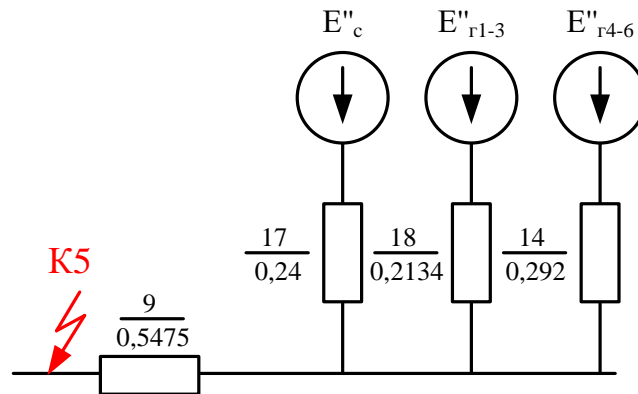


Рисунок 2.17 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці K_5

$$X_{*\Delta} = X_{*9} \cdot (X_{*17} \cdot X_{*18} + X_{*17} \cdot X_{*14} + X_{*18} \cdot X_{*14}) , \quad (2.64)$$

$$X_{*\Delta} = 0,5475 \cdot (0,24 \cdot 0,2134 + 0,24 \cdot 0,292 + 0,2134 \cdot 0,292) = 0,1;$$

$$X_{*27} = X_{*17} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*18} \cdot X_{*14}} , \quad (2.65)$$

$$X_{*27} = 0,24 + \frac{0,1}{0,2134 \cdot 0,292} = 1,85;$$

$$X_{*28} = X_{*18} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17} \cdot X_{*14}} , \quad (2.66)$$

$$X_{*28} = 0,2134 + \frac{0,1}{0,24 \cdot 0,292} = 1,64;$$

$$X_{*29} = X_{*14} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*17} \cdot X_{*18}} , \quad (2.67)$$

$$X_{*29} = 0,292 + \frac{0,1}{0,24 \cdot 0,2134} = 2,24;$$

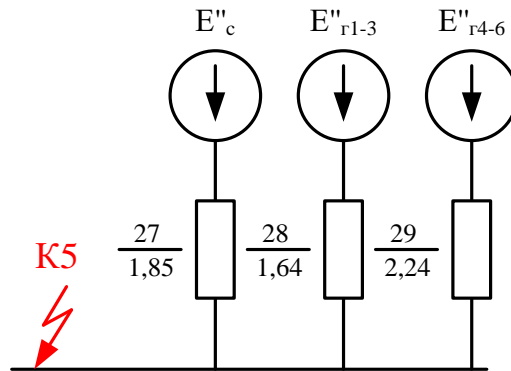


Рисунок 2.18 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в точці К₅

$$I_{65} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{65}},$$

$$I_{65} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,0 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{E''_{*C} \cdot I_{65}}{X_{*27}},$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,85} \cdot 55,0 = 29,73 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{E''_{*1} \cdot I_{65}}{X_{*28}},$$

$$I_{\text{по Г1-3}} = \frac{1,13}{1,64} \cdot 55,0 = 37,667 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{E''_{*2} \cdot I_{65}}{X_{*29}},$$

$$I_{\text{по Г4-6}} = \frac{1,13}{2,24} \cdot 55,0 = 27,379 \text{ (кА)}$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$ в системі власних потреб електростанції.

Розрахунок точки $\boxed{K_6}$ на ПРТВП1:

В цьому випадку суттєвий вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, ввімкнених поблизу місця пошкодження. Напряга на

виводах двигуна при цьому виявляється менше їх ЕРС, внаслідок чого вони переходять в режим генератора, який посилає струм в місце пошкодження.

При розрахунку КЗ в системі ВП користуємось рекомендаціями, викладеними в [8].

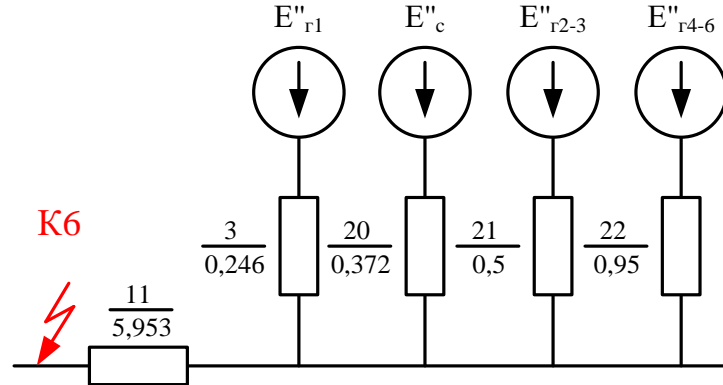


Рисунок 2.19 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$X_{*30} = \frac{1}{\frac{1}{X_{*20}} + \frac{1}{X_{*21}} + \frac{1}{X_{*22}} + \frac{1}{X_{*3}}} + X_{*TR1}, \quad (2.68)$$

$$X_{*30} = X_{*30} = \frac{1}{\frac{1}{0,372} + \frac{1}{0,5} + \frac{1}{0,95} + \frac{1}{0,246}} + 5,953 = 6,06;$$

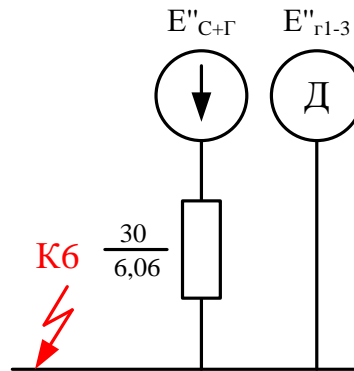


Рисунок 2.20 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці К₆

$$I_{66} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{66}},$$

$$I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{E''_{*\Sigma} \cdot I_{66}}{X_{*30}},$$

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{1}{6,06} \cdot 91,6 = 15,12 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}} / 2 \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (2.69)$$

де $\Sigma P_{\text{НОМ}}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв'язані з місцем КЗ;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга двигунів.

Згідно [8] при живленні від ПРТВП:

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot S_{\text{НОМ ПРТВП}}; \quad (2.70)$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{ПО Д}} = 4 \cdot \frac{50}{2 \cdot 6} = 14,446 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_7}$ на ПРТВП2:

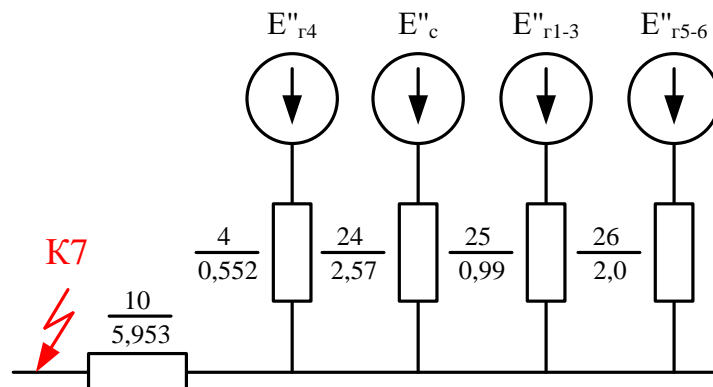


Рисунок 2.21 – Згорання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці K_7

$$X_{*31} = \frac{1}{\frac{1}{X_{*24}} + \frac{1}{X_{*25}} + \frac{1}{X_{*26}} + \frac{1}{X_{*4}}} + X_{*TR2}, \quad (2.71)$$

$$X_{*30} = X_{*30} = \frac{1}{\frac{1}{2,57} + \frac{1}{0,99} + \frac{1}{2,0} + \frac{1}{0,552}} + 5,953 = 6,21;$$

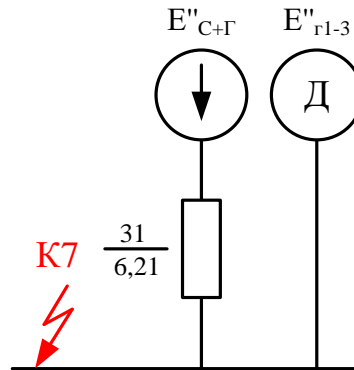


Рисунок 2.22 – Згортання схеми для розрахунку КЗ в системі ВП, в точці K_7

$$I_{67} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{67}},$$

$$I_{67} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)}$$

$$E''_{*\Sigma} = 1;$$

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{E''_{*\Sigma} \cdot I_{67}}{X_{*31}},$$

$$I_{\text{по } \Sigma} = \frac{1}{6,21} \cdot 91,6 = 14,8 \text{ (кА)}$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot S_{TR2p},$$

$$\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ (МВт)};$$

$$I_{\text{по Д}} = 4 \cdot \frac{50}{2 \cdot 6} = 14,446 \text{ (кА)}.$$

2.6.3 Розрахунок ударного струму КЗ аперіодичної та періодичної

складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot k_y \quad (2.72)$$

де $I_{\text{по}}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

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

Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [8, таблиця 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [8, таблиця 5.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{св откл}} + 0,01, \quad (2.73)$$

де $t_{\text{св откл}}$ – власний час відключення вимикача.

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{ВЧ відкл}}, \text{с}$	$\tau, \text{с}$
ВРУ 750 кВ	ВГБ-750У1	0,02	0,03
ВРУ 500 кВ	ВГБУ-500У1	0,02	0,03
НН АТЗ – 10,5кВ	ВГГ-10	0,08	0,09
РПВП – 6кВ	ВРС-6	0,05	0,06
ГВ – 24кВ	МГУ-24	0,15	0,16
ГВ – 20кВ	МГУ-20	0,15	0,16

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.74)$$

Підберемо всі необхідні величини з [8] і занесемо їх до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Дані для розрахунку складових струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К1	С	5,597	0,03	0,08	1,895	0,687
	Г 1-3	7,122	0,03	0,3	1,967	0,905
	Г 4-6	2,485	0,03	0,32	1,977	0,911
	Σ	15,204	-	-	-	-
К2	С	4,706	0,03	0,08	1,895	0,687
	МР	1,643	0,03	0,06	1,85	0,607
	Г 1-3	5,970	0,03	0,3	1,967	0,905
	Г 4-6	4,334	0,03	0,32	1,977	0,911
	Σ	16,653	-	-	-	-
К3	С	64,611	0,16	0,08	1,895	0,135
	Г 2-3	54,575	0,16	0,3	1,967	0,587
	Г 4-6	28,666	0,16	0,32	1,977	0,607
	Σ без Г1	147,853	-	-	-	-
	Г 1	110,703	0,16	0,33	1,97	0,616
К4	С	26,273	0,16	0,08	1,895	0,135
	Г 1-3	33,188	0,16	0,3	1,967	0,587
	Г 5-6	16,087	0,16	0,32	1,977	0,607
	Σ без Г4	75,548	-	-	-	-
	Г 4	59,161	0,16	0,54	1,981	0,744
К5	С	29,730	0,09	0,08	1,895	0,325
	Г 1-3	37,667	0,09	0,3	1,967	0,741
	Г 4-6	27,379	0,09	0,32	1,977	0,755
	Σ	94,775	-	-	-	-
К6	С+Г	15,120	0,06	0,06	1,831	0,368
	Д	14,446	0,06	0,04	1,65	0,223
К7	С+Г	14,800	0,06	0,06	1,831	0,368
	Д	14,446	0,06	0,04	1,65	0,223

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

Розрахунок точки K_1 :

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{п0C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 5,597 \cdot 1,895 = 15,0 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{пГ1-3} \cdot k_y,$$

$$i_{yГ1-3} = \sqrt{2} \cdot 7,122 \cdot 1,967 = 19,811 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{пГ4-6} \cdot k_{yГ4-6},$$

$$i_{yГ4-6} = \sqrt{2} \cdot 2,485 \cdot 1,977 = 6,949 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но C}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а C}}}},$$

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot 5,597 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,08}} = 5,44 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат Г1-3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но Г1-3}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а Г1-3}}}},$$

$$i_{\text{ат Г1-3}} = \sqrt{2} \cdot 7,122 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,3}} = 9,113 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат Г4-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но Г4-6}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а Г4-6}}}},$$

$$i_{\text{ат Г4-6}} = \sqrt{2} \cdot 2,485 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,32}} = 3,2 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{пт C}} = I_{\text{но C}} = 5,597 \text{ (кА)}. \quad (2.75)$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [8, рисунок 4.2]:

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

$$I'_{\text{ном G}} = \frac{S_{\text{ном G}} \cdot n_{\text{В1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г1}}}. \quad (2.76)$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{но G}} / I'_{\text{ном G}}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт G}} / I_{\text{но G}}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт G}}$.

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 1-3} = \frac{888,9 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 770} = 2,0 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 1-3}} = \frac{7,122}{2,0} = 3,56, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 1-3}}{I_{\text{ПО } \Gamma 1-3}} = 0,938;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 1-3} = 0,938 \cdot 7,122 = 6,68 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 4-6} = \frac{353 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,794 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 4-6}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 4-6}} = \frac{2,485}{0,794} = 3,14, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 4-6}}{I_{\text{ПО } \Gamma 4-6}} = 0,946;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 4-6} = 0,946 \cdot 2,485 = 2,35 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_2}$:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки $\boxed{K_1}$.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО } C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 4,706 \cdot 1,895 = 12,611 \text{ (кА)};$$

$$i_{y\text{МР}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО МР}} \cdot k_y,$$

$$i_{y\text{МР}} = \sqrt{2} \cdot 1,643 \cdot 1,85 = 4,299 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П } \Gamma 1-3} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 5,97 \cdot 1,967 = 16,607 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П } \Gamma 4-6} \cdot k_{y \Gamma 4-6},$$

$$i_{y \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 4,334 \cdot 1,977 = 12,118 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат } C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО } C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{аС}}}},$$

$$i_{ат C} = \sqrt{2} \cdot 4,706 \cdot e^{\frac{0,03}{0,08}} = 4,574 (\text{кА});$$

$$i_{ат мр} = \sqrt{2} \cdot I_{но мр} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{аC}}},$$

$$i_{ат мр} = \sqrt{2} \cdot 1,643 \cdot e^{\frac{0,03}{0,06}} = 1,409 (\text{кА});$$

$$i_{ат \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{но \Gamma 1-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{а \Gamma 1-3}}},$$

$$i_{ат \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 5,97 \cdot e^{\frac{0,03}{0,3}} = 7,639 (\text{кА});$$

$$i_{ат \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{но \Gamma 4-6} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{а \Gamma 4-6}}},$$

$$i_{ат \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 4,334 \cdot e^{\frac{0,03}{0,32}} = 5,581 (\text{кА});$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{пт C} = I_{но C} = 4,706 (\text{кА});$$

$$I_{пт мр} = I_{но мр} = 1,643 (\text{кА}).$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [8, рисунок 4.2]:

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

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG} \cdot n_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{ноG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{птG} / I_{ноG}$, з якого і отримаємо значення $I_{птG}$.

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 1-3} = \frac{888,9 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 515} = 2,99 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 1-3}} = \frac{5,97}{2,99} = 1,98, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 1-3}}{I_{\text{ПО } \Gamma 1-3}} = 0,975;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 1-3} = 0,975 \cdot 5,97 = 5,75 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 4-6} = \frac{353 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,19 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 4-6}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 4-6}} = \frac{4,334}{1,19} = 3,64, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 4-6}}{I_{\text{ПО } \Gamma 4-6}} = 0,963;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 4-6} = 0,963 \cdot 4,334 = 4,057 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_3}$:

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО } C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 64,611 \cdot 1,895 = 173,154 \text{ (кА)};$$

$$i_{y2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО } 2-3} \cdot k_y,$$

$$i_{y2-3} = \sqrt{2} \cdot 54,575 \cdot 1,967 = 151,815 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П } \Gamma 4-6} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 28,666 \cdot 1,977 = 80,148 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П } \Gamma 1} \cdot k_{y \Gamma 1},$$

$$i_{y \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 110,703 \cdot 1,97 = 308,419 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму K_3 :

$$i_{\text{ат } C} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО } C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ac}}}},$$

$$i_{\text{ат } C} = \sqrt{2} \cdot 64,611 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,08}} = 12,336 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } 2-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } 2-3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } C}}},$$

$$i_{\text{ат } 2-3} = \sqrt{2} \cdot 54,575 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,3}} = 45,278 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } \Gamma 4-6} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 4-6}}},$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 28,666 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,32}} = 24,589 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } \Gamma 1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 1}}},$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 110,703 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,33}} = 96,407 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{пт } C} = I_{\text{но } C} = 64,611 \text{ (кА)};$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [8, рисунок 4.2]:

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

$$I'_{\text{ном } G} = \frac{S_{\text{ном } G} \cdot n_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{но } G} / I'_{\text{ном } G}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт } G} / I_{\text{но } G}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт } G}$.

$$I'_{\text{ном } \Gamma 2-3} = \frac{888,9 \cdot (3-1)}{\sqrt{3} \cdot 24} = 42,8 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 2-3}}{I'_{\text{ном } \Gamma 2-3}} = \frac{54,575}{42,8} = 1,28, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 2-3}}{I_{\text{п0 } \Gamma 2-3}} = 0,978;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 2-3} = 0,978 \cdot 54,575 = 53,374 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 4-6} = \frac{353 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 24} = 25,5 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 4-6}}{I'_{\text{ном } \Gamma 4-6}} = \frac{28,666}{25,5} = 1,13, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 4-6}}{I_{\text{п0 } \Gamma 4-6}} = 0,94;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 4-6} = 0,97 \cdot 28,666 = 27,806 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном } \Gamma 1} = \frac{888,9}{\sqrt{3} \cdot 24} = 21,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по } \Gamma 1}}{I'_{\text{ном } \Gamma 1}} = \frac{110,703}{21,4} = 5,19, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт } \Gamma 1}}{I_{\text{п0 } \Gamma 1}} = 0,75;$$

$$I_{\text{пт } \Gamma 1} = 0,75 \cdot 110,703 = 83,027 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_4}$:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки $\boxed{K_3}$.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0 C}} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 26,273 \cdot 1,895 = 70,409 \text{ (кА)};$$

$$i_{y1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0 1-3}} \cdot k_y,$$

$$i_{y1-3} = \sqrt{2} \cdot 33,188 \cdot 1,967 = 92,321 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 5-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п } \Gamma 5-6} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 5-6} = \sqrt{2} \cdot 16,087 \cdot 1,977 = 44,978 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п } \Gamma 4} \cdot k_{y \Gamma 4},$$

$$i_{y \Gamma 4} = \sqrt{2} \cdot 59,161 \cdot 1,981 = 165,744 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но C}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{аC}}}},$$

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot 26,273 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,08}} = 5,028 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат 1-3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но 1-3}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{аC}}}},$$

$$i_{\text{ат 1-3}} = \sqrt{2} \cdot 33,188 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,3}} = 27,534 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 5-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } \Gamma 5-6} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 5-6}}},$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 5-6} = \sqrt{2} \cdot 16,087 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,32}} = 13,799 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 4} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но } \Gamma 4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а } \Gamma 4}}},$$

$$i_{\text{ат } \Gamma 4} = \sqrt{2} \cdot 59,161 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,54}} = 62,212 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{пт C}} = I_{\text{но C}} = 26,273 \text{ (кА)};$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [8, рисунок 4.2]:

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

$$I'_{\text{ном G}} = \frac{S_{\text{ном G}} \cdot n_{\text{Б1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Б1}}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{но G}} / I'_{\text{ном G}}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт G}} / I_{\text{но G}}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт G}}$.

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 1-3} = \frac{888,9 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 77 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 1-3}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 1-3}} = \frac{33,188}{77} = 0,431, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 1-3}}{I_{\text{ПО } \Gamma 1-3}} = 1;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 1-3} = 1 \cdot 33,188 = 33,188 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 5-6} = \frac{353 \cdot (3-1)}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 5-6}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 5-6}} = \frac{16,087}{20,4} = 0,789, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 5-6}}{I_{\text{ПО } \Gamma 5-6}} = 1;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 5-6} = 1 \cdot 16,087 = 16,087 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ } \Gamma 4} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО } \Gamma 4}}{I'_{\text{НОМ } \Gamma 4}} = \frac{59,161}{10,2} = 5,8, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{ПТ } \Gamma 4}}{I_{\text{ПО } \Gamma 4}} = 0,7;$$

$$I_{\text{ПТ } \Gamma 4} = 0,7 \cdot 59,161 = 41,413 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки $\boxed{K_5}$:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки $\boxed{K_1}$.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО } C} \cdot k_y,$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 29,73 \cdot 1,895 = 79,674 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П } \Gamma 1-3} \cdot k_y,$$

$$i_{y \Gamma 1-3} = \sqrt{2} \cdot 37,667 \cdot 1,967 = 104,78 \text{ (кА)};$$

$$i_{y \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П } \Gamma 4-6} \cdot k_{y \Gamma 4-6},$$

$$i_{y \Gamma 4-6} = \sqrt{2} \cdot 27,379 \cdot 1,977 = 76,549 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но C}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а C}}}},$$

$$i_{\text{ат C}} = \sqrt{2} \cdot 29,73 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,08}} = 13,65 \text{ с(кА)};$$

$$i_{\text{ат Г1-3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но Г1-3}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а Г1-3}}}},$$

$$i_{\text{ат Г1-3}} = \sqrt{2} \cdot 37,667 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,3}} = 39,462 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат Г4-6}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но Г4-6}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а Г4-6}}}},$$

$$i_{\text{ат Г4-6}} = \sqrt{2} \cdot 27,379 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,32}} = 29,227 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\text{пт C}} = I_{\text{но C}} = 29,73 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ проведемо в наступному порядку [8, рисунок 4.2]:

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

$$I'_{\text{ном G}} = \frac{S_{\text{ном G}} \cdot n_{\text{В1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Б1}}}.$$

2) Знаходимо відношення $I_{\text{но G}} / I'_{\text{ном G}}$, для якого по кривій рисунок 4.2 [8] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{\text{пт G}} / I_{\text{но G}}$, з якого і отримаємо значення $I_{\text{пт G}}$.

$$I'_{\text{ном Г1-3}} = \frac{888,9 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 147,0 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{но Г1-3}}}{I'_{\text{ном Г1-3}}} = \frac{37,667}{147,0} = 0,256, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт Г1-3}}}{I_{\text{но Г1-3}}} = 1;$$

$$I_{\text{пт Г1-3}} = 1 \cdot 37,9 = 37,667 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{ном Г4-6}} = \frac{353 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 58,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по Г4-6}}}{I'_{\text{ном Г4-6}}} = \frac{27,379}{58,2} = 0,47, \text{ по [8, рисунок 4.2]: } \frac{I_{\text{пт Г4-6}}}{I_{\text{по Г4-6}}} = 1;$$

$$I_{\text{пт Г4-6}} = 1 \cdot 27,379 = 27,379 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок ударного струму КЗ аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$ в системі власних потреб електростанції.

Розрахунок точки K_6 на ПРТВПІ:

Ударний струм:

$$i_{\text{у.с.Г}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по } \Sigma} \cdot k_{\text{у.с.Г}},$$

$$i_{\text{у.с.Г}} = \sqrt{2} \cdot 15,12 \cdot 1,831 = 39,152 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по д}} \cdot k_{\text{уд}},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 14,446 \cdot 1,65 = 33,709 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{ат с.Г}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по } \Sigma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а} \Sigma}}},$$

$$i_{\text{ат с.Г}} = \sqrt{2} \cdot 15,12 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,06}} = 7,866 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат д}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по д}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ад}}}},$$

$$i_{\text{ат д}} = \sqrt{2} \cdot 14,446 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 4,558 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{\text{пт с.Г}} = I_{\text{по } \Sigma} = 15,12 \text{ (кА)};$$

$$i_{пт д} = I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{0,07}} = \sqrt{2} \cdot 14,446 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,07}} = 6,13 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки K_7 на ПРТВП2:

Розрахунок проводиться аналогічно до точки K_6 .

Ударний струм:

$$i_{у.с.г} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Sigma} \cdot k_{у \Sigma},$$

$$i_{у.с.г} = \sqrt{2} \cdot 14,8 \cdot 1,831 = 38,323 \text{ (кА)};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по д} \cdot k_{уд},$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,446 \cdot 1,65 = 33,709 \text{ (кА)};$$

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат с.г} = \sqrt{2} \cdot I_{по \Sigma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Sigma}}},$$

$$i_{ат с.г} = \sqrt{2} \cdot 14,8 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,06}} = 7,7 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ад}}},$$

$$i_{ат д} = \sqrt{2} \cdot 14,446 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 4,558 \text{ (кА)};$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{пт с.г} = I_{по \Sigma} = 14,8 \text{ (кА)};$$

$$i_{пт д} = I_{по д} \cdot e^{-\frac{\tau}{0,07}} = \sqrt{2} \cdot 14,446 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,07}} = 6,13 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ приведено в таблиці 2.10.

Таблиці 2.10 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{ат}$, кА
K1	C	5,597	15,000	5,597	5,440

	Г 1-3	7,122	19,811	6,680	9,113
	Г 4-6	2,485	6,949	2,350	3,200
	Σ	15,204	41,760	14,628	17,754
Продовження таблиці 2.10					
К2	С	4,706	12,611	4,706	4,574
	MP	1,643	4,299	1,643	1,409
	Г 1-3	5,970	16,607	5,750	7,639
	Г 4-6	4,334	12,118	4,057	5,581
	Σ	16,653	45,635	16,157	19,204
К3	С	64,611	173,154	64,611	12,366
	Г 2-3	54,575	151,815	53,374	45,278
	Г 4-6	28,666	80,148	27,806	24,589
	Σ без Г1	147,853	405,117	145,792	82,233
	Г 1	110,703	308,419	83,027	96,407
К4	С	26,273	70,409	26,273	5,028
	Г 1-3	33,188	92,321	33,188	27,534
	Г 5-6	16,087	44,978	16,087	13,799
	Σ без Г4	75,548	207,708	75,548	46,362
	Г 4	59,161	165,744	41,413	62,212
К5	С	29,730	79,674	29,730	13,650
	Г 1-3	37,667	104,780	37,667	39,462
	Г 4-6	27,379	76,549	23,956	29,227
	Σ	94,775	261,002	91,353	82,339
К6	С+Г	15,120	39,152	15,120	7,866
	Д	14,446	33,709	6,130	4,558
К7	С+Г	14,800	38,323	14,800	7,700
	Д	14,446	33,709	6,130	4,558

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

2.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Кількість в провіднику теплоти, що виділилася при КЗ, прийнято характеризувати тепловим імпульсом B_k короткого замикання. Він визначається по-різному в залежності від місця КЗ: віддалене КЗ (точка K_1 , K_2 , K_5), КЗ поблизу генератора (K_3 , K_4) і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (K_6).

K_1

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{відк} + T_a), \quad (2.77)$$

де $t_{\text{відк}}$ – час відключення [8, табл. 6.2].

$$B_{\kappa} = 15,204^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 120,20 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

К₂

$$B_{\kappa} = 16,653^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 142,09 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

К₃ В цьому випадку тепловий імпульс визначається як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}, \quad (2.78)$$

Де $B_{\kappa a}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}; \quad (2.79)$$

де $B_{\kappa n}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{\kappa C}$, періодичним струмом генераторів $B_{\kappa \Gamma}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{\kappa \Gamma C}$:

$$B_{\kappa n} = B_{\kappa C} + B_{\kappa \Gamma} + B_{\kappa \Gamma C}; \quad (2.80)$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.81)$$

$$B_{\kappa \Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{\text{відк}}; \quad (2.82)$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{\text{відк}}, \quad (2.83)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 6.2 [8].

$$B_{\kappa a} = 147,853^2 \cdot 0,08 + 110,703^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 147,853 \cdot 110,703}{0,08^{-1} + 0,33^{-1}} = 21676,10 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa C} = 147,853^2 \cdot 4 = 87442,04 \text{ (}\kappa A^2 \cdot c\text{)};$$

$$B_{\kappa\Gamma} = 0,32 \cdot 110,703^2 \cdot 4 = 15686,60 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa\Gamma C} = 2 \cdot 147,853 \cdot 0,54 \cdot 110,703 \cdot 4 = 70708,77 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa n} = 87442,04 + 15686,60 + 70708,77 = 173837,41 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa} = 173837,41 + 21676,10 = 195513,50 (\kappa A^2 \cdot c);$$

K4

$$B_{\kappa a} = 75,548^2 \cdot 0,08 + 59,161^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 75,548 \cdot 59,161}{0,08^{-1} + 0,54^{-1}} = 7308,52 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa C} = 75,548^2 \cdot 4 = 22830,00 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa\Gamma} = 0,32 \cdot 59,161^2 \cdot 4 = 4479,88 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa\Gamma C} = 2 \cdot 75,548 \cdot 0,54 \cdot 59,161 \cdot 4 = 19307,89 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa n} = 22830,00 + 4479,88 + 19307,89 = 46617,77 (\kappa A^2 \cdot c);$$

$$B_{\kappa} = 46617,77 + 7308,52 = 53926,29 (\kappa A^2 \cdot c);$$

K5

$$B_{\kappa} = 94,775^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 4670,30 (\kappa A^2 \cdot c);$$

K6

$$B_{\kappa} = I_{noC}^2 \cdot (t_{\text{ввод}\kappa} + T_{a,cx}) + I_{noD}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{Д}} + T_{a,cx}) + 2 \cdot I_{noD} \cdot I_{noC} \cdot (T'_{\text{Д}} + T_{a,cx}), \quad (2.85)$$

$$\text{де } T_{a,cx} = \frac{I_{noC} \cdot T_{aC} + I_{noD} \cdot T_{aD}}{I_{noC} + I_{noD}}. \quad (2.86)$$

$$T_{a,cx} = \frac{15,12 \cdot 0,06 + 14,446 \cdot 0,04}{15,12 + 14,446} = 0,050.$$

$$B_{\kappa} = 15,12^2 \cdot (0,2 + 0,050) + 14,446^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,050) +$$

$$+ 2 \cdot 14,446 \cdot 15,12 \cdot (0,07 + 0,050) = 127,50 (\kappa A^2 \cdot c);$$

Оскільки періодичні струми більші в точці К₆, ніж в точці К₇, то ми розраховуємо тільки К₆.

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку теплових імпульсів

ТКЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6
В _к , кА·с ²	120,2	142,09	195513,5	53926,29	4670,3	127,5

2.8 Вибір комутаційного обладнання

При виборі комутаційних апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникнути при експлуатації.

Визначаємо робочі максимальні струми приєднань:

ВРУ ВН:

- струм від генератора:

$$I_{p.max} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} \quad (2.87)$$

$$I_{p.max} = \frac{888,9}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 0,720 \text{ (кА);}$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p.max} = \frac{P_{зр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (2.88)$$

$$I_{p.max} = \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1,882 \text{ (кА);}$$

- струм від автотрансформатора:

$$I_{p.max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном.АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.89)$$

$$I_{p.max} = \frac{1,5 \cdot 1251}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1,445 \text{ (кА);}$$

ВРУ СН:

$$\text{Генератор: } I_{p.\max} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 0,429 \text{ (кА);}$$

$$\text{ЛЕП: } I_{p.\max} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1,223 \text{ (кА);}$$

$$\text{АТЗ: } I_{p.\max} = \frac{1,5 \cdot 1251}{\sqrt{3} \cdot 500} = 2,167 \text{ (кА);}$$

РУ ВП:

$$I_{p.\max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1,589 \text{ (кА);}$$

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-750 кВ. Вибираємо вимикач [8] типу ВГБ-750У1.

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (2.90)$$

$$750 \text{ кВ} \leq 750 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб.\max} \leq I_{ном}; \quad (2.91)$$

$$1882 \text{ А} \leq 4000 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

- перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{п.т} \leq I_{відк.ном} \quad (2.92)$$

$$14,62 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

- перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відк.ном}}{100} \quad (2.93)$$

де $i_{a.ном}$ - номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу τ ;

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів;

β - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ,

$$17,75 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot 64 \cdot 50}{100} = 45,25 \text{ кА};$$

- перевірка за вимикаючою здатністю за повним струмом КЗ:

$$\sqrt{2}I_{n.\tau} + i_{a.\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) \quad (2.94)$$

$$\sqrt{2} \cdot 14,62 + 17,75 = 38,43 \text{ (кА)} \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{64}{100}\right) = 116,00 \text{ (кА)};$$

б) на електродинамічну стійкість:

$$I_{n.0} \leq I_{дин} \quad (2.93)$$

$$15,2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (2.94)$$

$$41,76 \text{ кА} \leq 162 \text{ кА},$$

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

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

в) на термічну стійкість:

$$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m, \quad (2.95)$$

$$120,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де B_{κ} - розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_m - середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_m - тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с;

умова виконується.

Вибираємо роз'єднувач [9] типу РНВЗ.1-750/4000 У1.

- за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (2.96)$$

$$750 \text{ кВ} \leq 750 \text{ кВ};$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном} \quad (2.97)$$

$$1882 \text{ А} \leq 4000 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (2.98)$$

$$41,76 \text{ кА} \leq 160 \text{ кА};$$

- на термічну стійкість:

$$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m, \quad (2.99)$$

$$120,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

умови виконуються. Вибір комутаційних апаратів у інших точках проводимо аналогічно. Результати зведені у табл. 2.12

Таблиця 2.12 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП-330 кВ	ВГБ-750У1	РНВЗ.1-750/4000 У1
$U_{\text{НОМ}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 750 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 750 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1882 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 14,62 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 17,75 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{відк.ном}}\beta_{\text{Н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,64 = 45,25 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 15,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 41,76 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 120,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 =$ $11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 2 =$ $7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП-500 кВ	ВГБ-500У1	РНДЗ.1-500/3200 У1
$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2167 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 16,15 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 19,204 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{відк.ном}}\beta_{\text{Н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,64 = 45,25 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.0}} = 16,653 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{\text{у}} = 45,635 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 162 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 142,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3 =$ $11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 2 =$ $7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП-20 кВ	ВГГ-20-160/12500	РВП-20/12500УЗ
$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 10730 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 75,54 \text{ кА}$	$I_{\text{відк.ном}} = 160 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 46,36 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{відк.ном}}\beta_{\text{Н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 160 \cdot 0,20 = 45,25 \text{ кА}$	–

$\sqrt{2}I_{п.т} + i_{а.т} =$ $= \sqrt{2} \cdot 75,54 + 46,36 = 153,20 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{в\grave{и}дк.ном} (1 + \beta_H) = -$ $= \sqrt{2} \cdot 160 \cdot (1 + 0,20) = 271,50 \text{ кА}$
--	--

Продовження таблиці 2.12

$I_{п.0} = 75,54 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	–
$i_y = 207,708 \text{ кА}$	$i_{дин} = 410 \text{ кА}$	$i_{дин} = 490 \text{ кА}$
$B_K = 53926,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тТ}^2 = 160^2 \cdot 4 =$ $102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тТ}^2 = 180^2 \cdot 4 =$ $129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП-6 кВ	ВРС-6	КУ6С
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 1589 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п.т} = 15,12 \text{ кА}$	$I_{в\grave{и}дк.ном} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{а.т} = 7,866 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{в\grave{и}дк.ном}\beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,33 = 18,67 \text{ кА}$	–
$I_{п.0} = 15,12 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 39,15 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 127,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тТ}^2 = 40^2 \cdot 3 =$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тТ}^2 = 40^2 \cdot 3 =$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин ВРУ– 750кВ проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є ЛЕП. Згідно [8]: Вибираємо шини з проводу $4 \times AC700/86$, каталожні дані взято з [3], с. 624: $I_{дон} = 4 \times 1180 \text{ А}$; $d = 36,2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{дон} = 4 \cdot 1180 = 4720 \text{ А} > I_{мах} = 1,882 \text{ А}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (2.100)$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.101)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [8]);

$r_0 = d / 20 = 1,81$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,37 \text{ (кВ/см);}$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.102)$$

де n – кількість проводів в фазі.

K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [8, табл. 7.4]:

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a},$$

$$K = 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{1,81}{40} = 1,192$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [8, табл. 7.4]:

$$r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3},$$

$$r_{ек} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 40^3} = 20,10 \text{ (см);}$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (2.103)$$

де D – відстань між фазами, см [8, табл. 4.14];

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см);}$$

$$E = 1,192 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,81 \cdot \lg(1260/20,10)} = 25,53 \text{ (кВ/см); (кВ/см).}$$

$$0,9 \cdot 30,37 = 27,33 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 25,53 = 27,31 \text{ (кВ/см);}$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

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

Вибір збірних шин ВРУ– 500кВ проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є атз. Згідно [8]: Вибираємо шини з проводу $3 \times AC600/72$, каталожні дані взято з [3], с. 624: $I_{дон} = 3 \times 1050 \text{ А}$; $d = 33,2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{дон} = 3 \cdot 1050 = 3150 \text{ А} > I_{max} = 2,167 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,61 \text{ (кВ/см);}$$

$r_0 = d / 20 = 1,66 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ (см);}$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a},$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,66}{40} = 1,144;$$

$$r_{ек} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2},$$

$$r_{ек} = \sqrt[3]{1,66 \cdot 40^2} = 13,80 \text{ (см);}$$

$$E = 1,144 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,66 \cdot \lg(756/13,80)} = 24,57 \text{ (кВ/см);}$$

$$0,9 \cdot 30,61 = 27,55 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 24,57 = 26,29 \text{ (кВ/см);}$$

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

Комплектні екрановані струмопроводи вибираємо в колі генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП. Вибір здійснюємо за номінальними даними генератора і трансформатора власних потреб.

Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (2.104)$$

де $i_{дин}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

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

Ділянку від вивода генератора ТГВ-300 до фасадної стіни головного корпусу станції виконаємо КЕС типу ТЭКН-Е-20-12500-400:

$$I_{ном} = 12,5 \text{ кА}; U_{ном} = 20 \text{ кВ}; i_{дин} = 400 \text{ кА};$$

Тип вбудованого трансформатора напруги: ЗОМ-1/24; ЗНОМ-20;

Тип вбудованого трансформатора струму: ТШ-20-12000/5.

Розрахуємо струм обтяженого режиму

$$I_{max} = \frac{S_{ном,з}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}, \quad (2.105)$$

$$I_{max} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,70 \text{ кА};$$

Перевіряємо струмопровід:

$$I_{max} = 10,70 \text{ кА} \leq I_{ном} = 12,5 \text{ кА};$$

$$i_{y0} = 207,708 \text{ кА} \leq i_{дин} = 400 \text{ кА};$$

отже струмопровід підходить. Результати вибору інших струмопроводів зводимо до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Вибір струмопроводу

Ділянка	Струмопровід
ТГВ-300	ТЭКН-Е-20-12500-400
$U_{ном} = 20$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ
$I_{max} = 10,70$ кА	$I_{ном} = 12,5$ кА
$i_{уд} = 207,708$ кА	$i_{дин} = 400$ кА
	ТС: ТШ-20-12000/5
	ТН: ЗОМ-1/24; ЗНОМ-20
ТВВ-800	ТЭКН-П-24-24000-560
$U_{ном} = 24$ кВ	$U_{ном} = 24$ кВ
$I_{max} = 22,50$ кА	$I_{ном} = 24$ кА
$i_{уд} = 405,11$ кА	$i_{дин} = 560$ кА
	ТС: ТШВ-24-30000/5
	ТН: ЗНОЛ. 06-24
ПРТВП	ТЗК-6-1600-51
$U_{ном} = 24$ кВ	$U_{ном} = 6$ кВ
$I_{max} = 1589$ кА	$I_{ном} = 1600$ А
$i_{уд} = 29,56$ кА	$i_{дин} = 51$ А

Виконаємо вибір шин ПРТВП 6 кВ.

Визначаємо максимальний розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{p.max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1832,9 \text{ (А)};$$

За умовами експлуатації беремо однополосні алюмінієві шини 120×10 мм.

$$I_{дон} = 2070 \text{ А}; q = 1200 \text{ мм}^2;$$

По умовах нагріву в тривалому режимі:

$$I_{\text{дон}} = 2070 \text{ А} \geq I_{p.\text{max}} = 1832,9 \text{ А.}$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C}, \quad (2.106)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{127,5 \cdot 10^6}}{90} = 125,46 \text{ мм}^2;$$

$$q = 1200 \text{ мм}^2 \geq q_{\text{min}} = 125,46 \text{ мм}^2,$$

отже шини термічно стійкі.

Перевіримо шини на механічну міцність.

Визначаємо відстань l між ізоляторами при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \leq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ звідки } l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (2.107)$$

де J - момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см^4 .

Якщо шини розташовані на ребрі, то:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{6}, \quad (2.108)$$

$$J = \frac{1^3 \cdot 12}{6} = 2,0 \text{ см}^4,$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.109)$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{2}{1 \cdot 12}} = 0,354 \text{ м}^2,$$

$$l < \sqrt{0,354} = 0,59 \text{ м.}$$

Якщо шини розташовані плазом, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}, \quad (2.110)$$

$$J = \frac{1 \cdot 12^3}{6} = 288 \text{ см}^4,$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{288}{1 \cdot 12}} = 4,243 \text{ м}^2,$$

$$l < \sqrt{4,243} = 2,06 \text{ м.}$$

Цей варіант розташування шин на ізоляторах дозволяє збільшити довжину прольоту до 2,06 м, тобто дає значну економію ізоляторів. Приймаємо розташування шин - плазом, проліт 2,0 м, відстань між фазами 0,8 м.

Перевірка на механічну стійкість.

Момент опору шини щодо осі, яка перпендикулярна дії сили:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{3}, \quad (2.111)$$

$$W = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 \text{ см}^2;$$

Напруженість у матеріалі шини, що виникає при дії згинаючого моменту:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W}, \quad (2.112)$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2^2 \cdot 72850^2}{0,8 \cdot 48,00} = 10,160 \text{ МПа.}$$

Приймаємо алюмінієві шини: $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$. Вони задовольняють умові:

$$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа} \geq \sigma_{розр} = 10,160 \text{ МПа.}$$

Вибір ізоляторів.

У РУ шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких відбувається за такими умовами:

– за номінальною напругою: $U_{уст} \leq U_{ном}$;

– за допустимим навантаженням: $F_{розр.} \leq F_{доп.}$;

де $F_{розр.}$ – розрахункова сила, яка діє на ізолятор, Н;

$F_{доп.}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора.

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot F_{руїн.} \quad (2.113)$$

де $F_{руїн.}$ – руйнівне навантаження на вигин.

Максимальна сила, що діє на вигин:

$$F_{в.} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (2.114)$$

$$F_{в.} = 1,62 \cdot \frac{72850^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 2213,60 \text{ Н.}$$

Перевіримо ізолятор на механічну міцність. Вибираємо опорний ізолятор ІО-6-3,75-У3 з параметрами: $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$, $F_{руїн.} = 3750 \text{ Н}$.

$$F_{розр} = K_h \cdot F_g = 1 \cdot 2213,60 = 2213,60 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{руїн} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}; \quad (2.115)$$

Отже, ізолятор підходить.

Вибираємо прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2 з параметрами:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 3150 \text{ А}; F_{руїн} = 3000 \text{ Н}.$$

Прохідний ізолятор вибираємо за напругою і номінальним струмом:

$$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 1832,9 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 3150 \text{ А};$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_g = 0,5 \cdot 2213,60 = 1106,80 \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{руїн} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}; \quad (2.116)$$

Отже, ізолятор підходить.

2.10 Вибір кабелю в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель для двигуна власних потреб з такими номінальними параметрами: $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$; $P_{ном} = 800 \text{ кВт}$; $I_{ном} = 101 \text{ А}$; $\cos\varphi_{ном} = 0,801$.

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$\nu_0 = 35^\circ \text{ C}; \quad T_{max} = 6000 \text{ год}$$

Приймаємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трижильний

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.117)$$

$$q_{ек} = \frac{101}{1,4} = 72,1 \text{ мм}^2;$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{C} \quad (2.118)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{127,5 \cdot 10^6}}{98} = 115,22 \text{ мм}^2$$

Умова виконується.

Приймаємо кабель $3 \times 50 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп.ном}} = 110 \text{ А}$, поправний коефіцієнт на температуру повітря: $K_2 = 0,87$, тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 110 = 95,7 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 101 \text{ А}.$$

Таким чином, остаточно приймаємо кабель ААШв 3×50 .

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

Проведемо вибір вимірювального трансформатора струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора ТГВ-300-2УЗ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 9. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭКН-Е-20-12500-400 (див. п. 7.3), то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, ТШ-20-12000/5, параметри якого з [2]: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$; $I_{1\text{ном}} = 12 \text{ кА}$; $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$; $I_{\text{тер}} = 160 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

- По напрузі установки: $U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$;
- По допустимому струму: $I_{\text{роб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}$; (2.119)

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{ном}} \Gamma}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}, \quad (2.120)$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,727 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 10,727 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 12 \text{ кА.}$$

$$- \text{ По електродинамічній стійкості: } i_y \leq i_{\text{дин.}} \quad (2.130)$$

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

$$- \text{ По термічній стійкості: } B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}; \quad (2.131)$$

$$46617.77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$- \text{ По вторинному навантаженню: } Z_2 \leq Z_{2\text{н}}, \quad (2.132)$$

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

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [8] – опір контактів;

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

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

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 9) і каталоговими даними приладів, наведеними в [8], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (табл. 9.1).

З табл. 9.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2\text{н}}^2, \quad (2.133)$$

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_k, \quad (2.134)$$

$$R_{\text{з.пров.}} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Відповідно [3], для генератора 300 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 30 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [8] $l_{\text{розр}} = l = 30 \text{ м}$; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}},$$

(2.135)

$$q = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,54} = 0,972 \text{ мм}^2.$$

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

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,01 \text{ Ом} < Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Таблиця 2.14 – Вимірювальні прилади, що підключені до ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
		А	В	С
Амперметр реєструючий	Н-394	—	10	—
Ватметр	Д-345	0,5	—	0,5
Варметр	Д-345	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	—	2,5
Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
Ватметр (щит турбіни)	Д-345	0,5	—	0,5
Сумарне значення		14	10	14

В колі комплектного струмопровода, якій приєднаний до генератора ТГВ-300-2УЗ , встановлений трансформатор напруги ЗНОМ-20.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0,5 [7]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

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

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 2.15.). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2]. Схема включення приладів зображена на рис. 2.23.

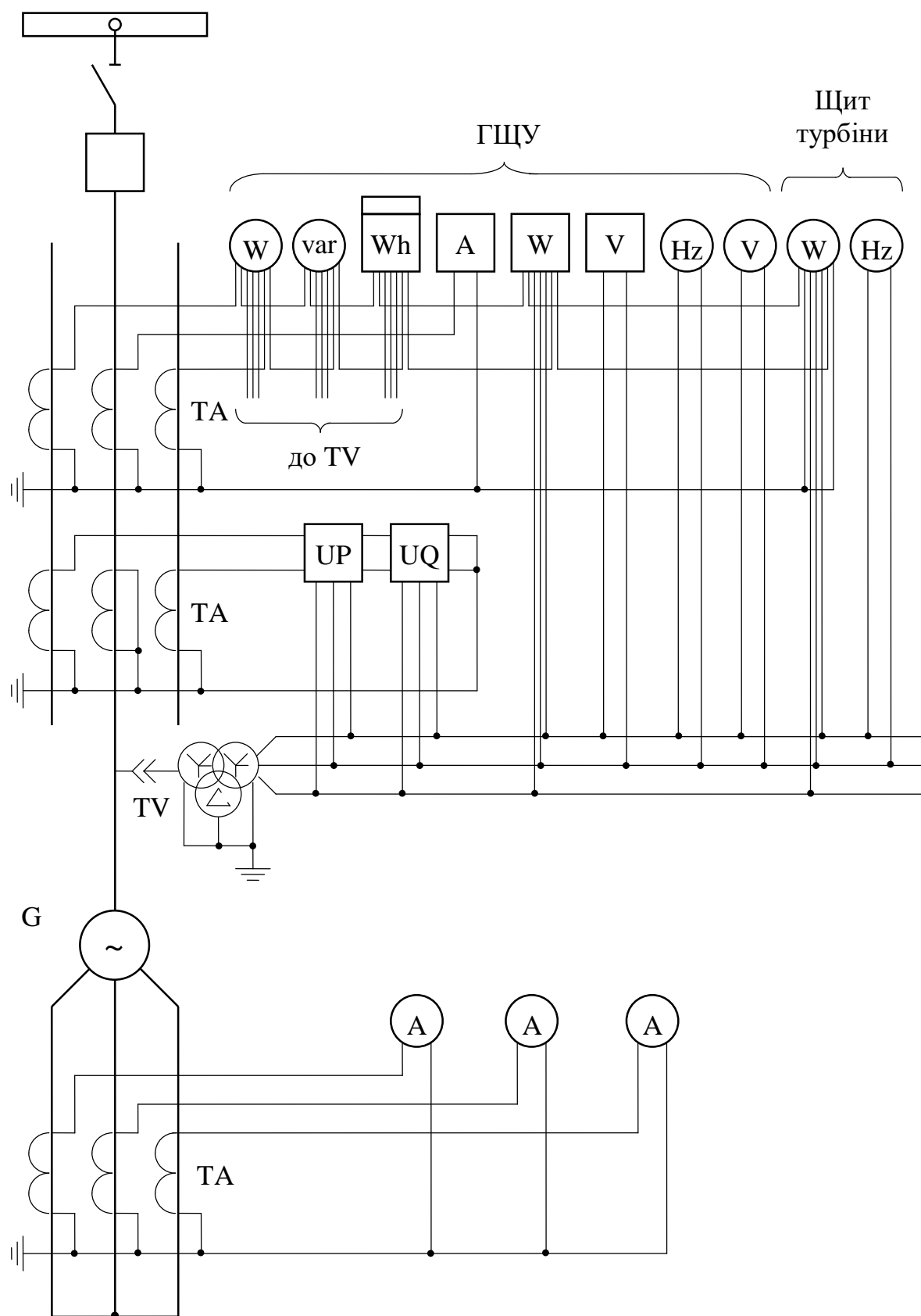


Рисунок 2.23 – Схема включення вимірювальних приладів генератора

Таблиця 2.15 - Вимірювальні прилади, що підключені до ТН

Назва	Тип	S однієї котушки	К-ть котушок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-345	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-345	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Э-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						70	9,7

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (2.135)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{70^2 + 9,7^2} = 70,669 \text{ В}\cdot\text{А};$$

$$S_{2\text{розр}} = 70,669 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{н}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

2.12 Вибір апаратури для обмеження перенапруг

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2]. В нейтралі блочних трансформаторів

розрядники встановлюються напругою на клас нижче номінальної напруги трансформатора.

Таблиця 2.16 – Вибір пристроїв обмеження перенапруг

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ 4-6 з боку ВРП 500 кВ	РВМГ–500 МУ1
Виводи БТ 1-3 з боку ВРП 750 кВ	РВМК–750 МУ1
Виводи БТ 1-5 з боку генераторів (800 МВт)	РВМ–35У1
Виводи БТ 4-5 з боку генераторів (300 МВт)	РВМ–20У1
Нейтраль БТ 4-6	РВМГ – 330У1
Нейтраль БТ 1-3	РВМГ–500 МУ1
ЛЕП 220 кВ	РВМГ–220 МУ1
ЛЕП 750 кВ	РВМК–750 МУ1
Виводи ВН АТЗ	РВМК–750 МУ1
Виводи СН АТЗ	РВМГ–500 МУ1
Вимірювальний ТН на ВРП 750 кВ	РВМК–750 МУ1
Вимірювальний ТН на ВРП 330 кВ	РВМГ–500 МУ1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 750 та 500 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 750 кВ:

$$I_{p.\max} = \frac{P_{\text{гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.136)$$

$$I_{p.\max} = \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1,882 \text{ (кА)};$$

Вибираємо загороджувач **ВЗ-2000-1,2У1**.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 1.882 \text{ кА} < 2 \text{ кА.}$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 750 \text{ кВ} = 750 \text{ кВ};$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.137)$$

$$41.76 \text{ кА} < 102 \text{ кА.}$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.138)$$

$$120,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконується.

Аналогічно вибираємо загороджувач типу **ВЗ-2000-1,2У1** для ліній 500 кВ.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На електростанціях та великих підстанціях необхідна наявність установки постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, що забезпечують збереження обладнання в дієздатному стані (маслонасосів, систем регулювання турбогенераторів).

Вимоги до вибору акумуляторних батарей (АБ) на електростанціях та підстанціях: на теплових електростанціях потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея, а при потужності більше 200 МВт – дві акумуляторні батареї однакової ємності, які спільно повинні забезпечити живлення маслонасосів турбін, водневого ущільнення всіх агрегатів електростанції, а також перетворюючого агрегату зв'язку та аварійного освітлення. Розрахункова тривалість роботи – 30 хв. для електростанцій, зв'язаних з енергосистемою, і 1 год. для ізольованої електростанції; на блочних КЕС для енергоблоків 300 МВт і вище – одна батарея на кожний енергоблок. Всі блочні акумуляторні батареї зв'язані мережею взаєморезервування. Ємність кожної розраховується на живлення навантаження електродвигунів, аварійного освітлення, перетворюючого агрегату зв'язку при тривалості аварії 30 хв.

Виконаємо розрахунок АБ для блоку 300 МВт (одна батарея на блок).

Розрахунок навантаження установки постійного струму [4] зведений в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Підрахунок навантажень на АБ

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{т}}$, А
Постійне навантаження	—	—	—	25	—	25	25
Аварійне освітлення	—	—	—	130	—	130	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	25	128	120	300	120	—
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	1	42	214	140	540	140	540
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	42	216	200	540	—	540
Разом						445	1135

Приймаємо одну акумуляторну батарею типу СК на блок. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рисунок 11).

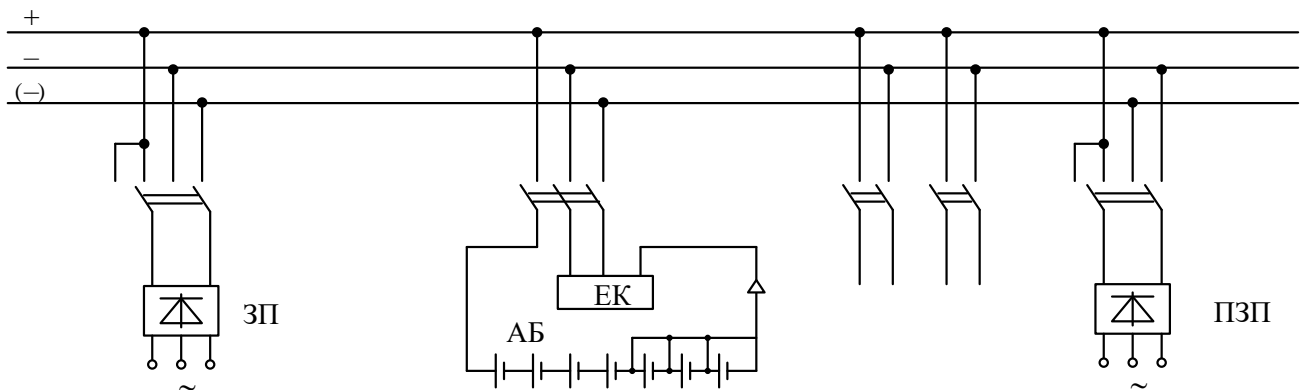


Рисунок 2.24 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год. По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{ш} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{кз} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

З таблиці 2.17 впливає:

$$I_{ав} = 445 \text{ (A)};$$

$$I_T = 1135 \text{ (A)}.$$

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}; \quad (2.139)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (2.140)$$

де $U_p = 1,75$ В [8] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130;$$

– додаткових:

$$n_{дод} = n - n_0; \quad (2.141)$$

$$n_{дод} = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 (В) до шин приєднується

$$n_{\min} = 230 / 2,7 = 85.$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (2.142)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ A/N}$ [8] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot \frac{445}{25} = 18,69.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [8]: $N = 20$ (СК-20).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I}{46}; \quad (2.143)$$

$$N < 20; \quad (2.144)$$

$$\frac{1135}{46} = 24,67;$$

$20 < 24,67$, збільшуємо типовий номер до 28.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_T}{N}, \quad (2.145)$$

де j визначається по кривим рис. 12.2 [8] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача 85% $U_{ном}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі 5% $U_{ном}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1135}{28} = 35,46 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-28.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним 0,15 N [8]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{ПЗП} = I_{пост} + 0,15 \cdot N, \quad (2.146)$$

де $I_{пост}$ – струм постійно включеного навантаження.

$$I_{ПЗП} = 20 + 0,15 \cdot 28 = 24,8 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{ПЗП} = U_{ПЗ} \cdot n_0; \quad (2.147)$$

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

В якості ПЗП застосовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.148)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 28 = 1,6 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.149)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5N; \quad (2.150)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 20 + 5 \cdot 28 = 180 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot n; \quad (2.151)$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800 ($U_{\text{ном}}=380 \text{ В}$, $I_{\text{ном}}=800 \text{ А}$).

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і зможе підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу, необхідного для відновлення нормального режиму.

В цьому розділі виконано розрахунок електротехнічної частини КЕС, встановлена потужність якої 3300 МВт. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.

Обрано основне обладнання КЕС та структурну схему станції. Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 750 кВ через 2 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 500

кВ через 3 лінії. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРУ 750 кВ, обрано варіант за схемою “4/3”.

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

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольнo-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

3.1 Організація експлуатації обладнання

Після завершення електромонтажних, пусконаладжувальних робіт і приймально-здавальних випробувань починається використання електрообладнання за призначенням у технологічному процесі станції, тобто експлуатація цього обладнання.

Під терміном «експлуатація» розуміється стадія життєвого циклу обладнання, на якій реалізуються, підтримуються і відновлюються його технічні характеристики, передбачені проектом і нормативними документами.

Персонал, який здійснює технічну експлуатацію електрообладнання, поділяється:

- 1) на адміністративно-технічний, який організовує технічне обслуговування обладнання, оперативне управління обладнанням та ремонтні роботи;
- 2) оперативний, що здійснює технічне обслуговування та оперативне управління (проведення оглядів, оперативних перемикачів, підготовку робочого місця, допуск до роботи, нагляд за працюючими);
- 3) ремонтний, що виконує всі види робіт із ремонту обладнання електроустановок.

Експлуатаційний персонал повинен мати відповідну виконувану роботу кваліфікаційну підготовку і групу з електробезпеки.

Організаційні та технічні положення з експлуатації обладнання викладені в Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів, які є обов'язковими для всіх галузей народного господарювання. Стосовно конкретних умов кожного підприємства розробляються і затверджуються керівником електрогосподарства місцеві інструкції, що базуються на зазначених Правилах.

Основні етапи експлуатації устаткування показані на рис. 3.1. Для реалізації і підтримки необхідних технічних характеристик обладнання проводиться його технічне обслуговування - комплекс робіт, що включає огляди, міжремонтне обслуговування, профілактичні випробування і діагностування стану обладнання.



Рисунок 3.1 – Основні етапи експлуатації обладнання

Огляди обладнання виконуються з метою візуального контролю за станом цього обладнання. Розрізняють планові та позачергові огляди обладнання. Періодичність планових оглядів регламентується, і навіть з урахуванням конкретних умов роботи обладнання – місцевими інструкціями.

Позачергові огляди обладнання проводяться, наприклад, при різких змінах умов його роботи, після стихійного лиха, відключення обладнання релейним захистом.

При міжремонтному обслуговуванні електрообладнання виконуються технічні заходи відповідно до рекомендацій заводу-виробника, зокрема чищення ізоляції, мастило частин, що труться, а також усуваються виявлені при оглядах дрібні несправності та дефекти обладнання.

У процесі експлуатації відбувається зношування обладнання, що супроводжується зміною його технічних характеристик. Огляди далеко не завжди дозволяють виявити технічний стан обладнання та можливість подальшого його використання за призначенням. Зокрема, неможливо візуально оцінити стан ізоляції кабелю, стан масла трансформатора та його твердої ізоляції.

Більш достовірна, ніж під час оглядів, оцінка технічного стану та можливості подальшого використання обладнання за призначенням здійснюється профілактичними випробуваннями (вимірюваннями параметрів) та діагностуванням стану обладнання.

Обсяг та норми профілактичних випробувань регламентуються [8], а конкретні терміни цих випробувань визначаються технічним керівником підприємства (головним енергетиком) з урахуванням рекомендацій заводських інструкцій та місцевих умов експлуатації обладнання.

Основними завданнями діагностування обладнання є:

- визначення виду технічного стану;
- пошук місця відмови чи несправностей;
- прогнозування технічного стану

При визначенні виду технічного стану дається висновок про справність (несправність) та працездатність (непрацездатність) обладнання. При прогнозуванні технічного стану дається оцінка залишкового ресурсу та нижня межа ймовірності безвідмовної роботи устаткування заданого інтервалу часу.

Загальний порядок проведення діагностування обладнання регламентується.

За результатами оглядів, профілактичних випробувань та діагностування обладнання оцінюється необхідність та доцільність його ремонту.

Ремонт обладнання – це комплекс робіт для підтримки працездатності та необхідних технічних характеристик обладнання шляхом заміни або відновлення зношених або відмовлених елементів з наступним регулюванням, налагодженням та випробуванням обладнання.

За призначенням розрізняють відновлювальний ремонт, реконструкцію та технічне переозброєння. Відновлювальний ремонт здійснюється без зміни конструкції окремих вузлів та всього пристрою загалом. Технічні властивості устаткування залишаються постійними.

За обсягом робіт відновлювальні ремонти діляться на поточні та капітальні. При капітальному ремонті проводиться повне розбирання обладнання із заміною чи відновленням будь-яких його частин. За такого ремонту досягається практично повне відновлення ресурсу устаткування.

До поточних ремонтів відносяться ремонти, які проводяться для забезпечення працездатності обладнання і які перебувають у заміні або відновленні його окремих частин, наприклад деталей, що швидко зношуються. Ці ремонти проводять у період між двома капітальними ремонтами.

Під час реконструкції проводиться зміна конструктивного виконання окремих вузлів, заміна окремих матеріалів за практично постійних технічних характеристик устаткування.

При технічному переозброєнні деякі вузли та матеріали замінюються досконалішими, технічні характеристики обладнання покращуються.

Для оцінки стану устаткування після проведення ремонтних робіт проводяться випробування обсяг яких регламентується [8,14].

Під час експлуатації обладнання відбувається як його фізичне, так і моральне зношення, обумовлене появою нового устаткування, характеризується вищими техніко-економічними показниками.

При економічній неефективності відновлювального ремонту, особливо застарілого обладнання, виконується його утилізація – остання стадія експлуатації обладнання.

Процес експлуатації обладнання супроводжується його зносом - зміною характеристик під дією навколишнього середовища та експлуатаційних режимів роботи.

До впливів довкілля відносяться її температура, вологість, забрудненість, хімічна активність, а також сонячна радіація, інтенсивність грозової діяльності, вітер, ожеледиця та інші фактори.

В експлуатаційних режимах обладнання піддається робочим навантаженням, систематичним та аварійним перевантаженням, перевантаженням від струмів коротких замикань, впливу робочих напруг та перенапруг (грозових, комутаційних, ферорезонансних) та інших факторів.

Перерахований комплекс факторів при їхньому спільному впливі на обладнання призводить до погіршення його характеристик, яке в кінцевому підсумку може призвести до відмови обладнання. Під відмовою розуміється подія, що полягає у втраті працездатності обладнання, після якого вона не може виконувати свої функції.

До відмови обладнання можуть призвести порушення умов транспортування та зберігання обладнання, а також випадкові фактори, зокрема, помилкові дії експлуатаційного персоналу.

При відмові обладнання може виникнути шкода, значення якої залежить від категорії приймачів електроенергії: небезпека для життя людей, розлад складного технологічного процесу, масовий недовідпуск продукції, простої робітників та механізмів та інші види збитків.

З викладеного випливає, що безвідмовна (а ширшому сенсі надійна) робота устаткування тісно пов'язані з різними сторонами його експлуатації: транспортуванням, зберіганням, умовами і режимами роботи, обслуговуванням, ремонтами. Тому експлуатація повинна бути організована таким чином, щоб забезпечувалася надійна робота електроустаткування та запобігали можливим негативним наслідкам (збиткам) при її порушенні.

Під надійністю розуміється властивість обладнання виконувати задані функції, зберігаючи у часі значення встановлених експлуатаційних показників у заданих межах, що відповідають заданим режимам та умовам використання.

Надійність є одним із властивостей обладнання, яке виявляє себе лише в процесі експлуатації. Надійність обладнання закладається при його

проектуванні, забезпечується при виготовленні та витрачається при експлуатації. Все обладнання, а тим більше сукупність електроустановок та систем складаються з великої кількості різних елементів. Ці елементи можна розділити на дві групи: не відновлювані та відновлювані.

Невідновлюються елементи, працездатність яких після відмови відновленню не підлягає (тиристор, лампа розжарювання). Відновлюються елементи, працездатність яких після відмови підлягає відновленню в процесі експлуатації за рахунок проведення ремонту (трансформатор, лінія електропередачі).

Надійність є комплексною властивістю обладнання, яке в залежності від призначення та умов експлуатації характеризується безвідмовністю, довговічністю та збереженням, а для обладнання, що відновлюється, - додатково ремонтпридатністю.

Безвідмовність – властивість обладнання безперервно зберігати працездатність протягом деякого часу. Ця найбільш загальна та найважливіша характеристика надійності визначається наступними показниками:

ймовірністю безвідмовної роботи;

інтенсивністю відмов та напрацюванням вцент (невідновлювані елементи);

параметром потоку відмов та напрацюванням на відмову (відновлювані елементи).

Довговічність - властивість обладнання зберігати працездатність до граничного стану. Граничний стан обладнання визначається неможливістю його подальшої експлуатації внаслідок економічної неефективності, вимог безпеки чи морального зношування. У разі досягнення граничного стану обладнання підлягає капітальному ремонту або утилізації.

Показниками довговічності є термін служби елементів, що не відновлюються, і термін між ремонтами для елементів, що відновлюються. Для невідновлюваних елементів поняття безвідмовності та довговічності збігаються. Для елементів, що відновлюються, довговічність визначається системою обслуговування та ремонту в процесі експлуатації.

Устаткування може змінювати свої властивості у процесі використання за призначенням, а й під час транспортування, зберігання, перебування у бездіяльності. У цих умовах характеристикою надійності є збереження - властивість обладнання безперервно зберігати справний та працездатний стан протягом та після транспортування та зберігання.

Показником зберігання обладнання є термін зберігання.

Для планування технічного обслуговування та ремонту обладнання важливою характеристикою надійності є ремонтпридатність - пристосованість обладнання до попередження та виявлення причин виникнення відмов та усунення їх наслідків шляхом проведення ремонту.

Основним показником ремонтпридатності є середнє відновлення.

Вибір показників надійності чи їх сукупності визначається як призначенням устаткування, його місцем у технологічному процесі, а й умовами використання. Зокрема, при експлуатації повітряної лінії електропередачі необхідно враховувати кліматичні умови, в яких проходить траса лінії: район за вітром, ожеледиця, інтенсивність грозової діяльності, танець проводів, діапазон зміни температури навколишнього середовища.

Правильний аналіз та облік умов використання обладнання дозволяють обґрунтовано організувати систему його технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування (ТО) - це система технічних заходів, що забезпечує працездатність устаткування період між капітальними ремонтами.

Система ТО включає:

- регулярні огляди обладнання;
- виконання вимог експлуатаційно-ремонтної документації, зокрема , інструкцій заводів-виробників;
- контроль технічного стану (працездатності) обладнання, який здійснюється профілактичними випробуваннями, вимірюваннями та діагностуванням обладнання;
- усунення дрібних несправностей та дефектів;
- поточні ремонти обладнання.

Усі заходи виконуються періодично. Очевидно, різні види робіт ТО мають різну періодичність, наприклад, огляди можуть виконуватися щодня, а поточний ремонт – один раз на кілька років. Тривалість циклу і -ї роботи ТО позначимо $T_{\text{тоі}}$.

Оскільки вартість ТО входить у собівартість продукції, питання про терміни та обсяги ТО здебільшого є питанням техніко-економічним.

Періодичний контроль працездатності обладнання дозволяє виявляти його технічний стан і, отже, своєчасно вживати заходів щодо запобігання відмовам. Періодичність контролю можна оцінити за критерієм витрат. Проте розглянемо це питання із позицій критерію надійності.

Система електропостачання складається із великої кількості елементів. З позицій надійності систему електропостачання (лінія, трансформатор, комутаційний апарат...) можна як схему послідовно з'єднаних елементів. Для обґрунтування періодичності контролю працездатності системи необхідно мати дані про параметри потоку відмов кожного елемента, а також час та умови його експлуатації.

3.2 Експлуатація силових трансформаторів

Огляди трансформаторів є засобом візуального контролю стану при експлуатації. Огляди проводяться без відключення трансформаторів з наступною періодичністю:

- основних понижуючих трансформаторів підстанцій з незмінним чергуванням персоналу – 1 разів у добу;
- інших трансформаторів електроустановок з незмінним і постійного чергування персоналу – не рідше 1 десь у місяць.
- Позачергові огляди трансформаторів виробляються:
- після несприятливих кліматичних впливів, наприклад, після різкої зміни температури навколишнього повітря;
- після спрацьовування газового захисту сигналу;

- після відключення трансформатора газовим або диференційним захистом.
- Під час оглядів трансформаторів перевіряються:
 - показання всіх вимірювальних приладів (термометрів, термосигналізаторів, мановакуумметрів та інших);
 - стан зовнішньої ізоляції трансформатора (відсутність тріщин та відколів порцеляни, ступінь забруднення поверхні);
 - стан ошиновки, кабельних уводів та доступних для спостереження контактних з'єднань;
 - стан фланцевих з'єднань маслопроводів та відсутність течі масла;
 - наявність та рівень масла в розширювачі та маслонаповнених вводах;
 - стан контуру заземлення;
 - стан маслоприймальних пристроїв (гравійного засипання);
 - при закритому встановленні трансформаторів перевіряється стан приміщення, справність вентиляції, наявність засобів пожежогасіння.

Одним з показників стану трансформатора служить характер шуму, що видається їм (прослуховування ведеться при відключених вентиляторах). Не повинно бути потріскування і клацання, пов'язаних з розрядами в баку трансформатора; гудіння має бути рівномірним без періодичних змін рівня чи тону.

3.3 Режими роботи трансформаторів

Однією з основних завдань експлуатації трансформаторів є контроль режиму роботи. Цей контроль здійснюється шляхом перевірки навантаження трансформатора, напруги на обмотках, температури масла та інших параметрів. На підстанціях з постійним чергуванням персоналу контроль здійснюється з періодичністю 1...2 години з фіксуванням параметрів режиму добової відомості.

На підстанціях без постійного чергування персоналу контроль режиму трансформаторів здійснюється при кожному відвідуванні підстанції оперативним персоналом, але не менше 1 разу на місяць.

Силові трансформатори можуть працювати в різних режимах, що характеризуються навантаженням, напругою, умовами довкілля та іншими факторами.

Номінальним режимом трансформатора називається режим його роботи при номінальній напрузі, номінальному навантаженні та температурі охолоджуючого середовища (повітря) $+20^{\circ}\text{C}$.

З наведеного визначення видно, що тривалий номінальний режим є ідеалізованим (майже недосяжним) режимом. Проте вважається, що у такому режимі трансформатор здатний опрацювати встановлений заводом-виробником термін служби.

Нормальним називається режим роботи трансформатора, у якому його параметри відхиляються від номінальних не більше, допустимих стандартами, технічними умовами та інші нормативними документами.

При навантаженні, що не перевищує номінальну, допускається тривала робота трансформатора при підвищенні напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10% понад номінальну напругу даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці не повинна бути вищою за найбільшу робочу напругу $U_{\text{роб max}}$, що визначається надійністю роботи ізоляції та нормується ГОСТ 721-77 у наступних межах від номінальної напруги електричної мережі $U_{\text{ном}}$:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} = 6, 10 \text{ кВ} & & U_{\text{роб max}} = 1,2 U_{\text{ном}}, \\ U_{\text{ном}} = 35, 110 \text{ кВ} & & U_{\text{роб max}} = 1,15 U_{\text{ном}}, \\ U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} & & U_{\text{роб max}} = 1,1 U_{\text{ном}}. \end{aligned}$$

Допускається режим паралельної роботи трансформаторів за умови, що жоден із них не буде перевантажений. Для цього мають виконуватися такі умови:

- групи з'єднань обмоток трансформаторів повинні бути однаковими;
- співвідношення потужностей трансформаторів трохи більше 1:3;
- відмінність коефіцієнтів трансформації лише на 0,5%;
- відмінність напруг короткого замикання лише на 10%;

- проведено фазування трансформаторів.

При паралельній роботі трансформаторів та змінному графіку їх сумарного навантаження можлива оптимізація кількості працюючих трансформаторів протягом доби. Критерій оптимальності – мінімум втрат активної потужності.

Втрати активної потужності в одному трансформаторі при його навантаженні, що дорівнює S , становлять

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (3.1)$$

де $S_{\text{НОМ}}$, P_x і P_k - паспортні дані трансформатора: номінальна потужність, втрати холостого ходу і втрати короткого замикання (навантажувальні втрати).

Втрати активної потужності в n паралельно працюючих трансформаторах при їх сумарному навантаженні, що дорівнює S , становлять

$$\Delta P = n\Delta P_x + \frac{1}{n}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (3.3)$$

З (3.1) і (3.2) видно, що при збільшенні (з 1 до n) кількості трансформаторів, що працюють на одну і ту ж навантаження S , втрати холостого ходу збільшуються в n разів, а втрати навантаження зменшуються в n разів.

Побудуємо залежності втрат потужності P від навантаження S для одного ($n = 1$) і двох ($n = 2$) трансформаторів (рис. 3.2). Видно, що з навантаженні $S = S_{12}$ втрати потужності одному і двох трансформаторах рівні. При навантаженні $S < S_{12}$ доцільно залишити в роботі один трансформатор, а при навантаженні $S > S_{12}$ – два трансформатори.

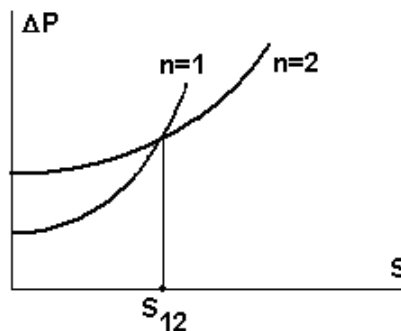


Рисунок 3.2 – Залежності втрат потужності в паралельно працюючих трансформаторах від навантаження

Величина граничної потужності S_{12} або в загальному випадку граничної потужності $S_{n(n+1)}$ може бути обчислена після прирівнювання виразів для втрат потужності n і $(n+1)$ трансформаторах:

$$n\Delta P_x + \frac{1}{n}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 = (n+1)\Delta P_x + \frac{1}{n+1}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2. \quad (3.3)$$

Потужність S , виражена (3.3), і буде граничною потужністю

$$S_{n(n+1)} = S_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{n(n+1)\Delta P_x}{\Delta P_k}}. \quad (3.4)$$

При навантаженні $S < S_{n(n+1)}$ доцільно залишити у роботі n трансформаторів, а за навантаженні $S > S_{n(n+1)}$ – $(n+1)$ трансформаторів.

Режим регулювання напруги. Пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) повинні працювати, як правило, в автоматичному режимі. Допускається дистанційне перемикання РПН із пульта управління. На трансформаторах з перемиканням без збудження (ПБЗ) правильність вибору коефіцієнта трансформації має перевірятися двічі на рік – перед зимовим максимумом та літнім мінімумом навантаження.

Аварійні режими. При відключенні трансформатора захистом, не пов'язаним з його внутрішніми пошкодженнями, наприклад, максимальним струмовим захистом, трансформатор може бути знову включений у роботу.

При відключенні трансформатора захистами від внутрішніх пошкоджень (газового, диференціального) цей трансформатор включається в роботу тільки після огляду, випробувань, аналізу масла, аналізу газу з газового реле та усунення виявлених дефектів.

При спрацьовуванні газового реле на сигнал проводиться зовнішній огляд трансформатора та відбір газу із газового реле для аналізу. Якщо газ у реле негорючий, при зовнішньому огляді ознаки пошкодження не виявлено, а

відключення трансформатора викликає недовідпуск електроенергії, трансформатор може залишитися у роботі до з'ясування причин спрацьовування газового реле на сигнал. Після з'ясування цих причин оцінюється можливість подальшої нормальної експлуатації трансформатора.

Аварійне виведення трансформатора з роботи здійснюється:

- при сильному та нерівномірному шумі або потрiскуваннях усередині бака трансформатори;
- ненормальному та постійно зростаючому нагріванні трансформатора при навантаженні, що не перевищує номінальну, та нормальній роботі пристроїв про охолодження;
- викид масла з розширювача або розрив діафрагми вихлопної труби;
- протікання масла або зменшення його рівня нижче рівня мастильного скла в розширювачі.

Найбільш схильним до процесу старіння елементом трансформатора є целюлозна ізоляція обмоток, фактично визначає ресурс (термін служби) трансформатора. Основним фактором, що впливає на старіння ізоляції, є її нагрівання, що зумовлює термічний знос ізоляції. Існує так зване 6-градусне правило: підвищення температури ізоляції на 6 градусів скорочує термін її служби вдвічі. Це справедливо в діапазоні температур 80...140⁰ С.

Найбільш інтенсивне нагрівання ізоляції обмоток відбувається при перевантаженні трансформаторів. Тому режиму навантаження трансформаторів приділимо особливу увагу.

Перевантаження, зумовлені нерівномірним добовим графіком навантаження трансформатора, називають систематичними. Перевантаження, зумовлені аварійним відключенням будь-якого елемента системи електропостачання, називаються аварійними навантаженнями.

Допустимість систематичних та аварійних перевантажень трансформаторів при їх експлуатації регламентується Посібником з навантаження силових масляних трансформаторів (ГОСТ 14209-97). Тут враховуються система охолодження трансформатора, температура

охолоджуючого середовища, графік навантаження трансформатора та інші фактори.

Джерелом нагріву у трансформаторі є його активна частина. Масло н нагрівається від обмоток, його обсяг збільшується, а щільність зменшується. Нагріте масло піднімається у верхню частину бака і витісняється в радіатори системи охолодження трансформатора (рис. 3.3 а). Проходячи через радіатори, масло остигає і надходить у нижню частину бака. Так відбувається природна циркуляція масла.

На тепловій діаграмі трансформатора (рис. 3.3 б) температура охолоджуючого повітря Θ_a прийнята незмінною (вертикальна пряма 1). Температура масла та температура витків обмотки збільшуються практично лінійно по висоті обмотки. Перевищення температури масла над температурою повітря (пряма 2) у верхній частині обмотки досягає величини $\Delta\Theta_{oa}$.

В силу додаткових втрат у верхній частині обмотки знаходиться найбільш нагріта точка обмотки h . Перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою масла (залежність 3) у верхній частині обмотки досягає величини h_o .

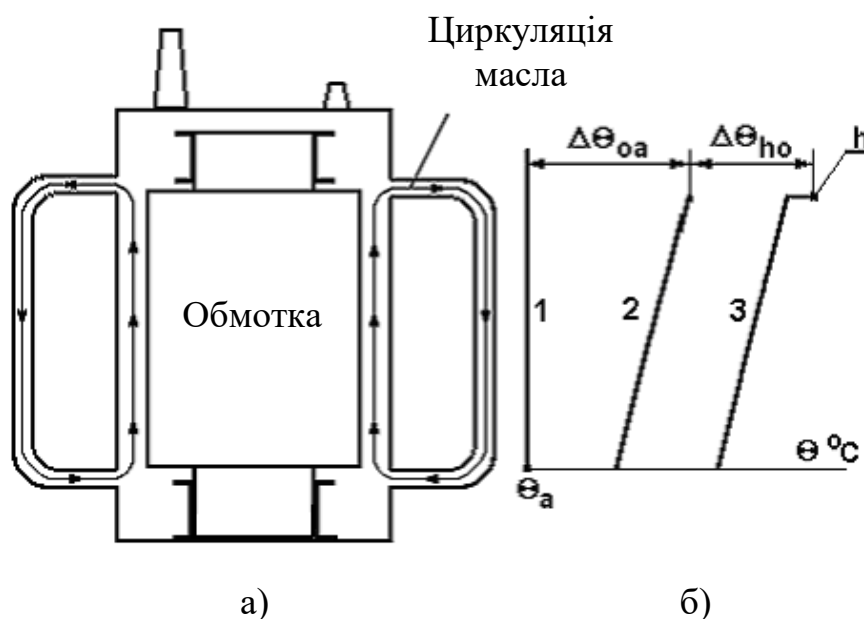


Рисунок 3.3 – Природна циркуляція масла в трансформаторі (а) та тепла діаграма трансформатора (б)

Допустимість роботи трансформатора в режимі навантаження оцінюється зіставленням температури масла у верхній частині обмотки $\Theta_{\text{про}}$ і температури найбільш нагрітої точки обмотки $\Theta_{\text{н}}$ з їх граничними значеннями.

Справжня температура повітря змінюється протягом доби, сезону, року. При одному і тому ж навантаженні трансформатора збільшення температури повітря викличе збільшення температури масла та обмотки. Таким чином, термічний зношування ізоляції визначається як навантаженням трансформатора, так і температурою навколишнього повітря.

При інженерних розрахунках режимів перевантаження трансформаторів використовується еквівалентна температура повітря. Це умовно постійна температура, яка протягом періоду часу, що розглядається, викликає такий же знос ізоляції, як і дійсна змінюється температура за той же період часу.

3.4 Експлуатація трансформаторного масла

Трансформаторне масло виконує у трансформаторі три основні функції:

- ізолює вузли активної частини, що знаходяться під напругою;
- охолоджує вузли активної частини, що нагріваються при роботі;
- оберігає тверду ізоляцію обмоток від зволоження.

Експлуатаційні властивості масла та її якість визначаються хімічним складом масла. Масло повинне мати сертифікат підприємства-постачальника, що підтверджує відповідність масла стандарту. Для масла, що прибув разом із трансформатором, відповідність стандарту підтверджується записом у паспорті трансформатора.

При кожному огляді трансформаторів перевіряється температура верхніх шарів масла, контрольована термометрами або термосигналізаторами. Ця температура не повинна перевищувати 95°C . В іншому випадку навантаження трансформатора має бути знижене.

Стан масла оцінюється за результатами випробувань, які в залежності від обсягу поділяються на три види.

1. Випробування на електричну міцність . Тут визначається пробивна напруга масла $U_{пр}$, візуально (якісно) визначається вміст механічних домішок та вологи.

Електрична міцність – одна з основних характеристик діелектричних властивостей масла. Випробування масла на електричну міцність проводяться в стандартному маслопробійнику (рис. 3.4), що представляє собою фарфоровий посудину 1, який вмонтовані два плоских електрода 2.

Масло заливається в маслопробійник і відстоюється протягом 20 хвилин видалення з нього повітряних включень. Напруга на електродах маслопробійника плавно підвищується до пробою масла. З інтервалом 10 хв. виконуються шість пробів. Перший пробій не враховується, а середнє арифметичне п'яти інших пробів приймається за пробивну напругу масла.

Зниження пробивної напруги свідчить про зволоження масла, наявність у ньому розчиненого повітря, забруднення масла волокнами від твердої ізоляції та іншими домішками.

2. Скорочений аналіз масла. Тут додатково до п.1 визначаються температура спалаху масла та кислотне число.

Температура спалаху парів масла в закритому тиглі характеризує фракційний склад масла і служить виявлення в трансформаторі процесів розкладання масла.

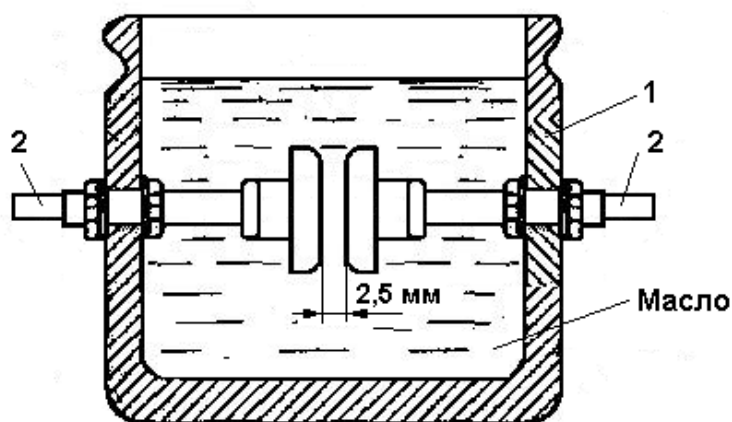


Рисунок 3.4 – Стандартний маслопробійник

Кислотне число - це кількість їдкого калі, виражене в мг і необхідне для нейтралізації кислот, що містяться в 1 г масла. Старіння масла супроводжується збільшенням у ньому вмісту кислотних сполук, тому кислотне число характеризує ступінь старіння масла.

3. Повний аналіз масла. Тут додатково до п.2 визначаються, кількісне визначення вологи та механічних домішок, тангенс кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$, вміст водорозчинних кислот та лугів, вміст антиокислювальних присадок, температура застигання, газоутримання та інші показники.

Величина діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$) характеризує ступінь забруднення та старіння масла.

Вологовміст ретельно контролюється під час експлуатації трансформаторного масла. Погіршення цього показника характеризує порушення герметичності трансформатора або його роботу в неприпустимому режимі навантаження. В останньому випадку відбувається інтенсивне старіння целюлозної ізоляції та виділення нею вологи під впливом підвищеної температури. Крім того, масло містить хімічно зв'язану воду, яка може виділятися у вигляді вільної води в результаті старіння масла та під впливом підвищеної температури.

Збільшення газоутримання (кисню повітря) призводить до інтенсифікації окислювальних процесів у маслі. Цей показник опосередковано характеризує герметичність трансформатора.

Температура застигання актуальна для масла, що експлуатується в районах крайньої півночі.

Розрізняють масло свіже, регеноване (відновлене) та експлуатаційне. Характеристики свіжої та регенованої масла практично не відрізняються. Для експлуатаційної масла встановлено нормально допустимі та гранично допустимі показники якості.

Нормально припустимі показники гарантують нормальну роботу обладнання. При показниках масла, що наближаються до гранично допустимих

, необхідно вжити заходів для відновлення експлуатаційних властивостей масла або провести його заміну.

У табл. 3.1 наведено показники трансформаторного масла відповідно до скороченого аналізу.

Таблиця 3.1 – Показники трансформаторного масла

Показник масла	Обладнання, $U_{ном}$, кВ	Свіже масло	Регенероване масло	Експлуатаційне масло	
				Нормоване допустиме	Гранично допустиме
$U_{пр}$, кВ	до 35	35	35	-	25
	до 150	60	60	40	35
	220	65	65	60	55
Кислотне число, мг КОН/г	до 220	0,02	0,05	0,1	0,25
Температура спалаху, $^{\circ}C$	до 220	135	130	*	125

* Зменшення не більше ніж на $5^{\circ}C$ порівняно з попереднім аналізом.

Для визначення показників масла береться його проба в суху, чисту, скляну ємність місткістю 1 л з притертою скляною пробкою. Масло береться із нижніх шарів через спеціальний зливний кран. Попередньо зливається деяка кількість масла (2...3 л) для ополіскування скляної ємності. На ємності має бути етикетка із зазначенням обладнання, з якого взята проба, дати, причини відбору проби та прізвища особи, яка відібрала пробу масла.

Періодичність відбору проб масла відповідає періодичності поточних ремонтів трансформатора.

Безпосередній контакт масла з атмосферним повітрям призводить до насичення масла вологою та киснем. В результаті зменшується електрична міцність масла, прискорюються окислювальні процеси в масла (масло старіє).

Для уповільнення процесів зволоження та старіння масла в нього додають антиокислювальні присадки, а в конструкції трансформатора передбачають спеціальні пристрої: термосифонні фільтри, осушувачі повітря, плівкову та азотну захисту.

Антиокислювальні присадки сприяють підтримці необхідної якості масла тривалий час, а також захищають інші ізоляційні матеріали трансформатора. Вартість присадок відносно невелика. Добавку присадок виконують раз на 4-5 років. Прикладом антиокислювальної присадки є технічний пірамідон у кількості 3% від маси масла [80].

Термосифонний фільтр призначений для поглинання вологи та продуктів окислення та старіння масла в процесі експлуатації. Загальний вигляд термосифонного фільтра наведено на рис. 3.5, а. Корпус фільтра 1 заповнений адсорбентом 2 (силікагелем або іншою речовиною), що поглинає вологу та продукти окиснення масла. За допомогою патрубків 5 фільтр приєднаний до верхньої та нижньої частин бака трансформатора. Масло через фільтр циркулює за рахунок різниці щільностей нагрітого (у верхніх шарах) та холодного (у нижніх шарах) масла.

Кількість адсорбенту у фільтрі становить близько 1% маси масла. Насичений вологою адсорбент видаляється через бункер 4 а через бункер 3 завантажується свіжий адсорбент. Використаний адсорбент регенерується нагріванням до температури 400-500 °С.

Насичення адсорбенту вологою контролюється зміни його забарвлення. Зокрема добавка до силікагелю хлористого кобальту зумовлює його блакитне забарвлення. Поява рожевого забарвлення є ознакою насичення силікагелю вологою та продуктами старіння масла.

Трансформатори потужністю 1000 кВА й більше повинні експлуатуватися з постійно увімкненими термосифонними фільтрами.

Масло дуже гігроскопічна, і якщо розширювач безпосередньо пов'язаний з атмосферою, то волога з повітря поглинається маслом, знижуючи її ізоляційні властивості. Для запобігання цьому розширювач зв'язують з навколишнім середовищем через осушувач повітря (позиція 3 на рис. 3.5,б), заповнений силікагелем.

Принцип плівкового захисту (рис. 3.5 б) полягає в герметизації масла за рахунок установки всередині розширювача 2 еластичної ємності 1, призначеної

для компенсації температурної зміни обсягу масла. Ця ємність щільно прилягає до внутрішньої поверхні розширювача та масла, забезпечуючи герметизацію останнього від навколишнього середовища.

Внутрішня порожнина еластичної ємності з'єднана з навколишнім середовищем через осушувач повітря 3, що перешкоджає конденсації вологи всередині ємності. Патрубок 4 з'єднує розширювач із баком трансформатора.

Азотний захист (рис. 3.5,в) полягає у заповненні надмасляного простору 1 герметичного розширювача сухим азотом. Компенсація температурних змін обсягу масла здійснюється за рахунок зв'язку надмасляного простору з м'яким резервуаром 2.

Незважаючи на всі застосовувані захисти, в процесі тривалої експлуатації масло зволожується і старіє. При наближенні показників масла до гранично допустимих її піддають регенерації (відновленню). На спеціальних установках олію центрифугують, фільтрують, сушать, дегазують.

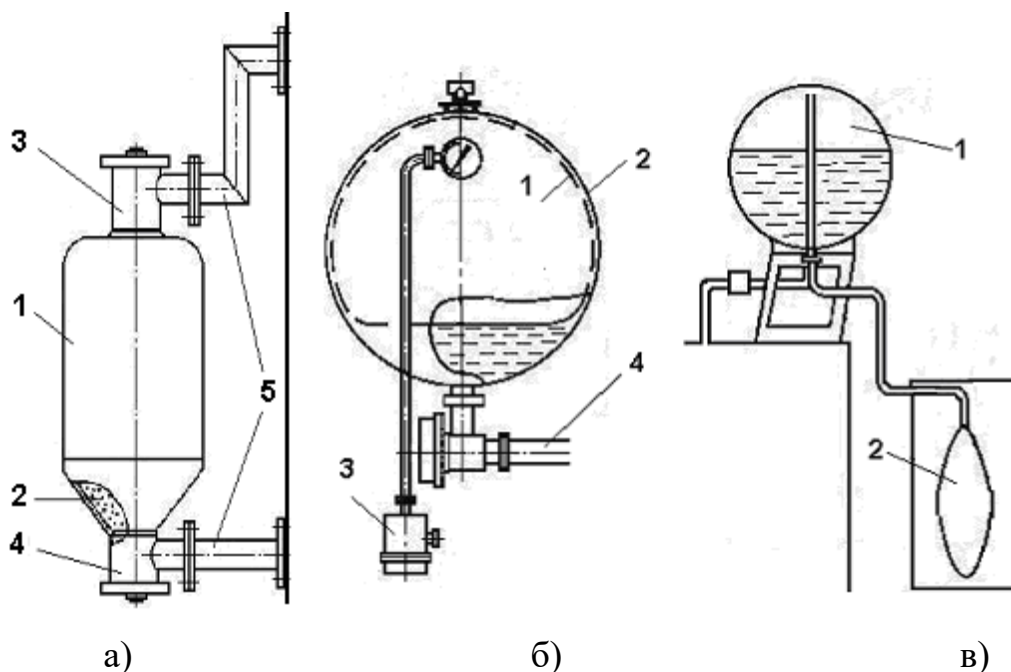


Рисунок 3.5 – Термосифонний фільтр (а), принципові схеми плівкового (б) та азотного (в) захисту масла

При центрифугуванні з масла видаляються тверді механічні домішки та частково волога, що мають більшу щільність, ніж масло. При фільтруванні масло продавлюється через пористе середовище (картон, папір), в якому затримуються

нерозчинні домішки та частково волога. Глибока сушіння масла виконується розпиленням у вакуумі або на цеолітових установках, в яких масло фільтрується через шар молекулярних сит - цеолітів, що затримують молекули води, але пропускають молекули масла. Розчинений у маслі кисень видаляють у спеціальних дегазаційних установках.

Вартість регенованої масла при повністю відновлених експлуатаційних якостях не перевищує 50-60% вартості нової масла.

Складності експлуатації трансформаторного масла: захист від навколишнього середовища, періодичний контроль стану, випробування, регенерація – зумовили широке використання в розподільчих мережах 6...35 кВ трансформаторів герметичного виконання (ТМГ), що виготовляються з номінальною потужністю до 1600 кВА. Ці трансформатори повністю заповнені маслом і мають розширювача. Температурні зміни обсягу масла сприймаються гофрованим баком.

У трансформаторах ТМГ контакт масла з навколишнім середовищем повністю відсутня, що виключає його зволоження, окислення та шламоутворення. Масло практично не змінює своїх властивостей протягом усього терміну служби трансформатора. Тому при експлуатації таких трансформаторів відсутня необхідність періодичного взяття проб та випробувань масла.

В даний час альтернативою трансформаторному маслу є рідкі діелектрики Midel 7131, Софексіл ТСЖ та інші. Екологічно чистий діелектрик Midel 7131 (пробивна напруга 55 кВ, кислотне число 0,02 мг КОН/г, температура спалаху 257° С) застосовується там, де потрібна висока пожежна безпека – в житлових, службових, деяких виробничих приміщеннях.

Трансформатори з екологічно чистими рідкими діелектриками дорожчі за традиційні масляні трансформатори, але дешевші за сухі трансформатори і успішно конкурують з останніми в частині пожежної безпеки в розподільчих мережах 6...35 кВ.

3.5 Хроматографічний аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі

Необхідність контролю за зміною складу масла в процесі експлуатації трансформаторів ставить питання про вибір такого аналітичного методу, який зміг би забезпечити надійне якісне та кількісне визначення сполук, що містяться в трансформаторному маслі. Найбільшою мірою цим вимогам відповідає хроматографія, що є комплексним методом, який об'єднав стадію поділу складних сумішей на окремі компоненти та стадію їх кількісного визначення. За результатами цих аналізів проводиться оцінка стану маслonaповненого обладнання.

Хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі, дозволяє виявити дефекти трансформатора на ранній стадії їх розвитку, передбачуваний характер дефекту та ступінь наявного ушкодження. Стан трансформатора оцінюється зіставленням отриманих при аналізі кількісних даних з граничними значеннями концентрації газів і швидкості зростання концентрації газів в маслі. Цей аналіз для трансформаторів напругою 110 кВ і вище повинен здійснюватися не рідше ніж 1 раз на 6 місяців [8, 14].

Основними газами, що характеризують певні види дефектів у трансформаторі, є: водень H_2 , ацетилен C_2H_2 , етан C_2H_6 , метан CH_4 , етилен C_2H_4 , двоокисвуглецю C_2 .

Водень характеризує дефекти електричного характеру (часткові, іскрові та дугові розряди в масла); ацетилен - перегрів активних елементів; етан – термічний нагрівання масла та твердої ізоляції обмоток у діапазоні температур до $300^\circ C$; етилен – високотемпературне нагрівання масла та твердої ізоляції обмоток вище $300^\circ C$; окис і двоокис вуглецю – перегрів та розряди у твердій ізоляції обмоток.

За допомогою аналізу кількості та співвідношення цих газів у трансформаторному маслі можна виявити такі дефекти в трансформаторі.

1. Перегрів струмопровідних частин та елементів конструкції магнітопроводу . Основні гази: етилен чи ацетилен. Характерні гази: водень,

метан та етан. Якщо дефектом порушена тверда ізоляція, помітно зростають концентрації окису та двоокису водню.

Перегрів струмопровідних частин може визначатися: вигорання контактів перемикаючих пристроїв; ослабленням кріплення електростатичного екрану; ослабленням та нагріванням контактних з'єднань відводів обмотки низької напруги або шпильки прохідного ізолятора введення; пайкою елементів обмотки, що лопнула; замиканням провідників обмотки та іншими дефектами. Перегрівання елементів конструкції магнітопроводу може визначатися: незадовільною ізоляцією листів електротехнічної сталі; порушенням ізоляції стяжних шпильок, ярмових балок з утворенням короткозамкнутого контуру; загальним нагріванням та недопустимими місцевими нагріваннями від магнітних полів розсіювання в ярмових балках, бандажах, пресуючих кільцях; неправильним заземленням магнітопроводу та іншими дефектами.

2. Дефекти твердої ізоляції . Ці дефекти можуть бути викликані перегріванням ізоляції від струмопровідних частин та електричними розрядами в ізоляції. При перегріві ізоляції від струмовідних частин основними газами є окис і двоокис вуглецю, їхнє відношення CO_2 / CO , як правило, більше 13; характерними газами з малим вмістом є водень, метан , етилен та етан; ацетилен, як правило, відсутня.

При розрядах у твердій ізоляції основними газами є ацетилен і водень, а характерними газами будь-якого вмісту – метан та етилен. У цьому відношення CO_2 / CO , зазвичай, менше 5.

3. Електричні розряди в масла . Це часткові, іскрові та дугові розряди. При часткових розрядах основним газом є водень; характерними газами з малим вмістом – метан та етилен. При іскрових і дугових розрядах основними газами є водень і ацетилен; характерними газами з будь-яким вмістом - метан та етилен.

Після виявлення дефекту і його підтвердження не менше ніж двома-трьома наступними вимірюваннями слід планувати виведення трансформатора з роботи насамперед з дефектами групи 2. Чим раніше виведений з роботи трансформатор

з дефектом, що розвивається, тим менший ризик його аварійного пошкодження і обсяг ремонтних робіт.

Якщо за результатами діагностики трансформатор повинен бути виведений з роботи, але з якихось об'єктивних причин це неможливо здійснити, його слід залишити на контролі з прискореним відбором проб масла та хроматографічним аналізом газів.

Хроматографічний аналіз газів, розчинених в маслі, дозволяє виявляти не тільки дефекти, що розвиваються в трансформаторі, а й загальний стан ізоляції його обмоток. Об'єктивним показником, що дозволяє оцінити ступінь зношування ізоляції обмоток трансформатора, є ступінь її полімеризації, зниження якої прямо характеризує глибину фізико-хімічного руйнування (деструкції) ізоляції в процесі експлуатації. Деструкції целюлозної ізоляції супроводжує зростання вмісту в трансформаторному маслі окису та двоокису вуглецю та утворення фуранових похідних. Зокрема, наявність сумарної концентрації CO та CO_2 більше 1% може свідчити про деградацію целюлозної ізоляції. Утворення фуранових похідних є прямим наслідком старіння паперової ізоляції.

Метод рідинної хроматографії дозволяє визначати та контролювати необхідний вміст у трансформаторному маслі антиокислювальних присадок, що захищають олію та інші ізоляційні матеріали трансформатора від старіння.

3.6 Ремонт трансформаторів

Трансформатори є складним обладнанням систем електропостачання. Ремонт трансформатора, пов'язаний з його розгерметизацією, виїмкою та ремонтом активної частини, вимагає високої кваліфікації ремонтного персоналу, великих матеріальних та тимчасових витрат.

Виведення трансформатора в ремонт через певний календарний проміжок часу не може вважатися досить виправданим, оскільки плановий ремонт може бути виведений цілком працездатний трансформатор. Тому поточні та капітальні

ремонти трансформаторів систем електропостачання проводять відповідно до їх дійсного технічного стану (система РТС).

Для оцінки дійсного стану трансформатора за його технічному обслуговуванні періодично проводяться профілактичні перевірки, вимірювання, випробування, діагностування. При виявленні явних або прогнозуванні дефектів, що розвиваються, які можуть призвести до відмови трансформатора планується виведення його в ремонт.

Попередньо проводиться низка організаційно-технічних заходів, що забезпечують чітке виконання ремонтних робіт: підготовка приміщення (майданчика), вантажопідйомних механізмів, обладнання, інструментів, матеріалів, запасних частин. Крім того, складаються відомість обсягу робіт та кошторис, які є вихідними документами для визначення трудових та грошових витрат, термінів ремонту, потреби у матеріалах.

Будь-який ремонт трансформатора, пов'язаний з розгерметизацією та виїмкою активної частини, відноситься до капітального. Залежно від стану активної частини розрізняють:

- капітальний ремонт без заміни обмоток;
- капітальний ремонт із частковою або повною заміною обмоток, але без ремонту магнітної системи;
- капітальний ремонт із заміною обмоток та частковим або повним ремонтом магнітної системи.

Ремонт трансформаторів потужністю до 6300 кВА виконується зазвичай на спеціалізованих ремонтних підприємствах. Ремонт трансформаторів більшої потужності, у яких витрати на транспортування можуть перевищувати вартість ремонту, виконується безпосередньо на підстанціях. У цьому випадку персонал спеціалізованого ремонтного підприємства виїжджає до місця встановлення трансформатора.

Після завершення ремонту активна частина трансформатора промивається сухим трансформаторним маслом. Для старого електрообладнання з терміном служби більше 25 років слід використовувати інтенсивне промивання активної

частини, додаючи в олію спеціальні присадки, що володіють підвищеною розчинною здатністю. Це дозволяє інтенсифікувати процес виділення з ізоляції та активної частини трансформатора води, механічних домішок, продуктів старіння масла та твердих ізоляційних матеріалів, що позитивно позначається на характеристиках ізоляції.

Тверда ізоляція обмоток трансформатора має гігроскопічність. У період виконання ремонтних робіт на відкритій активній частині ізоляція обмоток вбирає вологу з доквілля. Тому після закінчення ремонту виникає питання необхідності сушіння ізоляції обмоток трансформатора.

Трансформатори, у яких під час ремонту виконувалася повна чи часткова заміна обмоток, підлягають обов'язковому сушінню. Трансформатори, що пройшли ремонт без заміни обмоток, можуть бути включені в роботу без сушіння ізоляції за умов, що:

Показники ізоляції не виходять за межі нормованих значень; тривалість перебування активної частини на свіжому повітрі $T_{\text{відкр}}$ за певної його вологості вбирається у значень, наведених у табл. 3.2.

Сушіння ізоляції здійснюється її нагріванням у вакуумних шафах, сухим гарячим повітрям у спеціальних камерах, у власному баку (без масла).

Вакуум прискорює випаровування вологи та полегшує умови її виділення з ізоляції. Попередньо нагріту активну частину трансформатора поміщають у вакуумну шафу. Витримуючи певний режим температури та вакууму, проводять сушіння ізоляції. Цей спосіб сушіння досить складний, вимагає значних витрат та застосовується, як правило, на заводах-виробниках трансформаторів та великих ремонтних підприємствах.

При сушінні ізоляції сухим нагрітим повітрям активну частину трансформатора поміщають теплоізольовану і захищену зсередини від займання камеру. У нижню частину камери за допомогою повітрорудки подається сухе нагріте повітря, що видаляється через витяжний отвір у верхній частині камери.

Одним із найбільш поширених в експлуатації є спосіб сушіння ізоляції у власному баку без масла із застосуванням вакууму, допустимого для конструкції

бака. На поверхні бака 1 (рис. 3.6) розміщується обмотка 2, що намагнічує, підключається до джерела змінної напруги $\sim U$. Між баком та обмоткою прокладається шар теплоізоляції (азбест або склотканина).

При протіканні по обмотці змінного струму сталевих конструкціях трансформатора виникає змінний магнітний потік. Струми, що індуктуються цим потоком, нагрівають трансформатор. Волога з ізоляції обмоток випаровується.

В отвір кришки бака трансформатора вставляється витяжна труба 3, через яку пари вологи витягуються в приймач конденсату 5 вакуум-насосом 4. Цей насос створює всередині бака розрядження, допустиме для даної конструкції бака.

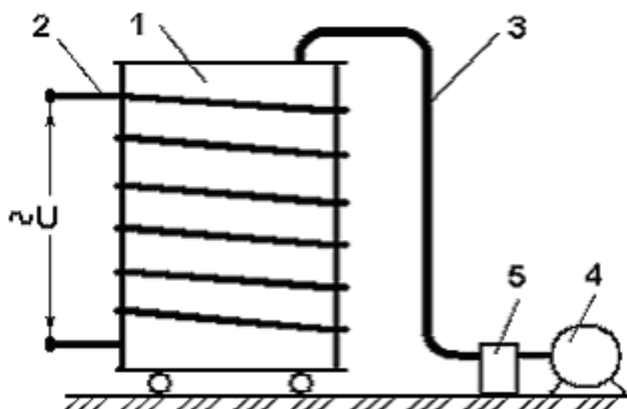


Рисунок 3.6 – Принципова схема сушіння ізоляції трансформатора

За всіх способів сушіння за допомогою термодатчиків контролюється температура активної частини трансформатора, яка повинна бути в межах $95...105^{\circ}\text{C}$.

У процесі сушіння періодично вимірюється опір ізоляції. При проведенні вимірювань живлення обмотки, що намагнічує, відключається. Сушіння закінчується, якщо опір ізоляції протягом 6 годин залишається незмінним.

Усі роботи, виконані при капітальному ремонті трансформатора, приймаються за актом, якого додається технічна документація з ремонту. Акти з усіма програмами зберігаються в паспорті трансформатора.

3.7 Випробування трансформаторів після капітального ремонту

При експлуатації найповніші виміри та випробування трансформатора проводяться після виконання його капітального ремонту з метою перевірки якості ремонту, а також з метою перевірки характеристик трансформатора на відповідність вимогам нормативних документів.

Програма випробувань трансформаторів має такий зміст:

1. Визначення параметрів ізоляції обмоток.
2. Випробування ізоляції обмоток підвищеною напругою.
3. Випробування підвищеною напругою ізоляції елементів магнітопроводу та вторинних ланцюгів захисної та вимірювальної апаратури. Ця ізоляція випробовується щодо заземлених частин трансформатора напругою 1 кВ протягом 1 хв.

4. Вимірювання опорів обмоток постійного струму. Ці вимірювання проводяться для виявлення дефектів у паяних з'єднаннях обмоток і контактах пристроїв, що перемикають.

Вимірювання виробляються всіх відгалуженнях РПН. Опір різних фаз на відповідних відгалуженнях повинні відрізнятися між собою не більше ніж на 2%.

5. Після ремонту, пов'язаного з частковою або повною заміною обмоток, виконується перевірка коефіцієнтів трансформації.

Коефіцієнти трансформації різних фаз на відповідних відгалуженнях повинні відрізнятися між собою або від даних заводу-виробника не більше ніж на 2%. Для трансформаторів з РПН ця відмінність не повинна перевищувати значення ступеня регулювання.

Вимірювання проводяться методом двох вольтметрів класу точності не нижче 0,5 при подачі напруги 380/220 на обмотку більш високої напруги і розімкнутій обмотці низької напруги.

6. Після ремонту, пов'язаного з частковою або повною заміною обмоток, перевіряється група з'єднань обмоток.

Вимірювання проводять за допомогою джерела постійного струму (акумулятора), що по черзі підключається до висновків А-В, В-С і С-А первинної обмотки. Плюс джерела подають на висновок, позначений першим. У кожному випадку на висновках а-b, b-c і с-a вторинної обмотки контролюється показання магнітоелектричного вольтметра (вольтметр з нулем посередині шкали). Плюс вольтметр підключають на висновок, позначений першим. За сукупністю показань вольтметра судять про групу обмоток.

У таблиці 3.2 наведено знаки відхилення стрілки вольтметра для різних груп обмоток трансформатора. Знак 0 відповідає відсутності відхилення стрілки.

Таблиця 3.2 – Відхилення стрілки вольтметра для різних груп обмоток трансформатора

Живлення подано до виводів	Відхилення стрілки вольтметра, що підключений до виводів					
	a-b	b-c	c-a	a-b	b-c	c-a
	Група обмоток 12 (0)			Група обмоток 11		
А-В	+	-	-	+	0	-
В-С	-	+	-	-	+	0
С-А	-	-	+	0	-	+

7. Вимірювання струму і втрат холостого ходу проводяться у трансформаторів потужністю понад 1000 кВА (досвід холостого ходу). Ці вимірювання проводяться з метою виявлення виткових замикань в обмотках, замикань в елементах магнітопроводу та замикань магнітопроводу на бак трансформатора.

Досвід холостого ходу проводиться, як правило, при напрузі 380/220 В, що подається на обмотку нижчої напруги. Інші обмотки трансформатора розімкнуті. У досвіді використовуються три прилади: вольтметр – для вимірювання напруги, амперметр – для вимірювання струму холостого ходу, ватметр – для вимірювання втрат активної потужності.

Отримані значення струму та втрат холостого ходу немає необхідності призводити до номінальної напруги. Ці параметри зіставляються з даними

заводу-виробника або приймально-здавальних випробувань, проведених на такому самому напрузі.

8. Випробування бака трансформатора на герметичність проводиться гідравлічним тиском стовпа масла висотою $h = 0,6$ м над рівнем заповненого розширювача або створенням надлишкового тиску 10 кПа надмасляному просторі розширювача. Тривалість випробувань не менше 3 год. Температура масла має бути не нижче $+10^{\circ}$ С. При випробуваннях не повинно бути течі масла.

9. Випробування трансформаторного масла.

10. Випробування трансформатора включенням поштовхом на номінальну напругу. У процесі 3...5 - кратного включення нічого не винні мати місце явища, що вказують на незадовільний стан трансформатора. Одним з показників стану трансформатора служить характер шуму, що видається їм. Не повинно бути потріскування всередині бака; гудіння має бути рівномірним без періодичних змін рівня чи тону.

11. Випробування трансформатора під навантаженням протягом 24 год.

3.8 Характеристики ізоляції обмоток трансформатора

При додатку до ізоляції напруги у ній відбуваються процеси поляризації та провідності, мають місце діелектричні втрати. Ці процеси визначають властивості ізоляції, її стан. Для достовірної оцінки стану ізоляції (зволоження, забруднення, старіння) вимірюється сукупність її характеристик, оскільки недоліки вимірів компенсуються перевагами інших.

Поляризація - це обмежене усунення які у ізоляції пов'язаних протилежних зарядів, що відбувається під впливом електричного поля. Реальні ізоляційні матеріали мають кілька видів поляризації, але переважним є якийсь один її вид. У полярних діелектриків, яких відноситься ізоляція обмоток трансформаторів, переважає дипольно-релаксаційний вид поляризації. Цей уповільнений (інерційний) вид поляризації, що триває десятки секунд, називається абсорбцією, а супроводжуючий це явище струмом - струмом абсорбції.

Зміна струму абсорбції у часі при додатку до ізоляції постійної напруги показано на рис. 3.7,а кривої 1. У міру завершення усунення пов'язаних протилежних зарядів відбувається спад цього струму. Значення струму витoku $i_{\text{ут}}$ через ізоляцію визначається її об'ємною і поверхневою провідністю (опором).

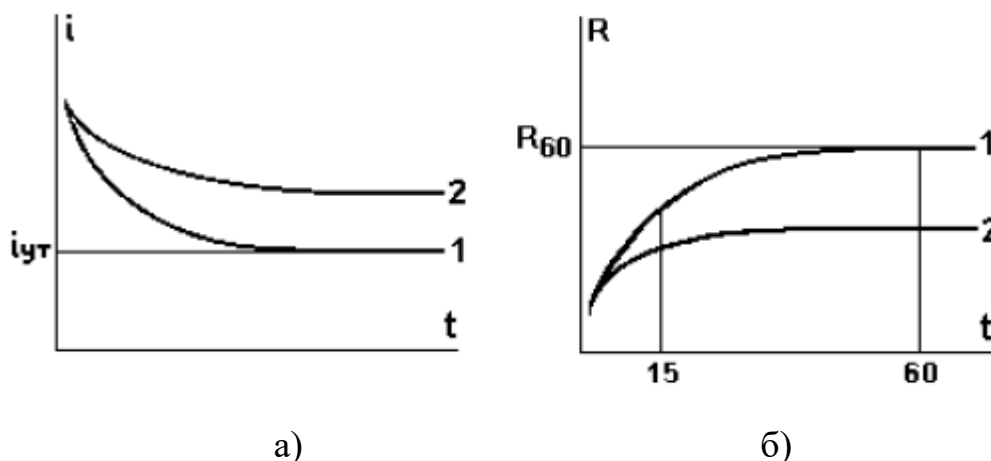


Рисунок 3.7 – Зміна струму абсорбції (а) та опору ізоляції (б) при додатку до неї постійної напруги

Перехідний процес спаду струму абсорбції можна уявити збільшенням опору ізоляції R у часі (крива 1 рис. 3.7,б). Опір ізоляції вимірюється мегаомметром, відлік опору проводиться приблизно через 60 секунд. Цього часу, як правило, достатньо завершення процесу абсорбції. Отже, однією з характеристик ізоляції є значення її опору, що позначається R_{60} . Вочевидь, що більше опір R_{60} , то вище якість ізоляції.

Найменші допустимі опори ізоляції обмоток масляних трансформаторів при температурі $10...30^{\circ}\text{C}$ складають:

$R_{60} = 300 \text{ МОм}$ - для трансформаторів напругою до 35 кВ;

$R_{60} = 600 \text{ МОм}$ - для трансформаторів напругою 110 кВ;

R_{60} не нормується для трансформаторів напругою 220 кВ.

Припустимо, що криві 1 рис. 3.7,а і б відповідають нормальній сухій ізоляції. При зволоженні (забрудненні, старінні) ізоляції її характеристики

погіршуються: струм витоку зростає, опір ізоляції R_{60} зменшується (криві 2 рис. 9.7, а б).

Виконуючи відлік опору ізоляції по мегаомметр для двох моментів часу t_1 і t_2 і зіставляючи між собою опору R_{t_1} і R_{t_2} , можна судити, зокрема, про зволоження ізоляції. Зазвичай приймається $t_1 = 15$ с, а $t_2 = 60$ с, а відношення R_{60} / R_{15} називається коефіцієнтом абсорбції. З кривих 1 та 2 рис. 9.7,б видно, що для вологої ізоляції коефіцієнт абсорбції буде меншим, ніж для сухої.

Для нормальної ізоляції коефіцієнт абсорбції, виміряний за нормальної температури $10...30$ ^{про} З, може бути щонайменше 1,3.

Відповідно до характеру залежностей, наведених на рис. 3.7,б реальну ізоляцію можна представити схемою заміщення, показаної на рис. 3.8, а.

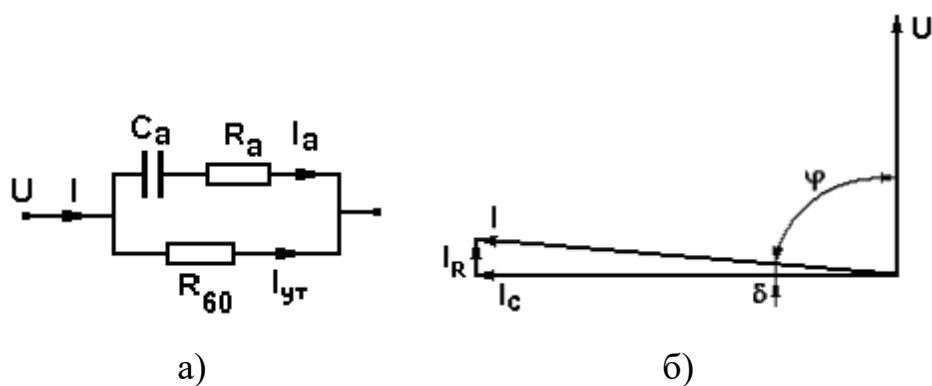


Рисунок 3.8 – Схема заміщення ізоляції (а) та векторна діаграма напруги та струмів (б)

Гілка $R_a C_a$ характеризує інерційність явища абсорбції, гілка R_{60} - опір ізоляції після завершення усунення всіх пов'язаних протилежних зарядів.

При додатку до ізоляції змінної напруги U по ній протікає повний струм I , що складається з абсорбції струму I_a і струму витоку I_{yt} . Цей повний струм у відповідності до векторної діаграми рис. 9.8,б можна розкласти на активну I_R та емнісну I_C складові. Добуток UI_R визначає втрати активної потужності в ізоляції. Ці втрати, які на нагрівання ізоляції, називаються діелектричними втратами.

Відношення $I_R / I_C = \operatorname{tg}\delta$ називається тангенсом кута діелектричних втрат і характеризує стійкість ізоляції по відношенню до теплового пробою, а також зволоження ізоляції та загальне її старіння. Чим менше $\operatorname{tg}\delta$, тим вища якість ізоляції.

Найбільші допустимі значення $\operatorname{tg}\delta$, %, при температурі обмоток 10...30 °С масляних трансформаторів становлять:

$\operatorname{tg}\delta = 2,5\%$ - для трансформаторів напругою 35 кВ, потужністю понад 10000 кВА;

$\operatorname{tg}\delta = 2,5\%$ - для трансформаторів напругою 110 кВ;

$\operatorname{tg}\delta = 1,3\%$ - для трансформаторів напругою 220 кВ.

Таким чином, $\operatorname{tg}\delta$ можна виміряти за схемою з трьома вимірювальними приладами: ватметром для вимірювання втрат активної потужності P , вольтметром для вимірювання прикладеного до ізоляції напруги U і амперметром для вимірювання струму I , що протікає через ізоляцію. Цей метод виміру досить простий, але точність вимірів невелика. Більш точний вимір $\operatorname{tg}\delta$ виконують за допомогою спеціальних високовольтних мостів.

Вимірювання характеристик ізоляції ($R_{60} R_{60} / R_{15} \operatorname{tg}\delta$) проводять для всіх обмоток трансформатора. Зокрема, для двообмотувального трансформатора вимірювання характеристик ізоляції проводять за схемою:

- вимірювання на обмотці ПН – заземлені обмотка ВН та бак;
- вимірювання на обмотці ВН – заземлені обмотка ПН та бак;
- вимірювання на обмотках ПН+ВН – заземлений бак.

3.9 Випробування ізоляції підвищеною напругою

При експлуатації випробування підвищеною напругою промислової частоти проводять перевірки електричної міцності ізоляції трансформаторних обмоток напругою до 35 кВ. Випробування підвищеною напругою повинні передувати ретельний огляд та оцінка стану ізоляції іншими методами.

Випробовувальну напругу прикладають до ізоляції протягом часу, достатнього, щоб у місці дефекту ізоляції стався пробій, та недостатнього для пробою нормальної ізоляції. Тривалість випробування становить, зазвичай, 1 хв. За більшого часу може мати місце пошкодження ізоляції за відсутності в ній дефектів.

Трансформатори, призначені для експлуатації в електроустановках, схильних до впливу атмосферних перенапруг, випробовуються за нормами для нормальної ізоляції; трансформатори, призначені для експлуатації в електроустановках, не схильних до впливу атмосферних перенапруг, випробовуються за нормами для полегшеної ізоляції (табл. 3.3).

Випробовуванням піддається кожна обмотка трансформатора. Напруга прикладається до випробуваної обмотки, висновки якої замкнуті коротко; інші обмотки трансформатора також замикаються коротко і заземлюються разом з баком трансформатора. Принципова схема випробувань наведено на рис. 3.9.

Таблиця 3.3 – Норми випробування ізоляції трансформаторів

$U_{\text{ном}}$ обмотки, кВ	до 1	3	6	10	20	35
$U_{\text{досл}}$ для номінальної ізоляції, кВ	4,3	15,3	21,3	29,8	46,8	72,3
$U_{\text{ном}}$ для полегшеної ізоляції, кВ	2,6	8,5	13,6	10,4	42,5	-

Автоматичний вимикач QF призначений для швидкого відключення установки під час проби або перекриття ізоляції об'єкта Т. Автотрансформатор АТ призначений для плавного підйому напруги. Контроль режиму установки здійснюється амперметром А та вольтметром V. Видимий розрив при обслуговуванні установки створюється рубильником QS.

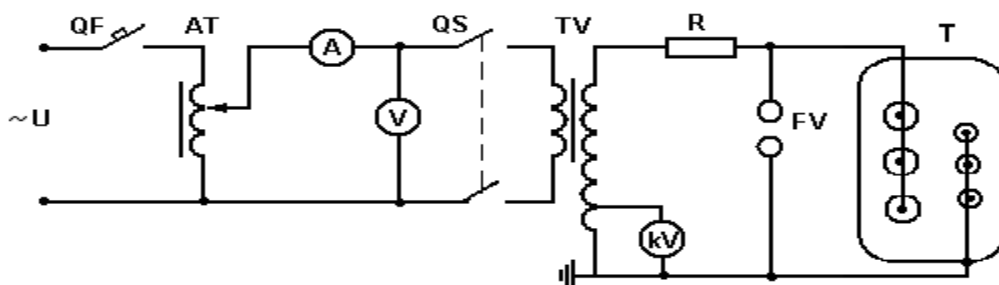


Рисунок 3.9 – Принципова схема випробування ізоляції підвищеною напругою

Випробувальний трансформатор TV підвищує напругу до необхідного рівня. Контроль випробувального напруги здійснюється кіловольтметром kV . Розрядник FV (як правило, кульовий) захищає об'єкт від випадкового неприпустимого підвищення випробувальної напруги. Резистор R обмежує струм при пробі або перекритті ізоляції об'єкта.

Випробувальна напруга повинна підніматися плавно зі швидкістю, що допускає візуальний контроль за вимірювальними приладами, і після досягнення встановленого значення підтримуватиметься незмінним протягом часу випробування. Після цього напруга плавно знижується до значення не більше однієї третини випробувального та відключається.

Під часом випробування мається на увазі час застосування повної випробувальної напруги.

Ізоляцію вважають, що витримала випробування, якщо не відбулося її пробою, не спостерігалось відчутних на слух потрiскування і розрядів, виділення газу та диму, різких змін показань вимірювальних приладів.

Поздовжня ізоляція обмоток (ізоляція між витками, котушками, шарами обмоток) випробовується підвищеною напругою, індукованою в самому трансформаторі. При цих випробуваннях до однієї з обмоток трансформатора прикладається подвійна номінальна напруга підвищеної частоти 100 ... 400 Гц. Інші обмотки трансформатора розімкнуті. Тривалість випробування 1 хв. Підвищення частоти необхідно для уникнення надмірного збільшення струму, що намагнічує, і індукції в трансформаторі при додатку до його обмотці подвійної напруги.

4 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 проєктованої електричної станції та їх аналіз.

У цьому розділі розглядаються питання третьої групи, зокрема визначення кошторису проєктованої електростанції, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів [15].

4.1 Визначення кошторисної вартості проєктованої КЕС

Загальні витрати на будівництво ТЕЦ 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 4.1. 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 ТЕЦ починається з розділу 2, виходячи з конкретних капіталовкладень.

Таблиця 4.1 – 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	1843200000	460800000	-	2304000000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	3100800000	547200000	-	3648000000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	5472000000	2880000000	-	5760000000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3	5184000000	576000000	-	5760000000
7 Благоустрій території	0,5	960000000	-	-	960000000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	6144000000	768000000	768000000	7680000000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	576000000,00	5760000000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	384000000	384000000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	576000000,00	5760000000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	9600000000	9600000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	1920000000,00	1920000000
Всього по розділу А – промислове будівництво	–	139920000000	77600640000	228633600000	240384000000
В т.ч. поворотні суми	–	6996000000	3880032000	1143168000	12019200000
разом	–	132924000000	73720608000	217201920000	228364800000

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

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / P_{\text{вст}}, \quad (4.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 5138208000 / 1200000 = 2140,9 \text{ (грн/кВт)}.$$

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

4.2 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.

4.2.1 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 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) елек- тростанції 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:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (4.2)$$

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

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot N_i, \quad (4.5)$$

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	8066880000	7	564681600
Ф2	576000000	28	161280000
Ф3	15395520000	20	3079104000
Разом		—	3805065600

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

4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}, \quad (4.6)$$

$$Ч = 0,56 \cdot 3300 = 1792 \text{ чол.}$$

де $k_{шт}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності, $k_{шт}$ для КЕС 3300 МВт приймаємо рівним 0,56 [25].

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:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.7)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.4.

Таблиця 4.3 – Розподіл персоналу на категорії та їхня заробітна плата

Категорія	КЕС	Кількість, чол.	Зарплата, грн..
Робітники	80%	1433	10000
ІТР	16%	287	15200
Службовці	3,4%	61	12000
МОП	0,6%	11	6000
Всього:	100%	1792	

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1433	$1433 \cdot 10000 \cdot 12 = 171960000$
ІТР	287	$287 \cdot 15200 \cdot 12 = 52348800$
Службовці	61	$61 \cdot 12000 \cdot 12 = 8784000$
МОП	11	$11 \cdot 6000 \cdot 12 = 792000$

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.4 за формулою:

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

$$I_{зп} = (1,57(171960000 + 792000) + 1,80(52348800 + 8784000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 233884800 \text{ (грн)},$$

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).

4.2.3 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_a + И_{зп} + И_{п} + И_{ін}; \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} И &= 3805065600 + 366962442 + 28538905494,17 + 292041962,94 = \\ &= 33002975499,11 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{відп}, \quad (4.10)$$

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

$$E_{відп} = 20816135 \text{ (МВт·год).}$$

$$C = 33002975499,11 \cdot 10^2 / 20816135 \cdot 10^3 = 148,35 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт*год
Амортизація	3805065600,00	11,53%	18,28
Зарплата	366962442,00	1,11%	1,76
Паливо	28538905494,17	86,47%	137,10
Інші	292041962,94	0,88%	1,40
Разом	33002975499,11	100%	148,35

4.3 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 4.6.

Таблиця 4.6 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	3300
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	22765893,36
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,84
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	22836,48
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	7136,4
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	148,35

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}} = \frac{3300}{1792} = 1,84 \text{ МВт/чол}$$

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 3300 МВт, що працює на газу, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість від- пущеної електроенергії становить 148,35 коп/кВт·год.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 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 ВРУ електростанції, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [26].
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування ВРУ.
3. Дослідити роботу електричної частини КЕС потужністю 3300 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 [16-18]. 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 безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність. Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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.

5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під часобслуговування електрообладнання ВРУ КЕС потужністю 3300 МВт

5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [11, 12] 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 [12].

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 [9].

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 [29].

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 перемикачів 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 [11].

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 ІІІ, який має право бути керівником робіт, може працювати одноособово.

5.2.2 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 – ІІІ.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 60$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4 \text{ м}$.

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 5.1.

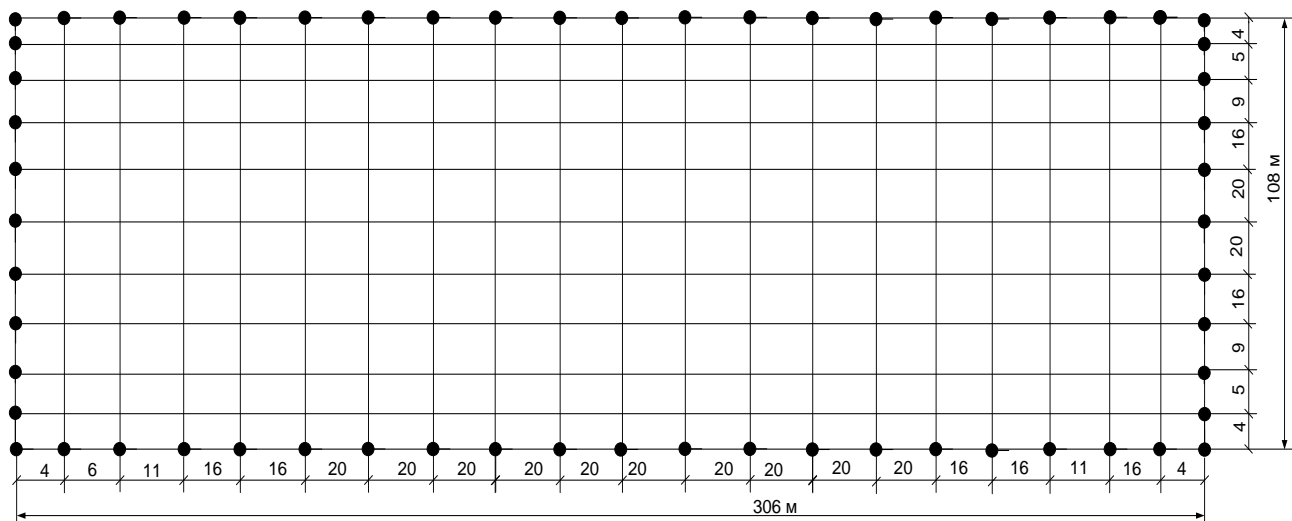


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

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;

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

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

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

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

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

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

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,14$.

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

Опір штучного заземлювача:

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

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

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

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

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

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

5.3 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 [31].

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 3300 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РУ можуть виникнути незворотні зміни. Дані наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Експозиційні дози елементів електричних частин КЕС

№	Підсистеми електричної частини КЕС	Елементи електричної частини КЕС	$D_{грн i}, (P)$	$D_{гр}, P$
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	Мікросхема П1 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:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{пос.в.п}}}, (\text{мР});$$

де $K_{\text{посл}}$ - коефіцієнт послаблення, 1

t_k - час початку опромінення, 1 год

t_n - максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,08 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3407,36 (P),$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 [\text{год}] \quad (5.2)$$

$$t_{\text{доп}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,6 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,6} \right)^2 = 12033,14 (\text{год}),$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 3841,64.$$

5.3.2 Оцінка стійкості КЕС 3300 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів

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 ділянкою №1

2. Блок управління робототехнічною ділянкою

3. 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:

$$K_{\sigma(\theta, z)} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(\theta, z)}} \geq 40 [\text{дБ}],$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\theta} = E_z \cdot l_{\theta}, \quad U_z = E_{\theta} \cdot l_z,$$

$$E_z = 12,56 \cdot 10^{-3} [\text{кВ/м}].$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$\text{При } U_{\text{жс}} = 12(\text{В}), \quad U_{\text{дон1}} = 12,6(\text{В});$$

$$\text{При } U_{\text{жс}} = 380(\text{В}), \quad U_{\text{дон2}} = 399(\text{В});$$

$$\text{При } U_{\text{жс}} = 127(\text{В}), \quad U_{\text{дон3}} = 132(\text{В}).$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 - Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_{θ} (м)	l_z (м)	U_{θ} (В)	U_z (В)	K_{σ}^z (дБ)	K_{σ}^z (дБ)	Результат дії
1	Блок управління автоматизованою ділянкою №1	2	1,8	19,4	17460	-3,74	-62,8	не стійкий
2	Блок управління робототехнічною ділянкою	1,3	1,2	12,61	9480	30,00	-27,51	не стійкий
3	Блок живлення	1,45	1,3	14,07	12610	19,45	-39,60	не стійкий

5.3.3 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 зміни в конкретних умовах.

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 $K_e = 5,2$.

Блок управління автоматизованою дільницею №1:

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

$$t_1 = \frac{-62,8 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,16 \text{ (см)};$$

Блок управління робототехнічною дільницею:

$$t_2 = \frac{-27,51 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{-39,60 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,125 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 0,125 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною 0,11 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,16 см.

Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи КЕС. Для безпечної роботи на КЕС 3300 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 3300 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 електротехнічну частину КЕС потужністю 3300 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень електростанції, обрано основне обладнання, спроектовано структурну схему станції. Видача електроенергії в систему відбувається двома повітряними лініями 750 кВ, в район – трьома ЛЕП 500 кВ. Обрано схеми електричних з'єднань ВРУ 750 та 500 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб КЕС. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

3. Досліджено умови експлуатації силового обладнання, зокрема, розглянуто питання експлуатації силових трансформаторів.

4. Розраховано техніко-економічні показники КЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на КЕС становить 148,35 коп/кВт·год.

5. 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 ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с.
URL:<https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. 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.
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL:
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL:
http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
6. Сікорська О.В., Самсонюк Д.Ю., Пилипенко Р.І. Технологічні інновації в сонячній енергетиці: від нових матеріалів до інтелектуальних систем управління. ЛІІ Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2023). Вінниця, 2023. Електронне видання. Режим доступу:
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18095/14935>
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. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

9. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
10. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
11. Типові рішення при проєктуванні 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., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.
14. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоророною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
15. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охоророною 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. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 3300 МВт з дослідженням умов експлуатації силового електрообладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

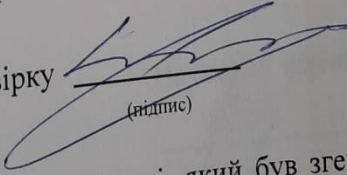
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 82,2% Схожість 17,8%

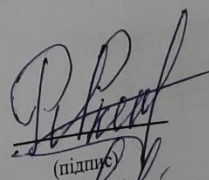
Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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  Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

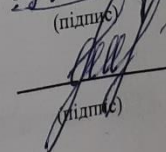
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Пилипенко Р.І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

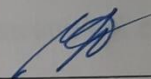

(підпис)

Сікорська О.В.
(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 ЕССд.т.н., професор Комар В.О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

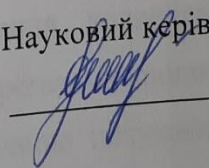
" 10 " 03 2023 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 3300 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

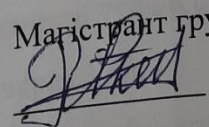
08-21.МКР.007.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст.викладач



Сікорська О.В.

Магістрант групи ЕС-21 мз



Пилипенко Р.І.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих ТЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ № 68 від 20 березня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 3300 МВт з дослідженням умов експлуатації силового електрообладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження теплової станції у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 3300 МВт з трьома турбоагрегатами одиничною потужністю 800 МВт та трьома турбоагрегатами одиничною потужністю 300 МВт. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 750 кВ через 2 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 500 кВ через 3 лінії.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва;

– 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	14.03.23	16.03.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС потужністю 3300 МВт	17.03.23	18.03.23	
3	Електротехнічна частина	19.03.23	05.04.23	
4	Дослідження умов експлуатації силового електрообладнання	06.04.23	30.04.23	
5	Економічна частина	01.05.23	10.05.23	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.05.23	29.05.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	30.05.23	31.05.23	
	Рецензування МКР	01.06.23	02.06.23	
	Захист МКР	06.06.23	-	

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.

**Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю
3300 МВт з дослідженням умов експлуатації силового
електрообладнання**

Виконав: студент 2го курсу групи ЕС-21 мз
спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
Пилипенко Роман Ігорович

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС
Сікорська О. В.

Структурна схема КЕС

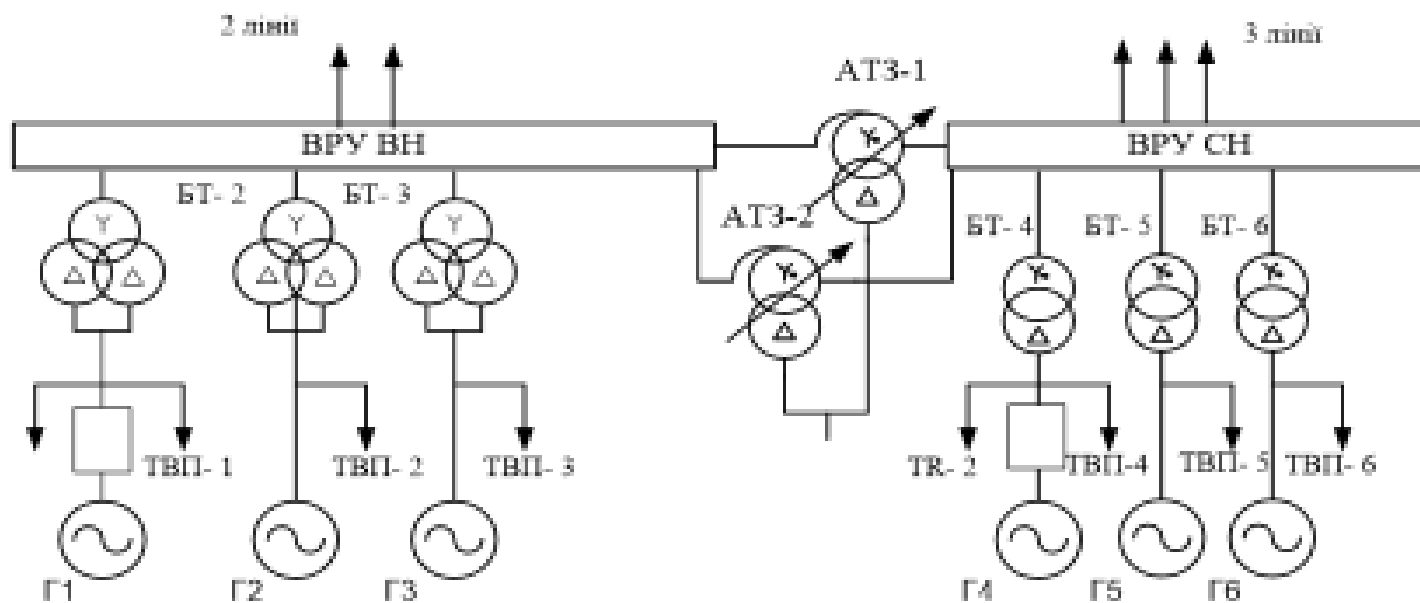


Рисунок 1 – Структурна схема станції

Схеми ВРУ 500 кВ та 750 кВ

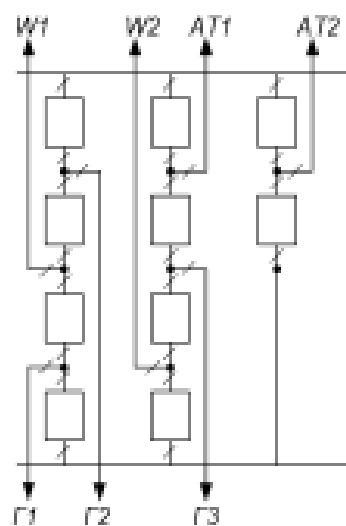


Рисунок 2 – Схема ВРУ-750 кВ

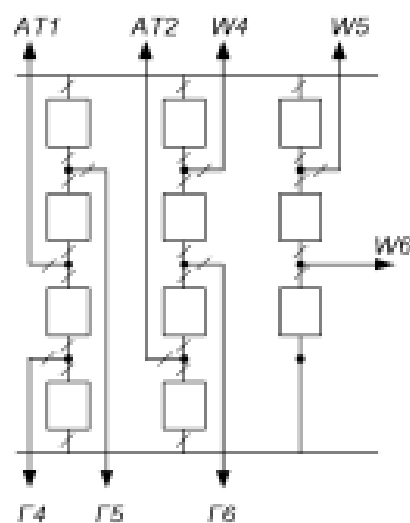


Рисунок 3 – Схема ВРУ-500 кВ

Просторовий вигляд (розріз) головного корпусу КЕС

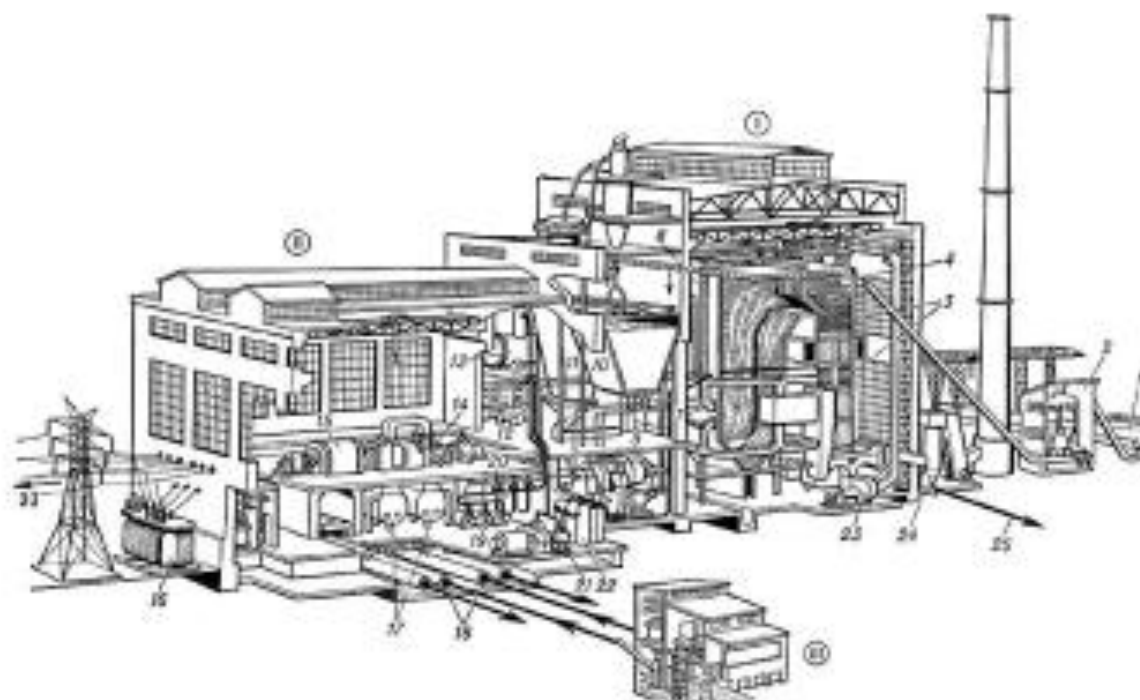


Рисунок 4 - Просторовий вигляд (розріз) головного корпусу електростанції та пов'язаних з ним пристроїв.

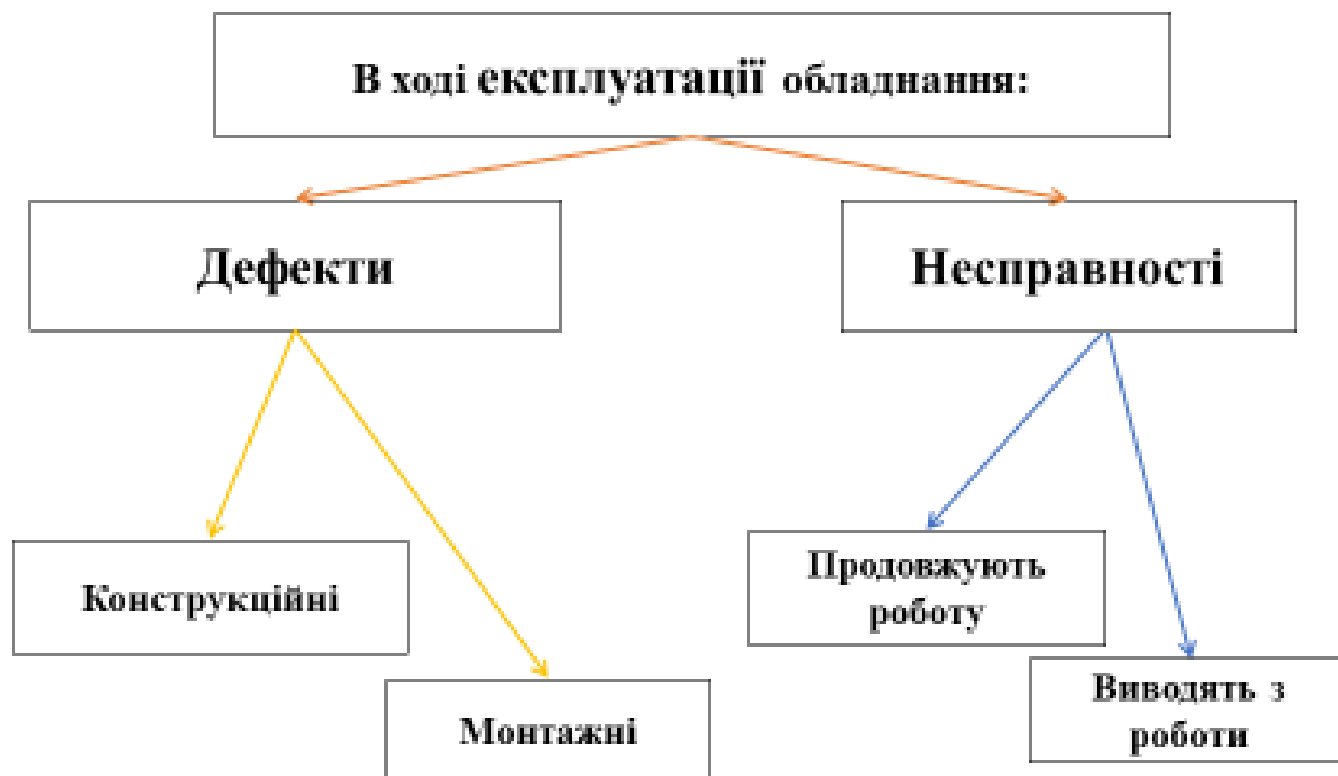
I - котельне відділення; II - машинне відділення (машинний зал); III - берегова водонасосна установка; 1 - вугільний склад; 2 - дробильна установка; 3 - водний економайзер; 4 - пароперегрівач; 5 - паровий котел; 6 - топова камера; 7 - шлювугільні пальники; 8 - паропровід від котла до турбіни; 9 — барабанно-кульовий вугільний млин; 10 - буфер вугільного пилу; 11 - буфер сирого вугілля; 12 - шит управління блоком електростанції; 13 - дезаратор; 14 - парова турбіна; 15 - електричний генератор; 16 - електричний підвищувальний трансформатор; 17 - парові конденсатори; 18 - трубопроводи охолоджувальної води; 19 - конденсатні насоси; 20 - регенеративні підігрівачі низького тиску; 21 - позаштатний насос; 22 - регенеративні підігрівачі високого тиску; 23 - дутьовий вентилятор; 24 - сакоуловлювач; 25 - шлак, сажа; ЕЕ - електрична енергія.

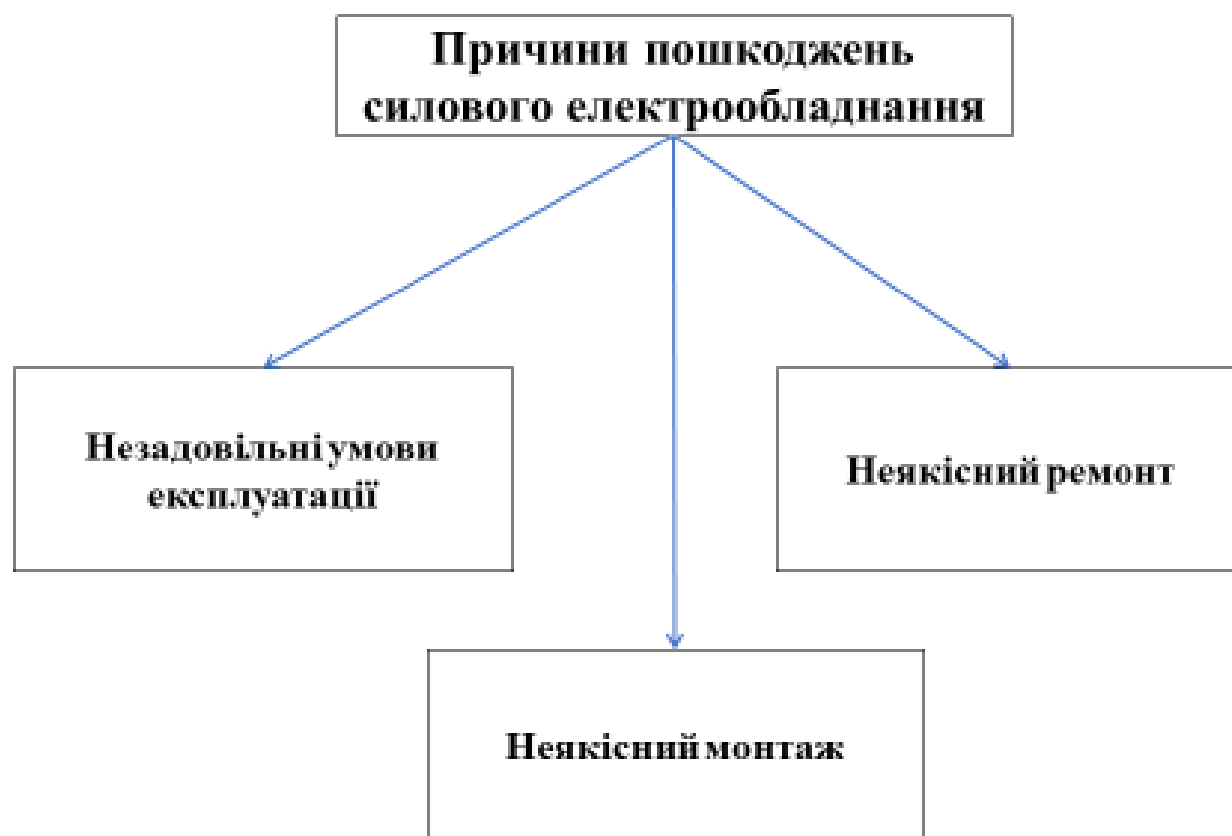
Основні етапи експлуатації силового електрообладнання

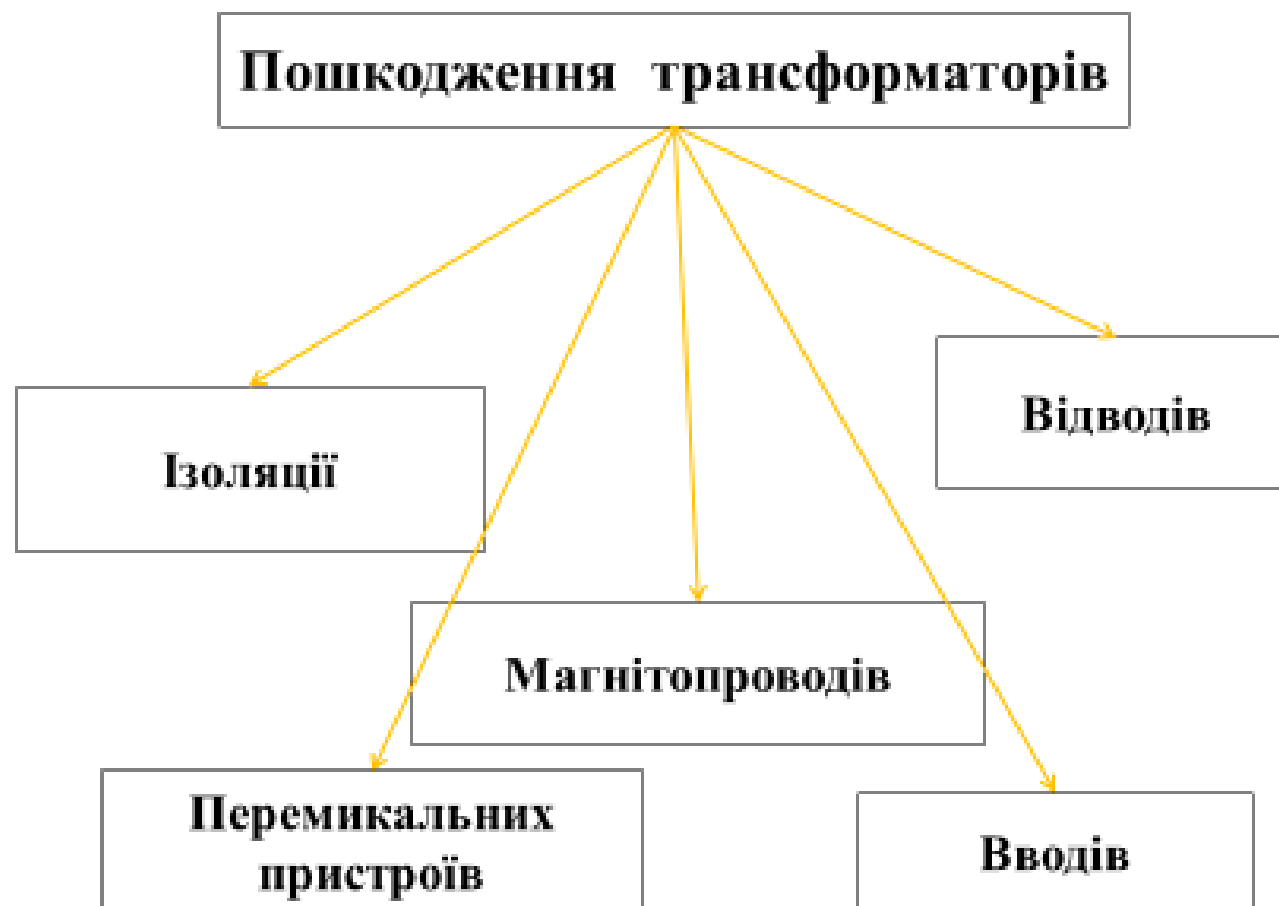


Рисунок 5 – Основні етапи експлуатації обладнання

Структура пошкоджень









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: $n_v = 60$ шт.;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ наведено на рисунку 10.

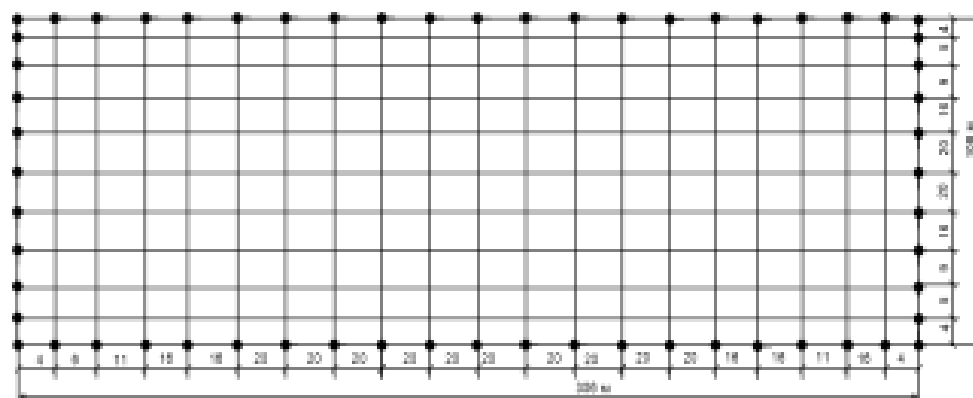


Рисунок 10 – План заземлювального пристрою ВРУ-500 кВ

Техніко-економічні показники станції

Таблиця 1 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт*год
Амортизація	3805065600,00	11,53%	18,28
Зарплата	366962442,00	1,11%	1,76
Паливо	28538905494,17	86,47%	137,10
Інші	292041962,94	0,88%	1,40
Разом	33002975499,11	100%	148,35

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	3300
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	22765893,36
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,84
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	22836,48
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	7136,4
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	148,35

Дякую за увагу!