

MR-5750

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

621.316.3
Е50

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

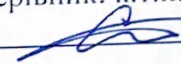
«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 240 МВт з дослідженням методів діагностування ізоляції електричних машин»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка з
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

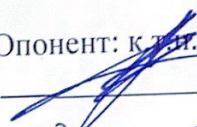
 Андронік О.І.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Собчук Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСЕЕМ

 Войтюк Н. П.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О



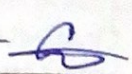
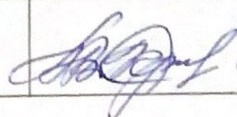
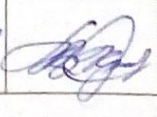
18.03 2024 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Андроніку Олександр Івановичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 240 МВт з дослідженням методів діагностування ізоляції електричних машин керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81
- Строк подання студентом роботи 28 травня 2024 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Відстань до енергосистеми 200 км; вид промисловості району – целюлозно-паперова; максимальне навантаження району 30 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 160 МВт; номінальна потужність системи 10000 МВА; номінальний опір системи 0,20 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин. 3. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 4. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Схеми ВРУ 220 кВ та 110кВ. 3. Схема власних потреб станції. 4. Методи діагностування ізоляції електричних машин.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

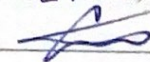
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	16.01.24	18.01.24	вик
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	19.01.24	08.02.24	вик
3	Електротехнічна частина	09.02.24	22.02.24	вик
4	Дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин	23.02.24	27.02.24	вик
5	Економічна частина	28.02.24	05.03.24	вик
6	Оформлення пояснювальної записки	06.03.24	17.04.24	вик
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	19.04.24	30.04.24	вик
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			
9	Рецензування МКР			
10	Захист МКР			

Студент

Керівник роботи


(підпис)



О.І. Андронік

Н. В. Собчук

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ABSTRACT.....	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	7
ВСТУП.....	8
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС .	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	12
2.2 Вибір основного обладнання.....	16
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	17
2.4 Вибір схеми власних потреб станції.....	26
2.5 Вибір схем ВРУ 110 та 220 кВ	28
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	46
2.8 Вибір комутаційних апаратів	48
2.9 Вибір струмоведучих частин	49
2.10 Вибір кабелів.....	53
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	53
2.12 Вибір акумуляторної батареї.....	56
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних.....	59
2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-220 кВ	60
3 ІЗОЛЯЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ВИСОКОЇ НАПРУГИ.....	63
3.1 Конструкція ізоляції.....	63
3.2 Короткочасна електрична міцність.....	69
3.3 Тривала електрична міцність і методика вибору товщини ізоляції електричних машин.....	71
4 ХАРАКТЕРИСТИКИ ЧАСТКОВИХ РОЗРЯДІВ ВІЗОЛЯЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН.....	73
4.1 Фізичні основи розвитку часткових розрядів.....	73
4.2 Основні характеристики часткових розрядів.....	77
4.3 Часткові розряди в ізоляції при змінній напрузі.....	83
4.4 Діелектричні втрати при наявності часткових розрядів.....	84

4.5 Особливості розвитку часткових розрядів в ізоляції електричних машин	85
4.6 Умови виникнення часткових розрядів в ізоляції електричних машин.....	89
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ..	92
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта.....	93
5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць	93
5.1.2 Електробезпека.....	94
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	96
5.2.1 Мікроклімат.....	96
5.2.2. Склад повітря робочої зони.....	97
5.2.3 Виробниче освітлення.....	98.
5.2.4 Виробничий шум.....	98
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	101
5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	105
6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	113
6.1Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	113
6.2Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	114
6.2.1 Амортизація основних фондів.....	116
6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	110
6.2.3 Інші витрати.....	118
6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	119
6.3 Аналіз отриманих результатів.....	120
ВИСНОВКИ.....	122
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	123
ДОДАТКИ	
Додаток А	
Додаток Б Технічне завдання	
Додаток В Графічна частина	

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Андронік Олександр Іванович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 240 МВт з дослідженням методів діагностування ізоляції електричних машин». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 130 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 43; табл. 36.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 240 МВт. Проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано силові та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схем відкритих розподільних установок 110 та 220 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту розподільної установки 220 кВ. Досліджено питання методів діагностування ізоляції електричних машин. Проведено аналіз умов праці обслуговуючого персоналу ГЕС, розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування вимірювальних трансформаторів, обрано заземлювальний пристрій розподільної установки 220 кВ.

Ключові слова: гідравлічна електрична станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, обслуговування, експлуатація, трансформатор струму, трансформатор напруги

ABSTRACT

UDC 621.316.3

Andronik Oleksandr Ivanovych "The electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 240 MW with a study of methods for diagnosing the insulation of electric machines." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 130 p.

In Ukrainian language Bibliography: 18 titles; Fig.: 43; table 36.

In the master's qualification work, the electrical part of the HPP with a capacity of 240 MW was designed. The electrical load schedules were calculated, the power and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, schemes of open switchgears 110 and 220 kV and schemes of own needs were selected; switching equipment, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, battery, as well as the calculation of lightning protection of the 220 kV switchgear was performed. The question of methods for diagnosing the insulation of electric machines has been studied. An analysis of the working conditions of the HPP service personnel was carried out, organizational and technical solutions for labor protection during the maintenance of measuring transformers were developed, and the grounding device of the 220 kV switchgear was selected.

Key words: hydraulic power plant, open switchgear, own needs, maintenance, operation, current transformer, voltage transformer

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АТВП – агрегатний трансформатор власних потреб;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МГЕС – малагідроелектрична станція;
РУ – розподільна установка;
СШ – система шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
ТР – резервний трансформатор власних потреб.

ВСТУП

Актуальність теми. Для забезпечення енергетичної безпеки на довгострокову перспективу та сталого розвитку, кожна країна повинна максимально використовувати потенціал відновлюваних джерел енергії. Серед усіх видів енергетичних ресурсів, гідроенергетика вирізняється найнижчою собівартістю виробництва енергії та найвищим коефіцієнтом корисної дії. Тому цей вид відновлюваної енергетики слід використовувати в першу чергу та на максимально можливому рівні, відповідно до принципів сталого розвитку. Енергія водних потоків здавна використовувалася людством для механічної роботи, а сьогодні, завдяки високому коефіцієнту корисної дії, будівництво гідроелектростанцій є економічно вигідним та дозволяє передавати електроенергію на великі відстані до споживачів.

Вимірювальні трансформатори струму і напруги є важливими компонентами електричних станцій та підстанцій, особливо в колах релейного захисту та автоматики. Тому дослідження умов їх експлуатації та обслуговування є надзвичайно актуальним.

Таким чином, будівництво нових електростанцій із застосуванням сучасних технологій позитивно впливає на функціонування ОЕС України. Тому дослідження методів проектування ГЕС та аналіз питань дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин є важливими і актуальними завданнями.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт та дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин.

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

- техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС;
- дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ГЕС;

- вибір схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги;
- дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

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

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС

Переваги гідроенергетики як найбільш екологічно безпечного способу видобутку і перетворення енергоресурсів є очевидними [3-6]:

- Відновлюваність ресурсів та відсутність потреби в органічному паливі.
- Висока маневреність і надійність в експлуатації.
- Можливість швидкого підключення до процесу регулювання частоти та потужності в системі.
- Мінімальні витрати та максимальна рентабельність.
- Високий коефіцієнт корисної дії.
- Мінімальний вплив на довкілля.

Забезпечення стабільного функціонування об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в умовах недостатності маневрових потужностей і високої частки базової потужності є однією з найбільших проблем. Наразі базова потужність АЕС становить близько 60% від загального генерування, що ускладнює сезонне і добове регулювання навантажень в ОЕС України та покращення структури генерування потужностей. Необхідне введення нових мобільних потужностей можуть забезпечити ГЕС та ГАЕС. [5].

Нині основою гідроенергетики України є каскад Дніпровських ГЕС, об'єднаних у ході реструктуризації енергетичної галузі в державну акціонерну гідроенергетичну компанію «Дніпрогідроенерго». Унікальність підприємства в тому, що каскад ГЕС, розташований по Дніпру майже на тисячу кілометрів, має потужність 3,94 тис.МВт із річним виробленням біля десяти мільярдів кіловат-годин електричної енергії, що в енергетичному балансі України складає близько 8% [7].

Значення гідроелектростанції особливо суттєве під час регулювання частоти та виконання графіка навантажень в енергосистемі, що пояснюється мобільністю роботи гідротурбін у перемінних режимах і винятковою оперативністю керування гідроагрегатами, обумовлених їхньою повною автоматизацією.

У денний і піковий час доби, включаючи і вихідні дні, дві третини регулюючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України реалізується на Дніпровській ГЕС [8].

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України. При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості [9].

Енергія води не забруднює атмосферу. Нові об'єкти можуть потенційно розміщуватись у будь-якому регіоні, який має малі або великі річки. В Україні понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км., тому основні ресурси гідроенергетики зосереджені на малих річках. Водночас, внаслідок спорудження гідроенергетичних об'єктів можуть затоплюватися великі ділянки землі, зникати цінні породи риб та втрачатися родючі ґрунти. Тому подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

На сьогодні, потенціал гідроенергетики використовуються на 60%, в основному за рахунок Дніпровського каскаду та інших великих ГЕС. Залишок потенціалу можливо реалізувати за рахунок встановлення нових та відновлення старих потужностей малих ГЕС [10].

Подальший розвиток гідроенергетики потребує реконструкції і технічного вдосконалення гідровузлів. Заміну фізично застарілого обладнання слід здійснювати на сучасному рівні (з використанням засобів автоматизації та комп'ютеризації).

Таким чином, будівництво ГЕС потужністю 240 МВт і дослідження питань експлуатації та дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин є актуальною задачею, яка розв'язується в магістерській кваліфікаційній роботі.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрати на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат потужності можна прийняти [4]:

$$\text{а) в мережах району: } \Delta P_{*1}' = 0,01; \Delta P_{*2}'' = 0,06;$$

$$\text{б) в мережах системи: } \Delta P_{*1}'' = 0,02; \Delta P_{*2}'' = 0,14;$$

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P_{*1}' \cdot P_{p.max}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P_{*1}'' \cdot P_{c.max}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 30 = 0,3 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 160 = 3,2 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2pt} = \frac{P_{*2}' \cdot P_{pt}^2}{P_{p.max}}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2ct} = \frac{P_{*2}'' \cdot P_{ct}^2}{P_{pc.max}}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 24^2}{30} = 1,15 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = \frac{0,14 \cdot 160^2}{160} = 22,4 \text{ МВт}.$$

Потужність яка видається до шин РУ різних напруг

$$P_{p\text{ вид},t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.5)$$

$$P_{c\text{ вид},t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.6)$$

$$P_{p.\text{вид}1} = 24 + 0,3 + 1,15 = 25,45 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид}1} = 160 + 3,2 + 22,4 = 185,6 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{p\text{ вид},t} = P_{p\text{ вид},t} + P_{c\text{ вид},t}; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{вид},1} = 25,45 + 185,6 = 211,05 \text{ МВт}.$$

Втрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВП}t} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид},t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид},\text{max}}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{ВП}} = \left(0,4 + 0,6 \frac{211,05}{240} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 217,7 = 2,02 \text{ МВт},$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції;

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир},t} = P_{\text{вид},t} + P_{\text{ВП}t}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{вир},1} = 211,05 + 2,02 = 213,07 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для зими та літа (таблиця 2.1). За даними розрахунку будуюмо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p,t}$, $P_{c,t}$, $P_{вир,t}$) і річний графік за тривалістю (таблиця 2.2, (рисунок 2.1)).

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

Таблиця 2.1 – Дані для побудови добового графіка навантаження

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-15	15-16	16-18	18-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	80	100	90	95	85	95
	Маловод	75	95	85	90	80	90
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	24	30	27	28,5	25,5	28,5
	Маловод	22,5	28,5	25,5	27	24	27
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Маловод	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	1,15	1,80	1,46	1,62	1,30	1,62
	Маловод	1,01	1,62	1,30	1,46	1,15	1,46
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	25,45	32,10	28,76	30,42	27,10	30,42
	Маловод	23,81	30,42	27,10	28,76	25,45	28,76
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	100	100	100	100	100	100
	Маловод	40	40	30	30	30	40
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	160	160	160	160	160	160
	Маловод	64	64	48	48	48	64
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	Маловод	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
	Маловод	3,58	3,58	2,02	2,02	2,02	3,58
Потужність, що віддається в систему	Повновод	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6
	Маловод	70,78	70,78	53,22	53,22	53,22	70,78
Сумарна потужність, що віддається з п'яти станцій, МВт	Повновод	211,05	217,78	214,36	216,02	212,78	216,02
	Маловод	94,59	101,28	80,32	81,98	78,67	99,54
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	2,02	2,06	2,04	2,05	2,03	2,05
	Маловод	1,39	1,42	1,31	1,32	1,30	1,41
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	213,07	219,76	216,40	218,07	214,73	218,07
	Маловод	95,98	102,62	81,63	83,30	79,97	100,95

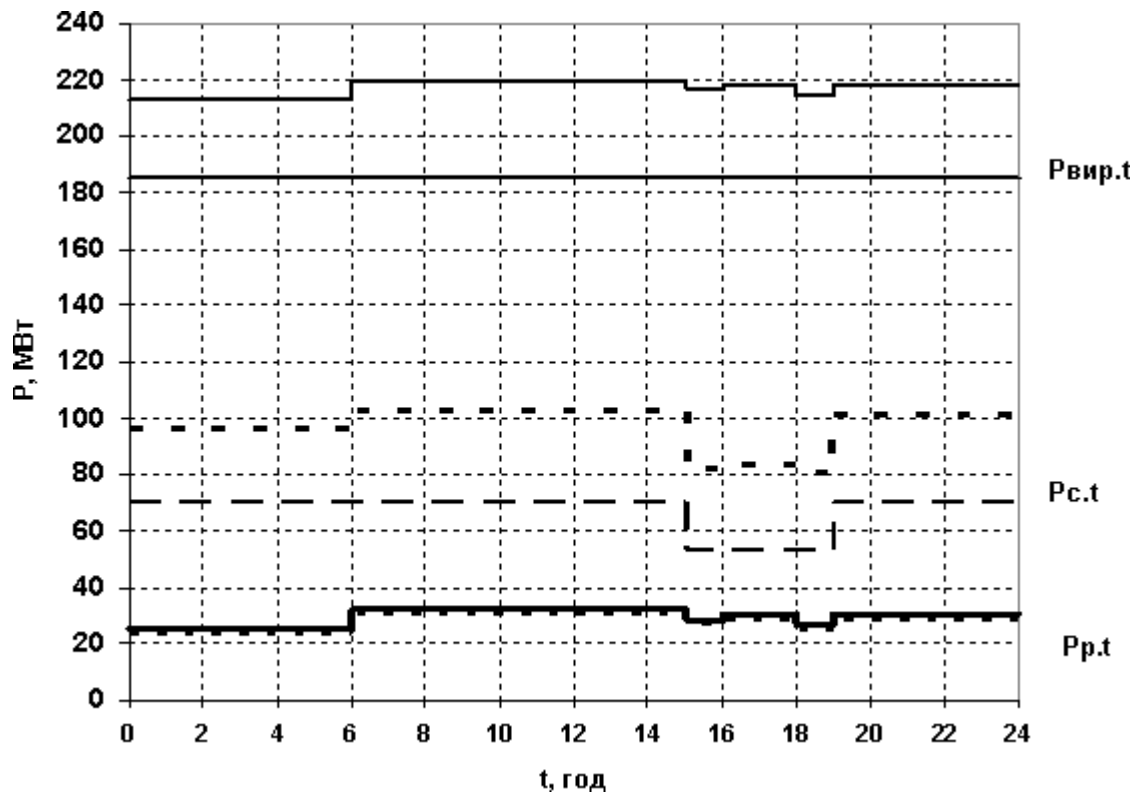
¶

Примітки:

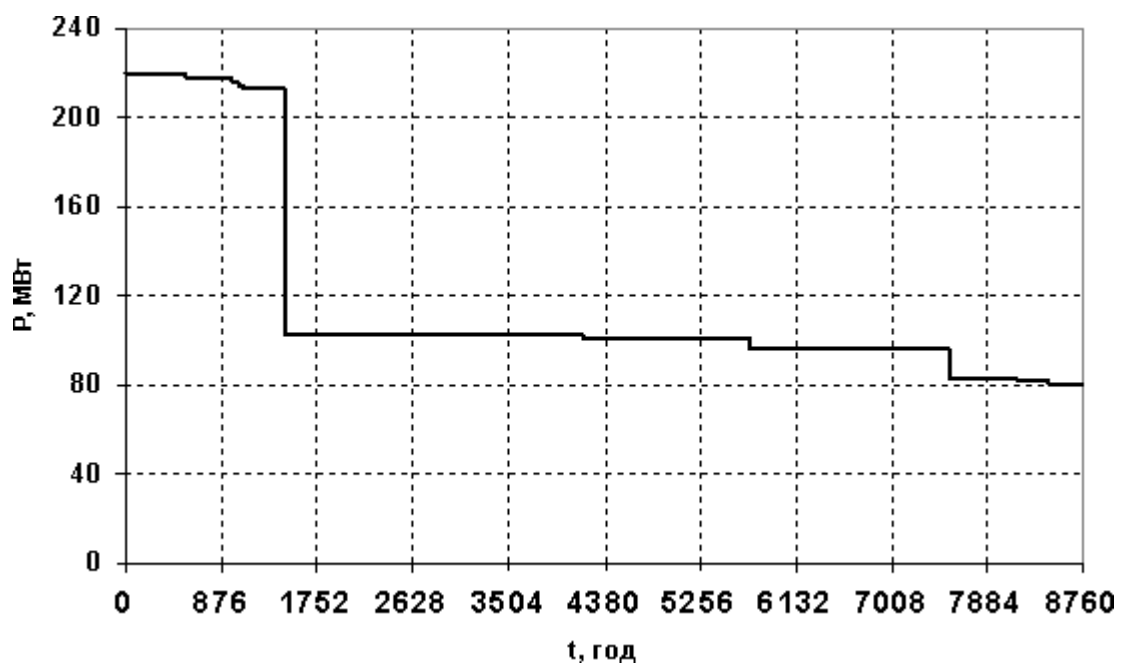
- 1) тривалість багатоводного сезону – 60 діб;
- 2) тривалість маловодного сезону – 305 діб;
- 3) $P'_{ВП} = 1\%$;

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

P, МВт	219,76	218,07	216,4	214,73	231,07	102,62	100,95	95,98	83,3	81,63	79,97
t, год	540	420	60	60	360	2745	1525	1830	610	305	305
t _Σ , год	540	960	1020	1080	1440	4185	5710	7540	8150	8455	8760



а) добові графіки електричних навантажень станції



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 – Техніко-економічного показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
1	2	3
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	219,76
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1024217,9
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	240
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	116,92
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,532
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,487
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4660,6
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4267,6
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,092
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	13137,9
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	1011080
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	3049,4

2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва,

покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори.

Згідно завдання обираємо гідрогенератор типу ВГС 440/39-40 [11]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри генератора

Тип гідрогенератора	ВГС 1525/135-120
$S_{Г.ном}$, МВА	70,6
$P_{Г.ном}$, МВт	60
$U_{Г.ном}$, кВ	10,5
$\cos \varphi_{ном}$	0,85
$I_{Г.ном}$, А	3887
$n_{ном}$, об/хв	50
Опори в.о.:	
x_d''	0,28
x_d'	0,32
x_{d*}	0,66
ВКЗ	1,62
Система збудження:	Тиристорне самозбудження
$I_{фном}$, А	1300
$U_{фном}$, В	480
K_f	4,0
турбіна	Поворотно-лопатева

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за формулами:

$$n = \frac{P'_{max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (2.10)$$

де P'_{max} – максимальна потужність, що відається в район або систему з

врахуванням втрат, МВт.

$P_{ГР}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{лен220} = \frac{185,6}{150} + 1 = 2,24 \approx 3 \text{ (шт.)};$$

$$n_{лен110} = \frac{32,184}{50} + 1 = 1,64 \approx 2 \text{ (шт.)}.$$

Розглянемо три варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [12]:

$$S_{АТВП. розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.11)$$

де $P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

$P_{Г.ном}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{АТВП.розр} = \frac{1}{100} \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 60 = 0,48 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність резервного ТВП [12]:

$$S_{TR.розр} = 1,65 \cdot S_{АТВП.розр}; \quad (2.12)$$

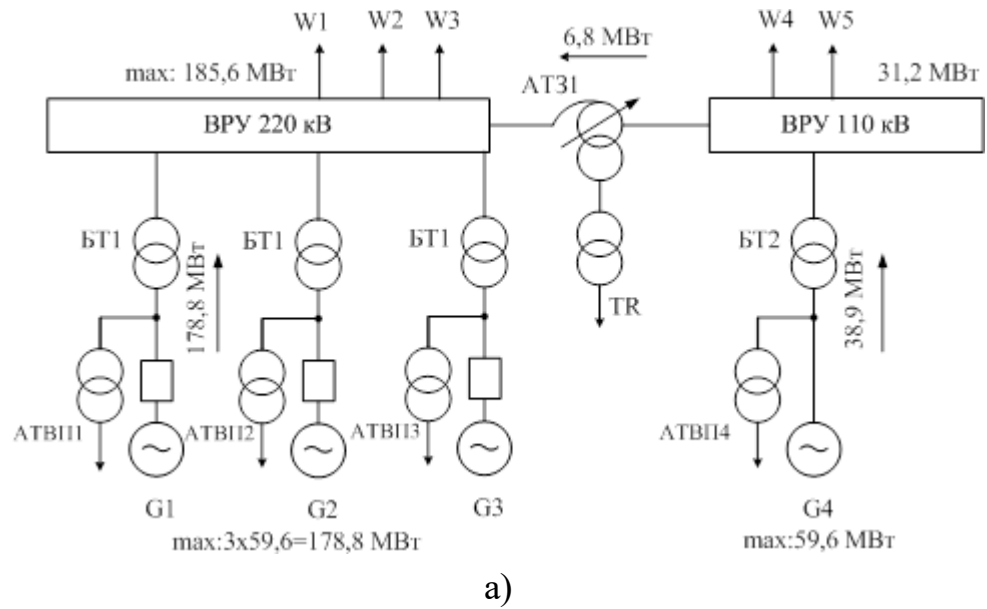
$$S_{TR.розр} = 1,65 \cdot 0,48 = 0,792 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

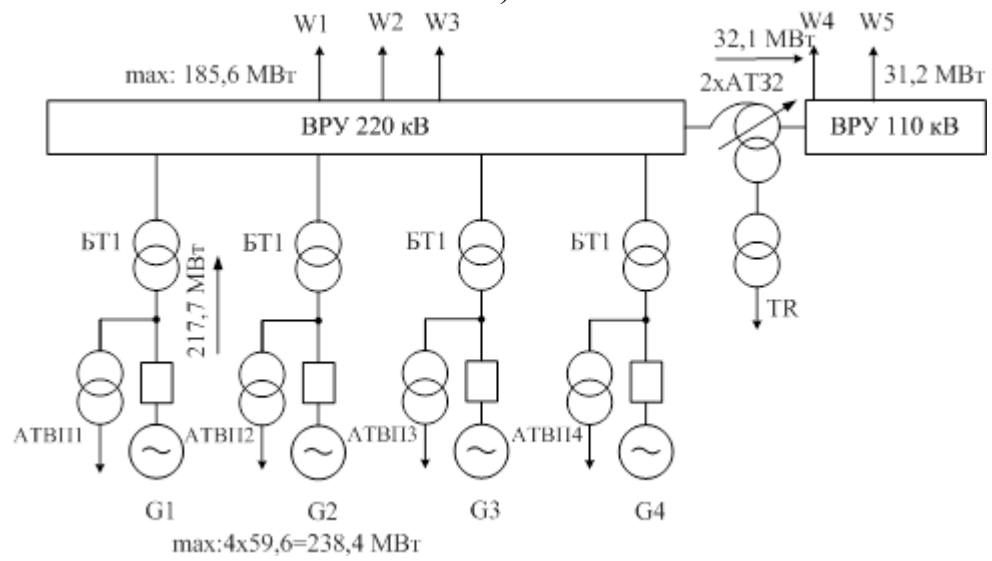
$$S_{БТ.розр} = S_{Г.вст} - S_{ВП.мах}; \quad (2.13)$$

$$S_{БТ.розр1,2} = 70,6 - 0,48 = 70,12 \text{ МВА};$$

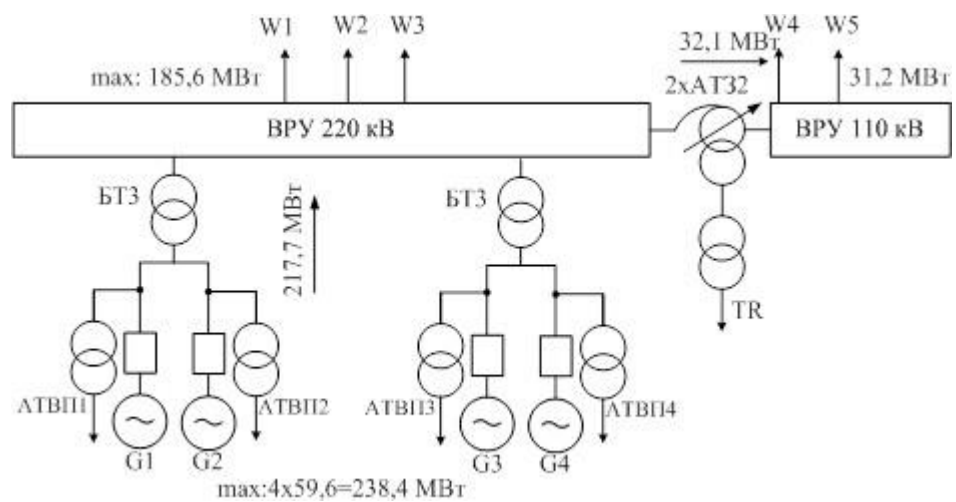
$$S_{БТ.розр3} = 2(70,6 - 0,48) = 140,24 \text{ МВА}.$$



а)



б)



в)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Вибір автотрансформаторів зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{T3\max} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{BII\max} - S_{p.\max}, \quad (2.14)$$

$$S_{T3\max1} = 70,6 - 0,48 - 32,1/0,85 = 32,36 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\max2,3} = 0 - 32,1/0,85 = -37,76 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{T3\min} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{BII\max} - S_{p.\min}; \quad (2.15)$$

$$S_{T3\min1} = 70,6 - 0,48 - 23,81/0,85 = 42,11 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\min2,3} = 0 - 23,81/0,85 = -28,01 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{T3\text{ авар}} = S_{\Gamma.\text{вст}-1} - S_{BII\max} - S_{p.\max}; \quad (2.16)$$

$$S_{T3\text{ авар}1} = S_{T3\text{ авар}2,3} = 37,76 \text{ МВА}.$$

Для першого варіанту згідно [11] приймаємо АТЗ типу АТДЦТН-63000/220/110 (табл. 2.5).

При установленні двох АТЗ розрахункова потужність одного з них:

$$\left. \begin{aligned} S'_{\max} &= S_{\max}/1,4; \\ S'_{\min} &= S_{\min}/1,4; \\ S'_{ав} &= S_{ав}/2; \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

Для другого і третього варіантів схеми розрахункова потужність одного АТЗ становить:

$$S'_{\max2,3} = 37,76/1,4 = 26,97 \text{ МВА}; S'_{\min2,3} = 28,01/1,4 = 20,01 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав2,3} = 37,74/2 = 18,88 \text{ МВА}.$$

Приймаємо автотрансформатори типу АТДТНГ-30000/220/110 (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_k %	ΔP_x кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	I_x , %
БТ1	ТД-80000/220	80	$\frac{242}{10,5}$	11	79	315	0,45
БТ2	ТДЦ-80000/110	80	$\frac{121}{10,5}$	10,5	150	390	3
БТ3	ТЦ-160000/220	160	$\frac{242}{11}$	11	105	320	0,6
АТЗ1	АТДЦТН-63000/220/110	63	$\frac{230}{121}$ 11	ВС-11 ВН-35 СН-22	37	315	0,45
АТЗ2,3	АТДТНГ-30000/220/110	30	$\frac{230}{121}$ 11	ВС-10,2 ВН-15 СН-9,9	60	100	2,8
АТВП	ТСЗА-630/10-82УХЛЗ	0,63	10/0,4	5,5	2,0	7,3	1,5
TR	ТСЗС-1000/10	1,0	10/0,4	8,0	3,0	12	2,0

Приведені затрати [4]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (2.18)$$

де $p_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн, (таблиця 2.6);

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$ – очікуваний збиток;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.19)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування; на напругу 110 кВ $a = 9,4$ %; на напругу 220 кВ $a = 8,4$ %

$B = 24$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{т.ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.20)$$

де n – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_{xx}, \Delta P_k$ – втрати xx та КЗ трансформаторів, кВт;

$S_{\max}$ – максимальна потужність, що передається через трансформатори, МВА;

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

τ – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.6 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, I / II / III вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.		
			I варіант	II варіант	III варіант
БТ-1	3/4/0	3690	11070	14760	–
БТ-2	1/0/0	3180	3180	–	–
БТ-3	0/0/2	7995	–	–	15990
АТЗ1	1/0/0	5490	5490	–	–
АТЗ2	0/2/2	4320	–	8640	8640
Вимикачі:					
- 110 кВ	5/5/5	2700	13500	13500	13500
- 220 кВ	8/10/8	4680	37440	46800	37440
Сума			70680	83700	75570

Пимітка – на ВРУ 220 та 110 кВ попередньо приймаємо типову схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною»

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \cdot \Sigma \omega_{mi} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.21)$$

де $y_0 = 18$ грн/кВ·год – питомий збиток;

ω_{mi} – параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

T_i – час простою, год (табл. 2.7).

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT31};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I = & (3 \cdot 79 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 315 \cdot \left(\frac{210,35}{80} \right)^2 \cdot 3049,9) + (1 \cdot 150 \cdot 8760 + \\ & + \frac{1}{1} \cdot 390 \cdot \left(\frac{45,76}{80} \right)^2 \cdot 3049,9) + (37 \cdot 8760 + 315 \cdot \left(\frac{80}{63} \right)^2 \cdot 3049,4) = \\ & = 6333543 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{AT32};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} = & (4 \cdot 79 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 315 \cdot \left(\frac{256,12}{80} \right)^2 \cdot 3049,9) + (2 \cdot 60 \cdot 8760 + \\ & + \frac{1}{2} \cdot 100 \cdot \left(\frac{37,76}{30} \right)^2 \cdot 3049,9) = 6520457 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{III} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT32};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{III} = & (2 \cdot 105 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 320 \cdot \left(\frac{256,12}{160} \right)^2 \cdot 3049,9) + (2 \cdot 60 \cdot 8760 + \\ & + \frac{1}{2} \cdot 100 \cdot \left(\frac{37,76}{30} \right)^2 \cdot 3049,9) = 4381895 \text{ (кВт·год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = (0,094 \cdot 16680 + 0,084 \cdot 54000) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 6333543 = 7623,97 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = (0,094 \cdot 13500 + 0,084 \cdot 70200) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 6520457 = 8730,71 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{III} = (0,094 \cdot 13500 + 0,084 \cdot 62070) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 4381895 = 7534,53 \text{ (тис.грн)}.$$

$$\begin{aligned} M(3)_I = & 18 \cdot [0,035 \cdot 3 \cdot 38,9 \cdot 60 + 0,014 \cdot 1 \cdot 38,9 \cdot 70 + 0,035 \cdot 1 \cdot 6,8 \cdot 60] = \\ & = 5354,5 \text{ (тис.грн)}; \end{aligned}$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,035 \cdot 4 \cdot 38,9 \cdot 60 + 0,035 \cdot 2 \cdot 6,6 \cdot 60] = 6380,64 \text{ (тис.грн)};$$

$$M(3)_{III} = 18 \cdot [0,025 \cdot 2 \cdot 98,5 \cdot 60 + 0,035 \cdot 2 \cdot 6,6 \cdot 60] = 5817,96 \text{ (тис.грн)}.$$

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів [4]

Варіант	Відмова елемента	ω_{mi} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год	n , шт.
I	BT1	0,035	38,9	60	3
	BT2	0,014	38,9	70	1
	AT31	0,035	6,8	60	1
II	BT1	0,035	38,9	60	4
	AT322	0,035	6,6	60	2
III	BT3	0,025	98,5	60	2
	AT32	0,035	6,6	60	2

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Числове значення, тис.грн		
	I варіант	II варіант	III варіант
Капіталовкладення	70680	83700	75570
Щорічні експлуатаційні витрати	7623,97	8730,71	7534,53
Очікуваний збиток	5354,50	6380,64	5817,96
Приведені затрати	21460,07	25155,35	22420,89

$\Delta Z_{I-III} = 4,3 \% < 5 \%$, $\Delta Z_{I-II} = 14,7 \% > 5 \%$. Варіанти I та III є рівноекономічними, а варіант II – неоптимальний. Остаточню приймаємо I-й варіант структурної схеми станції, оскільки в варіанті III при пошкодженні BT3 втрачається два генератори, тобто схема варіанту I є більш гнучкою з точки зору експлуатації.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Кожний гідрогенератор має агрегатний трансформатор власних потреб (АТВП), від якого отримують живлення споживачі власних потреб 0,4 кВ. До шин РУВП-0,4 кВ приєднано два резервних трансформатора власних потреб (РТВП), які зв'язують РУВП-0,4 кВ з РУВП-10 кВ.

Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора власних потреб (TR), який підключено до сторони 10 кВ автотрансформатора зв'язку.

Схема власних потреб наведена на рисунку 2.3.

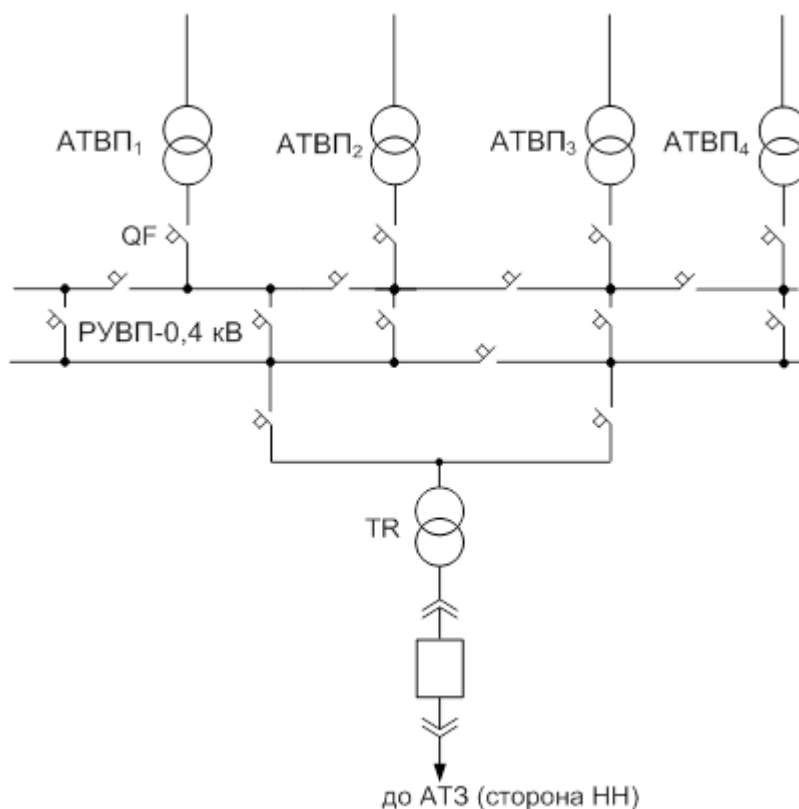


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

2.5 Вибір схем ВРУ 110 та 220 кВ

Для ВРУ-110 кВ обираємо схему чотирикутника (рисунок 2.4). Для ВРУ-220 кВ намічаємо два варіанти схем:

- а) схема «дві робочі та обхідна системи збірних шин»;
- б) схема «два зв'язаних багатокутники» (рисунок 2.5).

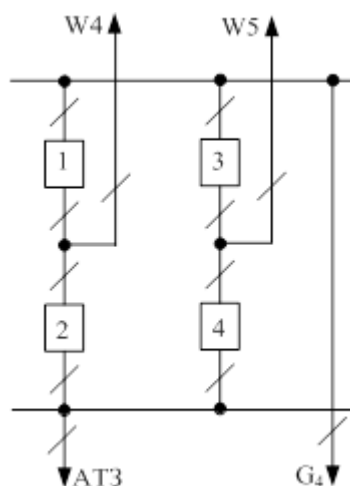
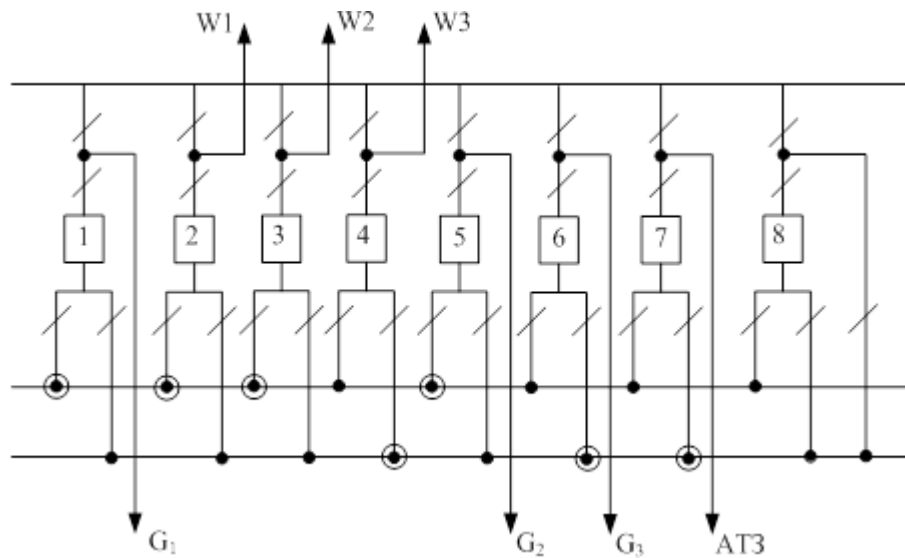
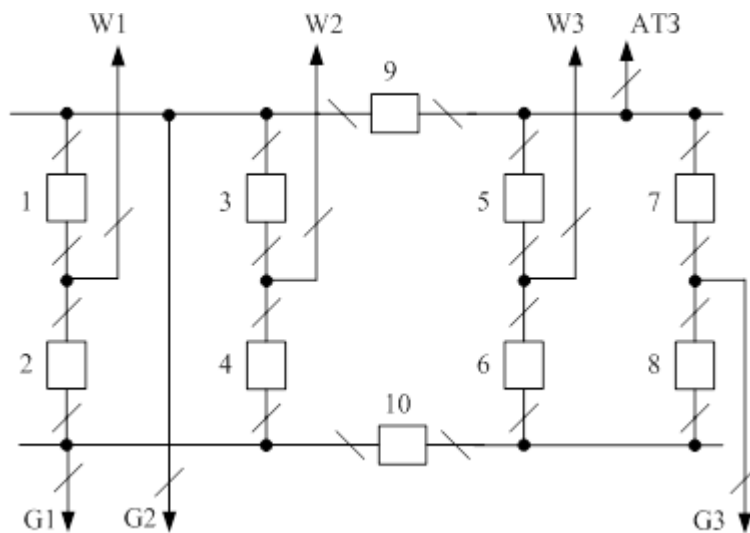


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ 110 кВ



а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-220 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [4, 13]. Приведені затрати:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.22)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$M(Z)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.23)$$

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.24)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$a = 8,4 \%$.

Втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Очікуваний збиток від перерви живлення через відмови вимикачів [4]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.25)$$

де $y_0 = 18$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP – втрачаємо потужність, МВт;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{ВП}$), год.

Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РУ ω_1 та ω_2 , час відновлення вимикача T_v , що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів T_n . Вказані величини наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 220 кВ

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_n , год.
		ω_1	ω_2			
220	Елегазовий	0,0125	0,005	100	0,2	150

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-220 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт	n_k	8	8
Вартість комірки, тис. грн	C_k	4680	4680
Параметр потоку раптових відмов генераторних вимикачів, 1/рік	$\omega_{з.в.} = 0,06 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075
	$\omega_{л.в.} = 0,06(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,0135	0,0135
Коефіцієнти ремонтного(K_p) та нормального(K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_n / 8760$	0,003425	0,003425
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,97260	0,96575
Час простою елемента, год	$T_0 = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл}$	1	1
	$T_{вн} = T_0 - T_0^2 / 2 \cdot T_n$	66,7	66,7
Математичне очікування відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{з.в.}$	0,007295	0,007243
	$K_0 \cdot \omega_{л.в.}$	0,01313	0,013038
	$K_p \cdot \omega_{з.в.}$	0,000026	0,000026
	$K_p \cdot \omega_{л.в.}$	0,000046	0,000046

Визначення приєднань, що втрачають при виводі в ремонт одного вимикача і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРУ 220 кВ представлено в таблицях 2.11 і 2.12.

Для схеми «дві робочі та обхідна системи збірних шин» збиток збільшується на складову збитку через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [4]:

$$M(3)_D = \left(K_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right) \cdot y_0, \quad (2.26)$$

де $K_{2ш} = 0,1$ – коефіцієнт для КЕС;

$T_{ш} = 2$ год. – час погашення лінії;

P_{Σ} – сумарна потужність генеруючих джерел, включених в схему, МВт;

n – число приєднань схеми, шт.;

ω_i – параметр потоку раптових відмов, 1/рік.

$$M(3)_I = 18 \cdot [0,007295 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 66,4 + 2 \cdot 1 \cdot 98,5) + 0,01313 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 66,4 + 2 \cdot 1 \cdot 98,5) + 0,000026 \cdot (7 \cdot 66,7 \cdot 6,8 + 21 \cdot 66,7 \cdot 38,9 + 14 \cdot 1 \cdot 66,4 + 14 \cdot 1 \cdot 98,5) + 0,000046 \cdot (1 \cdot 66,7 \cdot 6,8 + 3 \cdot 66,7 \cdot 38,9 + 10 \cdot 1 \cdot 66,4 + 18 \cdot 1 \cdot 98,5)] = 142,452 \text{ (тис грн.)};$$

$$M(3)_{1D} = 18 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 180 \cdot (4 \cdot 0,0075 + 4 \cdot 0,0135)] = 27,216 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(3)_{1\Sigma} = 142,452 + 27,216 = 169,668 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,007243 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 38,9 + 2 \cdot 1 \cdot 66,4) + 0,01313 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 6,8 + 4 \cdot 1 \cdot 38,9) + 0,000026 \cdot (17 \cdot 1 \cdot 38,9 + 2 \cdot 66,7 \cdot 38,9 + 17 \cdot 1 \cdot 66,4 + 1 \cdot 1 \cdot 98,5 + 1 \cdot 1 \cdot 126) + 0,000046 \cdot (7 \cdot 1 \cdot 6,8 + 37 \cdot 1 \cdot 38,9 + 3 \cdot 1 \cdot 66,4)] = 70,596 \text{ (тис грн.)}.$$

Результати розрахунку приведених затрат зводимо в таблицю 2.14.

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-220 кВ (І варіант)

Відмова елемента	Пара-метр по-току відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		K ₀ = 0,9707763	K _p = 0,003653							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₁ Г	0,0075	W,G,AT-T ₀	—	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}
Q ₂ Л	0,011	W,G,AT-T ₀	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	—	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}
Q ₃ Г	0,0075	W,G,AT-T ₀	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}	—	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ AT-T _{ВП}
Q ₄ Л	0,011	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	—	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}
Q ₅ Г	0,0075	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	—	2W,G ₁ ,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}
Q ₆ Л	0,011	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	—	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}
Q ₇ Г	0,0075	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	—	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}
Q ₈ Л	0,011	—	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT- T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	—

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-220 кВ (II варіант)

Відмо- ва елеме- нта	Пара- метр по- току ві- дмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		$K_0 = 0,970776$ 3	$K_p = 0,003653$							
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8
Q_1 Л	0,011	$W, G-T_0$	–	$W, G-T_0$ $W-T_{\text{ВП}}$	$W, G-T_0$	$2W, G-T_0$	$W, G, AT-T_0$	W, G^+ $+D(W, AT)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$	$W, G-T_0$	W, G^+ $+D(W, AT)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$
Q_2 Л	0,011	$W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$ $W-T_{\text{ВП}}$	–	$2W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$	W, AT^+ $+D(W, AT)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$	$W, G, AT-T_0$	W, AT^+ $D(W, G)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$	$W, AT-T_0$
Q_3 Л	0,011	$W, G-T_0$	$W, G-T_0$	$2W, G-T_0$	–	$W, G-T_0$ $W-T_{\text{ВП}}$	$W, G, AT-T_0$	W, G^+ $+D(W, AT)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$	$W, G-T_0$	W, G^+ $+D(W, AT)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$
Q_4 Л	0,011	$W, AT-T_0$	$2W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$ $W-T_{\text{ВП}}$	–	W, AT^+ $+D(W, G)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$	$W, G, AT-T_0$	W, AT^+ $D(W, G)^+$ $+D(W, G, AT)-T_0$	$W, AT-T_0$

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-220 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		$K_0 = 0,9707763$	$K_p = 0,003653$							
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8
Q_5 Л	0,011	$W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$	$W, AT-T_0$	—	$W, AT-T_0$ $W-T_{ВП}$	$W, AT-T_0$ $AT-T_{ВП}$	$W, G, AT-T_0$ $D(2W, G, 2AT)+D(W, G)-T_{ВП}$
Q_6 Л	0,011	$W, G-T_0$	$W, G-T_0$	$W, G-T_0$	$W, G-T_0$	$W, G-T_0$	$W, G-T_0$ $W-T_{ВП}$	—	$W, G, AT-T_0$ $D(2W, 2G, AT)+D(W, AT)-T_{ВП}$	$W, G-T_0$ $G-T_{ВП}$
Q_7 Г	0,0075	$G, AT-T_0$	$G, AT-T_0$	$W, G, AT-T_0$	$G, AT-T_0$	$W, G, AT-T_0$	$G, AT-T_0$ $AT-T_{ВП}$	$W, G, AT-T_0$ $D(2W, 2G, AT)+D(W, AT)-T_{ВП}$	—	$G, AT+D(2W, AT)+D(W, G)-T_0$ $D(2W, G, AT)+D(W, G, AT)-T_{ВП}$
Q_8 Г	0,0075	$G, AT-T_0$	$W, G, AT-T_0$	$G, AT-T_0$	$W, G, AT-T_0$	$G, AT-T_0$	$W, G, AT-T_0$ $D(2W, G, 2AT)+D(W, G)-T_{ВП}$	$G, AT-T_0$ $G-T_{ВП}$	$G, AT+D(W, AT)+D(2W, G)-T_0$ $D(2W, G, AT)+D(W, G, AT)-T_{ВП}$	—

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔР, МВт	Час простою, Т ₀ /Т _{вп} , год	К ₀		К _р	
			ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}
І варіант						
АТ	6,8	1	—	—	—	—
		66,7	—	—	7	1
G	38,9	1	—	—	—	—
		66,7	—	—	21	3
W,G,AT	66,4	1	2	1	14	10
		66,7	—	—	—	—
2W,2G	98,5	1	2	2	14	18
		66,7	—	—	—	—
ІІ варіант						
W,AT	6,8	1	—	1	—	7
		66,7	—	—	—	—
G; W,G; 2W, G; A; Г	38,9	1	2	4	17	37
		66,7	—	—	2	
G,AT; W,G,AT; Б; В; Д	66,4	1	2	—	17	3
		66,7	—	—	—	—
2G	98,5	1	—	—	1	—
		66,7	—	—	—	—
2G,AT	126	1	—	—	1	—
		66,7	—	—	—	—

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ($\Delta P=0$), в табл. 2.13 не внесені.

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схем ВРУ-220 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	37440	46800
Щорічні експлуатаційні витрати	3144,96	3931,2
Очікуваний збиток	169,668	70,096
Приведені витрати	8930,628	11021,796

$\Delta Z = 18,97 \% > 5\%$. Отже, приймаємо схему І-й варіант схеми – схему «дві системи шин з обхідною» – як типову для даного класу напруги і найбільш економічну.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів. Розрахунок проводимо у системі відносно базових одиниць. Приймаємо: $S_{\bar{o}} = 800$ МВА; $U_{\bar{o}} = U_{сер.ном.}$

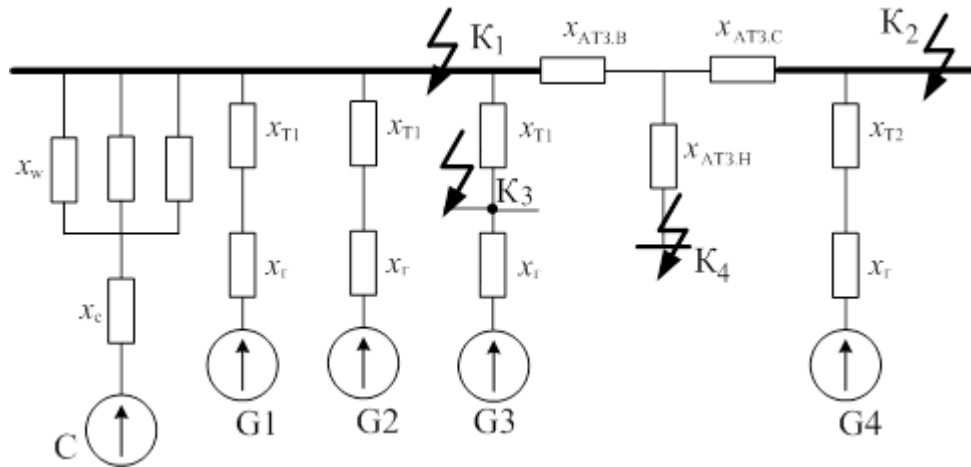


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = x_{c,ном*} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{C,ном}}; \quad (2.27)$$

$$x_c = 0,2 \cdot \frac{800}{10000} = 0,016;$$

ЛЕП:

$$x_W = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{сер.ном}^2}; \quad (2.28)$$

$$x_W = 0,4 \cdot 200 \cdot \frac{800}{230^2} = 1,21;$$

Блочний трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{T,ном}}; \quad (2.29)$$

$$x_{T1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{800}{80} = 1,1;$$

$$x_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{800}{80} = 1,05;$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x'_{\Gamma} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{d S_{НОМ G}}; \quad (2.30)$$

$$x_{\Gamma} = 0,28 \cdot \frac{800}{70,6} = 3,17.$$

Трансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-H\%} + u_{K\ B-C\%} - u_{K\ C-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-C\%} + u_{K\ C-H\%} - u_{K\ B-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-H\%} + u_{K\ C-H\%} - u_{K\ B-C\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (35 + 11 - 22) = 12 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = -1 = 0\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (35 + 22 - 11) = 23 \%.$$

$$x_{AT3.B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{800}{63} = 1,52;$$

$$x_{AT3.C} = 0;$$

$$x_{AT3.H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{800}{63} = 3,92.$$

$$\frac{12}{100} \quad \frac{23}{63}$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

$$x_1 = x_c + \frac{x_W}{3};$$

$$x_1 = 0,016 + \frac{1,21}{3} = 0,42;$$

$$x_2 = x_{\Gamma} + x_{T1};$$

$$x_2 = 3,17 + 1,1 = 4,27;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_3 = \frac{4,27}{2} = 2,135;$$

$$x_4 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_4 = \frac{4,27}{3} = 1,42;$$

$$x_5 = x_\Gamma + x_{T2};$$

$$x_5 = 3,17 + 1,05 = 4,22.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [4, 6]:

$$I_{\Pi, Oi} = \frac{E''_* \cdot I_{\delta i}}{x_{рез* i}} \quad (2.32)$$

де $E''_{*\Gamma} = 1,13$, $E''_{*C} = 1$;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.33)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,01 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 115} = 4,02 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 3} = I_{\sigma 4} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44,04 \text{ кА}.$$

Складові струмів КЗ [4]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{періодична: } I_{n.\tau} = \gamma_{n.\tau} \cdot I_{n.0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \\ - \text{ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.34)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.35)$$

де t_{BB} – власний час вимикання вимикача, с.

Розрахунок точки K_1

$$x_6 = x_5 + x_{AT3.B};$$

$$x_6 = 4,22 + 1,52 = 5,74;$$

$$x_7 = \frac{x_4 \cdot x_6}{x_4 + x_6};$$

$$x_7 = \frac{1,42 \cdot 5,74}{1,42 + 5,74} = 1,14;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 2,01}{0,42} = 4,79 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 2,01}{1,14} = 1,99 \text{ кА}.$$

$x_{AT3.B}$ між x_1 та x_4 [4, 6]:

Розподіляємо

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_{AT3.B} \cdot (x_1 + x_4); \\ x_8 &= x_1 + (x\Delta / x_4); \\ x_9 &= x_4 + (x\Delta / x_1); \end{aligned} \right\}$$

$$x\Delta = 1,52 \cdot (0,42 + 1,42) = 2,8;$$

$$x_8 = 0,42 + (2,8 / 1,42) = 2,39;$$

$$x_9 = 1,42 + (2,8 / 0,42) = 8,09;$$

$$x_9' = \frac{x_9 \cdot x_5}{x_9 + x_5};$$

$$x_9' = \frac{8,09 \cdot 4,22}{8,09 + 4,22} = 2,77;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 4,02}{2,39} = 1,68 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 4,02}{2,77} = 1,64 \text{ кА}.$$

$$x_{10} = \frac{x_3 \cdot x_6}{x_3 + x_6};$$

$$x_{10} = \frac{2,135 \cdot 5,74}{2,135 + 5,74} = 1,56;$$

$$x\Delta = x_{T1} \cdot (x_1 + x_{10});$$

$$x_{11} = x_1 + (x\Delta / x_{10});$$

$$x_{12} = x_{10} + (x\Delta / x_1);$$

$$x\Delta = 1,1 \cdot (0,42 + 1,56) = 2,18;$$

$$x_{11} = 0,42 + (2,18 / 1,56) = 1,82;$$

$$x_{12} = 1,56 + (2,18 / 0,42) = 6,75;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 44,04}{1,82} = 24,20 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G1,2,3} = \frac{1,13 \cdot 44,04}{6,75} = 7,37 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G3} = \frac{1,13 \cdot 44,04}{3,17} = 15,70 \text{ кА}.$$

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_{AT3,H} \cdot (x_8 + x_9'); \\ x_{13} &= x_8 + (x\Delta / x_9'); \end{aligned} \right\}$$

$$\left. \begin{aligned} x_{14} &= x_9' + (x\Delta / x_8); \end{aligned} \right\}$$

$$x\Delta = 2,92 \cdot (2,39 + 2,77) = 15,07 ;$$

$$x_{13} = 2,39 + (15,07 / 2,77) = 7,83;$$

$$x_{14} = 2,77 + (15,07 / 2,39) = 9,08;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 44,04}{7,83} = 5,62 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 44,04}{9,08} = 5,48 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{B.B.}, \text{ с}$
ВРУ 110 кВ	LTV 145D1/B (ABB)	0,025
ВРУ 220 кВ	LTV 245E1 (ABB)	0,017
генератор	МГГ-10	0,12
Сторона НН АТЗ	ВР0-10 (комірка КРУ типу КУ 10)	0,04

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n.\tau}$
К ₁ шини 220 кВ	система	0,027	0,03	1,717	0,21	1
	G1-4		0,10	1,84	0,62	0,91
К ₂ шини 110 кВ	система	0,035	0,02	1,608	0,10	1
	G1-4		0,10	1,84	0,62	0,98
К ₃ генератор G ₃	система	0,13	0,05	1,82	0,10	1
	G1,2,4		0,10	1,84	0,24	1
	G3		0,3	1,94	0,64	0,82
К ₄ Сторона НН АТЗ	система	0,05	0,01	1,6	0,04	1
	G1-4		0,10	1,84	0,60	1

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n.\tau}$ для генераторних віток [4]:

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{срном}}. \quad (2.36)$$

К₁ G₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 70,6 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 0,71 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,99 / 0,71 = 2,8; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,91.$$

К₂ G₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 70,6 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,42 \text{ кА}; \quad \tau = 0,035 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,64 / 1,42 = 1,15; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,98.$$

К₃ а) G_{1,2,4}

$$I'_{ном} = 3 \cdot 3,887 = 11,66 \text{ кА}; \quad I_{н.о} / I'_{ном} = 7,37 / 11,66 = 0,63 < 1; \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

б) G₃

$$I'_{ном} = 3,887 \text{ кА}; \quad \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 15,7 / 3,887 = 4; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,82.$$

К₄ G₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 3,887 = 15,55 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 5,48 / 15,55 = 0,35; \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	Примітка
К ₁ шини 220 кВ	Система	4,79	11,6	1,42	4,79	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	1,99	5,16	1,74	1,81	
	Сума	6,78	16,76	3,16	6,60	
К ₂ шини 110 кВ	Система	1,68	3,81	0,24	1,68	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	1,64	4,25	1,43	1,61	
	Сума	3,32	8,06	1,67	3,29	
К ₃ генератор G3	Система	24,20	48,07	3,41	24,20	Ком.апарат.
	Генератори 1,2,3	7,37	19,12	2,49	7,37	
	Сума (без G3)	31,57	67,19	5,9	31,57	
	Генератор 3	15,7	42,95	14,17	12,87	Шини
	Повна сума	47,27	110,14	20,07	44,44	
К ₄ Сторона НН АТЗ	Система	5,62	12,68	0,32	5,62	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	5,48	14,22	4,64	5,48	
	Сума	11,10	26,90	4,96	11,10	

Визначаємо струми КЗ в РУВП-0,4 кВ при живленні від АТВП та TR [4, 12].

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{max \text{ АТВП}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,4 \text{ А};$$

$$I_{max \text{ TR}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445 \text{ А}.$$

Опори АТВП та TR [13]:

а) АТВП: $r_1 = r_2 = r_0 = 2,9 \text{ мОм}$; $X_1 = X_2 = X_0 = 13,7 \text{ мОм}$;

б) TR: $r_1 = r_2 = r_0 = 1,9 \text{ мОм}$; $X_1 = X_2 = X_0 = 12,65 \text{ мОм}$.

Опори шинопроводу 0,4 кВ:

$$r_{1num} = r_{2num} = 0,0243 \text{ мОм/м};$$

$$X_{1num} = X_{2num} = 0,117 \text{ мОм/м};$$

$$r_{0num} = 0,2014 \text{ мОм/м};$$

$$X_{0num} = 0,522 \text{ мОм/м}; l = 30 \text{ м}.$$

$$r_{ul} = 0,0243 \cdot 30 = 0,729 \text{ мОм.}$$

$$X_{ul} = 0,117 \cdot 30 = 3,51 \text{ мОм.}$$

Опір енергосистеми, який проведено до точки КЗ – K_3 та K_4 :

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о\Sigma}}; \quad (2.37)$$

$$X_{C.ATBП} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 47,27} = 0,128 \text{ Ом;}$$

$$X_{C.TR} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,1} = 0,547 \text{ Ом.}$$

Приводимо опір енергосистеми до сторони НН трансформатора (0,4 кВ).

$$X_C = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.38)$$

$$X'_{C.ATBП} = 0,128 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,205 \text{ мОм;}$$

$$X'_{C.TR} = 0,547 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,875 \text{ мОм.}$$

Визначаємо результуючі опори кола КЗ:

а) при живленні від АТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X'_{C.ATBП} + X_{ATBП} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ATBП} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,205 + 13,7 + 3,51 = 17,415 \text{ мОм;}$$

$$r_{\Sigma 1} = 2,9 + 0,729 = 3,629 \text{ мОм;}$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{17,415^2 + 3,629^2} = 17,789 \text{ мОм;}$$

б) при живленні від TR:

$$X_{\Sigma 2} = X'_{C.TR} + X_{TR} + X_{u2};$$

$$r_{\Sigma 2} = r_{TR} + r_{u2};$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,875 + 12,65 + 3,51 = 17,035 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,9 + 0,729 = 2,629 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{17,035^2 + 2,629^2} = 17,237 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевго КЗ [13]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.39)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,789} = 13 \text{ кА}.$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,237} = 13,41 \text{ кА}.$$

За розрахунковий струм приймаємо варіант живлення від TR. Визначаємо мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги у місці пошкодження [13]:

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}}, \quad (2.40)$$

де $R_{\text{пер}}$ – перехідний опір дуги, мОм, $R_{\text{пер}} = 15 \text{ мОм}$;

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,035^2 + (2,629 + 15)^2}} = 10,75 \text{ кА}.$$

$$= \frac{13,41 + 10,75}{2} = 12,08 \text{ кА.}$$

Середнє значення
струму трифазного КЗ:

$$I_{k,сер}^{(3)}$$

Ударний струм КЗ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Kсер}^{(3)} ; \quad (2.41)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 12,08 = 22,14 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{П0Д}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{Т.ном} ; \quad (2.42)$$

$$I_{П0Д}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,445 = 3,31 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot I_{Т.ном} ; \quad (2.43)$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot 1,445 = 4,65 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{П0\Sigma}^{(3)} = 12,08 + 3,31 = 15,39 \text{ кА;}$$

$$i_{y,\Sigma} = 22,14 + 4,65 = 26,79 \text{ кА.}$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-220 кВ

Максимальні струми [4].

$$I_{maxW} = \frac{P_{zp.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.44)$$

$$I_{maxBT} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.45)$$

$$I_{maxAT3} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.46)$$

$$I_{maxW} = \frac{150 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 463,7 \text{ A};$$

$$I_{maxBT1} = \frac{70,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 195,3 \text{ A};$$

$$I_{maxAT3} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248,3 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_d), \quad (2.47)$$

$$B_k = 6,78^2 (0,2 + 0,1) = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-110 кВ

$$I_{maxW} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 309,1 \text{ A};$$

$$I_{maxBT2} = \frac{70,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 390,5 \text{ A};$$

$$I_{max AT3} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496,6 \text{ A};$$

$$B_K = 3,32^2 (0,2 + 0,1) = 3,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор

$$I_{max G} = \frac{I_{2.ном}}{0,95}; \quad (2.48)$$

$$I_{max ATBII} = \frac{S_{ATBII}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.49)$$

$$I_{max G} = \frac{3887}{0,95} = 4091,6 \text{ A};$$

$$I_{max ATBII} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,7 \text{ A};$$

$$B_K = 47,27^2 (4 + 0,3) = 9608,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сторона НН АТЗ

$$I_{max TR} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ A};$$

$$B_K = 11,1^2 (0,2 + 0,1) = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{max ATBII} = 910,4 \text{ A}; I_{max TR} = 1445 \text{ A}.$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму.

$$B_K = I_{II.O}^{(3)^2} \cdot (t_{вим} + T_{a.cp}), \quad (2.50)$$

де $t_{вим} = t_{св} + t_a$;

$T_{a.ср} = 0,03$ – середній час затухання вільних струмів КЗ, с;

$t_{св}$ – час спрацювання струмової відсічки автомата, с;

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установаження автомат типу SNA1-2000:

$$U_{a.ном} = 380 \text{ В}; = U_{уст} = 380 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 1600 \text{ А} > I_{max} = 1445 \text{ А};$$

$$I_{КС} = 80 \text{ кА} > i_y = 26,79 \text{ кА}.$$

$$t_{св} = 0,25 \text{ с}; t_a = 0,06 \text{ с}.$$

$$B_k = 15,39^2 (0,31 + 0,03) = 80,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційних апаратів

Вибір вимикачів та роз'єднувачів наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

ВРУ – 220 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	242PMR40 (ABB)	РНД3.1 – 220/1000У1
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 463,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.τ} = 6,6 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{a.τ} = 3,16 \text{ кА}$	$I_{a,ном} = 2 I_{вим.ном} \beta_{ном} = 31,1 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 16,76 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ – 110 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20В	РНД3.1 – 110/1000У1
$\sqrt{U_{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$\sqrt{U_{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 496,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.τ} = 3,29 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{a.τ} = 1,67 \text{ кА}$	$I_{a,ном} = 2 I_{вим.ном} \beta_{ном} = 19,74 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 3,32 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—

$i_y = 8,06 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 3,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГГ-10	РВР-20/6300 УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 4091,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 31,57 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 63 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 5,9 \text{ кА}$	$I_{\text{а,ном}} = 2 I_{\text{вим.ном}} \beta_{\text{ном}} = 0 \text{ кА}$	—
$2 I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} = 50,41 \text{ кА}$	$2 I_{\text{вим.ном}} (1 + \beta_{\text{н}}) = 88,85 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 31,75 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	—
$i_y = 67,19 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 9608,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУВП 10 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР0 – 10	Комірка КРУ типу КУ – 10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 57,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{\text{вим,ном}} = 12,5 \text{ кА}$	
$i_{\text{а.т}} = 4,96 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 5,29 \text{ кА}$	
$I_{\text{п.0}} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	
$i_y = 26,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-220 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 463,7 \text{ А}; \quad I_{\text{н,о}} = 6,78 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; \quad i_y = 16,76 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/56 [11]:

$$d = 22,4 \text{ мм}; \quad I_{\text{дон}} = 610 \text{ А}; \quad D = 400 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D;$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 463,7 \text{ A} < I_{don} = 610 \text{ A}.$$

Перевірка на коронування [4]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.51)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (2.52)$$

де U_{max} – максимальна допустима напруга установки, кВ;

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,12 \cdot \lg \frac{504}{1,12}} = 28,8 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.53)$$

$$1,07 \cdot 28,8 = 30,8 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,9 = 28,7 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід марки АС 300/204 [11]: $d = 29,2$ мм; $I_{don} = 700$ А.

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,46 \cdot \lg \frac{504}{1,46}} = 23,12 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 23,12 = 24,74 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,0 = 27,9 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 496,6 \text{ A};$$

$$I_{n,o} = 3,32 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 8,06 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 185/24 [11]:

$$d = 18,9 \text{ мм}; \quad I_{don} = 520 \text{ A}; \quad D = 300 \text{ см}. \quad D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 496,6 \text{ A} < I_{don} = 520 \text{ A}.$$

Перевірка на коронування [4].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,5 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,945 \cdot \lg \frac{378}{0,945}} = 17,4 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 17,4 = 18,62 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32,5 = 29,25 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Сторона НН АТЗ.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51.

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

$$I_{max} = 57,8 \text{ A} \leq I_{ном} = 1600 \text{ A};$$

$$i_y = 26,9 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо струмопровід типу ШЗК-0,4/1600-51УЗ (закритий комплектний).

$$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 0,4 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 1445 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 26,79 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А315S4УЗ:

$P_{д.ном} = 160 \text{ кВт}$; $U_{д.ном} = 380/660 \text{ В}$; $I_{д.ном} = 271,7 \text{ А}$; $\nu_0 = +30^\circ$; $B_k = 80,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;

$T_{max} = 3000 \text{ год}$, $K_2 = 0,93$.

Економічний переріз кабеля [4, 6]:

$$q_{ек} = \frac{271,7}{1,4} = 194,1 \text{ мм}^2.$$

Мінімальний переріз за термічною стійкістю:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{80,5 \cdot 10^6}}{98} = 91,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два алюмінієвих кабелі перерізом 95 мм^2 , $I_{доп.ном} = 165 \text{ А}$.

$$I_{max} = 271,7 \text{ А} < I_{дон} = 0,93 \cdot 2 \cdot 165 = 306,9 \text{ А}$$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі генератора (таблиці 2.19-2.21).

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТШ-20-10000/5 УЗ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10$ (кВ)	$U_{ном} = 10$ (кВ)
$I_{max} = 4091,6$ (А)	$I_{ном} = 5000$ (А)
$B_k = 9608,1$ (кА ² · с)	$I^2_T \cdot t_T = (35 \cdot 5)^2 \cdot 3 = 91875$ (кА ² · с)
$r_2 = 1,193$ (Ом)	$r^2_{ном} = 1,2$ (Ом)

Примітки: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р;

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$l_{розр} = 40$ (м);

г) $I_{2ном} = 5$ (А).

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.20).

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-344	—	10	—
2	Ватметр	Д-335	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	І-680	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-348	10	—	10
6	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	—	1,0
7	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	—	1,0
8	Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
	Сумарне значення		16,0	10,5	16,0

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = S_{прил} / I^2_2; \quad (2.55)$$

$$r_{прил} = 16 / 5^2 = 0,64 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k;$$

$$r_{np} = 1,2 - 0,64 - 0,1 = 0,46(\text{Ом}). \quad (2.56)$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = p \cdot l_{розр} / r_{np};$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 40 / 0,46 = 2,46(\text{мм}^2). \quad (2.57)$$

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

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,64 + 0,1 + (0,0283 \cdot 40) / 2,5 = 1,193 (\text{Ом}) < 1,2 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу ЗНОЛ.06-10УЗ:

$$U_{1ном} = 10000 / (\sqrt{3}B); \quad U_{2ном} = 100 (B) \sqrt{3}$$

$$U_{2доп} = 100 / 3 (B); \quad S_{2ном0,5} = 75 (B \cdot A).$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{62^2 + 9,7^2} = 62,75 (B \cdot A) < S_{2доп} = 3 \cdot 75 = 225 (B \cdot A).$$

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ЗНОМ-15-63У2

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	2	—
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	—
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	1	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	1	10	—
Лічильник активної енергії	І-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	1	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	1	10	—
Разом:							62	9,7

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АҚРВГ з перерізом жил

$$q = 2,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Аналогічно виконаємо вибір вимірювальних трансформаторів на інших приєднаннях станції.

2.12 Вибір акумуляторної батареї

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), а при віддаленому розташуванні ВРУ встановлюються батареї в зоні ВРУ.

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230 \text{ В};$
- номінальна напруга: $U_n = 220 \text{ В};$
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{nz} = 2,15 \text{ В};$
- напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75 \text{ В};$
- напруга наприкінці заряду: $U_z = 2,75 \text{ В};$
- кількість основних елементів батареї: $n_o = 108;$

- кількість додаткових елементів: $n_d = 22$;
- загальне кількість елементів: $n = 130$.

Навантаження акумуляторної батареї наведено в таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n , шт	$P_{ном}$, кВт	$I_{ном}$, А	$I_{розр}$, А	$I_{пуск}$, А	Навантаження	
						$I_{ав}$	$I_{пошт}$
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	100	-	100	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Приводи вимикачів: МГГ-10+ПЕ-21А	4	-	250	-	-	-	1000
Електродвигун аварійного масло-насоса ущільнень генератора	4	8	-	40	130	160	-
Електродвигун аварійного масло-насоса системи змащування турбіни	4	14	-	73	184	292	736
РАЗОМ:						607	1791

Типовий номер АБ [4, 13]:

(2.58)

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j};$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{607}{25} = 25,5,$$

де $j = 25$ А/Н при температурі електроліту 25°C .

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{nom}}{46}; \quad (2.59)$$

$$N \geq \frac{1791}{46} = 38,9.$$

Вибираємо типорозмір $N = 40$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{nom}}{N}; \quad (2.60)$$

$$j_n = \frac{1791}{40} = 44,8 \text{ A/N}.$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 83 % (рисунок 6.2 [4]), що менше за допустиме значення 85%. Тому приймаємо типорозмір $N = 48$. Тоді напруга на приводах складає 88 % > 85 %.

Отже, остаточно приймаємо типорозмір $N = 48$.

Визначаємо розрахунковий струм та напругу підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.61)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 48 = 32,2 \text{ A}.$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.доо} &= 0,05 \text{ N}; \\ U_{ПЗП.доо} &= U_{ПЗ} \cdot n_{доо} \end{aligned} \right\}, \quad (2.62)$$

$$I_{ПЗП.доо} = 0,05 \cdot 48 = 2,4 \text{ A};$$

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

$$I_{ПЗП.доо} = 0,05 \cdot 48 = 2,4 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{зП} &= 5 \cdot N + I_{ном}; \\ U_{зП} &= n \cdot U_3; \end{aligned} \right\} \quad (2.63)$$

$$I_{зП} = 25 + 5 \cdot 48 = 265 \text{ A};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

$$I_{зП} = 25 + 5 \cdot 48 = 265 \text{ A};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [11]:

1) ЛЕП-220 кВ, сторона ВН БТ1 та сторона ВН автотрансформатора зв'язку	ОПН-220 У1
1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ2 та сторона СН автотрансформатора зв'язку	ОПН-110 У1
2) Нейтраль блочних трансформаторів БТ1	ОПН-110 У1
3) Нейтраль блочних трансформаторів БТ2	ОПН-35 У1
4) сторона НН автотрансформатора зв'язку	ОПН-10У1
5) сторона НН блочних трансформаторів	ОПН-10У1
6) сторона НН АТВП та ТР	ОПН-0,4

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП 220 і 110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ- 630-0,5 У1: $U_{ном} = 220$ (110) кВ; $I_{ном} = 630$ А; $L = 0,547$ мГн; $I_T = 16$ кА; $t_T = 1$ с; $i_{дин} = 41$ кА.

2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-220 кВ

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу: $h = 30$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 17$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 30 = 20 \text{ м} > h_x = 17 \text{ м}.$$

План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ наведено на рис. 2.12.

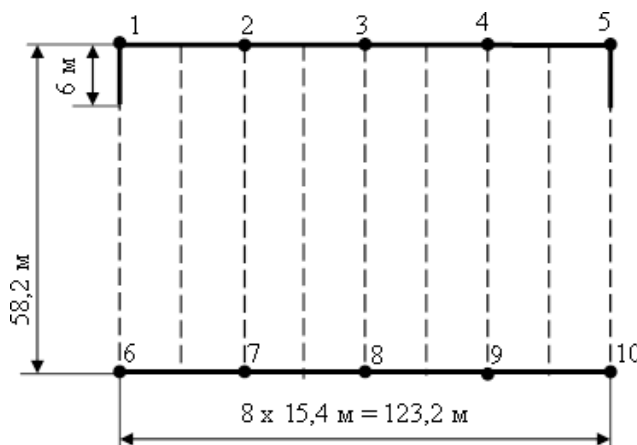


Рисунок 2.12 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 Кв

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h ; \quad (2.64)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \quad (2.65)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.66)$$

де h – висота блискавковідвода, м;

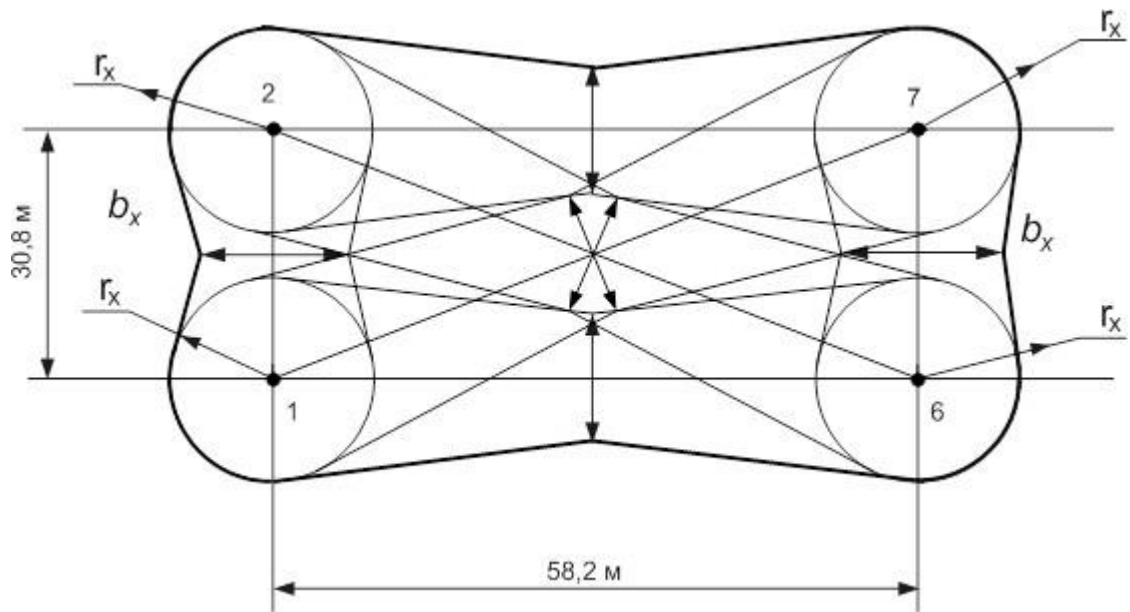
h_x – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

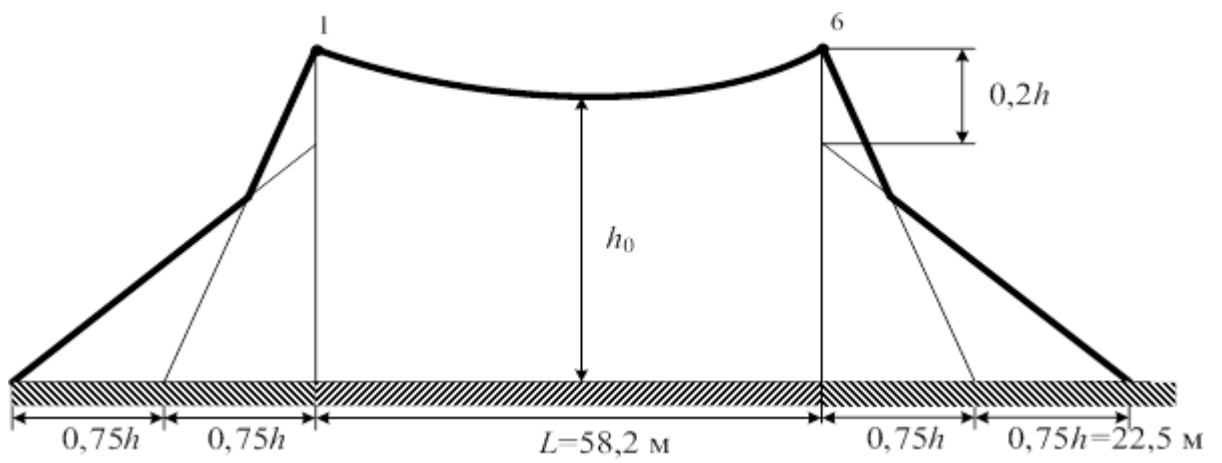
L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 2.24 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів
ВРУ-220 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	30,8	28,7	21,75	13,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	58,2	25,4	12,45	13,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	65,8	24,2	8,85	13,125



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 2.13 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

3. ІЗОЛЯЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ВИСОКОЇ НАПРУГИ

3.1 Конструкція ізоляції

У процесі роботи ізоляція машин перебуває в тяжких умовах експлуатації: впливу перенапруг, високої робочої температури, вібрації, циклів нагрівання й охолодження, механічних зусиль, впливів продуктів розкладання повітря (озону, окислів азоту та ін.). Крім того, істотне значення мають технологічні труднощі при виготовленні й укладанні ізоляції, що приводять до механічних ушкоджень, а також недосконалість методів контролю й випробувань. При оцінці техніко-економічних показників необхідно враховувати, що вартість ізоляції становить 50-80% вартості всіх інших матеріалів машин.

У великих електричних машинах ізоляцію обмоток статорів розділяють на наступні види: 1) корпусна ізоляція (між обмоткою й сталлю статора); 2) міжфазна ізоляція (між обмотками різних фаз); 3) виткова ізоляція (між витками однієї секції або котушками); 4) ізоляція елементарних провідників (між провідниками в одному витку або стрижні обмотки).

Залежно від номінальної напруги, потужності й типу машини (турбо- або гідрогенератори, синхронні компенсатори, електродвигуни) і способу охолодження застосовуються різноманітні конструкції корпусної ізоляції й різні ізоляційні матеріали.

У генераторах старих конструкцій застосовувалась термопластична безперервна мікострічкова компаундна ізоляція на основі бітумного лаку, що як і у пазової, так і в лобовій частині виконувалася з того самого матеріалу: мікострічки, намотаній на стрижень шарами впівнакиду.

У сучасних конструкціях переважно застосовується термореактивна ізоляція різних типів, основні характеристики яких наведені в табл. 1.1.

Виткова ізоляція виконується звичайно зі склослюдяної стрічки або на основі емальованих проводів зі скловолокнистою обмоткою, просочених епоксидним компаундом.

Таблиця 1.1-Основні характеристики термореактивної ізоляції різних типів для великих електричних машин

Найменування (тип) ізоляції	Складові ізоляції: а)діелектричний бар'єр б)зв'язуюче в)склотканина	Основні технологічні операції	Електричні та механічні властивості ізоляції	Область застосування
1	2	3	4	5
Моноліт-1	а) слюдинітовий папір; б) епоксидний компаунд; в) склотканина;	Намотування сухими стрічками, накладання обтискних обкладок і складання в пакет, установка в коробці з еластичними стінками, вакумування, вакум-нагнітальне просочення компаундом, обпресування (гідро), запічка (затвердіння)	Електричні характеристики вище, ніж у Моноліт-2	Стрижні гідроген ера-торів, синхронних компенса-торів
Моноліт-2	а) слюдинітовий папір; б) епоксидний компаунд; в) склотканина;	Стрижні: намотування сухими стрічками, накладання обтискних обкладок , установка в котел, вакумування, вакум-нагнітальне просочення компаундом, виїмка з котла, затвердіння (загрубка) Котушки: намотування сухими стрічками, укладання в статор, установка статора в котел, вакум-нагнітальне просочення компаундом, виїмка з котла, затвердіння (загрубка)	При $t = 20^{\circ}\text{C}$ $E_{np} = 35\text{кВ} / \text{мм}$ $\text{tg}\delta = 0.01$ $p = 1.1 \cdot 10^{10} \text{Па}$ При $t = 130^{\circ}\text{C}$ $E_{np} = 32\text{кВ} / \text{мм}$ $\text{tg}\delta = 0.05$ $p = 6 \cdot 10^9 \text{Па}$	Стрижні й котушки
Моноліт-3	а) слюдинітовий папір; б) епоксидний компаунд; в) склотканина;	Намотування сухими стрічками, просочення як у Моноліту-2, укладання в статор, загрубка (затвердіння)	Електричні характеристики, як у Моноліт-2	Котушки
Моноліт-4	а) слюдинітовий папір; б) епоксидний компаунд; в) склотканина;	Намотування сухими стрічками, підпресування, просочення як у Моноліту-2 (для стрижнів)	Електричні характеристики вище чим у Моноліт-2	Стрижні
ВЕС-2	а) два шари слюдинітового паперу; б) епосиполіефірний компаунд;	Стрижні: вакумне сушіння стрічки в роликах, намотування просоченою стрічкою без нагрівання, обпресування в прес-формах, загрубка (отвердіння) Котушки: накладання просочених стрічок, обпресування й отвердіння (часткове) на пазових частинах,	При $t = 20^{\circ}\text{C}$ $E_{np} = 32\text{кВ} / \text{мм}$ $\text{tg}\delta = 0.01$ $p = 9 \cdot 10^9 \text{Па}$ При $t = 130^{\circ}\text{C}$	Стрижні й котушки

	в) склотка- нина, скло- сітка;	укладання в статор, остаточне отвердіння	$E_{np} = 30 \text{ кВ} / \text{мм}$ $\text{tg} \delta = 0.08$ $p = 5 \cdot 10^9 \text{ Па}$	
Слюдо- терм	а) слюдині- товий папір; б) епоси- дитольне; в) склотка- нина;	Намотування просоченими стрічками з підігрівом, обпресування й отвердіння в прес- формах	Електричні й механічні характеристики приблизно такі ж як у ВЕС-2	Стрижні
Моно- терм	а) слюдині- товий папір; б) епоси- новолачне; в) склака- нина;	Намотування просоченими стрічками з підігрівом, обпресування й отвердіння в прес- формах під тиском	Електричні й механічні характеристики, вище ніж у ВЕС-2 і слюдотерм	Стрижні

Конструкція ізоляції генераторів з повітряним і водяним охолодженням наведена на рис. 1.1 і 1.2.

Струмопровідна частина (мідь) стрижнів виконується прямокутної форми, внаслідок чого головна ізоляція в пазах має нерівномірне поле. Ступінь нерівномірності електричного поля характеризується коефіцієнтом нерівномірності $k_i = \frac{E_{\max}}{E_{\text{нб}}}$, який і в основному визначається відношенням радіуса закруглення міді r до товщини ізоляції d . Для зменшення максимальної напруженості поля кути міді обмотки виконуються з певним радіусом закруглення r , або на кутах застосовуються екрани (прокладки) з алюмінію (див. рис. 1.2). Зазвичай r приймається рівним 0,6-1,5 мм, що забезпечує в сучасних конструкціях прийнятне значення $k_i = 2,0-2,4$.

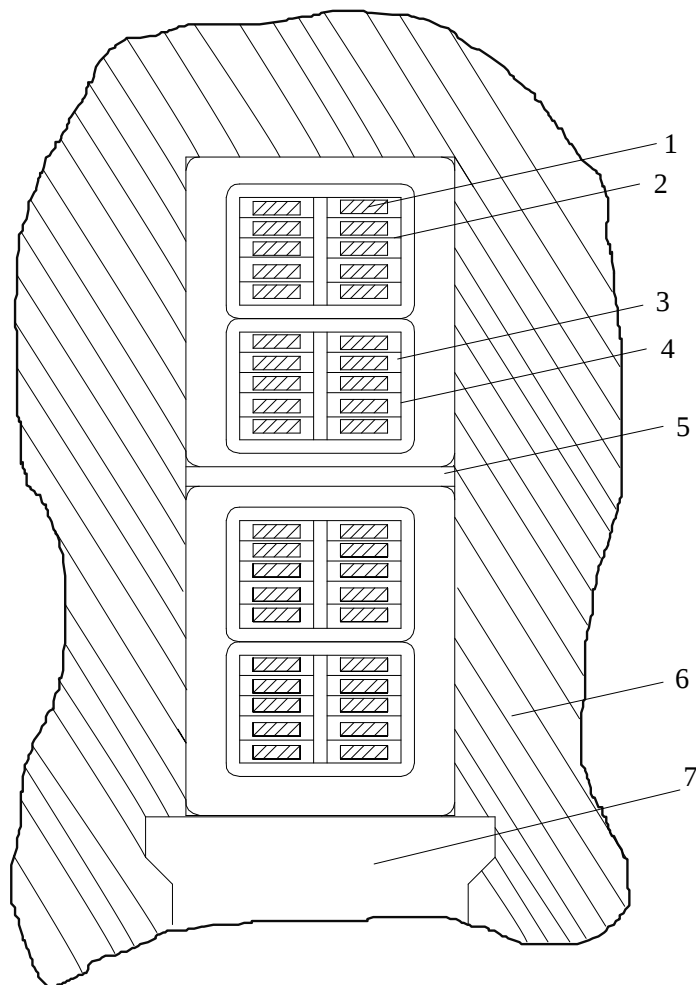


Рисунок. 3.1- Ізоляція обмотки статора в пазу з повітряним охолодженням: 1 - провідник мідний; 2 - ізоляція між елементарними провідниками; 3 - ізоляція між витками; 4 - корпусна ізоляція; 5 - ізоляція між шарами, 6- сталь статора; 7 – клин

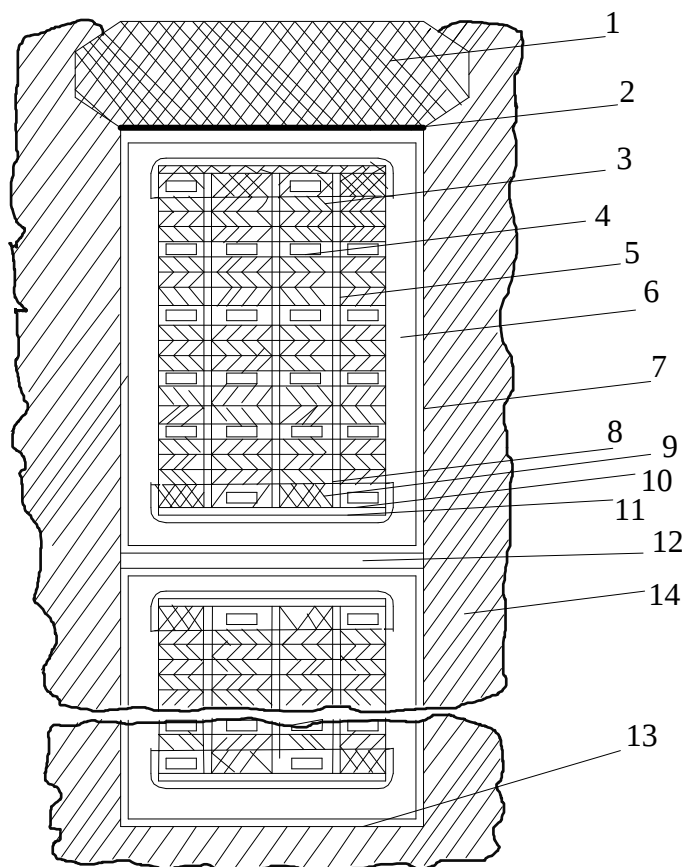


Рисунок. 3.2- Поперечний розріз паза статора турбогенератора з охолодженням обмотки водою: 1- клин; 2, 12, 13 - прокладки ізоляційні; 3 - мідний суцільний провідник ізольований; 4 - мідний порожній провідник ізольований; 5 - ізольований роздільник груп транспонованих провідників; 6 - корпусна ізоляція; 7 - напівпровідна стрічка; 8 - ізоляція місць переходів транспозиції провідників; 9 - ізоляційна замазка; 10 - ізоляційна прокладка із заокругленням; 11 - алюмінієва прокладка; 14 - сталь статора

Аналіз пробоїв ізоляції по периметру перерізу стрижнів показує, що пробої на ребрах (кутах) становлять 35-40%, пробої па вузьких гранях - 10-15% і пробої на широких гранях - 45-50%. Відносно малий відсоток пробоїв на ребрах свідчить про те, що прийняті в сучасних конструкціях радіуси заокруглення близькі до оптимальних.

При конструюванні ізоляції машин велика увага приділяється ослабленню впливу корони, часткових розрядів, що виникають у пазовій частині ізоляції, і ковзних розрядів, що виникають у місці виходу обмотки з паза. Для запобігання небезпечного впливу цих розрядів використовуються наступні заходи: 1)

застосування ізоляції з підвищеною стійкістю до впливу часткових розрядів (слідують місткі типи ізоляції); 2) регулювання електричного поля.

У пазових частинах ізоляція покривається напівпровідними покриттями (асбестозалізістими стрічками), що послаблюють електричне поле в газових включеннях і повітряних проміжках між ізоляцією й стінками пазів, що зменшує часткові розряди в цих включеннях.

У лобових частинах обмоток для усунення розрядів застосовується регулювання поля шляхом покриття поверхні ізоляції в зоні виходу з паза напівпровідниковими лаками різної провідності (рис. 3.3). Криві розподілу напруги при цьому методі регулювання поля наведені на рис. 3.4.

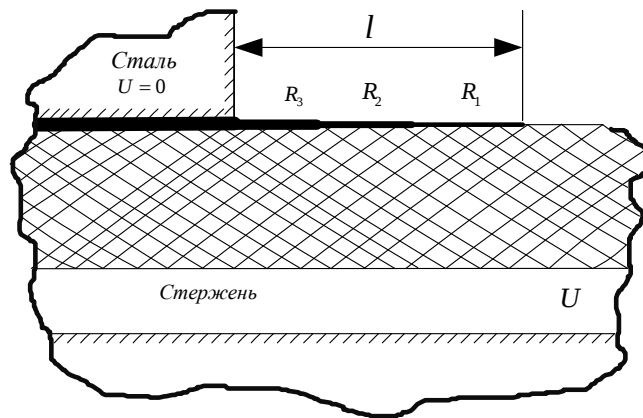


Рисунок. 3.3- Схема регулювання електричного поля в ізоляції машини в зоні виходу обмотки з паза R_1, R_2, R_3 - напівпровідні покриття ($\rho_{s1} > \rho_{s2} > \rho_{s3}$)

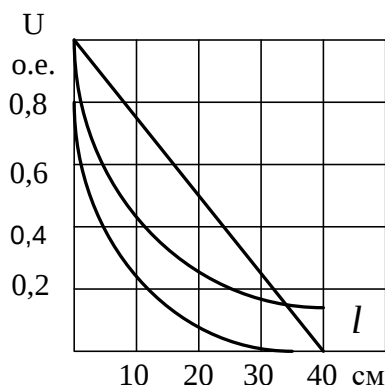


Рисунок. 3.4- Розподіл напруги на ізоляції в зоні виходу обмотки з паза по рис. 2.3: 1 - рівномірний розподіл; 2 - регулювання ємностями й опорами; 3 - без регулювання

Недоліком цього способу є нестабільність покривних лаків в експлуатації. У ряді випадків знайшли застосування стрічки з мідномісткого циклу, провідність яких в експлуатації стабільна.

У процесі виготовлення машини для контролю якості ізоляції статорної обмотки й виявлення в ній ослаблених місць проводяться поопераційні випробування однохвилинним прикладанням високої напруги промислової частоти. Значення випробувальних напруг для обмоток турбогенераторів, гідрогенераторів і синхронних компенсаторів визначаються по формулах, наведеним у табл. 3.2

Таблиця 3.2 Формули для розрахунку випробувальних напруг $U_{\text{вип}}$ промислової частоти, що використовувались при випробуваннях термореактивних ізоляції статорних обмоток турбогенераторів, гідрогенераторів і синхронних компенсаторів

Найменування випробувань	Формула для напруги $U_{\text{вип}}$, кВ		
	$U_{\text{ном}} \leq 6,3 \text{ кВ}$	$10,5 \leq U_{\text{ном}} \leq 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$
Випробування стрижнів до укладання їх у пази статора	$3,3U_{\text{ном}} + 3,25$	$2,75U_{\text{ном}} + 7$	$2,7U_{\text{ном}} + 5$
Випробування після укладання й ущільнення стрижнів нижнього ряду	$3,0U_{\text{ном}} + 2,5$	$2,6U_{\text{ном}} + 5$	$2,4U_{\text{ном}} + 4$
Випробування після укладання й ущільнення стрижнів верхнього ряду	$3,0U_{\text{ном}} + 0,5$	$2,4U_{\text{ном}} + 4$	$2,2U_{\text{ном}} + 4$
Випробування після пайки, за грубки й заклиновки (по фазах)	$2,9U_{\text{ном}}$	$2,2U_{\text{ном}} + 4$	$2,1U_{\text{ном}} + 4$

3.2 Короткочасна електрична міцність

Короткочасна електрична міцність корпусної ізоляції при товщинах від 3 до 12 мм характеризується середньою пробивною напруженістю біля 30-35 кВ/мм при напрузі промислової частоти.

Однак поряд з високими середніми значеннями, що перевищують номінальне в 10-15 разів, ізоляція має великий статистичний розкид пробивних напруг, що вказує на неоднорідність структури ізоляції (коефіцієнт варіації $\sigma^* = 0,1-0,15$).

При цьому в машинах є деяка (порядку 1%) кількість стрижнів або котушок, пробивна напруга яких близька до значень випробувальних напруг або перенапруг.

Функції розподілу пробивних напруг описуються нормальним законом. На рис. 3.5 представлені функції розподілу пробивних напруг нової корпусної ізоляції 6,6 кВ стрижнів (1) і машин у цілому (2). Крива 1 отримана по випробуваннях 279 стрижнів (ізоляція 4-х машин), а крива 2 - шляхом перерахунку. Як видно з малюнка 3.5, електричний рівень ізоляції цілої машини набагато нижче, ніж рівень ізоляції окремих стрижнів, що необхідно враховувати при розрахунку ізоляції.

Після впливу механічних тисків біля 10-20 МПа, можливих в експлуатаційних умовах в аварійних режимах (при коротких замиканнях), короткочасна міцність ізоляції помітно знижується, особливо в області малих ймовірностей пробою.

Дослідження електричного рівня при інших формах напруги (постійна, частотою 0,1 Гц) показали, що для них зберігається коефіцієнт варіації. При цьому (для нормального закону розподілу) співвідношення значення пробивних напруг для різних форм діючих напруг визначаються коефіцієнтом зміцнення k_y , який є рівним відношенню середніх значень пробивних напруг різної форми. Значення k_y нової ізоляції слюдотерм приведені нижче

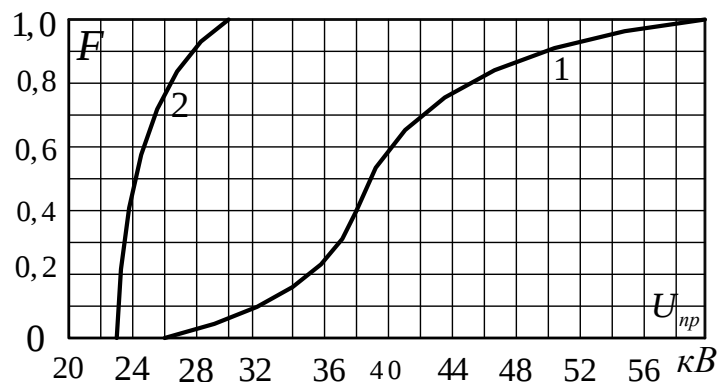


Рисунок. 3.5- Функції розподілу пробивних напруг промислової чистоти нової корпусної мікастрічкової ізоляції 6,6 кВ для стрижнів (1) і машин в цілому (2)

Електричний рівень ізоляції електричних машин при імпульсних впливах (грозний імпульс) характеризується коефіцієнтом імпульсу $k_{\text{імп.гроз.}}$. Величина якого істотно залежить від стану ізоляції. Для нової ізоляції $k_{\text{імп.гроз.}}=1,5-2,0$; для постарілої ізоляції при наявності мікротріщин і інших дефектів $k_{\text{імп.гроз.}}$ може бути навіть менше одиниці, що пояснюється тим, що при впливі імпульсної напруги розряд легше розвивається уздовж щілин і тріщин і завершується повним пробоем.

3.3 Тривала електрична міцність і методика вибору товщини ізоляції електричних машин

У процесі експлуатації ізоляція електричних машин змінює свої характеристики під впливом цілого ряду факторів: вібрації, високої температури, робочої напруги, перенапруг, ударних динамічних навантажень, зволоження, причому вплив кожного із цих факторів є досить істотним. У зв'язку із цим вибір товщини ізоляції й робочої напруженості ґрунтується головним чином на експлуатаційному досвіді. При цьому встановлений зв'язок між товщиною ізоляції d і номінальною напругою машин $U_{\text{ном}}$, зображений на рис. 3.6, і може бути апроксимований формулою

$$d=1,45+0,24U_{\text{ном}}, \quad (3.1)$$

де d - виражено в міліметрах, $U_{\text{ном}}$ - в кіловольтах.

В останні роки були проведені розробки, що дозволили зменшити товщину ізоляції й збільшити припустимі напруженості (див. рис. 3.6).

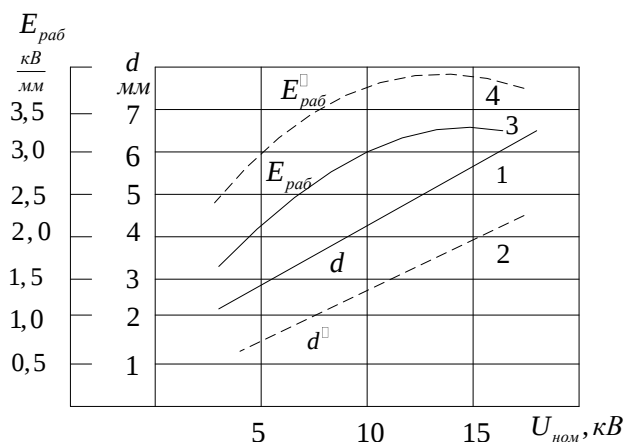


Рисунок. 3.6- Залежність товщини ізоляції d (1, 2) і робочих напруженостей

$E_{роб}(3, 4)$ від номінальної напруги машини для нормальної (1, 3) і утонченої (2, 4) ізоляції

Виткова ізоляція застосовується в машинах середньої й малої потужності з котушковою обмоткою. Виткова ізоляція в нормальному робочому режимі несе досить значне електричне навантаження й основні небезпечні впливи виникають при імпульсних (грозових) перенапругах. Тому виткова ізоляція в основному розраховується на імпульсні впливи при цих перенапругах.

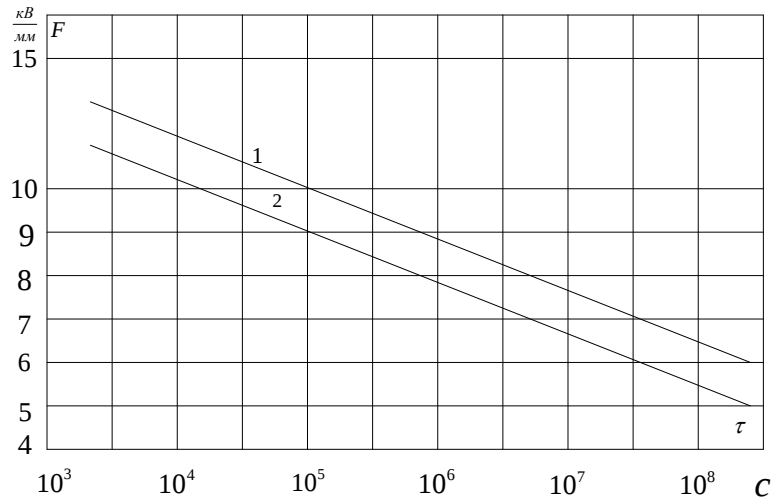


Рисунок. 3.7- Залежність пробивної напруженості від тривалості впливу для слюдотерма (1) і мікострічкової компаундної ізоляції (2) при ймовірності пробою 0,5.

Експериментально встановлено, що у високовольтних електричних машинах при робочих напруженостях протягом тривалого часу (практично всього терміну служби) існують ч.р. помітної інтенсивності. Ці розряди значно слабкіше впливають на надійність і довговічність ізоляції електричних машин порівняно з іншими видами електроустаткування, тому що до складу цієї ізоляції входить неорганічний діелектрик - слюда, досить стабільний до впливу ч.р. Найчастіше при цьому розряди розвиваються між пластинками слюди по зигзагоподібному шляху, що особливо характерно при наявності розшарування ізоляції.

Характерні залежності $E_{пр} = f(\tau)$ наведені на рис. 3.7, для яких $n = 13$.

4.1 Фізичні основи розвитку часткових розрядів

Поняття часткового розряду (ч.р.) в ізоляції охоплює місцевий розряд на поверхні або в середині ізоляції у вигляді корони, ковзний розряд або пробій окремих елементів ізоляції, шунтуючої частини ізоляції між електродами, що знаходяться під різними потенціалами.

Ч. р. в ізоляції виникають у місцях зі зниженою електричною міцністю (наприклад, у прошарках просочуючої рідини або в газових включеннях у товщі діелектрика). Надалі елемент діелектрика зі зниженою електричною міцністю, що бере участь у ч. р., буде називатися «включенням».

При розгляді ч. р. еквівалентна схема діелектрика ємністю C_x може бути представлена трьома ємностями (рис.4.1): C_b – ємністю елемента діелектрика, що бере участь у ч. р. (ємність включення); C_d – ємністю елемента діелектрика, включеного послідовно з першим; C_a – ємністю іншої частини діелектрика, позбавленої включень. При цьому:

$$C_x = C_a + \frac{C_b \cdot C_d}{C_b + C_d} \quad (4.1)$$

Виникнення ч. р. відбудеться тоді, коли напруга на включенні досягне пробивного значення $U_{в.з}$ – напруги запалюючого розряду у включенні.

Так, наприклад, при включеннях у вигляді прошарку, витягнутого поперек силових ліній поля, напруженість у включенні E_b зв'язана з напруженістю в іншій частині діелектрика E_d співвідношенням:

$$\frac{E_x}{E_d} = \frac{\epsilon_d}{\epsilon_b}, \quad (4.2)$$

де ϵ_b – діелектрична проникність включення;

ϵ_d – діелектрична проникність діелектрика.

Співвідношення між напруженістю у включенні і середньою напруженістю буде залежати від співвідношення між товщинами діелектрика і включення. Якщо ввести позначення: d_d – товщина діелектрика, розташованого послідовно зі включенням (рис. 4.1); d_B – товщина включення; U – напруга на електродах зразка, то для еквівалентної схеми рис. 4.1 маємо:

$$E_B = \frac{U \cdot C_d}{d_B \cdot (C_d + C_B)} = \frac{U \cdot \frac{\varepsilon_d}{d_d}}{d_B \cdot \left(\frac{\varepsilon_d}{d_d} + \frac{\varepsilon_B}{d_B}\right)} = \frac{U \cdot \varepsilon_d}{\varepsilon_B \cdot d_d + \varepsilon_d \cdot d_B} \quad (4.3)$$

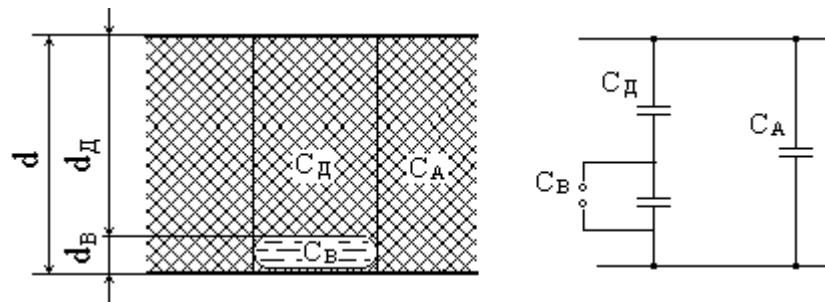


Рисунок 4.1- Еквівалентна схема при розгляді ч.р. у діелектрику

C_B – ємність елемента діелектрика, який бере участь в ч.р. (ємність включення);
 C_d – ємність частини діелектрика, розташованого послідовно з включенням;
 C_A – ємність іншої частини діелектрика, що залишилась,
і відношення E_B до середньої напруженості $E_{cp} = U/(d_d + d_B)$ становить:

$$\frac{E_B}{E_{cp}} = \frac{1 + d_B/d_d}{\varepsilon_B/\varepsilon_d + d_B/d_d} \quad (4.4)$$

Отже, з формули випливає, що відношення E_B/E_{cp} залежить від відношення d_B/d_d . Якщо $d_B/d_d \ll 1$, тоді $E_B/E_{cp} = \varepsilon_B/\varepsilon_{cp}$.

Для сферичного чи еліпсоїдального включення:

$$\frac{E_B}{E_{cp}} = \frac{3 \cdot \varepsilon_B}{\varepsilon_B + 2 \cdot \varepsilon_d} \quad (4.5)$$

Електрична міцність газу у включенні мало відрізняється від електричної міцності газу між металевими електродами. Якщо поле у включенні рівномірне (плоскі включення, витягнуті поперек поля, або сферичні включення), то пробивна напруга зв'язана з розмірами включення (його товщиною) і тиском газу у включенні законом Пашена. Залежності пробивної напруги $U_{пр}$ від тиску газу у включенні p і товщини включення d для різних газів приведені на рис. 4.2. При розмірах включення порядку десятків мікрометрів і тиску, близькому до

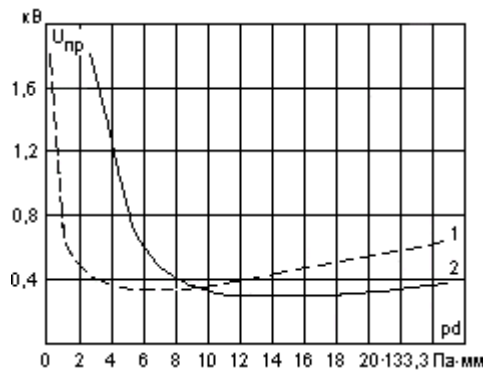


Рисунок 4.2- Пробивна напруга газів в залежності від тиску і відстані між електродами в рівномірному полі
1 – повітря; 2 – водень

атмосферного, пробивна напруга лежить поблизу мінімуму кривої Пашена, слабо змінюється при зміні розмірів включення і складає приблизно 250 – 300 В.

При включеннях у виді прошарків рідкого діелектрика для визначення напруженості у включенні залишаються в силі приведені вище співвідношення (4.2) - (45). Пробивна напруженість рідкого діелектрика також істотно зростає із зменшенням товщини включення. Як приклад на рис. 4.3 приведена залежність пробивної напруженості нафтового масла від товщини зазору d_m .

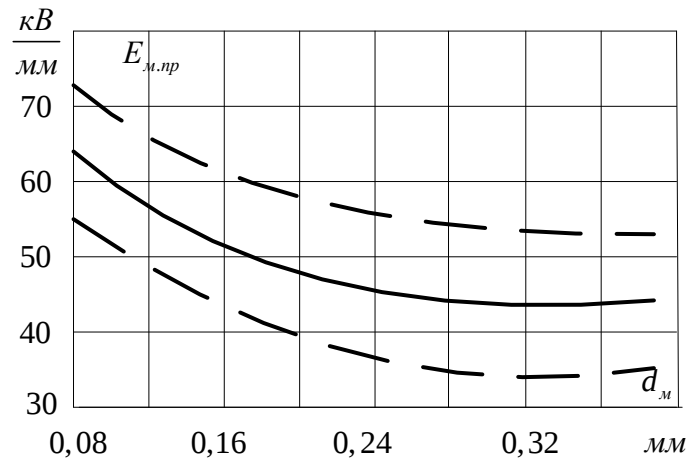


Рисунок 4.3- Залежність пробивної напруженості масляного прошарку від товщини для рівномірного поля в зазорі, що прилягає до електрода (штрихованою лінією показаний розкид пробивних напруженостей)

При пробі включення (ємності C_B) іони, що утворюються в процесі розряду, заряджають поверхню включення і створюють поле, зустрічне по напрямку основному полю. Після розряду ємності включення C_B у більшості випадків не виникає велика густина струму, необхідна для підтримки стійкого розряду, і він гасне. Утворення напівпровідного шару на поверхні включення також не може привести до підтримки розряду внаслідок незначної ємності включення. При пробі напруга на включенні падає не до нуля, а до визначеного значення $U_{в.п.}$, при якому розряд гасне. Напруга погасання при розмірах масляної плівки порядку 10 – 100 мкм менша відповідної пробивної напруги і лежить в межах:

$$U_{в.п.} \approx (0,1 \div 0,9)U_{в.з.} \quad (4.6)$$

Напруга на електродах об'єкта, що відповідає виникненню ч. р., скорочено називається напругою часткового розряду $U_{ч.р.}$. Зв'язок між $U_{ч.р.}$ і $U_{в.з.}$ може бути встановлений з розгляду еквівалентної схеми рис. 4.1:

$$U_{ч.р.} = U_{в.з.} \cdot \frac{C_D + C_B}{C_D} \quad (4.7)$$

Тривалість процесу пробою включення (тривалість ч.р.) у більшості випадків дуже мала – приблизно $(3 - 10) \cdot 10^{-9}$ с. Лише під час потужних критичних ч. р., що уявляють собою розгалуджені ковзні розряди чи пробої великих (порядку 1 см і більше) прошарків рідких діелектриків, тривалість ч. р. може бути більше (до $10^{-7} - 10^{-6}$ с).

4.2 Основні характеристики часткових розрядів

Кожний з одиничних ч. р. супроводжується проходженням через включення визначеного заряду q і приводить до зміни напруги на зовнішніх електродах усього зразка на ΔU_x .

Якщо $C_a \gg C_b$ і $C_a \gg C_d$, то заряд q , який проходить через включення в момент виникнення ч. р., дорівнює:

$$q = (C_b + C_d)(U_{в.з.} - U_{в.п.}) = (C_b + C_d) \Delta U_b \quad (4.8)$$

Практично заряд q не можна виміряти безпосередньо, тому що його проходження зв'язане з процесами всередині діелектрика випробуваного об'єкта.

В момент виникнення ч. р. можна вважати, що заряд на електродах випробуваного об'єкта не змінюється, тому що ємність об'єкта відділена від іншої ємності ланцюга індуктивністю з'єднувальних проводів. Тому зміна напруги ΔU_x відбувається за рахунок збільшення ємності об'єкта при виникненні ч. р. Однак, для зручності подальших міркувань представимо, що зміна напруги на об'єкті відбувається внаслідок фіктивної зміни заряду $q_{ч.р.}$ на електродах об'єкта незмінної ємності C_x , причому $\Delta U_x = q_{ч.р.} / C_x$.

Величина $q_{ч.р.}$ називається уявним зарядом ч. р. Отже, уявний ч. р. – це такий заряд, що, будучи миттєво введений між выводами випробуваного об'єкта, викликає таку ж миттєву зміну напруги між його выводами, як реальний ч. р. Уявний заряд виражається в кулонах.

Для встановлення співвідношення між $q_{ч.р.}$ і q візьмемо до уваги, що при виникненні ч. р. і зменшенні напруги на ємності C_B на $\Delta U_B = U_{B.з.} - U_{B.п.}$ з ємності C_A пішов заряд на підзарядку ємності C_D , що викликає спад напруги на об'єкті на ΔU_X .

Якщо використати умови рівності цього заряду уявному заряду ч. р., а також формулу (4.8), то отримаємо:

$$q_{ч.р.} = \Delta U_X \cdot C_X = \Delta U_B \cdot C_D = q \cdot \frac{C_D}{C_D + C_B} \quad (4.9)$$

Якщо включення має форму прошарку, витягнутого поперек силових ліній поля, то зручно відносити ємності C_D і C_B до одиниці поверхні включення. Тоді формула (4.9) може бути представлена в наступному вигляді:

$$q_{ч.р.} = q \cdot \frac{\frac{\varepsilon_D}{d - d_B}}{\frac{\varepsilon_D}{d - d_B} + \frac{\varepsilon_B}{d_B}} = \frac{q}{1 + \frac{\varepsilon_B}{\varepsilon_D} \left(\frac{d}{d_B} - 1 \right)} \quad (4.10)$$

З формули (4.10) випливає, що при такому ж заряді q через включення і незмінній товщині включення d_B уявний заряд ч. р. зменшується зі збільшенням товщини діелектрика d .

Надалі напруга на об'єкті відновлюється за рахунок підтікання заряду від джерела напруги й інших ємностей схеми, до якої підключено випробуваний об'єкт. Це приводить до виникнення високочастотних коливань у схемі, реєстрація яких спеціальними вимірювальними пристроями дозволяє досліджувати характеристики ч. р. в ізоляції.

При розгляді процесів поверхневої ерозії діелектрика ч. р. звернемо увагу на заряд, що проходить через одиницю поверхні включення. Розглянемо включення у вигляді прошарку, витягнутого поперек силових ліній поля.

Якщо поверхня включення, беруча участь у ч. р., дорівнює S_B , то на підставі (4.8) питомий заряд, що проходить через одиницю поверхні включення, дорівнює:

$$q_{yD} = \frac{q}{S_B} = \left(\frac{\varepsilon_B}{d_B} + \frac{\varepsilon_D}{d - d_B} \right) \Delta U_B \quad (4.11)$$

якщо $U_{B.П} \ll U_{B.3}$, то враховуючи (4.7) і (4.8):

$$q = (C_B + C_D)(U_{B.П} \ll U_{B.3}) \approx (C_B + C_D)U_{B.3} = C_D \cdot U_{ч.р} = S_B \frac{\varepsilon_D}{d - d_B} U_{ч.р}, \quad (4.12)$$

а при $d_B \ll d$ на підставі (4.12):

$$q_{\text{зд}} = \varepsilon_D \frac{U_{ч.р}}{d} = \varepsilon_D \cdot E_{ч.р}, \quad (4.13)$$

де $E_{ч.р} = U_{ч.р}/d$ – напруженість виникнення ч.р., скорочено – напруженість ч.р.

Виникнення кожного одиничного ч. р. приводить до виділення в діелектрику випробуваного об'єкта енергії $W_{ч.р}$. Ця енергія частково витрачається на розігрів випробуваного об'єкта, а частково витрачається на руйнування діелектрика об'єкта. Якщо ємність $C_A \gg C_D$, що має місце в переважній більшості випадків, то енергія одиничного ч. р. може бути визначена як різниця початкової W_H і кінцевої W_K енергій, що накопичуються на ємностях еквівалентної схеми:

$$W_{ч.р} = W_H - W_K = \frac{C_D + C_B}{2} (U_{B.3}^2 - U_{B.П}^2), \quad (4.14)$$

якщо $U_{B.П} \approx U_{B.3}$, то враховуючи (2.7)

$$W_{ч.р} = \frac{C_D + C_B}{2} (U_{B.3} + U_{B.П}) \Delta U_B \approx q U_{B.3} \quad (4.15)$$

Приймаючи до уваги (4.7) і (4.8), маємо:

$$W_{ч.р} = q_{ч.р} U_{ч.р}. \quad (4.16)$$

Якщо $U_{B.П} \ll U_{B.3}$, то підставлення (4.14):

$$W_{ч.р} = q \cdot U_{B.3} / 2 = q_{ч.р} \cdot U_{B.3} / 2. \quad (4.17)$$

Крім кількісних характеристик, що визначають інтенсивність одиничних ч. р., використовуються інтегральні кількісні характеристики, що визначають інтенсивність ч.р. протягом інтервалу часу, значно більшого, ніж час між двома одиничними ч. р. Такими характеристиками ч. р. є:

- частота проходження $n_{ч.р.}$,

- середній струм $I_{ч.р.}$,
- середня потужність $P_{ч.р.}$,
- квадратичний параметр $D_{ч.р.}$.

Частотою проходження $n_{ч.р.}$ називається середнє число імпульсів ч.р. за одиницю часу (секунду). Практично можуть бути враховані ч.р. з уявним зарядом вищевстановленого значення або ч. р. з уявним зарядом, що знаходиться у визначеному інтервалі.

Середній струм $I_{ч.р.}$ представляє собою суму абсолютних значень уявних зарядів, що проходять за одну секунду, і вимірюється в Кл/с або А. Якщо сума зарядів вимірюється за інтервал часу t_1 , то:

$$I_{ч.р.} = \frac{1}{t_1} = (|q_{ч.р1}| + |q_{ч.р2}| + \dots + |q_{ч.рm}|). \quad (4.18)$$

Якщо всі заряди мають одне значення $|q_{ч.р}|$, то

$$I_{ч.р.} = n_{ч.р.} \cdot q_{ч.р.} \quad (4.19)$$

Якщо заряди істотно різні за значенням, то струм рекомендується обчислювати за наступною формулою:

$$I_{ч.р.} = \sum_{i=0}^k \frac{|q_{ч.р(i+1)}| + |q_{ч.рi}|}{2} (n_{i+1} - n_i), \quad (4.20)$$

де $q_{ч.р.}$ – i – й рівень уявних зарядів;

n_i – частота проходження ч. р., уявний заряд яких перевищує i – й рівень (значенню $i = 0$ відповідає частота проходження $n = 0$).

При визначенні середнього струму $I_{ч.р.}$ за формулою (4.20) кількість рівнів k уявного заряду рекомендується вибирати не менше чотирьох (у яких початковий рівень повинен відповідати $i = 0$), при регулюванні рівнів не більш ніж через 20 дБ.

Середня потужність $P_{ч.р.}$ - це середня потужність, що підводиться до виводів випробувального об'єкта для компенсації потужності, що виділяється у випробувальному об'єкті внаслідок ч. р. протягом визначеного інтервалу часу t_i :

$$P_{q,p} = \frac{1}{t_1} (q_{q,p1}^2 \cdot U_m + q_{q,p2}^2 \cdot U_m + \dots + q_{q,pm}^2 \cdot U_m), \quad (4.21)$$

де $U_1, U_2, \dots, U_m$ – миттєві значення напруги на випробувальному об'єкті в моменти розрядів.

Якщо основна кількість ч.р. виникає поблизу амплітуди прикладеної напруги U_m , то $P_{q,p}$ може бути наближено визначена за формулою:

$$P_{q,p} = I_{q,p} \cdot U_m. \quad (4.22)$$

Оскільки підведена до виводів випробуваного об'єкта потужність $P_{q,p}$ повинна дорівнювати потужності, що виділяється в об'єкті внаслідок ч. р., то, якщо всі розряди мають однакову енергію $W_{q,p}$, потужність $P_{q,p}$ може бути визначена також за формулою:

$$P_{q,p} = n_{q,p} \cdot W_{q,p} \quad (4.23)$$

якщо заряди істотно різні за значенням, то:

$$P_{q,p} = \sum_{i=0}^k \frac{W_{q,p(i+1)} + W_{q,p}}{2} (n_{i+1} - n_i) \quad (4.24)$$

де $W_{q,p,i}$ – i – й рівень енергії;

n_i – частота проходження ч.р, енергія яких перевищує i – й рівень (значенню $i = 0$ відповідає частота проходження $n = 0$).

Квадратичний параметр $D_{q,p}$ є сумою квадратів зарядів, що проходять через виводи випробуваного об'єкта в результаті ч. р. за одну секунду.

Якщо вимір суми квадратів зарядів виконується за інтервал часу t_1 то:

$$D_{q,p} = \frac{1}{t_1} (q_{q,p1}^2 + q_{q,p2}^2 + \dots + q_{q,pm}^2), \quad (4.25)$$

якщо всі заряди мають одне значення $|q_{q,p}|$, то:

$$D_{q,p} = n_{q,p} \cdot q_{q,p}^2, \quad (4.26)$$

якщо заряди істотно різні за значенням $|q_{q,p}|$, то:

$$D_{q,p} = \sum_{i=0}^k \frac{q_{q,p(i+1)}^2 + q_i^2}{2} (n_{i+1} - n_i), \quad (4.27)$$

де $q_{q,p}$ – i -й рівень квадрата заряду;

n_i - частота проходження ч. р., квадрат заряду яких перевищує i -й рівень (значенню $i = 0$ відповідає частота проходження $n = 0$).

Оптична картина ч. р. істотно залежить від тиску газу p у прошарку, товщини прошарку d_v , роду діелектрика, роду газу. При значеннях pd_v менших деякого критичного $(pd_v)_{кр}$ ч. р. розвиваються у вигляді серії мікророзрядів, а при $pd_v > (pd_v)_{кр}$ ч. р. представляє один більш потужний розряд. Якщо в миттєвого анода розташований полімерний твердий діелектрик, а в катода - скло, то канали окремих мікророзрядів мають конусоподібну форму і складаються зі слабо випромінюючої ділянки поблизу катода і яскраво випромінюючої поблизу анода. При катоді, покритому полімером, і металевому аноді розряд виникає у вигляді одного іскрового каналу. У деяких випадках спостерігаються мікророзряди, що супроводжуються розрядами по поверхні діелектрика.

Заряд $q_{м.р}$ і енергія $W_{м.р}$ одного мікророзряду можуть бути визначені за формулами:

$$q_{ч.р} = \frac{\Delta S_B}{S_B} q_{ч.р} = \frac{q_{ч.р}}{m_{ч.р}} \quad \text{та} \quad W_{ч.р} = \frac{\Delta S_B}{S_B} W_{ч.р} = \frac{W_{ч.р}}{m_{ч.р}}, \quad (4.28)$$

де ΔS_B – середня площа поверхні включення, що розряджається одним мікророзрядом;

S_B – загальна площа включення, що бере участь у ємності C_B ;

$m_{м.р} = \Delta S_B / S_B$ – кількість мікророзрядів, що складають один ч. р.

ΔS_B залежить від роду діелектрика і зростає зі збільшенням газового прошарку d_v .

Формули (4.8) і (4.14) з врахуванням мікророзрядів можуть бути представлені у вигляді:

$$q_{ч.р} = m_{м.р} \frac{\Delta S_B}{S_B} (C_D + C_B)(U_{B.3} - U_{B.П}) \quad (4.29)$$

$$W_{ч.р} = m_{м.р} \frac{\Delta S_B}{2 \cdot S_B} (C_D + C_B)(U_{B.3}^2 - U_{B.П}^2) \quad (4.30)$$

Збільшення питомого енерговиділення і питомого значення потужності ч.р є однією з причин низької тривалої електричної міцності діелектрика з порожнинами, витягнутими в напрямку силових ліній поля.

4.3 Діелектричні втрати при наявності часткових розрядів

При виникненні ч.р. досить великої інтенсивності спостерігається збільшення діелектричних втрат за рахунок потужності, що виділяється при ч.р. Це збільшення діелектричних втрат може бути зареєстроване по збільшенню $\operatorname{tg}\delta$ в ізоляції випробуваного об'єкта. При наявності ч. р. втрати в діелектрику випробуваного об'єкта ємністю C_x складаються з втрат на ч. р. $P_{ч.р}$ і інших видів діелектричних втрат P_d . Якщо $\operatorname{tg}\delta_d$, що відповідає втратам P_d , не залежить від напруги, де P_d пропорційна квадрату напруги:

$$P_d = U^2 \cdot \omega \cdot C_x \cdot \operatorname{tg}\delta_d = U^2 \cdot g, \quad (4.50)$$

де $g = \omega \cdot C_x \cdot \operatorname{tg}\delta_d$ – еквівалентна активна провідність.

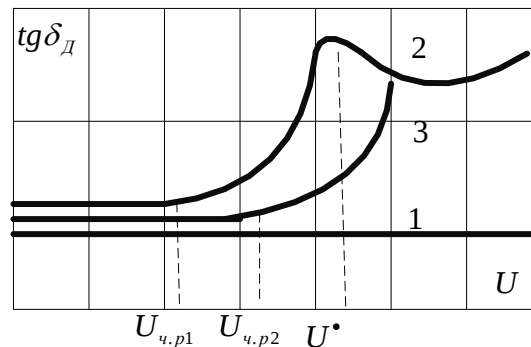


Рисунок 4.5- Характерні залежності $\operatorname{tg}\delta$ від напруги;

1 – ч.р відсутні; 2 – присутні локальні газові включення, що не збільшуються з ростом напруги, ч.р виникають при напрузі $U_{ч.р1}$;

3 – ч.р виникають при напрузі $U_{ч.р2}$

При наявності одного включення чи при незмінній кількості однакових включень потужність ч. р. $P_{ч.р}$, як це впливає з виразів (4.38) - (4.40), лінійно зростає з ростом прикладеної напруги. У цьому випадку при наявності $\operatorname{tg}\delta$, ч.р може бути виражений наступним співвідношенням:

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{P_d + P_{ч.р}}{U^2 \cdot \omega \cdot C_x} = \frac{U^2 \cdot g + k \cdot (U - U_{ч.р})}{U^2 \cdot \omega \cdot C_x}. \quad (4.51)$$

Залежність $\operatorname{tg}\delta$ від напруги має максимум при деякій напрузі U' ; значення U'

може бути визначене з умови $dtg\delta/dU = 0$ і дорівнює $2U_{ч.р}$ (рис.4.5, крива 2). При цьому передбачається, що область діелектрика, охоплена ч. р, не збільшується з ростом напруги, тобто величина k від напруги не залежить.

Як вказувалося вище, у більшості ізоляційних конструкцій з ростом напруги росте кількість місць (включень), у яких розвиваються ч. р. Крім того, поява ч. р. приводить до руйнування діелектрика і збільшення обсягу включень. У цьому випадку збільшення напруги вище напруги запалювання ч. р. супроводжується різким підйомом $tg\delta$. По підйому $tg\delta$ можна орієнтовно судити про значення $U_{ч.р}$ (рис.4.5, крива 3). Звичайно при подальшому збільшенні напруги зростання $tg\delta$ не припиняється до пробою ізоляції.

4.4 Особливості розвитку часткових розрядів в ізоляції електричних машин

Для ізоляції обмоток електричних машин широкого застосування набула композиційна ізоляція, в якій ізоляційним бар'єром є щипана слюда або слюдиніт, підкладкою - папір або склотканина, які з'єднуються - бітумним лаком або епоксидним компаундом. Залежно від характеру з'єднання ізоляція розділяється на термопластичну і термореактивну. З термопластичних найширше застосовується мікалентна ізоляція, а з термореактивних - моноліт і слюдотерм. Останнім часом ізоляція типу моноліт починає витісняти всі інші типи ізоляції у потужних високовольтних електричних машинах.

Експериментально встановлено, що у високовольтних електричних машинах при роботі під напругою протягом довгого часу (практично всього терміну служби) існують ч. р. помітної інтенсивності, що не призводять до зниження електричних і механічних характеристик. Ці розряди мало впливають на надійність і довговічність ізоляції електричних машин, оскільки до складу цієї ізоляції входить високоякісний діелектрик – слюда, - вельми стабільний до дії ч. р. Такі ч. р. можуть виникати в газових включеннях в товщі ізоляції, особливо в мікалентній ізоляції при висиханні і розтріскуванні бітумного лаку або компаунда в зазорах між стрижнями (обмоткою) і статором, у місці виходу стрижнів або обмотки з паза при недостатньому екрануванні відповідних місць провідними і напівпровідними покриттями. Виникнення крупних газових включень може привести до значного збільшення інтенсивності ч.р., що може

спричинити руйнування ізоляції цими розрядами. Найчастіше при цьому розряди розвиваються між пластинками слюди по гільчастим стежкам, що особливо характерно за наявності розшарування в ізоляції.

4.5 Умови виникнення часткових розрядів в ізоляції електричних машин

В процесі експлуатації ізоляція електричних машин змінює свої характеристики під впливом цілого ряду чинників: вібрації, високої температури, робочої напруги, перенапруг, ударних динамічних навантажень, зволоження. Вплив кожного з цих чинників є досить істотним. У зв'язку з цим вибір товщини ізоляції і робочої напруженості ґрунтується головним чином на експлуатаційному досвіді. При цьому встановлений зв'язок між товщиною ізоляції d і номінальною напругою машини (рис. 4.1), який можна апроксимувати за формулою:

$$d = 1,45 + 0,24U_n, \quad (4.52)$$

де d в мм, U_n в кВ.

Останніми роками були вироблені експериментальні і теоретичні дослідження, які дозволили зменшити товщину ізоляції і збільшити допустимі напруженості електричного поля (рис. 4.1). Розглянемо можливість виникнення ч. р. в газових включеннях ізоляції машин. Оскільки:

$$d = d_b + d_d, \quad (4.53)$$

де d_b — товщина повітряного включення і d_d — товщина твердої ізоляції, то відповідно до (1-3) амплітудне значення напруженості в повітряному включенні.

$$E_\epsilon = \frac{U_{\max}}{d_\epsilon + \frac{\epsilon_\epsilon d_\delta}{\epsilon_\delta}} = 0,816 \frac{U_n}{d_\epsilon + \frac{\epsilon_\epsilon d_\delta}{\epsilon_\delta}}. \quad (4.54)$$

З (4.52) і (4.53) можна знайти вираз, який зв'язує U_n і E_b . При $\epsilon_d/\epsilon_b = 5$ маємо:

$$U_n = \frac{E_\epsilon (4d_\epsilon + 1,45)}{4,1 - 0,24E_\epsilon}, \quad (4.55)$$

де d_b — в мм, E_b — в кВ/мм, U_n — в кВ.

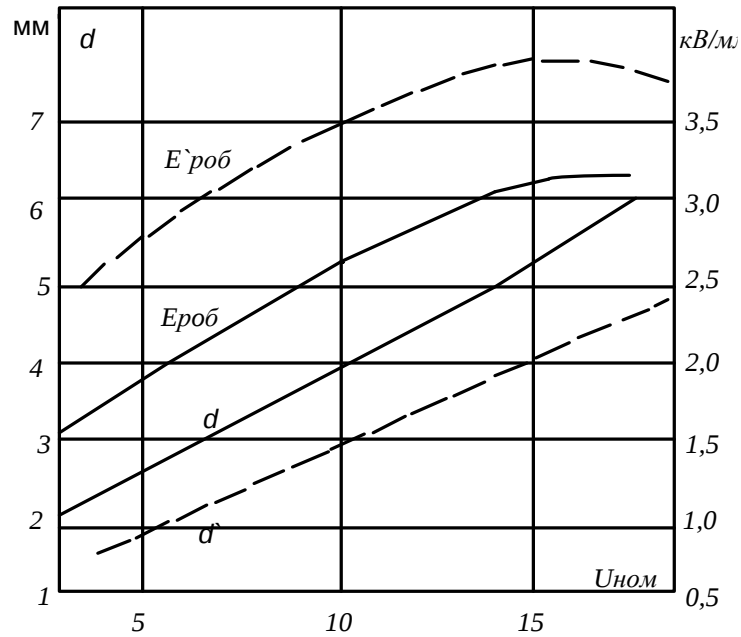


Рисунок 4.1- Залежність товщини ізоляції d і робочих напруженостей $E_{роб}$ від номінальної напруги машини для нормальної (d , $E_{роб}$) і тонкої (d' , $E'_{роб}$) ізоляції.

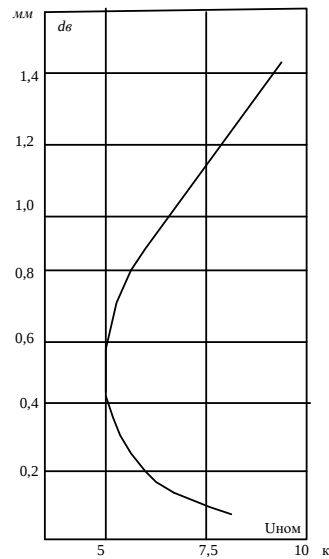


Рисунок 4.2 -Залежність товщини d_b повітряних включень, в яких виникають ч. р. при, номінальній напрузі, від номінальної напруги U_n генератора для випадку одного включення.

Підставимо замість $E_{пр}$ значення пробивної напруженості газового включення товщиною d_v , яке можна отримати з рис. 4.1-4.2 і визначимо зв'язок між номінальною напругою машини і товщиною повітряних включень, в яких виникають ч.р. Отримана таким чином залежність приведена на рис. 4.2. З рисунка видно, що ч.р. мають місце лише в машинах з номінальною напругою 6 кВ і вище. Проте необхідно враховувати, що в разі запровадження вищих робочих напруженостей (тоншої ізоляції) відповідно до кривих рис. 4.2, ч.р. можуть виникати і в машинах з меншою номінальною напругою. Найнебезпечнішими є включення товщиною 0,25—0,6 мм, в яких ч. р. виникають в машинах з нижчими номінальними напругами.

З (4.52) і (4.54) може бути встановлена напруга, прикладання якої до ізоляції машин різних класів напруги, може викликати ч. р. у включенні товщиною d_v . Дійсно, з (4.54) маємо:

$$E_{\epsilon} = \frac{\sqrt{2}U}{d_{\epsilon} + \frac{(d - d_{\epsilon})\epsilon_{\epsilon}}{\epsilon_0}}. \quad (4.56)$$

Враховуючи (4.52), при $\epsilon_d / \epsilon_v = 5$ з (4.56) можна отримати:

$$U_{ч.р} = \frac{E_{np}}{\sqrt{2}} (0,8d_{\epsilon} + 0,048U_n + 0,3), \quad (4.57)$$

де $U_{ч.р}$ — напруга ч.р. в ізоляції машини з номінальною напругою U_n в кВ, $E_{пр}$ -в кВ/мм, d_v — в мм.

При випробувальній напрузі машин, які зазвичай встановлюються із співвідношення:

$$U_{вип} = 2 U_n + 3, \quad (4.58)$$

де $U_{вип}$ і U_n в кВ, матимуть місце ч. р. практично у всіх включеннях (рис. 4.3).

У мікастрічковій і термореактивній ізоляції в процесі старіння, а також по технологічних причинах можуть утворитися подовжні щілини, розташовані

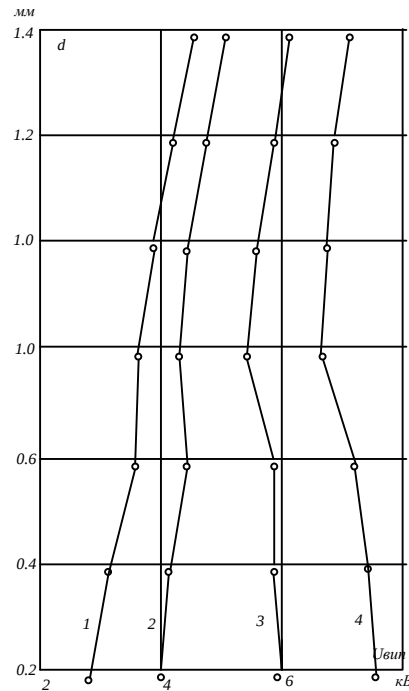


Рисунок 4.3-Залежність товщини $d_{\hat{A}}$ повітряних включень від напруги $U_{\text{вип}}$, що призводить до ч.р. у включеннях, для генераторів з різною напругою 1- $U_n = 3$ кВ; 2- $U_n = 6$ кВ; 3- $U_n = 10,5$ кВ; 4- $U_n = 15,75$ кВ;

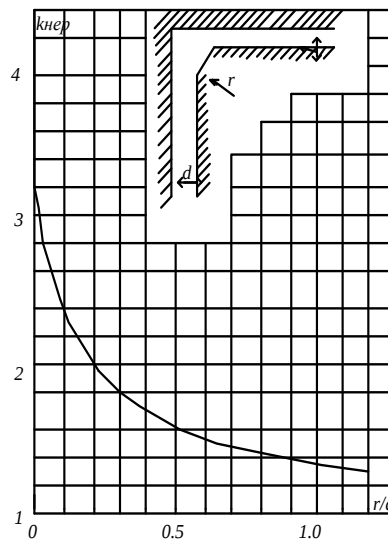


Рисунок 4.4-Залежність коефіцієнта нерівномірності поля в пазу статора $k_n = E_{\text{max}}/E_{\text{cp}}$ від відношення радіусу закруглення міді r до товщини ізоляції d .

Такою умовою є наявність досить високої тангенціальної складової електричного поля $E_t > E_0$, де $E_0 = 2,2 \text{ кВ/мм}$ — пробивна напруженість повітря в слабкому нерівномірному полі. Найбільша напруженість електричного поля виникає на кутах струмопровідних частин. Залежність коефіцієнта нерівномірності $k_n = E_{\max} / E_{\text{ср}}$ поля в пазу статора від відношення радіусу закруглення міді r до товщини ізоляції d приведена на рис. 4.4. Зазвичай r приймається рівним 3–5 мм, що забезпечує в сучасних конструкціях значення k_n , не вище 1,3. Максимальна напруженість на поверхні міді може бути розрахована за формулою:

$$E_{\max} = \frac{U}{d} \sqrt[3]{1,8d/r + 1} \quad (4.59)$$

Особливої небезпеки набуває тангенціальна складова $E_{\max}$ максимальної напруженості.

Зазвичай $E_{i \text{ до}}$ недостатня для пробою в подовжній щілині (між шарами), тобто не перевищує E_0 . Проте, при пробі порожнини між шарами ізоляційних стрічок, розташованої нормально до поверхні струмопровідної частини, може виникнути тангенціальна складова, що приводить до появи розрядів по поверхні. Заряд, який переходить в одиничний розряд, становить величину до 10^{-7} Кл, що майже в два рази перевищує максимально можливий заряд в порожнинах нової мікастрічкової ізоляції. Це пояснюється виникненням розряду в радіальній порожнині, що розвивається далі по щілинах у вигляді ковзних розрядів між шарами ізоляції.

4.6 Особливості виміру характеристик часткових розрядів в ізоляції електричних машин

Для виміру характеристик ч. р. в ізоляції електричних машин можуть бути застосовані ті ж схеми, що і для силових трансформаторів. Застосовуються реєструючі пристрої як з широкосмуговими, так і з вузькосмуговими підсилювачами. Загасання сигналу при віддаленні ч. р., від місця приєднання вимірювального елемента складає від 2 до 10 на частотах 100–500 кГц. На вищих частотах (до 10 МГц) загасання збільшується до 50. Частоти власних коливань

залежать від конструкції машини і лежать в межах 10—100 кГц, проте використання приладу, налаштованого на власну частоту коливань обмотки, може привести до істотних похибок у вимірах характеристик ч.р. в різних машинах унаслідок деякої відмінності по власних частотах.

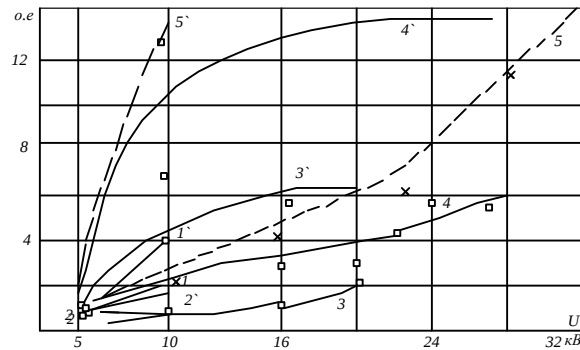


Рисунок 4.11-Залежність імовірних значень максимальних амплітуд імпульсів ч. р. від прикладеної напруги для мікастрічкової ізоляції $U_n = 6$ кВ, після теплового старіння при електричному старінні напруги $U_n = 10$ кВ до механічного старіння (1—5) і після механічного старіння (1"—5") 1 і 1", — до електричного старіння; 2 і 2" — після старіння протягом 40год; 3 і 3" — після старіння протягом 240год; 4 і 4" — після старіння протягом 400год; 5 і 5" — перед пробоем

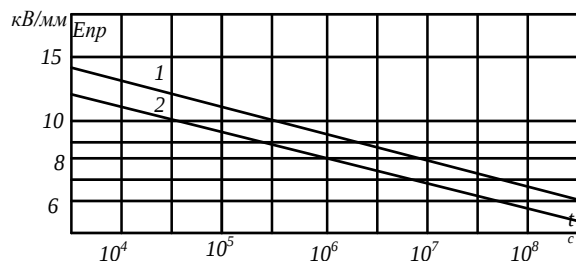


Рисунок 4.12-Залежності пробивної напруженості а також тривалості дії для слюдотерма (1) і мікастрічкової компаундованої ізоляції (2) при вірогідності пробую 50%

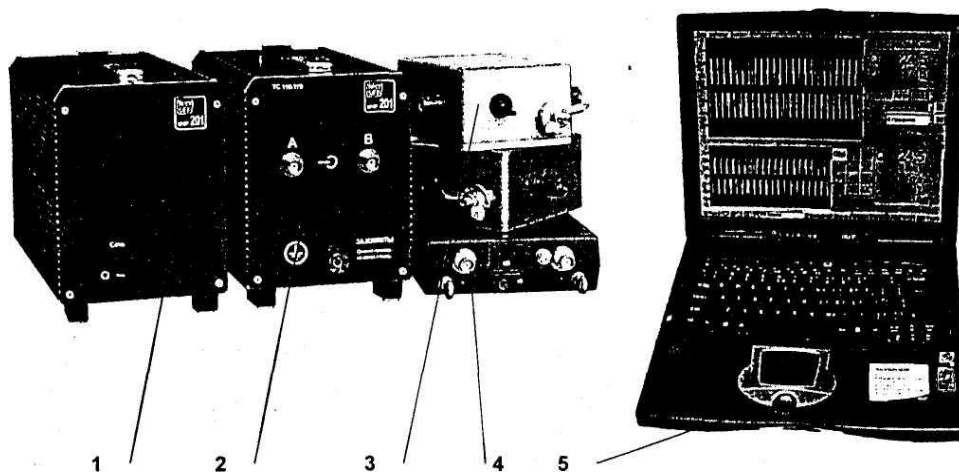


Рисунок 4.13-Комплект приладу-вимірника характеристик ЧР типа ІЧР 201

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях в процесі експлуатації діагностичного комплексу визначення пошкоджень ізоляції електричних машин.

Аналіз потенційних небезпек для електротехнічного оперативного персоналу, який розробляє та реалізує заходи та експлуатує діагностичний комплекс визначення пошкоджень, проведемо за [1, 2]. Отже, під час експлуатації діагностичного комплексу визначення місця пошкоджень у діючих електроустановках необхідно передбачати заходи із запобігання впливу на працівників таких небезпечних і шкідливих виробничих факторів:

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, безпеки в надзвичайних ситуаціях для працівників в цілому та для об'єкта проектування під час його експлуатації.

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Підготовка робочого місця і допуск до виконання робіт з монтажу діагностичного комплексу визначення пошкоджень здійснюється оперативно-ремонтним персоналом електричних станцій і підстанцій [4, 5].

Підготовка робочих місць і допуск можуть провадитись тільки з дозволу оперативних працівників, а на підприємствах, де таких працівників немає – з дозволу особи, яка видала наряд чи розпорядження за узгодженням з особою, відповідальною за електрогосподарство. Забороняється змінювати передбачені нарядом (розпорядженням) заходи по підготовці робочих місць. В разі виникнення сумніву в достатності і правильності заходів з підготовки робочого місця і можливості безпечного виконання роботи, ця підготовка має бути припинена.

Підготовку робочих місць, як правило, виконують два працівники, які мають право на оперативні перемикання в даній електроустановці. Дозволяється виконувати підготовку робочого місця керівнику робіт з одним із членів бригади, якщо вони мають права на оперативні перемикання в даній електроустановці. Підготовку робочого місця може виконувати один працівник, крім встановлення переносних заземлень в електроустановках понад 1000 В і виконання перемикань, що здійснюються на двох і більше приєднаннях в електроустановках понад 1000 В, що не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.

Допускач разом з керівником робіт повинні перевірити виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Якщо керівник робіт суміщає обов'язки допускача, то таку перевірку він виконує з одним із членів бригади, який має групу III.

Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці. Допуск провадиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця. В цьому разі допускач має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;

- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;

- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмопровідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу допускача бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин. Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється. Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами допускача і керівника робіт (наглядача) в таблиці 3 наряду із зазначенням дати і часу. Допуск оформлюється в обох примірниках наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у допускача. Коли керівник робіт суміщає обов'язки допускача, допуск оформлюють в одному примірнику наряду.

Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

- 1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності

струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових — діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски — для захисту голови; захисні окуляри і щитки — для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори — для захисту органів дихання; рукавиці — для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні

канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні [6], де встановлена лінія, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]:

1. Утеплення фасаду будівлі
- 2 Встановлено вентиляцію приміщень

5.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [6].

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 5.2

Таблиця 5.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [7]:

- Робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи.
- Будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями.
- Установки для кондиціонування повітря або механічні вентиляційні установки під час їх роботи не створюють для працівників протягів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 5.3.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [9] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

5.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 5.4

Таблиця 5.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;
- обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Допустимі рівні загальної вібрації на постійних місцях у виробничих приміщеннях наведені в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	<u>1,3</u>	<u>0,45</u>	<u>0,22</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	<u>0,2</u>	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	108	99	93	92	92	92				

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кг/м): Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт); При регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); Маса вантажу, що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 60 000; При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30 000; Статичне навантаження (кг/с): Двома руками (чоловіки) – до 70 000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни.

Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (% за зміну) – до 50; Щільність сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня – більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу та обороноздатності держави. Для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду впливів.

На стійкість роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт можуть вплинути надзвичайні ситуації, які виникають внаслідок техногенних явищ. Зокрема до них належить дія іонізуючого випромінювання. Тривала і безперервна дія радіації на електронну апаратуру при радіоактивному зараженні приводить до необоротної зміни електричних параметрів елементів електронної техніки і виходу її з ладу.

В елементній базі електричної частини ГЕС під дією іонізуючих випромінювань можлива зміна майже всіх електричних і експлуатаційних характеристик, що залежить від протікання процесів іонізації і порушення структури матеріалів. Практика експлуатації таких систем в умовах радіоактивних випромінювань дозволяє зробити висновки про те, що системи миттєво втрачають працездатність при критичних рівнях радіації, або ж в їх елементах можуть початися відновлювані при рівнях значно нижчих від критичних.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт має вплив електромагнітного імпульсу (ЕМІ). Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж. Саме тому є необхідність запобігання впливу цього фактору на електричну частину ГЕС потужністю 240 МВт [38].

ЕМІ небезпечний і за наявності міцних споруд. Сучасний рівень знань про природу і властивості ЕМІ дає можливість розробити захист від нього і впровадити заходи захисту до яких входять схеми та радіоелектронні елементи стійкі до ЕМІ, екранування окремих пристроїв або цілих блоків.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання

- 1) Визначаються елементи, від яких залежить функціонування схеми.
- 2) Визначаються граничні значення експозиційних доз, при яких в елементах можуть виникнути зворотні зміни, але елемент ще буде працювати. Дані заносимо в таблицю 5.4

Таблиця 5.4 – Експозиційні дози елементів обладнання ГЕС

№	Елементи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт		Д _{зв} , (Р)	Д _{доп} , (Р)
1	Вакуумні вимикачі	ВВ/TEL-10-12,5/1000	10 ⁶	10 ³
2	Релейний захист і автоматика	РН-54	10 ⁵	
3	Блок генерації і сист. регулювання	САРТ	10 ⁴	
4	Система управління	АСУ ТП ГЕС	10 ³	
5	Диференційний захист п/ст та РП	РТ-80/1	10 ⁴	
6	Головний щит керування	ГЩК	10 ⁴	

За критерій стійкості приймається $D_{\text{доп}}$ – мінімальне значення дози радіоактивного опромінення для всіх елементів.

Після визначення елементів, які можуть вийти з ладу та їх аналізу можна сказати, що в даному випадку найбільш уразливий елемент електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт – вимірювальний трансформатор ($D_{\text{зв}}=10^3 \text{ Р}$).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.3)$$

де P_1 – рівень радіації ($P_1=6,04 \text{ Р/год}$); $K_{\text{осл}}$ – коефіцієнт послаблення ($K_{\text{осл.}}=1$); t_n – час початку опромінення, 1 год; t_k – максимальна тривалість роботи, 10 років.

$$D_M = \frac{2 \cdot 6,04 \cdot (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3563,27 \text{ (Р)}$$

Так як $D_{\text{доп}} < D_M$, то електрична мережа не є безпечною в роботі. Тому доцільно розробити комплекс заходів для підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт з від дії іонізуючого випромінювання. Для цього достатньо застосувати пасивний протирадіаційний екран для критичних елементів ГЕС з коефіцієнтом послаблення 2.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки :

$$K_{\delta(\theta, \epsilon)} = 20 \cdot \lg\left(\frac{U_{\text{дон}}}{U_{(\theta, \epsilon)}}\right) \geq 40 \text{ (дБ)}, \quad (5.4)$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 \text{ (В)}$$

де n – допустиме коливання напруги (10%).

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \times E_{\text{вмакс}} = 12,88 \text{ (В/м)}$$

Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

Для блоку живлення:

$$U_{\text{в}} = E_{\Gamma} \times l_{\text{в}} = 12,88 \times 1,9 = 24,472 \text{ (В)},$$

$$U_{\Gamma} = E_{\text{в}} \times l_{\Gamma} = 12,88 \times 2,13 = 27,434 \text{ (В)},$$

$$K_{\text{бв}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,88}{24,472}\right) = 14,32 \text{ (дБ)}$$

$$K_{\text{бг}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,88}{27,434}\right) = 8,37 \text{ (дБ)}$$

Для всіх інших блоків розрахунків проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 5.5

Таблиця 5.5 – Дані розрахунку по різних блокам електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт

№	Елемент електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт	l_{Γ} , (м)	$l_{\text{в}}$, (м)	$K_{\text{бв}}$, (дБ)	$K_{\text{бг}}$, (дБ)	Стан блоку
1	Вакуумні вимикачі	2,13	1,9	14,32	8,37	не стійкий
2	Релейний захист і автоматика	0,12	0,36	18,22	8,68	не стійкий
3	Система регулювання САРТ	1,2	0,95	17,8	25,9	не стійкий
4	АСУ ТП ГЕС	0,41	1,3	7,6	24,74	не стійкий
5	Диференційний захист п/ст та РП	0,24	0,42	12,2	7,33	не стійкий
6	Струмовий захист	0,36	0,63	8,67	3,8	не стійкий

Так як $K_{б(в,г)} < 40 \text{ дБ}$, то апаратура буде не стійка в роботі і тому є потреба проводити екранування.

5.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Оскільки $(D_m = 2812 \text{ Р}) < (D_{доп} = 1000 \text{ Р})$, то елементи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в вітроенергетичній системі будуть працювати стійко і не виникатимуть збої, які викликанні дією іонізуючого випромінювання [39,40].

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40 \text{ (дБ)}$, то апаратура буде не стійка в роботі, а тому необхідне екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для вакуумного вимикача. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 5.2

$$A_{\text{екр}} = K_{\text{бмакс}} - K_{\text{бмін}} = 40 - 8,37 = 31,63 \text{ (дБ)},$$

$$t = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{31,63}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,05 \text{ (см)},$$

де $k=5,2$ (для сталі), $f=15000$ (Гц).

Для підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок не менше 0,03 (см), на входах і виходах пульта управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Таблиця 5.6 – Дані розрахунку захисних екранів по різних блокам

№	Елементи обладнання ГЕС	$A_{\text{екр}}$, (дБ)	t , (см)
1	Вакуумні вимикачі	29,77	0,05
2	Релейний захист і автоматика	31,32	0,049
3	Система регулювання САРТ	22,2	0,035
4	АСУ ТП ГЕС	32,4	0,051
5	Диференційний захист п/ст та РП	32,67	0,051
6	Струмовий захист	36,2	0,057

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту апаратури електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт [38,39,40]. Серед яких можливо виділити:

1. Повне укриття обладнання металевим екраном;
2. Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних;
3. Металоокисні варистори і високошвидкісні зенеровські діоди;
4. Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами;
5. Екрани і захисні пристрої;
6. Захист кабелів тощо.

З'єднувальні кабелі за захистом прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві короби, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами.

Надійність підвищується, якщо кабель розгалужується і підводиться до кількох шаф з роздільними трансформаторами. І тут ізольовані ділянки мережі мають великий опір ізоляції і малу ємність проводів щодо землі. Також доцільно застосовувати фільтри від високочастотних перешкод.

Основні функції захисного розрядника – розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається.

Встановлюється на входи і виходи апаратури. Також для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які являють собою різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму у колі. Вони забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

Повні витрати на спорудження ГЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 6.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 «Об'єкти основного виробничого призначення», виходячи з питомих капіталовкладень [26].

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в таблиці 6.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma} / N_{вст.} \quad (6.1)$$

$$k_{num} = \frac{1712880000}{90000} = 19032 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 6.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	74250000	2,0	2970000	48	71280000	148500000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	15000	72,5	2691562500	27	1002375000	0,5	18562500	371250000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і облсл. призначення	2,0	80	59400000	20	14850000	-	-	74250000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	33412500	10	3712500	-	-	37125000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	176343750	5,0	9281250	-	-	185625000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	35268750	5	1856250	-	-	37125000
7	Упорядкування території	1,0	100	37125000	-	-	-	-	37125000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	445500000	10	55687500	10	55687500	556875000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	371250000	371250000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	18562500	185625000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	3712500	37125000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	371250000	371250000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	334125000	334125000
	Всього			3552862500		1090732500		1244430000	5888025000

6.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

6.2.1 Амортизація основних фондів

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 беруть з таблиці 6.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (ОФ1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (ОФ2) 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 (ОФ3) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (6.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (3552862500 - 176343750) = 2025911250 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (6.3)$$

$$ОФ_2 = 185625000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини}; \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (3552862500 - 176343750) + (1090732500 - 9281250) + 1244430000 = \\ &= 3676488750 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 6.2.

Таблиця 6.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	2025911250	7%	141813787,5
ОФ2	185625000	28%	51975000
ОФ3	3676488750	20%	735297750
Разом	5888025000		929086537,5

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (6.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$\begin{aligned} I_a &= 2025911250 \cdot 0,07 + 185625000 \cdot 0,28 + 3676488750 \cdot 0,20 = \\ &= 929086537,5 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (6.6)$$

де $k_{ум}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–

виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{ум}$ для ГЕС дорівнює 0,52.

$$P = 0,52 \cdot 247,5 = 129 \text{ чол.}$$

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 таке співвідношення:

Робітники	85%
ІТР	12%
Службовці	2,2%
МОП	0,8%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	110 чол.
ІТР	15 чол.
Службовці	3 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	9200
ІТР	14000
Службовці	10000
МОП	7200

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підп-

приємству визначається по формулі:

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (6.7)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 110 \cdot 9200 = 12110880$ грн.;

ІТР $S_{zn} = 12 \cdot 15 \cdot 14000 = 2520000$ грн.;

Службовці $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 10000 = 120000$ грн.;

МОП $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 7200 = 86400$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	110	12110880
ІТР	15	2520000
службовці	3	360000
МОП	1	86400

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 6.5 за формулою:

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 180 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot K_K \cdot K_B, \quad (6.8)$$

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

K_K – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$K_B = 1,375$ – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду заробітної

плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд соціального страхування тощо).

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (12110880 + 86400) + 1,80 \cdot (2520000 + 360000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 23421214,74 \text{ грн.}$$

6.2.3 Інші витрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} \\ I_{in} = \frac{(929086537,5 + 23421214,74) \cdot 40}{100} = 381003100,9 \text{ грн.}, \quad (6.9)$$

де I_n – частка інших витрат, %, що визначається з [29].

6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (6.10)$$

$$I = 929086537,5 + 23421214,74 + 381003100,9 = 1333510853,14 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{I \cdot 100}{E_{відп.} \cdot 1000}, \quad (6.11)$$

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

$$C = \frac{1333510853,14 \cdot 100}{1209960,8 \cdot 1000} = 110,21 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт· год
Амортизація	929086537,50	69,67%	76,79
Заробітна плата	23421214,74	1,76%	1,94
Інші затрати	381003100,90	28,57%	31,49
Разом	1333510853,14	100%	110,21

6.3 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 6.6.

Таблиця 6.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	240
Річний виробіток електроенергії	МВт· год	1225889,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	5888025
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	110,21

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{У};$$

$$K_{обс} = \frac{240}{129} \approx 1,92 \quad \text{МВт/чол.}$$

Таким чином у даному розділі були пораховані економічні показники проекрованої ГЕС потужністю 240 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 110,21$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального питання дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС та дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин.

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

1. Розроблено техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Показано, що використання та проектування ГЕС є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування енергетики.
2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 240 МВт, яка має зв'язок з системою на напрузі 220 кВ.
3. Обрано схему власних потреб електростанції.
4. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано грозозахист та заземлення ВРУ 220 кВ.

Виявлені найнебезпечніші місця в ізоляції статорних обмоток електричних машин – місця виходу обмотки із пазової частини в лобову.

Установлено, що в слабких місцях ізоляції імовірно розшарування і тріщини, в яких виникають самостійні електричні розряди – корона, ковзні розряди по поверхні, часткові розряди.

Проаналізовані особливості розвитку часткових розрядів і особливості вимірювання характеристик часткових розрядів, що дозволяє своєчасну діагностику ізоляції.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
4. Андронік О. І. Дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин [Електронний ресурс] / Н. В. Собчук, О. І. Андронік// Матеріали Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024) – Електрон. текст. дані. – 2024. – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21693>.
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність» URL: <https://ips.ligazakon.net/document/NT1513>
6. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії / Техн. електродинаміка. 2022. № 4. С. 42-47.
7. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.
8. 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>
9. 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.

10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
11. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
12. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
13. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко – КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/48629>
14. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
15. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
16. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с.
17. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
18. Дослідження методів діагностування ізоляції електричних машин
19. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.
20. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила
21. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з

дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

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

23. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.

24. 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. 120 с.

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

26. 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.

27. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

28. 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.

29. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 240 МВт з дослідженням методів діагностування ізоляції електричних машин

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи

_____ (підпис)

Андронік О. І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Собчук Н.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 ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 240
МВт з ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЇ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН**

08-21.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

Собчук Н.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-22мз

Андронік О. І.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини електростанцій та підвищення ефективності функціонування гідроелектростанцій в енергосистемі України за рахунок проектування та спорудження електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт та дослідження питання монтажу силових трансформаторів;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

- технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 240 МВт з трьома гідроагрегатами типу ВГС 1260/147-68 одиничною потужністю 82,5 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 120 км,

потужність віддається систему на напрузі 220 кВ, в місцевий район – 110 кВ.

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування ГЕС, 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 ГЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.01.23	20.01.23	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	21.01.23	05.02.23	розділ 1 ПЗ
3	Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок	06.02.23	12.02.23	розділ 2
4	Дослідженням методів діагностування ізоляції електричних машин	13.02.23	25.03.23	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	26.03.23	05.04.23	розділ 4
6	Економічна частина	06.04.23	12.04.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	13.04.23	21.04.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.04.23	27.04.23	плакати, презентація

9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР			Відгук опонента
11	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт, а також одержання результатів дослідження питань монтажу трансформаторів, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

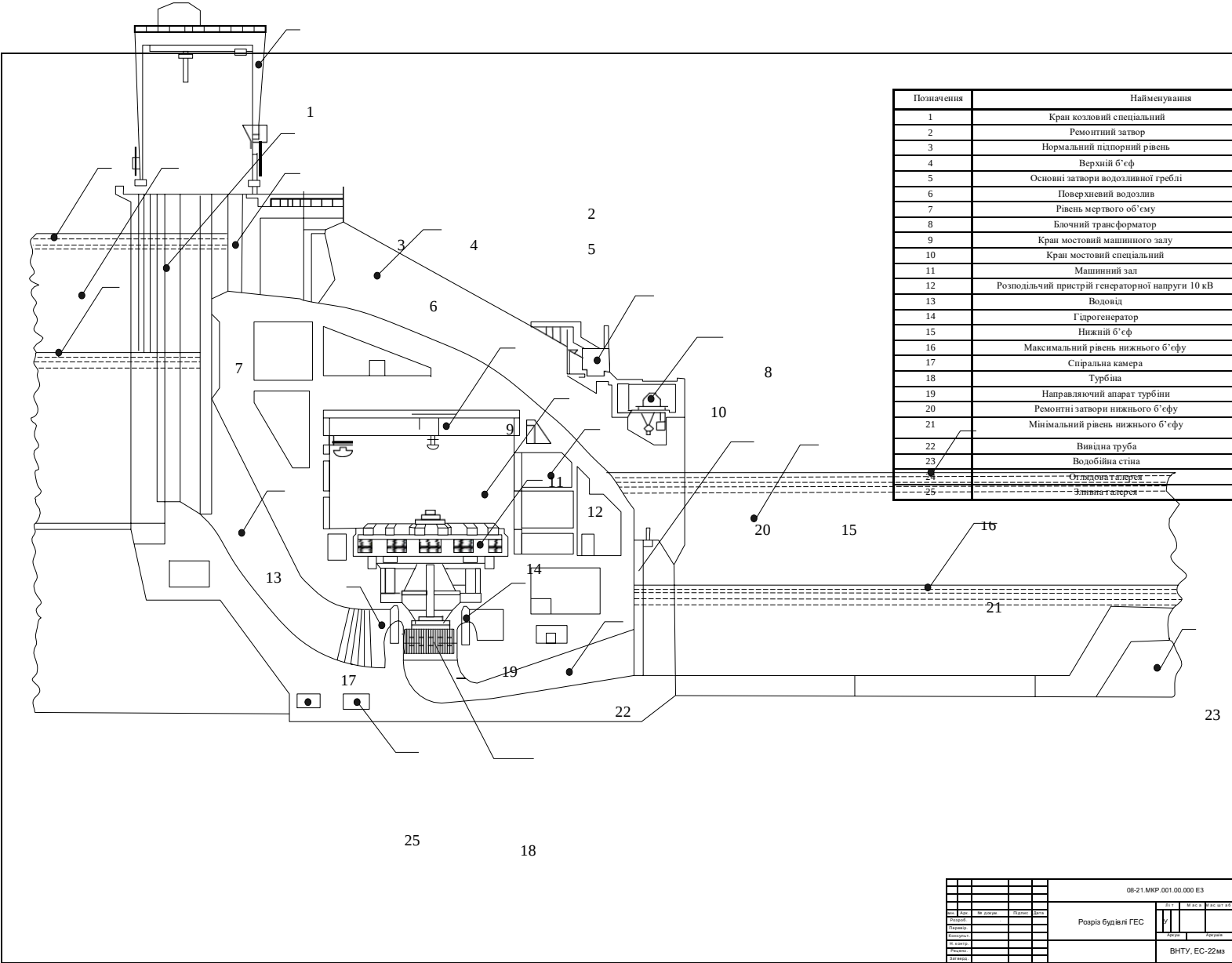
Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

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

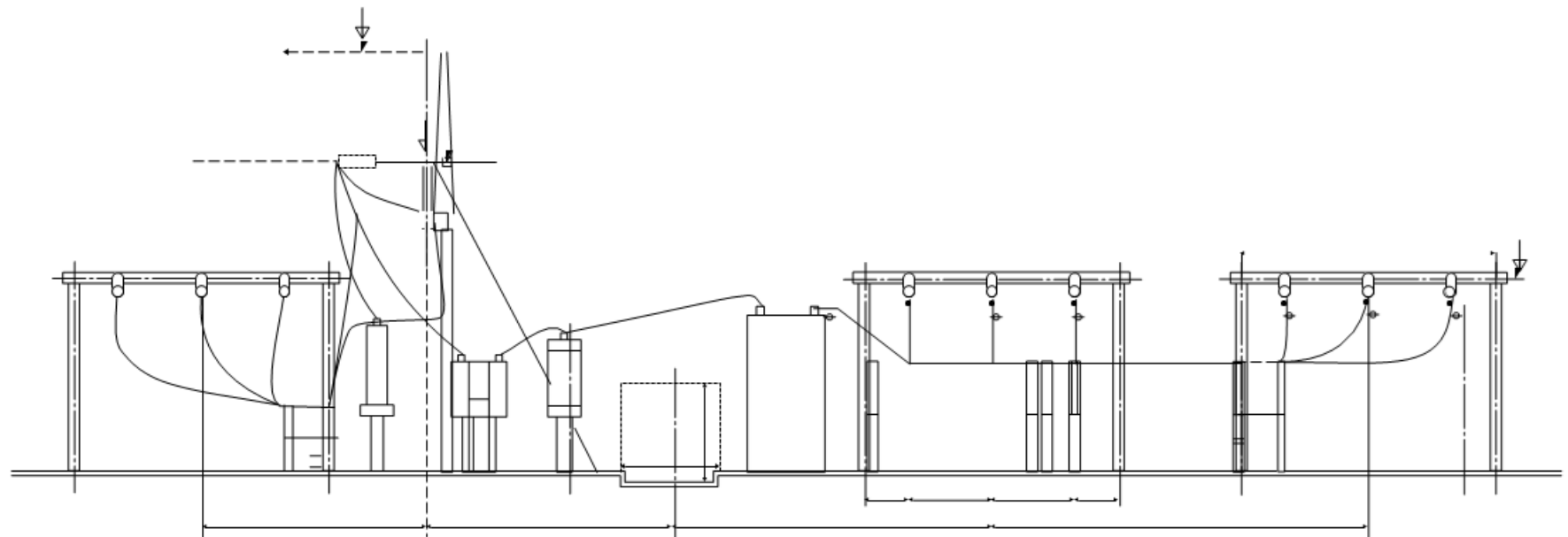
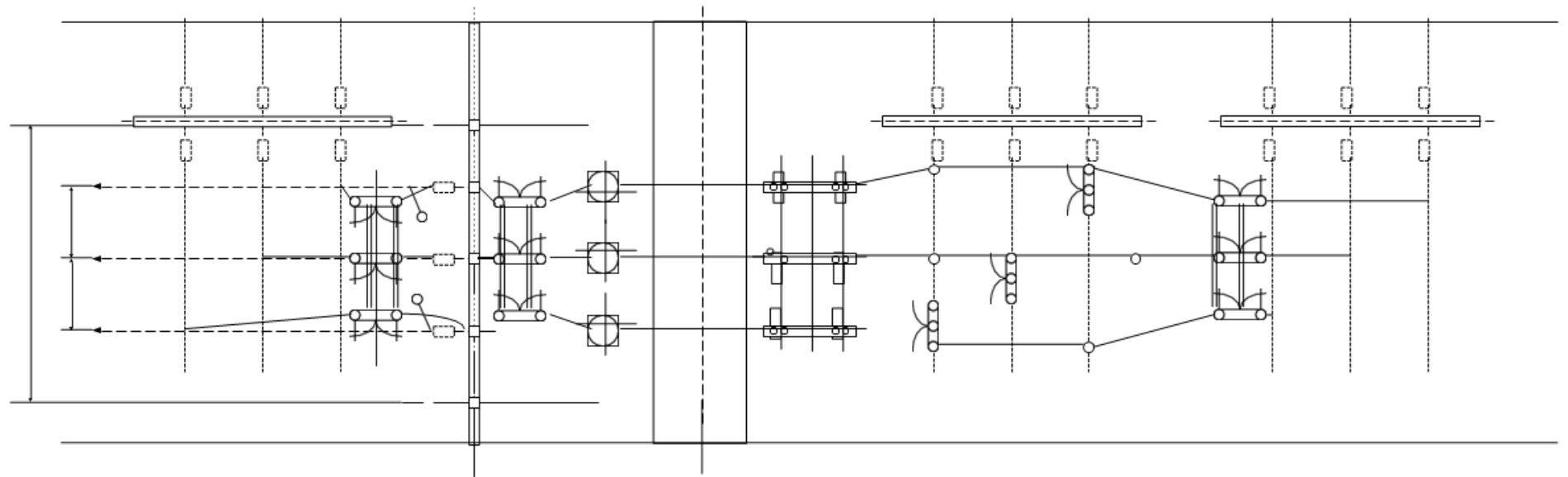
Відсутні.

ДОДАТОК В

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ СТАНЦІЇ



РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-220 КВ

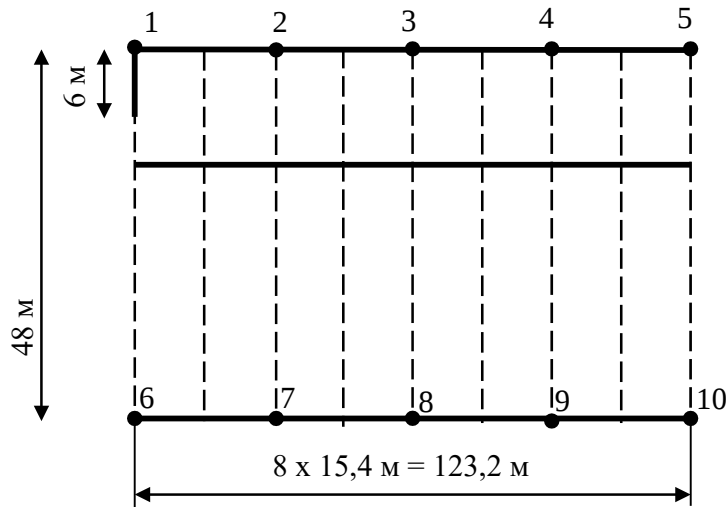


РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-220 кВ

- висота блискавковідводу: $h = 30$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 17$ м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

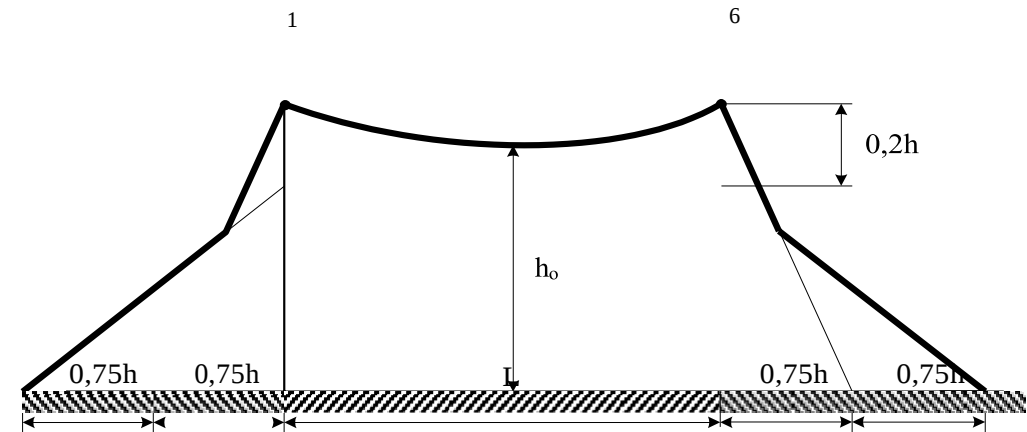
Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	30,8	28,69	22,33	13,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	48	26,86	16,82	13,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	57	25,6	13,04	13,125



План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

30,8 м

Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ



Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (140 \times 60) = 8400 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

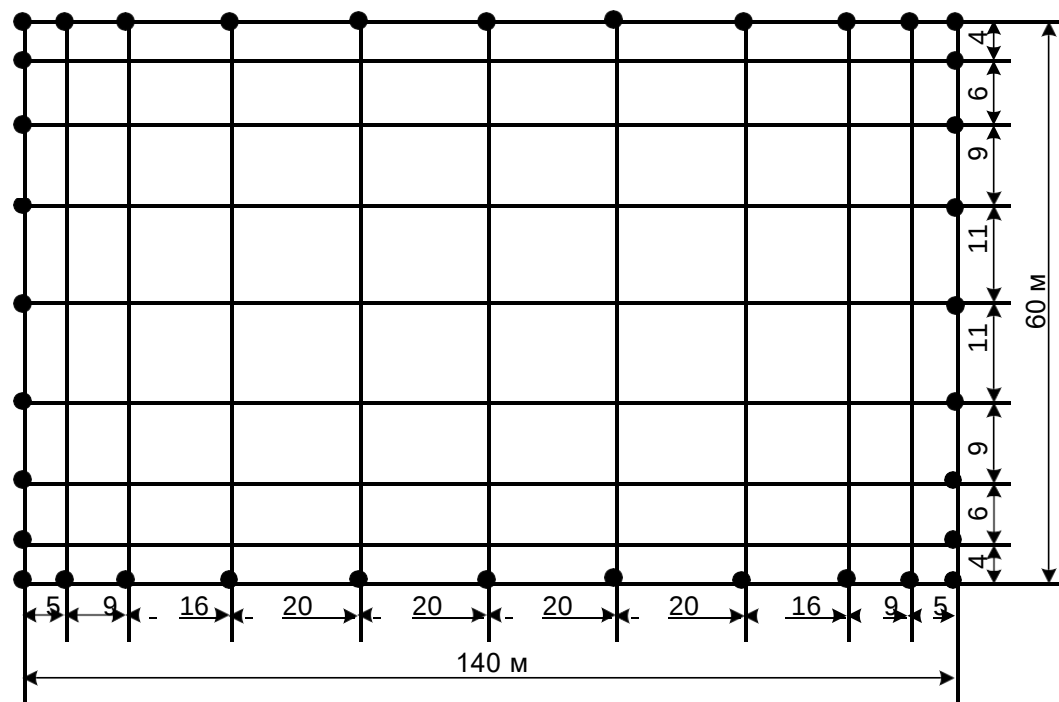
$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.;

вологість нормальна; кліматична зона – III.

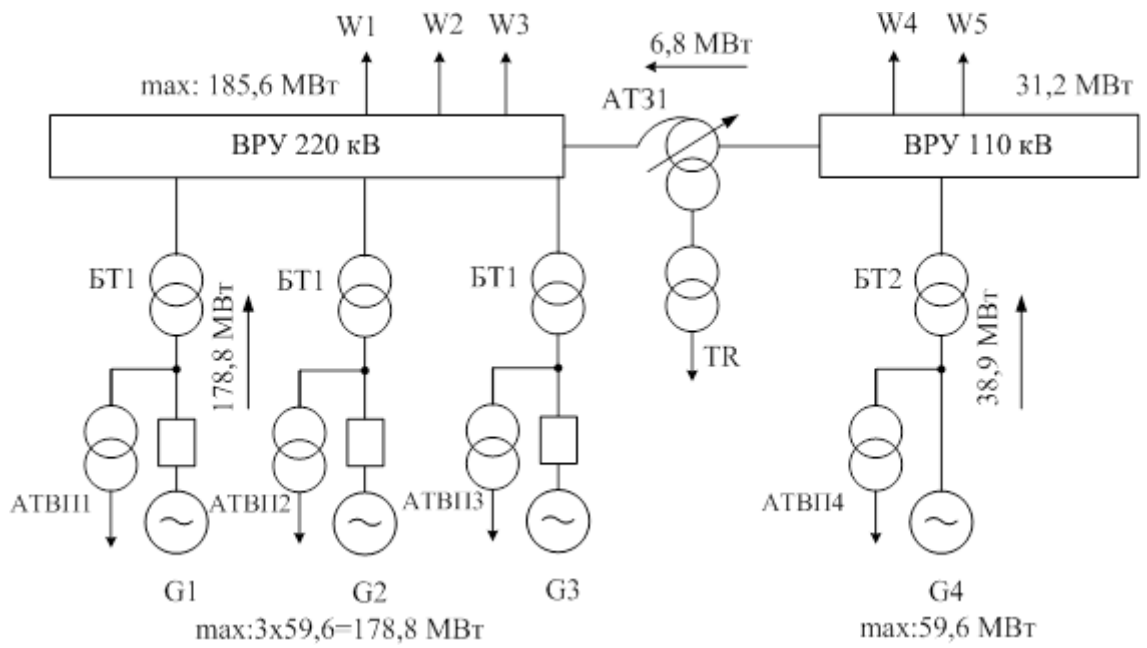
- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 36 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 3 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стрижнів діаметром 20 мм .

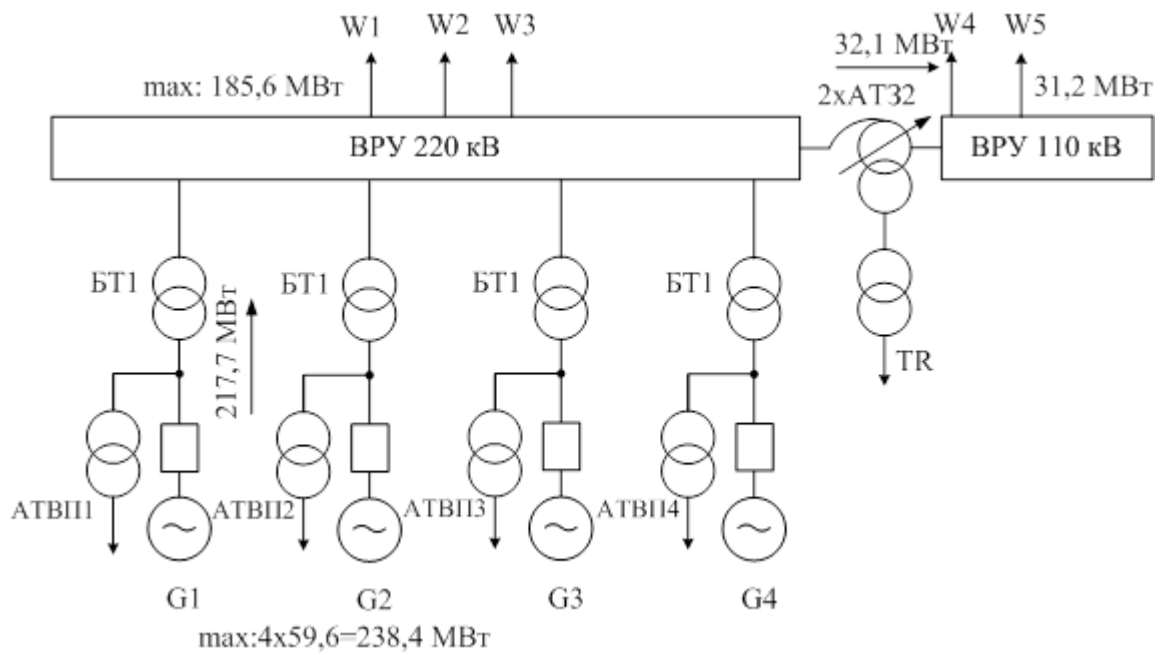


План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

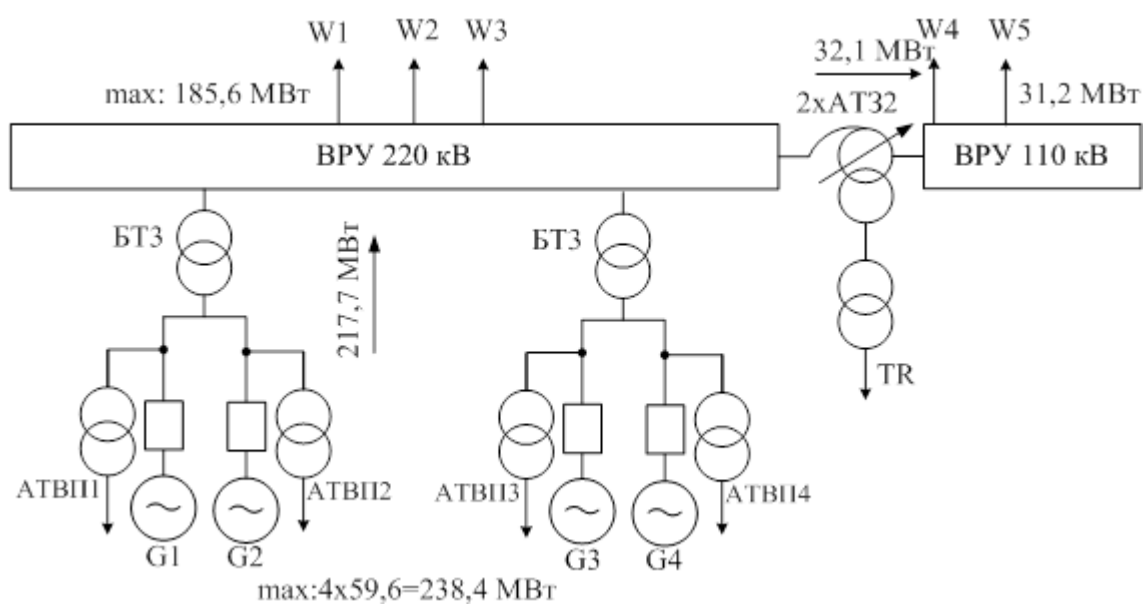
Варіанти структурних схем ГЕС



a)



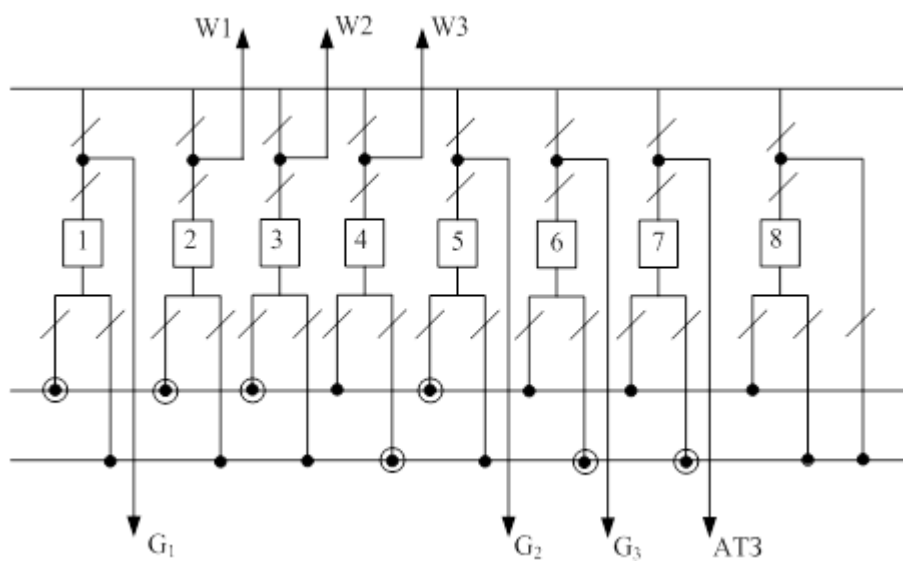
б)



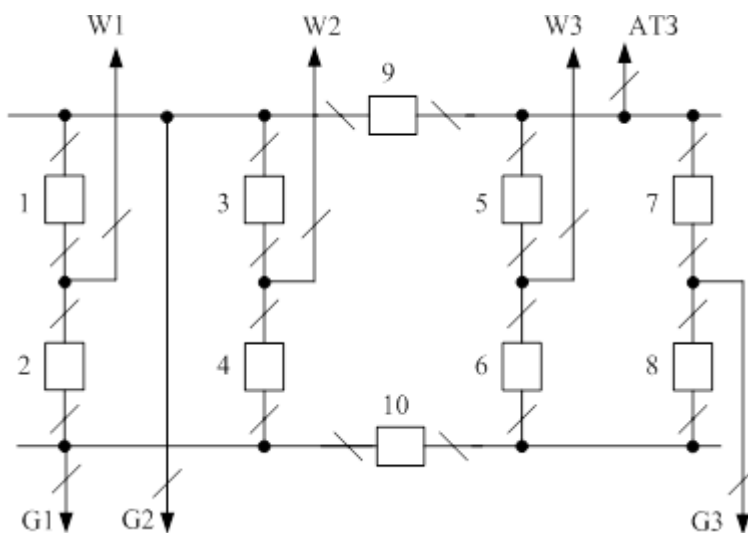
в)

Рисунок В.1 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Варіанти схеми електричних з'єднань ВРУ-220 кВ



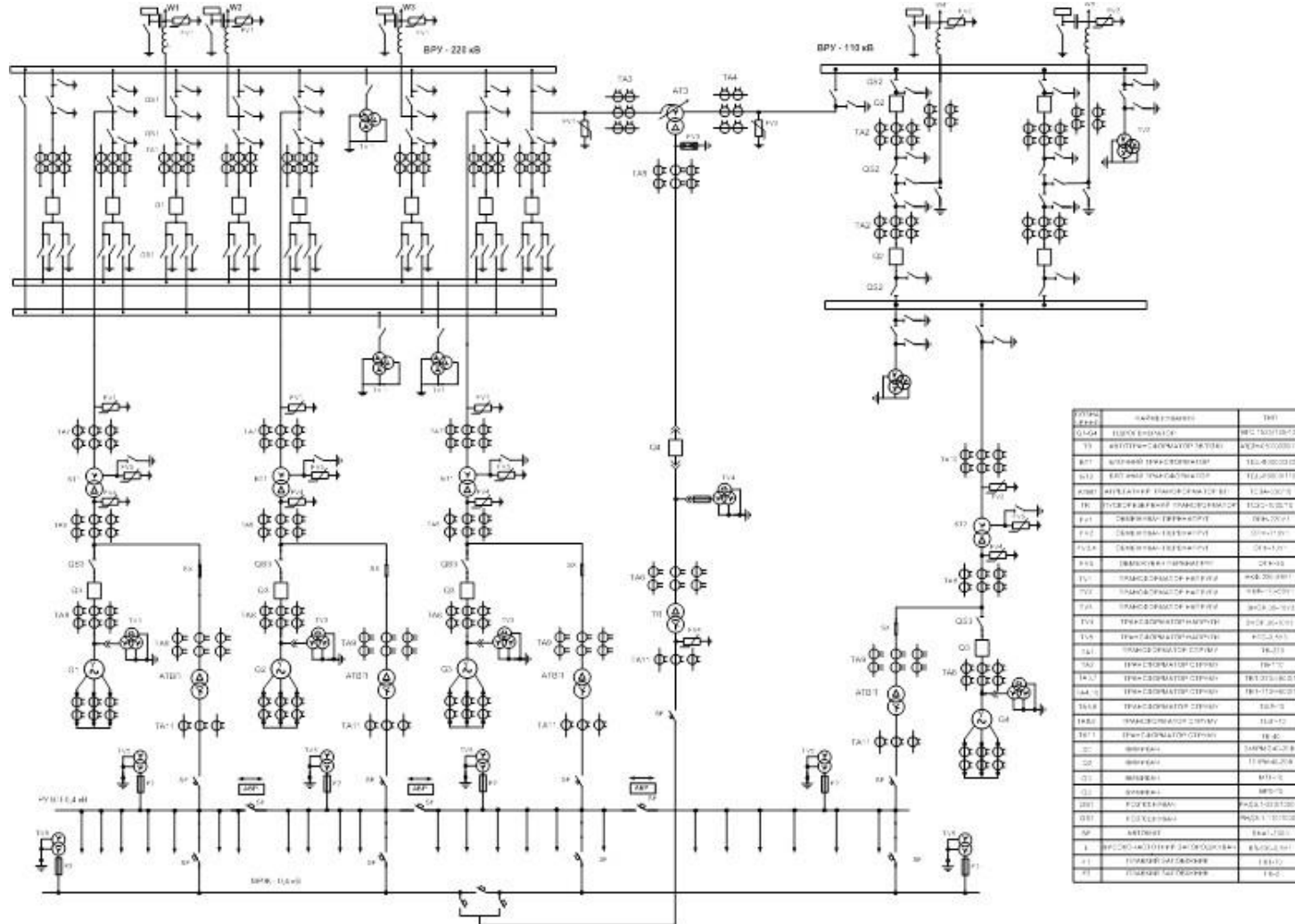
а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”



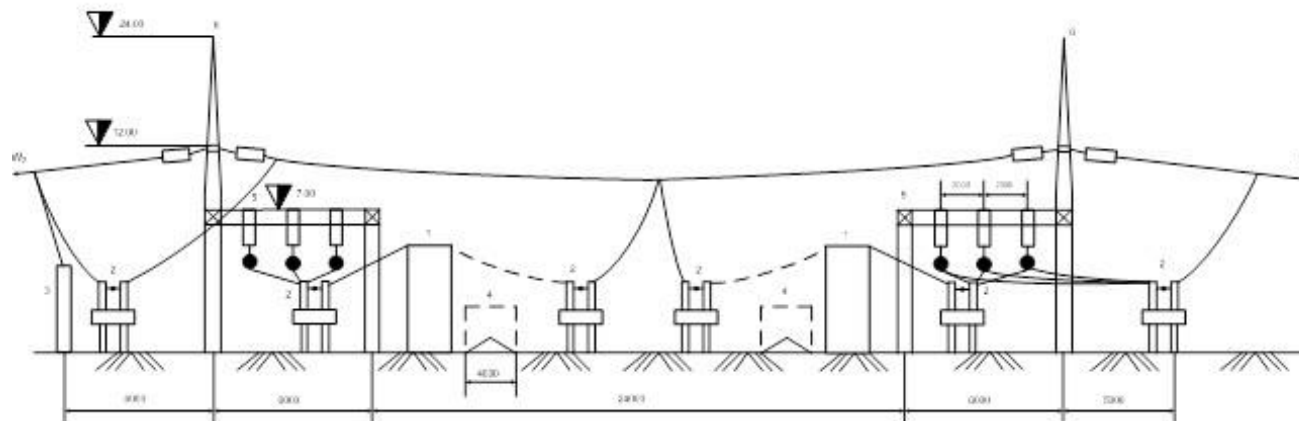
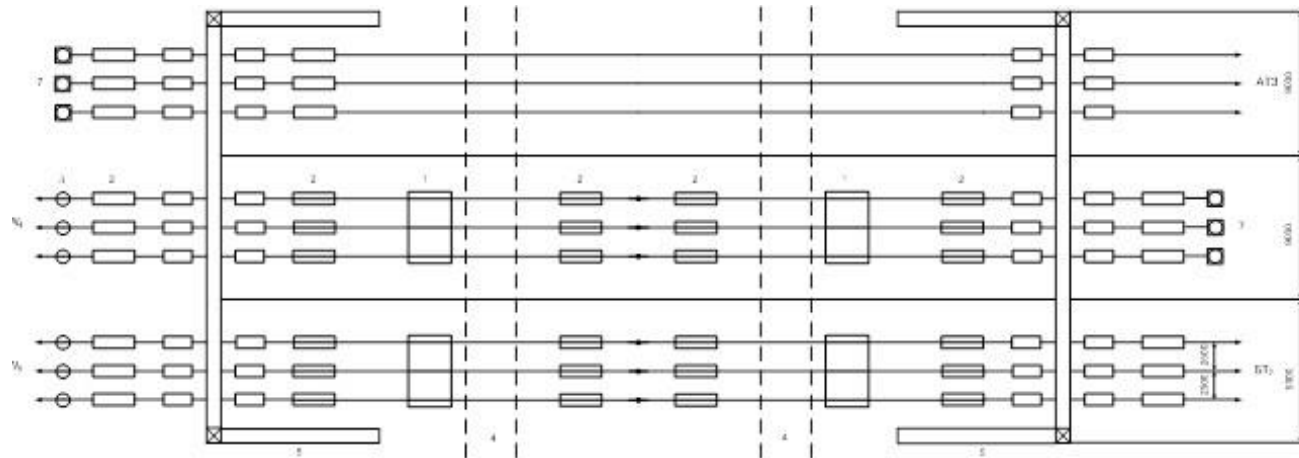
б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок В.2 – Варіанти схем ВРУ-220 кВ

Схема електричних з'єднань головна



Поперечний розріз ВРУ-110 кВ



№п/п	Назва елементу	
1	Підстанція	1/21
2	Розподільник	1/221
3	Система захисту	ОП
4	Дорога	-
5	Поріг	-
6	Болтовий з'єднання	-
7	Тр. кабель	1-100

Поперечний розріз ВРУ-220 кВ

