

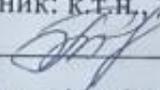
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом
задач експлуатації трансформаторів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку навчання, спеціальності)

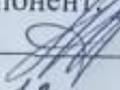

Олійник Ю. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Тептя В. В.
(прізвище та ініціали)

«10» листопада 2025 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕСС ЕЕМ


Куркіна М. В.
(прізвище та ініціали)

«12» листопада 2025 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

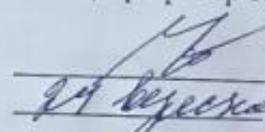

д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

«12» листопада 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 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.

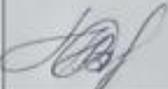

24 вересня 2025 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Олійнику Юрію Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом задач експлуатації трансформаторів»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: тип генераторів ВГС 1260/147-68; номінальна напруга генератора 13,8 кВ відстань до енергосистеми 150 км; вид промисловості району – хімія; максимальна потужність, що віддається в систему 160 МВт; номінальна потужність системи 12500 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; максимальне навантаження місцевого району 110 МВт; номінальна напруга мережі району 110 кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок 3. Експлуатація силових трансформаторів. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вибір структурних схем ГЕС. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз комірки ВРУ-220 кВ. 4. Поперечний розріз головної будівлі станції. 5. Схема установки постійного струму. 6. Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ. 7. План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ. 8. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання _____ 25 вересня 2025 року

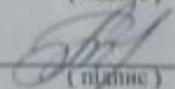
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	25.09.25	26.09.25	вик.
2	Електротехнічна частина	27.09.25	10.10.25	вик.
3	Вибір струмоведучих частин та обладнання роз- подільних установок	11.10.25	18.10.25	вик.
4	Аналіз задач експлуатації трансформаторів	19.10.25	28.10.25	вик.
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.25	05.11.25	вик.
6	Економічна частина	06.11.25	12.11.25	вик.
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.25	20.11.25	вик.
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.25	26.11.25	вик.
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.25	01.12.25	вик.
10	Рецензування МКР	01.12.25	04.12.25	вик.
11	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

Ю. О. Олійник

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Олійник Юрій Олександрович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом задач експлуатації трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2025. 97 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 30 назв; рис.: 14; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, обрано гідрогенератори. Обрані структурна схема станції, схеми з'єднань відкритих розподільних установок (ВРУ) 220 та 110 кВ і схема власних потреб станції. Проведено вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї. Виконано розрахунок заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ-220 кВ. Розглянуто задачі персоналу під час експлуатації силових трансформаторів. Запропоновано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок ГЕС.

Ключові слова: гідроелектрична станція, трансформатор, експлуатація, розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій

ABSTRACT

Yuriy Oliynyk, «Electrical part of a 330 MW hydroelectric power plant with an analysis of transformer operation tasks». Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 97 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 30 titles; Fig.: 14; table 29.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 247,5 MW was designed. In the electrical engineering part, the calculation of electrical load schedules was performed, and hydro generators were selected. The structure diagram of the station, the connection diagrams of open switchgears (OS) 220 and 110 kV and the diagram of the station's own needs were selected. A selection of switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery was made. Calculation of grounding device and lightning protection of OS-220 kV was performed. The tasks of personnel during the operation of power transformers were considered. Measures to ensure the reliable and safe operation of HPP electrical installations were proposed.

Keywords: hydroelectric power plant, transformer, operation, installation, switchgear, own needs, grounding device

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	9
1.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	9
1.2 Вибір гідрогенераторів.....	13
1.3 Вибір структурної схеми станції.....	13
1.4 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ	20
1.5 Вибір схеми власних потреб станції.....	29
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	39
1.8 Розрахунок струмів КЗ в колі РУВП-0,4 кВ, вибір вимикачів та оши- новки.....	41
2 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПО- ДІЛЬНИХ УСТАНОВОК	48
2.1 Вибір комутаційних апаратів.....	48
2.2 Вибір струмоведушних частин	49
2.3 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	55
2.4 Вибір акумуляторної батареї	58
2.5 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджу- вачів	61
3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	62
3.1 Задачі експлуатації.....	62
3.2 Транспортування та зберігання трансформаторів.....	62
3.3 Діагностика трансформаторів.....	64
3.4 Експлуатація силових трансформаторів.....	68
3.4.1 Організація обслуговування	68
3.4.2 Оперативне обслуговування	69

3.4.3 Технічне обслуговування	70
3.5 Випробування трансформаторів на стійкість при раптовому короткому замиканні	70
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	75
4.1 Задачі розділу. Аналіз умов робіт, пов'язаних з експлуатацією трансформаторів на ГЕС потужністю 330 МВт	75
4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень під час проведення електромонтажних робіт на ГЕС потужністю 330 МВт	76
4.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ	78
4.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ	81
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	84
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС	84
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	85
5.2.1 Амортизація основних фондів	86
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	87
5.2.3 Інші витрати	90
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	90
5.3 Аналіз отриманих результатів	91
ВИСНОВКИ	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	94
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	98
Додаток Б. Технічне завдання МКР	99
Додаток В. Ілюстративна частина	103

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;
- ГЕС – гідравлічна електрична станція;
- ГТВП – головний трансформатор власних потреб
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- КРУ – комплектна розподільна установка;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ОЕС – об'єднана енергетична система
- РЗА – релейний захист і автоматика;
- РПН – регулювання під навантаженням;
- РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
- РУ – розподільна установка;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму;

ВСТУП

Актуальність теми. Гідроенергетика є одним із ключових елементів сучасного енергетичного комплексу, оскільки забезпечує виробництво екологічно чистої електроенергії, сприяє гнучкості енергосистеми та підвищує її надійність. Для України, яка перебуває в умовах воєнного стану, розвиток гідроенергетичного сектору набуває особливого значення через потребу у стабільному балансуванні енергосистеми, швидкому відновленні потужностей після атак та забезпеченні енергетичної безпеки [1-3].

Гідроелектростанції належать до найбільш ефективних засобів виробництва електроенергії. Їхня суттєва перевага полягає у тому, що собівартість електроенергії, виробленої на ГЕС, у декілька разів нижча порівняно з тепловими електростанціями. Крім того, для експлуатації ГЕС та ГАЕС необхідна значно менша кількість обслуговуючого персоналу, ніж для атомних електростанцій. Серед усіх традиційних видів генерації саме гідроелектростанції характеризуються найвищим коефіцієнтом корисної дії – понад 80 % [3].

В умовах війни українська енергосистема стикається з безпрецедентними викликами. Масовані ракетні та дроніві удари призводять до пошкодження об'єктів енергетичної інфраструктури, включно з підстанціями, лініями електропередачі та генераційними потужностями. Гідроелектростанції, попри свою стратегічність, також перебувають у зоні ризику. Їхня руйнація може спричинити не лише втрату генерувальних потужностей, а й значні техногенні наслідки. Тому питання їх захисту, модернізації та підвищення стійкості є вкрай актуальним.

Гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль у вирівнюванні добового графіка навантажень. Завдяки високій маневровості вони здатні оперативно реагувати на зміни попиту на електроенергію, покриваючи пікові навантаження та забезпечуючи підтримку частоти в енергосистемі. На відміну від теплових або атомних електростанцій, ГЕС можуть запускатися та зупинятися протягом короткого часу, що робить їх незамінними в умовах нестабільного

попиту та нестачі маневрових резервів [5, 6].

Гідроенергетика відіграє ключову роль у стабілізації режимів роботи енергосистеми, забезпечуючи можливість ефективного покриття пікових навантажень та регулювання частоти. Завдяки здатності акумулювати надлишкову електроенергію та використовувати її під час дефіциту, гідрогенерація належить до найбільш екологічно сталих джерел енергії. Висока маневровість робить ГЕС незамінними у процесі підтримання резервів потужності та здійснення оперативного регулювання активної потужності [7].

Одним із ключових аспектів розвитку гідроенергетики в Україні є збільшення ролі гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС), які забезпечують зберігання надлишкової електроенергії та її використання у періоди пікового навантаження. Це особливо важливо в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії, генерація яких є нестабільною та потребує ефективних засобів балансування. Розвиток ГАЕС дозволяє зменшити навантаження на традиційні види генерації та підвищує гнучкість енергосистеми [8].

Подальший розвиток гідроенергетики є важливим як із позиції забезпечення стабільного електропостачання, так і з точки зору зменшення залежності від менш прогнозованих джерел генерації. Технологічна модернізація та активізація інвестицій у галузь створюють передумови для підвищення надійності та збалансованості енергетичного сектору.

Водночас існують певні обмеження щодо використання гідроелектростанцій. Їх розміщення значною мірою визначається природними умовами, а виробництво електроенергії має сезонний характер. Будівництво ГЕС на рівнинних річках України супроводжується необхідністю затоплення значних територій, що зумовлює матеріальні та екологічні втрати. На даний момент гідроенергетика становить близько 9% установленної потужності та лише 4% річного виробництва електроенергії [7, 8].

Забезпечення стабільної роботи ОЕС України в умовах обмежених маневрових потужностей є одним з ключових викликів сучасної енергетики. ГЕС та ГАЕС здатні суттєво покращити ситуацію, проте їх наявних потужностей не-

достатньо для повного покриття потреб системи. Тому пріоритетом є подальший розвиток гідро- та гідроакумуючих технологій, які можуть стати основою формування резервів потужності та підвищення гнучкості енергосистеми.

Відповідно до положень енергетичної стратегії України, реконструкція та модернізація існуючих ГЕС, а також будівництво нових гідро- та гідроакумуючих електростанцій сприятимуть оптимізації структури генерації та збільшенню частки економічно ефективних маневрових потужностей. Тому проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 330 МВт є актуальним і важливим завданням на сьогодні.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності забезпечення надійності енергосистеми України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 330 МВт та підвищення рівня теоретичних знань під час проектування електростанції.

Відповідно до зазначеної мети в роботі поставлені такі **основні завдання**:

- аналіз методів проектування та розрахунку електричної частини ГЕС;
- проектування головної електричної схеми з'єднань гідроелектричної станції потужністю 330 МВт та схеми живлення споживачів власних потреб ГЕС;
- вибір вимикачів та роз'єднувачів, струмопровідних частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ;
- аналіз завдань та робіт, які виконує персонал під час експлуатації силових трансформаторів;
- розробка заходів з охрони праці персоналу станції під час виконання монтажних робіт на ВРУ та дослідження стійкості роботи електричної частини станції в умовах дії електромагнітних імпульсів;
- визначення основних техніко-економічних показників гідроелектричної станції потужністю 330 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідро-

електростанцій.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених завдань використовуються методи математичного моделювання. Під час проектування електричної схеми з'єднань гідроелектростанції використовуються елементи теорії надійності.

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [9], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на VI Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)» (м. Вінниця, 2025) [9].

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи ГЕС задаються графіками електричних навантажень району та системи. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень приймають такі відносні значення постійних та змінних витрат [10]:

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

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

Постійні втрати підраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p \max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{c \max} \end{aligned} \right\}, \quad (1.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 110 = 1,1 \text{ МВт};$$

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

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2pt} = \frac{P'_{2*} \cdot P_{pt}^2}{P_{p.max}}; \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{2ct} = \frac{P''_{2*} \cdot P_{ct}^2}{P_{pc.max}}; \quad (1.3)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{101,2^2}{110} = 5,59 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{152^2}{160} = 20,22 \text{ МВт.}$$

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

$$P_{p\text{вид.}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (1.4)$$

$$P_{c\text{вид.}t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (1.5)$$

$$P_{p\text{вид.}1} = 101,2 + 1,1 + 5,59 = 107,89 \text{ МВт};$$

$$P_{c\text{вид.}1} = 152 + 3,2 + 20,22 = 175,42 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{\text{вид.}t} = P_{p.\text{вид.}t} + P_{c.\text{вид.}t} \quad (1.6)$$

$$P_{\text{вид.}1} = 107,89 + 175,42 = 283,3 \text{ МВт.}$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{\text{вид.}max}}{100}, \quad (1.7)$$

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

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

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

$$P_{ВП.1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{283,3}{330} \right) \cdot \frac{1 \cdot 303,3}{100} = 2,78 \text{ МВт.}$$

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{ВП.t} \quad (1.8)$$

$$P_{вир.1} = 283,3 + 2,78 = 286,08 \text{ МВт.}$$

За наведеним алгоритмом розраховується добові графіки електричних навантажень для всіх часових інтервалів повноводного і маловодного сезону. Дані наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (повноводного сезону / маловодного сезону)

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-4	4-8	8-10	10-15	15-17	17-19	19-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	92	97	100	93	100	93	90	93
	Маловод	87	92	95	88	95	88	85	88
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	101,2	106,7	110	102,3	110	102,3	99	102,3
	Маловод	95,7	101,2	104,5	96,8	104,5	96,8	93,5	96,8
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	Маловод	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	5,59	6,21	6,60	5,71	6,60	5,71	5,35	5,71
	Маловод	5,00	5,59	5,96	5,11	5,96	5,11	4,77	5,11
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	107,89	114,01	117,70	109,11	117,70	109,11	105,45	109,11
	Маловод	101,80	107,89	111,56	103,01	111,56	103,01	99,37	103,01
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	95	100	100	100	100	100	100	95
	Маловод	20	40	40	40	40	40	35	30
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	152	160	160	160	160	160	160	152
	Маловод	32	64	64	64	64	64	56	48
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	3,2	3,2	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	3,2	3,2
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	20,22	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	22,40	20,22
	Маловод	0,90	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	2,74	2,02
Потужність, що віддається в систему	Повновод	175,42	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	175,42
	Маловод	36,10	70,78	70,78	70,78	70,78	70,78	61,94	53,22
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	283,30	299,61	303,30	294,71	303,30	294,71	291,05	284,52
	Маловод	137,89	178,67	182,34	173,80	182,34	173,80	161,31	156,23
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	2,78	2,87	2,89	2,84	2,89	2,84	2,82	2,78
	Маловод	1,97	2,20	2,22	2,17	2,22	2,17	2,10	2,07
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	286,08	302,48	306,19	297,55	306,19	297,55	293,86	287,31
	Маловод	139,87	180,87	184,56	175,97	184,56	175,97	163,42	158,30

Примітки:

- а) тривалість багатоводного сезону – 90 діб;
- б) тривалість маловодного сезону – 275 діб.

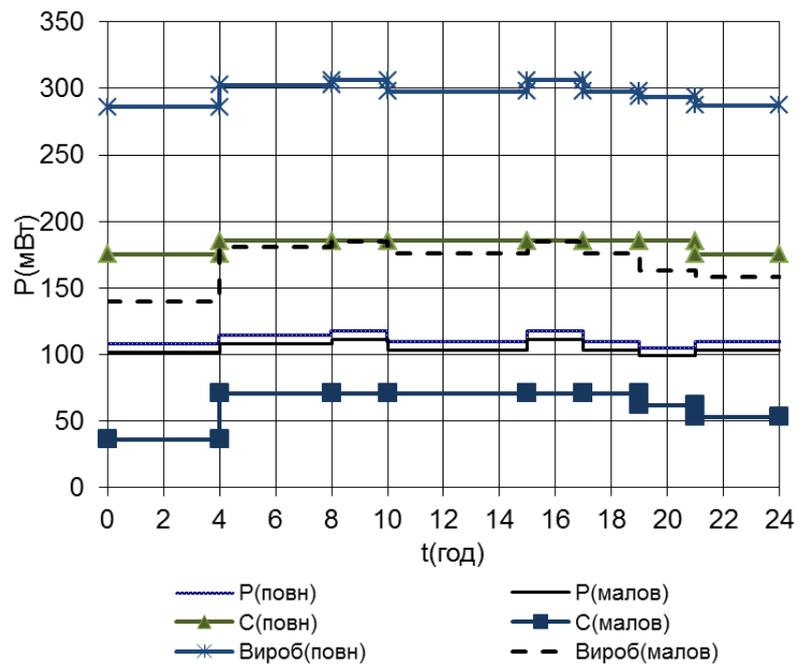
За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження ($P_{р.вид.t}, P_{с.вид.t}, P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.p.}$) (рис. 1.1).

Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження наведено

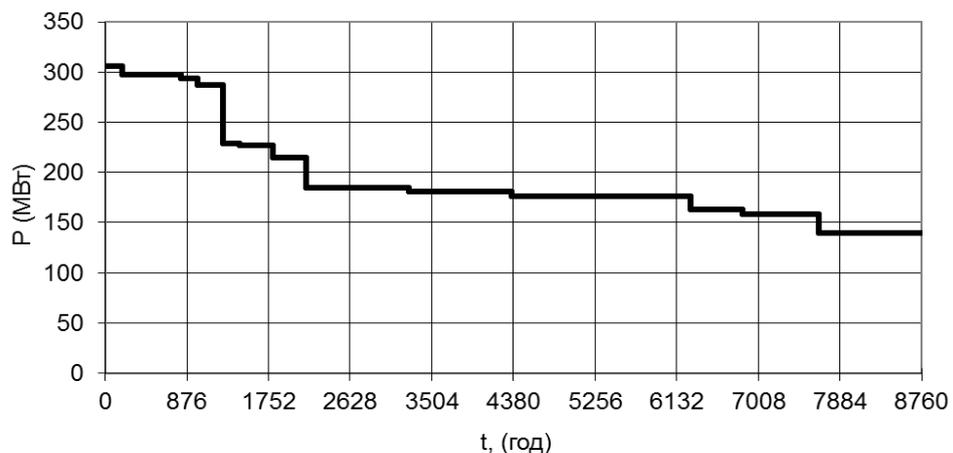
в табл. 1.2. Визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (табл. 1.3).

Таблиця 1.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

P, МВт	306,19	297,55	297,55	293,86	287,31	228,75	226,73	214,41
t, год	180	450	180	180	270	180	360	360
t _Σ , год	180	630	810	990	1260	1440	1800	2160
P, МВт	184,56	184,56	180,87	175,97	175,97	163,42	158,3	139,87
t, год	550	550	1100	1375	550	550	825	1100
t _Σ , год	2710	3260	4360	5735	6285	6835	7660	8760



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік тривалості навантаження ГЕС

Рисунок 1.1– Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 1.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	306,19
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1688057,14
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	330
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	192,70
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,63
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_e = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,58
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	5513,18
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5115,32
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,08
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПР}_i} \cdot t_i$	21753,7
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	1666303,4
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	3995,0

1.2 Вибір гідрогенераторів

Основне обладнання намагаються обирати однотипним, оскільки при цьому покращуються умови експлуатації та ремонту обладнання. До основного енергетичного обладнання належать гідрогенератори. Згідно завдання обираємо гідрогенератори типу ВГС 1260/147-68 [10]. Основні параметри гідрогенератора наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Технічні параметри гідрогенератора

Тип гідрогенератора	ВГС 1260/147-68
$S_{Г.ном}$, МВА	97
$P_{Г.ном}$, МВт	82,5
$U_{Г.ном}$, кВ	13,8
$I_{Г.ном}$, А	4058
$\cos \varphi_{ном}$	0,85
η , %	97,5
$n_{ном}$, об/хв	88,2
ВКЗ	1,47
$I_{фном}$, А	1435
$U_{фном}$, В	355
K_f , об/хв	2,2
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,21
x'_{d*}	0,28
x_{d*}	0,76

1.3 Вибір структурної схеми станції

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

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (1.9)$$

де P'_{\max} – максимальне (найбільше) навантаження району або системи з урахуванням втрат, МВт.

$P_{ГР}$ – пропускна здатність ЛЕП, МВт.

$$n_{лен220} = \frac{185,6}{150} + 1 = 2,2 \approx 3 \text{ лінії};$$

$$n_{лен110} = \frac{117,7}{50} + 1 = 3,4 \approx 4 \text{ лінії.}$$

На підставі порівняння двох варіантів обираємо структурну схему станції (рисунок 1.2).

Розрахуємо потужності силових трансформаторів на ГЕС. Номінальні параметри обраних трансформаторів наведено в табл. 1.5.

Розрахункова потужність агрегатних трансформаторів власних потреб [12]:

$$S_{ATВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (1.10)$$

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

K_n – коефіцієнт попиту навантаження;

n – кількість електричних генераторів на АТВП, шт;

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

$$S_{ATВП.розр} = \frac{1}{100} \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 82,5 = 0,66 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [12]:

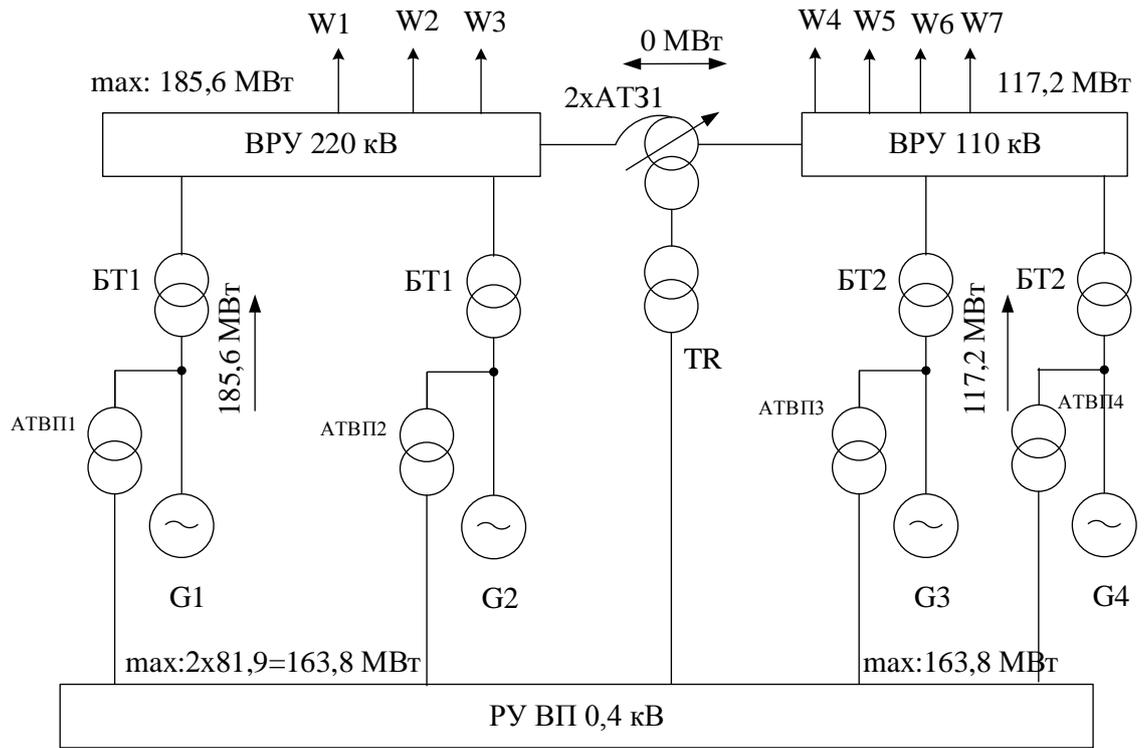
$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ATВП.розр}; \quad (1.11)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,66 = 1,05 \text{ МВА.}$$

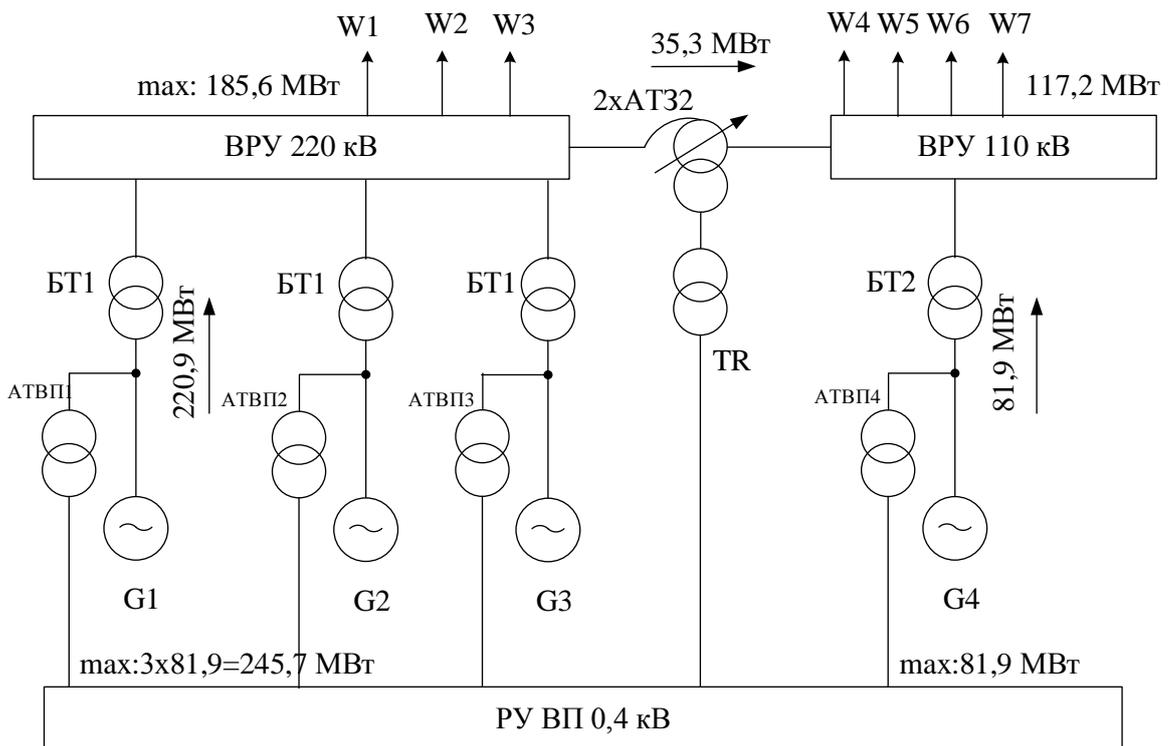
Потужність блочних трансформаторів:

$$S_{BT.розр} \geq S_{номG} - S_{ТВП}; \quad (1.12)$$

$$S_{BT.розр} = 97 - 0,66 = 96,34 \text{ МВА.}$$



a)



б)

Рисунок 1.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Вибір трансформаторів зв'язку.

Вибір потужності трансформаторів зв'язку (ТЗ) виконується на основі

аналізу перетоків потужностей між розподільними установками в різних режимах.

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{T3\max} = S_{Г.вст} - S_{В.П\max} - S_{р.\max}; \quad (1.13)$$

$$S_{T3\max1} = 2(97 - 0,66) - 117,7 / 0,85 = 54,2 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\max2} = 1(97 - 0,66) - 117,7 / 0,85 = -42,1 \text{ МВА},$$

де $S_{ном G}$ – номінальна потужність генераторів, включених на шини місцевого району;

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням;

$S_{р.\max}$ – максимальна потужність, що передається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

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

$$S_{T3\min} = S_{Г.вст} - S_{В.П\max} - S_{р.\min}; \quad (1.14)$$

$$S_{T3\min1} = 2(97 - 0,66) - 99,37 / 0,85 = 75,77 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\min2} = 97 - 0,66 - 99,37 / 0,85 = -20,6 \text{ МВА},$$

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

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

$$S_{T3\text{ авар}} = S_{Г.вст-1} - S_{ВП\max} - S_{р.\max}; \quad (1.15)$$

$$S_{T3ав1} = 1(97 - 0,66) - 117,7 / 0,85 = -42,1 \text{ МВА};$$

$$S_{T3a62} = 0(97 - 0,66) - 117,7 / 0,85 = -138,47 \text{ МВА.}$$

$$S'_{max1} = 54,2 / 1,4 = 14,86 \text{ МВА};$$

$$S'_{min1} = 75,77 / 1,4 = 54,12 \text{ МВА};$$

$$S'_{a61} = S'_{a62} = 42,1 / 2 = 21,1 \text{ МВА};$$

$$S'_{max2} = 42,1 / 1,4 = 53,95 \text{ МВА};$$

$$S'_{min2} = 20,6 / 1,4 = 14,7 \text{ МВА};$$

$$S'_{a62} = 138,47 / 2 = 69,2 \text{ МВА.}$$

По більшому з цих значень виконується вибір потужності трансформатора зв'язку. Всі параметри трансформаторів наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри трансформаторів

Позна- на- чення	Тип	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	U_k %	ΔP_x кВт	ΔP_{k3} кВт	I_x , %
БТ1	ТДЦ-125000/220	125	$\frac{242}{13,8}$	11	120	380	0,45
БТ2	ТДЦ-125000/110	125	$\frac{121}{13,8}$	10,5	120	400	0,55
АТЗ1	АТДЦТН-63000/220/110	63	$\frac{230}{121}$ 11	BC-11 BH-35 CH-22	37	200	0,45
АТЗ2	АТДЦТН-125000/220/110	125	$\frac{230}{121}$ 10,5	BC-11 BH-45 CH-28	65	315	0,4
АТВП	ТМ-1000/35	1,0	13,8/0,4	6,5	2,0	12,2	1,4
TR	ТМ-1600/10	1,6	10/0,4	5,5	3,3	16,5	1,3

Приведені витрати визначаємо за виразом [10, 14]:

$$Z = p_n \cdot K + U; \quad (1.16)$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (1.17)$$

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{т.ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.18)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $p_n = 0,12$;
 K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;
 U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;
 a – відрахування на амортизацію та обслуговування, %;
 $B = 32$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

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

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Розрахунок капіталовкладень наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, I вар./II вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	2/3	9200	9200	18400
БТ-2	2/1	7200	7200	14400
АТЗ1	2/0	7000	7000	14000
АТЗ2	0/2	10200	10200	0
Вимикачі:				
- 220 кВ	9/10	6200	6200	55800
- 110 кВ	10/9	2600	2600	26000
Сума			128600	140600

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

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

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= 2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 380 \cdot \left(\frac{185,6 / 0,85}{125} \right)^2 \cdot 3995 + \\ &+ 2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{117,2 / 0,85}{125} \right)^2 \cdot 3995 + \\ &+ 2 \cdot 37 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 200 \cdot \left(\frac{0}{63} \right)^2 \cdot 3995 = 8141373,71 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} &= 3 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 380 \cdot \left(\frac{185,6 / 0,85}{125} \right)^2 \cdot 3995 + \\ &+ 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{117,2 / 0,85}{125} \right)^2 \cdot 3995 + \\ &+ 2 \cdot 65 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 315 \cdot \left(\frac{35,3 / 0,85}{125} \right)^2 \cdot 3995 = 8901507,5 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,084 \cdot 88200 + 0,094 \cdot 40400 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 8141373,71 = 13811,64 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,084 \cdot 110000 + 0,094 \cdot 30600 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 8901507,5 = 14964,88 \text{ (тис.грн)}.$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 128600 + 13811,64 = 29243,64 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 140600 + 14964,88 = 31836,88 \text{ (тис.грн)}.$$

$\Delta Z = 8,5\% > 5\%$, отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції як економічніший.

1.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ

Для ВРУ-110 кВ обираємо схему дві робочі системи збірних шин з обхі-

дною (рис. 1.3), а для ВРУ-220 кВ намічаємо два варіанти:

- а) схема «дві робочі та обхідна системи збірних шин»;
- б) схема «два зв'язаних багатокутника» (рис. 1.4).

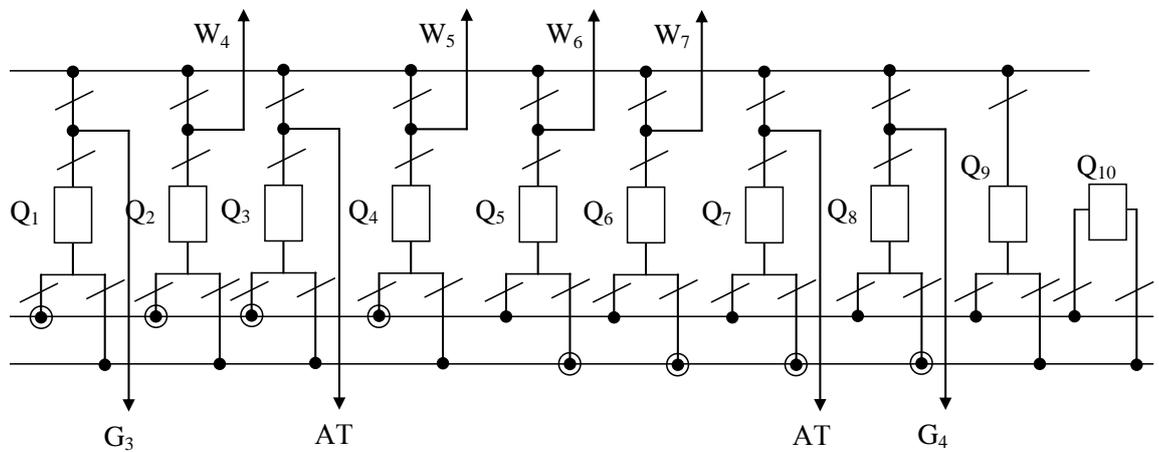


Рисунок 1.3 – Схема ВРУ-110 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (1.19)$$

де $p_n = 0,15$;

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

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (1.20)$$

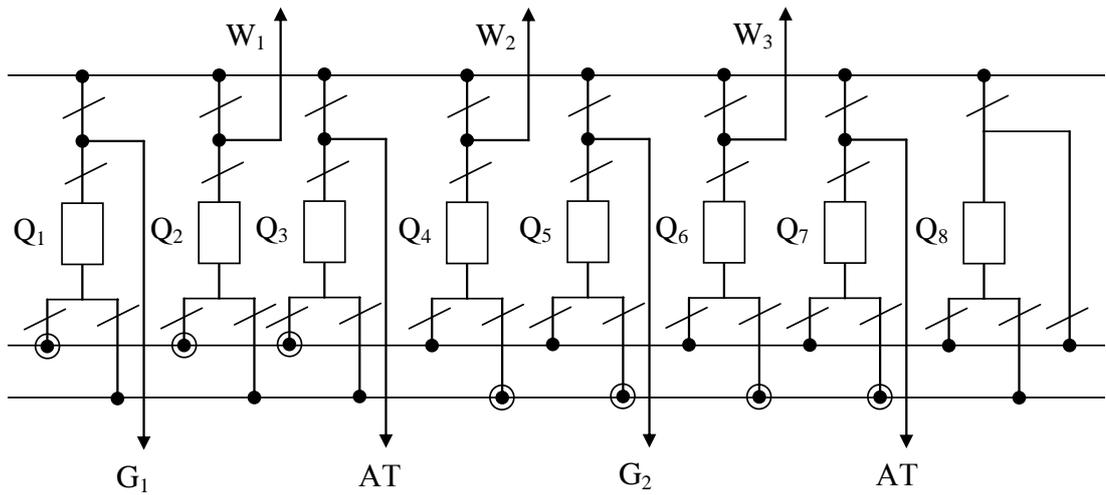
де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

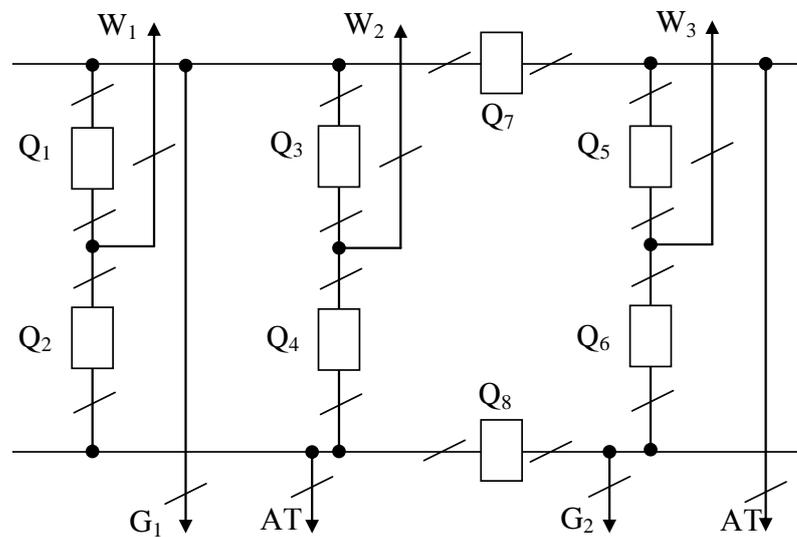
$$U = a \cdot K / 100; \quad (1.21)$$

де $a = 8,4 \%$.

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



а) схема «дві системи збірних шин з обхідною»



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 1.4 – Варіанти схем ВРУ-220 кВ

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [10]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (1.22)$$

де $y_0 = 24$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p).

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [10]. Показники надійності для вимикачів ВРУ-220 кВ та для розрахунку математичного очікування збитку за методом Таривердієва наведені відповідно у таблицях 1.7, 1.8.

Таблиця 1.7 – Показники надійності елегазових вимикачів 220 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
	ω_1	ω_2			
220	0,0125	0,005	100	0,2	160

Таблиця 1.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-220 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	8	8
Вартість комірочки, тис.грн	C_k	6200	6200
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,012	0,012
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,0036530	0,0036530
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9707763	0,9707763
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{ВМ} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п})$	69	69
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0072808	0,0072808
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0116493	0,0116493
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000274	0,0000274
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000438	0,0000438

За розрахунковими параметрами таблиці 1.8 побудуємо таблиці відмов в нормальному та аварійному режимах роботи для схем I та II варіантів – відповідно, таблиці 1.9, 1.10.

Визначаємо очікуваний математичний збиток:

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 [10]:

$$M(Z)_D = \left(K_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right) \cdot y_0, \quad (1.23)$$

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.

$$\begin{aligned} M(Z)_I &= 24 \cdot [0,0072808 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 57,1) + 0,0116493 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 57,1) + \\ &+ 0,0000274 \cdot (28 \cdot 1 \cdot 57,1 + 14 \cdot 69 \cdot 57,1) + 0,0000438 \cdot (29 \cdot 1 \cdot 64,6 + 3 \cdot 69 \cdot 57,1)] = \\ &= 139,3 \text{ (тис грн.)}; \end{aligned}$$

$$M(Z)_{1D} = 24 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 185,6 \cdot (4 \cdot 0,0075 + 4 \cdot 0,012)] = 34,74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(Z)_{1\Sigma} = 139,3 + 34,74 = 174,04 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$\begin{aligned} M(Z)_{II} &= 24 \cdot [0,0072808 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 57,1) + 0,0116493 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 57,1 + 2 \cdot 1 \cdot 35,6) + \\ &+ 0,0000274 \cdot (14 \cdot 1 \cdot 57,1 + 1 \cdot 69 \cdot 57,1) + 0,0000438 \cdot (24 \cdot 1 \cdot 57,1 + 1 \cdot 69 \cdot 57,1)] = \\ &= 96,43 \text{ (тис грн.)}. \end{aligned}$$

За даними попередніх таблиць побудуємо таблиці-вибірки для варіантів схем I та II (див. таблиця 1.11) з урахуванням втрат потужності через відмови вимикачів.

Таблиця 1.9 – Розрахунок надійності ВРУ-220 кВ (I 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 ₁ Г	0,0075	W,G,AT-T ₀	–	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}						
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}					
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}				
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,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}
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}				
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}					
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 1.10 – Розрахунок надійності 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_1 _Л	0,011	W,G-T ₀	–	W, G-T ₀ W-T _{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 _{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 _{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 _{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

Продовження таблиці 1.10

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 1.11 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт	Час про- стою, $T_0/T_{вп}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
W+G+AT	57,1	1	4	3	28	29
G 2W+G+AT		69	–	–	14	3
ІІ варіант						
G W, G G, AT W, G, AT G,AT+ D(2W, AT)+ D(W, G) G,AT+D(W, AT)+ D(2W, G) W,G+D(W,AT)+D(W,G,AT)	57,1	1	2	3	14	24
		69	–	–	1	1
2W, AT	35,6	1	–	2	–	–
		69	–	–	–	–

Отже було визначено приведені затрати для обох варіантів схем. Розрахунки для вибору оптимального варіанту наведено в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	I	II
Капітальні витрати	49600	49600
Щорічні витрати	4166,4	4166,4
Очікуваний збиток	174,04	96,43
Приведені затрати	11780,44	11702,83

$\Delta Z = 0,85 \% < 5\%$. Варіанти є рівно економічними, тому приймаємо перший варіант схеми – схему «дві системи шин з обхідною» – як типовий для такого класу напруги і зручніший в експлуатації.

1.5 Вибір схеми власних потреб станції станції

Кожен гідроагрегат має агрегатний трансформатор власних потреб (АТВП), від якого отримують живлення споживачі власних потреб 0,4 кВ. До шин розподільної установки ВП-0,4 кВ приєднуємо два резервних трансформатори власних потреб (РТВП), які пов'язують РУ ВП-0,4 кВ та РУ ВП-10 кВ [12]. До шин РУ ВП-10 кВ приєднано споживачі 10 кВ та автотрансформатор зв'язку (АТЗ), сторона НН якого виконує функції пускорезервного трансформатора власних потреб (ТР).

Кожна секція 0,4 кВ поділяється на дві напівсекції, до яких підключаються відповідальні та невідповідальні споживачі. Відповідальні споживачі приймають участь в самозапуску електродвигунів (рис. 1.5).

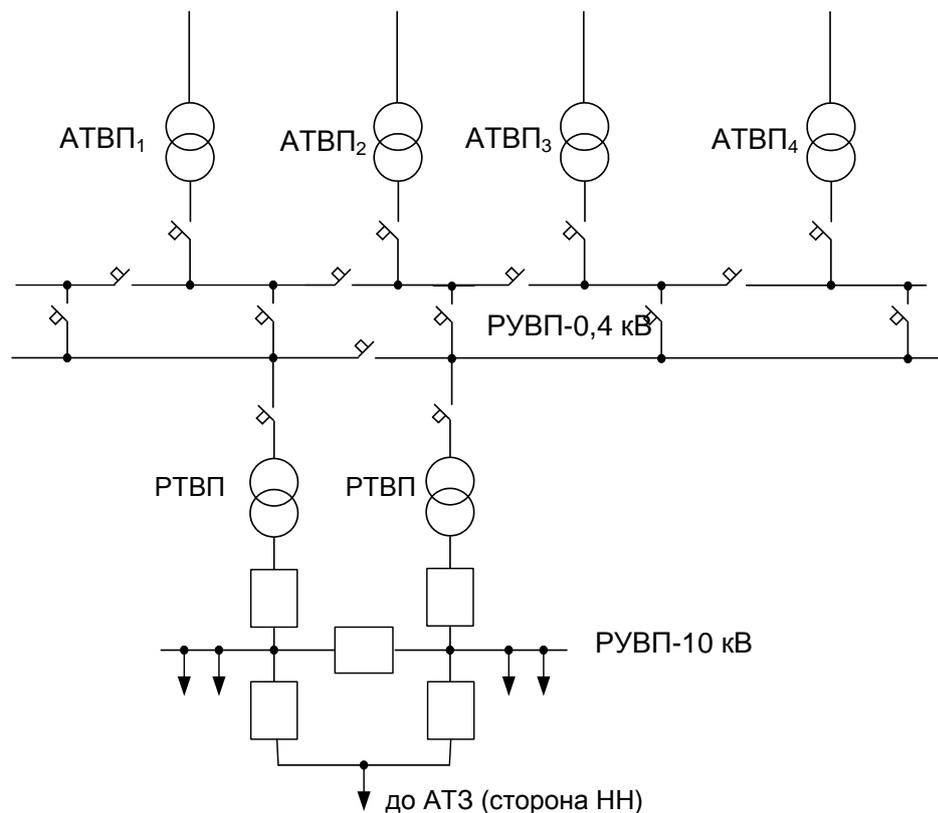


Рисунок 1.5– Схема власних потреб електростанції

1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

В даному підрозділі виконаємо розрахунок струмів короткого замикання. Дані розрахунку необхідні для вибору комутаційних апаратів та струмоведучих частин на станції. Для цього складаємо заступну схему електроустановки (рисунк 1.6), намічаємо на ній точки КЗ та визначаємо параметри елементів заступної схеми. Розрахунок струмів КЗ виконуємо у відносних базових одиницях. Задаємося базовими величинами: $S_{\bar{o}} = 100$ МВА; $U_{\bar{o}} = U_{сер.ном}$ [10, 13, 15].

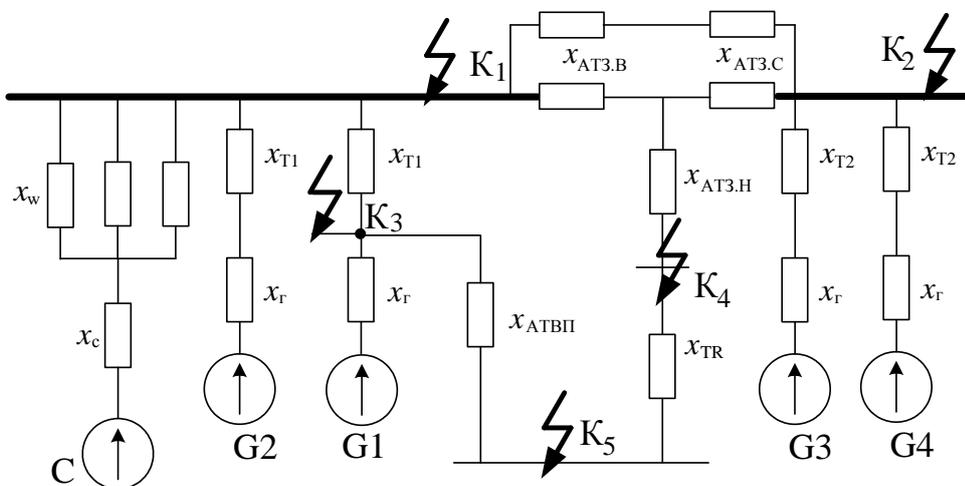


Рисунок 1.6 – Заступна схема електроустановки

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{C.ном}}; \quad (1.24)$$

$$x_c = 0,4 \cdot \frac{1000}{12500} = 0,032;$$

ЛЕП:

$$x_W = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.ном}^2}; \quad (1.25)$$

$$x_W = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,134;$$

Блочний трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T.ном}}; \quad (1.26)$$

$$x_{T1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88;$$

$$x_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

Генератор:

$$x_G = x_d'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном G}}; \quad (1.27)$$

$$x_G = 0,21 \cdot \frac{1000}{97} = 2,17.$$

Трансформатор зв'язку:

$$u_{KB}\% = 0,5 (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ в-н}\%} - u_{K \text{ с-н}\%}); \quad (1.28)$$

$$u_{KC}\% = 0,5 (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-н}\%}); \quad (1.29)$$

$$u_{KH}\% = 0,5 (u_{K \text{ в-н}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-с}\%}). \quad (1.30)$$

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

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

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

$$x_{AT3.B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,905;$$

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

$$x_{AT3.H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,65.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 1.7).

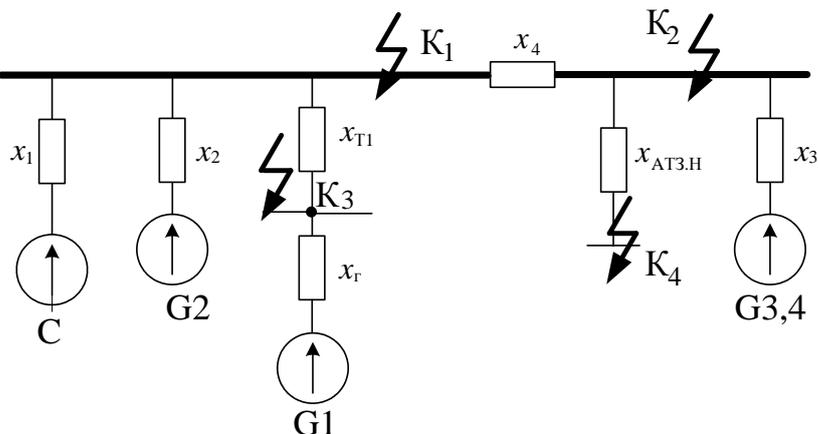


Рисунок 1.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

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

$$x_1 = 0,032 + \frac{1,134}{3} = 0,41;$$

$$x_2 = x_{Г} + x_{T1};$$

$$x_2 = 2,17 + 0,88 = 3,05;$$

$$x_3 = \frac{x_{Г} + x_{T2}}{2};$$

$$x_3 = \frac{2,17 + 0,84}{2} = 1,505;$$

$$x_4 = \frac{x_{AT3.B}}{2};$$

$$x_4 = \frac{1,905}{2} = 0,95.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [10, 15]:

$$I_{II, Oi} = \frac{E_*'' \cdot I_{\hat{O}i}}{x_{рез*i}} \quad (1.31)$$

де $E''_{*Г} = 1,13$, $E''_{*С} = 1$;

$I_{\delta i}$ – базисний струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (1.32)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,84 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Складові струми КЗ [10, 15]:

$$\left. \begin{aligned} - \text{ періодична: } I_{n,t} &= \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{ аперіодична: } i_{a,t} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ ударний струм: } i_y &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{aligned} \right\} \quad (1.33)$$

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

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт періодичної складової;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час τ , для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (1.34)$$

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

Розрахунок спрощення точки K_1

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_1 (рисунок 1.8).

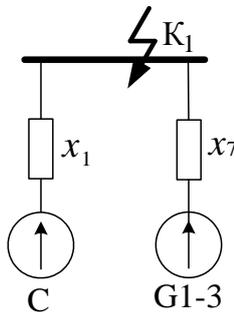


Рисунок 1.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_5 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_5 = \frac{3,05}{2} = 1,525;$$

$$x_6 = x_3 + x_4;$$

$$x_6 = 1,505 + 0,95 = 2,455.$$

$$x_7 = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6};$$

$$x_7 = \frac{1,525 \cdot 2,455}{1,525 + 2,455} = 0,95;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 2,51}{0,41} = 6,122 \text{ кА};$$

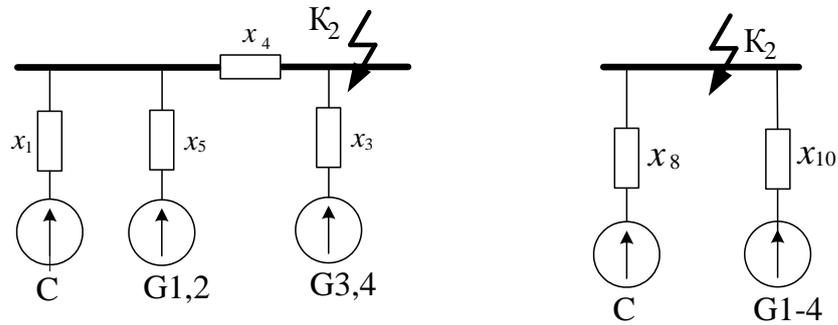
$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{0,95} = 2,986 \text{ кА}.$$

Розрахунок спрощення точки K_2

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_2 (рисунок 1.9).

Розподіляємо x_4 між x_1 та x_5 [10, 15]:

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_4 \cdot (x_1 + x_5); \\ x_8 &= x_1 + (x_{\Delta} / x_5); \\ x_9 &= x_5 + (x_{\Delta} / x_1); \end{aligned} \right\}$$

Рисунок 1.9 – Спрощення схеми для точки K_2

$$x_{\Delta} = 0,95 \cdot (0,41 + 1,525) = 1,84;$$

$$x_8 = 0,41 + (1,84 / 1,525) = 1,615;$$

$$x_9 = 1,525 + (1,84 / 0,41) = 6,013;$$

$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot x_3}{x_9 + x_3};$$

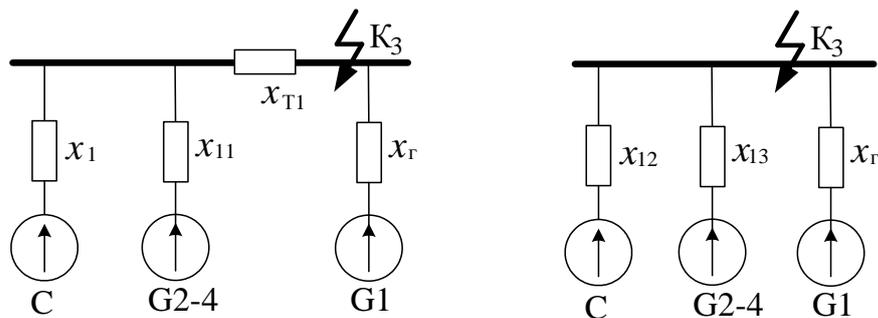
$$x_{10} = \frac{6,013 \cdot 1,505}{6,013 + 1,505} = 1,21;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,615} = 3,108 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{1,21} = 4,688 \text{ кА}.$$

Розрахунок спрощення точки K_3

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_3 (рисунок 1.10).

Рисунок 1.10 – Спрощення схеми для точки K_3

$$x_{11} = \frac{x_2 \cdot x_6}{x_2 + x_6};$$

$$x_{11} = \frac{3,05 \cdot 2,455}{3,05 + 2,455} = 1,36;$$

$$x_{\Delta} = x_{T1} \cdot (x_1 + x_{11});$$

$$x_{12} = x_1 + (x_{\Delta} / x_{11});$$

$$x_{13} = x_{11} + (x_{\Delta} / x_1);$$

$$x_{\Delta} = 0,88 \cdot (0,41 + 1,36) = 1,558;$$

$$x_{12} = 0,41 + (1,558 / 1,36) = 1,556;$$

$$x_{13} = 1,36 + (1,558 / 0,41) = 5,16;$$

$$I_{II,OC} = \frac{1 \cdot 41,84}{1,556} = 26,889 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG2-4} = \frac{1,13 \cdot 41,84}{5,16} = 9,163 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG1} = \frac{1,13 \cdot 41,84}{2,17} = 21,788 \text{ кА}.$$

Розрахунок спрощення точки K_4

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_4 (рисунок 1.11).

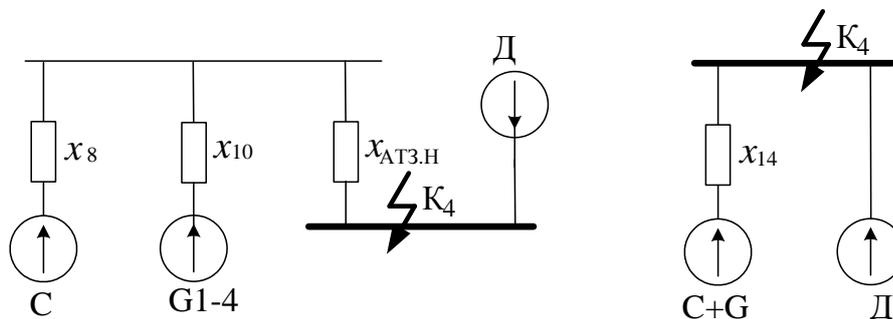


Рисунок 1.11 – Спрощення схеми для точки K_4

$$x_{14} = \frac{x_8 \cdot x_{10}}{x_8 + x_{10}} + x_{AT.H};$$

$$x_{14} = \frac{1,615 \cdot 1,21}{1,615 + 1,21} + 3,65 = 4,342;$$

$$I_{П,0C+G} = \frac{1 \cdot 54,99}{4,52} = 12,166;$$

$$I_{П,0,Д} = 4 \cdot \frac{\sum P_{НОМ}}{U_{НОМ}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{ТР.розр}}{U_{НОМ}}; \quad (1.35)$$

$$I_{П,0,Д} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 1,05}{10} = 0,525 \text{ кА.}$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 1.13).

Таблиця 1.13 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{В.В.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В (ABB)	0,025
ВРУ 220 кВ	ЛТВ 245E1 (ABB)	0,017
РУВП 10 кВ	ВР0-10 (комірка КРУ типу КУ 10)	0,04

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [10]:

$$I'_{НОМ} = \frac{S_{Г.НОМ\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{срНОМ}}; \quad (1.36)$$

К₁ G₁₋₄

$$I'_{НОМ} = 4,97 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 0,974 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$I_{n.0} / I'_{НОМ} = 2,986 / 0,974 = 3,07; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,95.$$

К₂ G₁₋₄

$$I'_{НОМ} = 4,97 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,948 \text{ кА}; \quad \tau = 0,035 \text{ с};$$

$$I_{n.0} / I'_{НОМ} = 4,688 / 1,948 = 2,41; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,96.$$

К₃ а) G₁

$$I'_{НОМ} = 4,058 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$I_{n.0} / I'_{НОМ} = 21,788 / 4,058 = 5,4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

б) G_{2-4}

$$I'_{ном} = 3 \cdot 4,058 = 12,147 \text{ А}; \quad I_{н.0} / I'_{ном} = 9,163 / 12,147 = 0,75 < 1; \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

Усі результати розрахунків зводимо в табл. 1.14, 1.15.

Таблиця 1.14 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{н.т}$
К ₁ шини 220 кВ	С-ма	0,027	0,03	1,717	0,407	1
	G1-3		0,06	1,880	0,638	0,95
К ₂ шини 110 кВ	С-ма	0,035	0,02	1,608	0,174	1
	G1-3		0,06	1,880	0,558	0,97
К ₃ генератор G ₂	С-ма	0,027	0,03	1,72	0,407	1
	G1,3		0,06	1,880	0,638	1
	G2		0,20	1,9	0,874	0,92
К ₄ РУВП 10 кВ	С-ма+ G1-3	0,05	0,05	1,82	0,287	1
	Двигуни		0,04	1,65	0,287	1

Таблиця 1.15 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	i_y , кА	$i_{ат}$, кА	$I_{пт}$, кА	Примітка
К ₁ шини 220 кВ	Система	6,122	14,863	3,519	6,122	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-3	2,986	7,937	2,692	2,836	
	Сума	9,108	22,800	6,211	8,958	
К ₂ шини 110 кВ	Система	3,108	7,068	0,764	3,108	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-3	4,688	12,462	3,699	4,501	
	Сума	7,796	19,530	4,463	7,609	
К ₃ генератор G ₂	Система	26,889	65,283	15,458	26,889	Ком.апарат. Шини
	Генератори 1, 3	9,163	24,357	8,261	9,163	
	Сума (без G2)	36,052	89,640	23,720	36,052	
	Генератор 2	21,788	58,535	26,917	20,045	
	Повна сума	57,84	148,175	50,637	56,097	
К ₄ РУВП 10 кВ	С+Генератори	12,665	32,324	5,131	12,665	Ком.апаратура та шини
	Двигуни	0,525	1,225	0,213	0,525	
	Сума	13,190	33,549	5,343	13,190	

1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-220 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{зр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (1.37)$$

$$I_{maxBT} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (1.38)$$

$$I_{maxATЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.39)$$

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

$$I_{maxBT1} = \frac{97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 268 \text{ А};$$

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

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (1.40)$$

$$B_k = 9,108^2 (0,2 + 0,06) = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-110 кВ

$$I_{maxW} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308,7 \text{ А};$$

$$I_{max BT2} = \frac{97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 536 \text{ A};$$

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

$$B_{\kappa} = 7,796^2 (0,2 + 0,06) = 15,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератори

$$I_{max G} = \frac{I_{\Sigma,НОМ}}{0,95}; \quad (1.41)$$

$$I_{max ATBII} = \frac{S_{ATBII}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (1.42)$$

$$I_{max G} = \frac{4058}{0,95} = 4271,6 \text{ A};$$

$$I_{max ATBII} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,8 \text{ A}.$$

$$B_{\kappa} = B_{Kn} + B_{Ka} = (B_{nc} + B_{n\epsilon} + B_{n\epsilon c}) + B_{Ka}; \quad (1.43)$$

$$B_{Kn} = (I_c^2 + B_{*n\epsilon} \cdot I_{n,o,\epsilon}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{n,o,\epsilon}) t_{вум}; \quad (1.44)$$

$$B_{Ka} = I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n0}^2 \cdot T_{a,\epsilon} + \frac{4 I_c \cdot I_{n,o,\epsilon}}{1/T_{a,c} + 1/T_{a,\epsilon}}; \quad (1.45)$$

де $t_{вум} = 4 \text{ с}$; $B_{*n\epsilon} = 0,5$; $T_* = 0,7$; $T_{a,\epsilon} = 0,2 \text{ с}$; $I_{n,o,\epsilon} = 21,788 \text{ кА}$;

$I_c = 36,052 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,06 \text{ с}$.

$$B_{\kappa} = (36,052^2 + 0,5 \cdot 21,788^2 + 2 \cdot 36,052 \cdot 21,788 \cdot 0,7) \cdot 4 + \\ + \left(36,052^2 \cdot 0,06 + 21,788^2 \cdot 0,2 + \frac{4 \cdot 36,052 \cdot 21,788}{1/0,06 + 1/0,2} \right) = 10865 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП 10 кВ

$$I_{max TR} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 13,19^2 (0,2 + 0,04) = 41,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.8 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ, вибір вимикачів та ошиновки

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від АТВП та ТР. Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

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

$$I_{max\ ТР} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА68Н:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2; r_{num} = 0,027 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,017 \text{ мОм/м}; l = 15 \text{ м}.$$

Опори шинопроводу:

$$r_{ш} = 0,027 \cdot 15 = 0,405 \text{ мОм}.$$

$$X_{ш} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ мОм}.$$

Опір енергосистеми, приведений до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о\Sigma}}; \quad (1.46)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 57,84} = 0,138 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 13,19} = 0,46 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, проведений до сторони НН трансформатора:

$$X_C = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (1.47)$$

$$X_{C1} = 0,138 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{13,8} \right)^2 = 0,116 \text{ мОм};$$

$$X_{C2} = 0,46 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,668 \text{ мОм}.$$

Параметри трансформаторів [15, 17]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}}{S_{T.ном}}; \quad (1.48)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (1.49)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (1.50)$$

Опори АТВП:

$$Z_{АТВП} = 10^4 \cdot \frac{6,5 \cdot 0,4^2}{1000} = 10,4 \text{ мОм};$$

$$r_{АТВП} = 10^6 \cdot \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,952 \text{ мОм};$$

$$X_{АТВП} = \sqrt{10,4^2 - 1,952^2} = 10,215 \text{ мОм}.$$

Опори ТR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1600} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{16,5 \cdot 0,4^2}{1600^2} = 1,031 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{5,5^2 - 1,031^2} = 5,403 \text{ мОм}.$$

Результуючі опори кола КЗ:

а) при живленні від агрегатного трансформатора АТВП:

$$X_{\Sigma I} = X_{CI} + X_{ATBII} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma I} = r_{ATBII} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma I} = 0,116 + 10,215 + 0,255 = 10,586 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma I} = 1,952 + 0,405 = 2,357 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{2,357^2 + 10,586^2} = 10,845 \text{ мОм};$$

б) при живленні від резервного трансформатора TR:

$$X_{\Sigma 2} = 0,668 + 5,403 + 0,255 = 6,326 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,031 + 0,405 = 1,436 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{1,436^2 + 6,326^2} = 6,49 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [15]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (1.51)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,845} = 21,295 \text{ кА}.$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,49} = 35,584 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги у місці пошкодження:

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{пер})^2}}, \quad (1.52)$$

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

$$I_{k.R1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10,586^2 + (2,357 + 15)^2}} = 11,36 \text{ кА};$$

$$I_{k.R2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,326^2 + (1,436 + 15)^2}} = 13,113 \text{ кА}.$$

Середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{k.cер1}^{(3)} = \frac{21,295 + 11,36}{2} = 16,328 \text{ кА};$$

$$I_{k.cер2}^{(3)} = \frac{35,584 + 13,113}{2} = 24,348 \text{ кА}.$$

За розрахунковий струм КЗ на стороні 0,4 кВ приймаємо більший струм

$$I_{k.cер2}^{(3)} = 24,566 \text{ кА}.$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Kсер}^{(3)}; \quad (1.53)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 24,348 = 44,763 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{ПОД}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{Т.ном}; \quad (1.54)$$

$$I_{ПОД}^{(3)} = 2,29 \cdot 2,309 = 5,288 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.Д} = 3,22 \cdot I_{т.ном}; \quad (1.55)$$

$$i_{y.Д} = 3,22 \cdot 2,309 = 7,435 \text{ кА}.$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{Kcep\Sigma}^{(3)} = 24,348 + 5,288 = 29,636 \text{ кА};$$

$$i_{y,\Sigma} = 44,763 + 7,435 = 52,198 \text{ кА}.$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму.

$$B_K = I_{П.О.С}^{(3)2} \cdot (t_{вим} + T_{a.ср}) + 1,5 \cdot I_{П.О.Д}^{(3)2} \cdot T_{a.ср} + 4 \cdot I_{К.Д}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{a.ср}, \quad (1.56)$$

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

$$t_{вим} = t_{св} + t_a,$$

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

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу Е25 серії “Електрон” :

$$U_{a.ном} = 660 \text{ В}; > U_{уст} = 380 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 3200 \text{ А} > I_{max} = 2309,4 \text{ А};$$

$$ГКС = 65 \text{ кА} > i_y = 52,198 \text{ кА}.$$

Для автомата Е16 [11]: $t_{св} = 0,25$ с;

$$t_a = 0,06 \text{ с}.$$

$$B_K = 24,348^2 (0,31+0,03) + 1,5 \cdot 5,288^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 24,348 \cdot 5,288 \cdot 0,03 = 218,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Обираємо шинопровід типу ШМА68Н і перевіряємо його на термічну та механічну стійкість. Вихідні дані для розрахунку:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А} > I_{max} = 2309,4 \text{ А};$$

$$q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}; \quad (1.57)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{218,2 \cdot 10^6}}{91} = 162,4 \text{ мм}^2 < q = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на механічну міцність.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,25$ м, шини на ізоляторах встановлюємо плазом.

Момент інерції та опору [10]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{6}; \quad (1.58)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{3}; \quad (1.59)$$

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

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

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{288}{12 \cdot 2}} = 3 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,73 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,5$ м.

Визначаємо силу взаємодії між полосами шин [10]:

$$f_n = \frac{K_\phi \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-1}; \quad (1.60)$$

$$f_n = \frac{0,38 \cdot 52,198^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-1} = 2588,4 \text{ Н/м.}$$

Напруженість в матеріалі полоси:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}; \quad (1.61)$$

$$W_n = h \cdot \frac{b^2}{6};$$

$$W_n = \frac{12 \cdot 1^2}{6} = 2 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_n = \frac{2588,4 \cdot 1,5^2}{12 \cdot 2} = 242,7 \text{ МПа.}$$

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_\phi}; \quad (1.62)$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{52,198^2 \cdot 1,5^2}{0,25 \cdot 48} = 8,84 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{розр} = \sigma_\phi + \sigma_n;$$

$$\sigma_{розр} = 8,84 + 242,7 = 251,54 \text{ МПа} > \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа (сплав АДО).}$$

Тому приймаємо: $l_n = 0,5 \text{ м}$ – відстань між прокладками в прогоні.

Звідки:

$$\sigma_n = \frac{2588,4 \cdot 0,5^2}{12 \cdot 2} = 26,96 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{розр} = 8,84 + 26,96 = 35,8 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа} .$$

2 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

2.1 Вибір комутаційних апаратів

Обираємо вимикачі та роз'єднувачі за розрахунковими даними у табличній формі для ВРУ-220 кВ, ВРУ-110 кВ та в колі генератора (див. табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Вибір комутаційних апаратів [10]

<i>ВРУ-220 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	242PMR40 (ABB)	РНДЗ.1 – 220/1000У1
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{max} = 463$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 8,958$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 6,211$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 31,1$ кА	—
$I_{п.о} = 9,108$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 22,8$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$В_k = 21,6$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² ·с
<i>ВРУ-110 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20В	РНДЗ.1 – 110/1000У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 536$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 7,609$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 4,463$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 19,74$ кА	—
$I_{п.о} = 7,796$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 19,53$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$В_k = 15,8$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ кА ² ·с
<i>РУВП 10 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР1 – 10	КРУ типу КУ – 10
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 92$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 13,19$ кА	$I_{вим,ном} = 20$ кА	—
$i_{а.т} = 5,343$ кА	$i_{а,ном} = 6,4$ кА	—
$I_{п.о} = 13,19$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	—
$i_y = 33,549$ кА	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{дин} = 81$ кА
$В_k = 41,8$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200$ кА ² ·с	—

Продовження таблиці 2.1

Генератор Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВМГ-15	РВР-20/6300 УЗ
$U_{\text{уст}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 4271,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 36,052 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 71 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} = 74,7 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 71 = 100,5 \text{ кА};$	-
$I_{\text{п,о}} = 36,052 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 71 \text{ кА}$	-
$i_y = 89,64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 290 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 260 \text{ кА}$
$B_k = 10865 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 95^2 \cdot 3 = 27075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.2 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-220 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 463 \text{ А};$$

$$I_{\text{n,о}} = 9,108 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 22,8 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32 [11]:

$$d = 21,6 \text{ мм}; \quad I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}; \quad D = 400 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D;$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 583 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 680 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [10]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.1)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (2.2)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,08 \cdot \lg \frac{504}{1,08}} = 29,72 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.3)$$

$$1,07 \cdot 29,72 = 31,8 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід марки АС 330/30 [11]: $d = 24,8$ мм; $I_{дон} = 710$ А.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}} \right) = 31,517 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,24 \cdot \lg \frac{504}{1,24}} = 26,48 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 26,48 = 28,334 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,517 = 28,366 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.4)$$

де $I_{норм}$ – струм нормального режиму, А;

$j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

$$q_{ек} = \frac{268 \cdot 0,95}{1,1} = 231,5 \text{ мм}^2.$$

За умовою відсутності корони приймаємо провід марки АС 330/30 [11].

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{248/1,5}{1,1} = 150,3 \text{ мм}^2.$$

За умовою відсутності корони приймаємо провід марки АС 330/30.

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 536 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 7,796 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 19,53 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32 [11]:

$$d = 21,6 \text{ мм}; \quad I_{дон} = 605 \text{ А}; \quad D = 300 \text{ см}. \quad D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 536 \text{ A} < I_{дон} = 605 \text{ A}.$$

Перевірка на коронування [10].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg \frac{378}{1,08}} = 15,59 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 15,59 = 16,68 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{536 \cdot 0,95}{1,1} = 462,9 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 500/27: $d = 29,4 \text{ мм}$; $I_{дон} = 960 \text{ А}$.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{496/1,5}{1,1} = 300,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 300/39: $d = 24 \text{ мм}$; $I_{дон} = 710 \text{ А}$.

Генератор.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЕКНЕ-20-5000-250.

$$U_{уст} = 13,8 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 4058 \text{ А} \leq I_{ном} = 5000 \text{ А};$$

$$i_y = 148,175 \text{ кА} \leq i_{дин} = 250 \text{ кА}.$$

РУВП-10 кВ.

$$I_{II,0} = 13,19 \text{ кА}; i_y = 33,549 \text{ кА}; B_k = 41,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{max} = 92,5 \text{ А}.$$

Встановлюємо однополосні шини прямокутного перерізу, алюмінієві [11]:

$$I_{доп} = 265 \text{ А}; q = 25 \cdot 3 = 75 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{доп} = 265 \text{ А} > I_{max} = 92,5 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{41,8 \cdot 10^6}}{91} = 71 \text{ мм}^2 < q = 75 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на механічну міцність.

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,8 \text{ м}$, шини на ізоляторах встановлюємо плазом.

Момент інерції та опору [10]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{12}; \quad (2.5)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{6}; \quad (2.6)$$

$$I = \frac{0,3 \cdot 2,5^3}{12} = 0,4 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 0,31 \text{ см}^3.$$

Визначаємо довжину прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.7)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,4}{0,75}} = 0,63 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,79 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,7 \text{ м}$.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.8)$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{33,549^2 \cdot 0,7^2}{0,2 \cdot 0,8} = 59,7 \text{ МПа} > \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа.}$$

Умова не виконується. Приймаємо $l = 0,5 \text{ м}$. Тоді:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{33,549^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,8} = 30,5 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа.}$$

Вибір ізоляторів.

Розрахункова сила, що діє на опорні ізолятори:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.9)$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{33,549^2 \cdot 0,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 121,8 \text{ Н.}$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу І4-80УХЛЗ [13]:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; F_p = 4000 \text{ Н}; H_{із} = 130 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятори на механічну міцність:

$$F_{розр} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.10)$$

$$F_{розр1} = 112,8 \text{ Н} < 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ПП-10/630-750-ІУ: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
 $I_{ном} = 630 \text{ А}$; $F_p = 7500 \text{ Н}$; $l_{із} = 360 \text{ мм}$.

Перевіряємо ізолятори на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.11)$$

$$F_{розр2} = 0,5 \cdot 2400 = 1200 \text{ Н} < 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

Умова виконується.

2.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-220 кВ.

Встановлюємо трансформатор типу $TG - 245$, розрахункові та каталожні дані наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму типу $TG - 245$

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 463 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_y = 22,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 21,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1) $I_{2ном} = 1 \text{ А}$;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) 0,2/10P;

$$4) l_{розр} = 150 \text{ м.}$$

Проведемо розрахунок вторинного навантаження ТС. Результати розрахунку наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	І674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- сумарний опір приладів [10]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2, \quad (2.12)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k, \quad (2.13)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{пр}, \quad (2.14)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 150 / 13,4 = 0,32 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 150 / 2,5 + 6,5 + 0,1 = 8,3 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу SVS – 245 [10]:

$$U_{1\text{ном}} = 220\,000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{одод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 600 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в табл. 2.4.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами 2,5 мм².

Таблиця 2.4 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cosφ	Sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	I674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Аналогічно виконаємо вибір решти вимірювальних трансформаторів (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Вимірювальні трансформатори

Місце встановлення	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ 220 кВ	TG-245	SVS 245
ВРУ 110 кВ	TG-145	SVS 123/5
Генератор Г1	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/15; ЗНОМ-15
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ-220-I-4000/1 ТВТ-110-I-2000/1 ТШЛ-10	- - ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-220-I-600/5 ТШ-20-10000/5	- -
Блочний трансформатор БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-I-1000/5 ТШ-20-10000/5	- -
Агрегатний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТК-40	- НТС-0,5
Пускорезервний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	- -
РУ ВП 0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.4 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 (табл. 2.6):

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_n = 220$ В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15$ В;

- напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$;
- напруга наприкінці заряду: $U_3 = 2,75 \text{ В}$;
- число основних елементів батареї: $n_0 = 108$;
- число додаткових елементів: $n_\partial = 22$;
- загальне кількість елементів: $n = 130$;

Таблиця 2.6 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	п, шт	Р _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	120	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масла насоса ущільнень генератора	4	5	22,7	23	62	92	-
Електродвигун аварійного масла насоса системи змащування турбіни	4	8	36	40	130	160	520
РАЗОМ:						427	575

Визначаємо типовий номер батареї [10]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.15)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{427}{25} = 17,9,$$

де $j = 25 \text{ А/Н}$ при температурі електроліту 25° С .

Перевіряємо АБ на струм поштоvxу

$$N \geq \frac{I_{ном}}{46}; \quad (2.16)$$

$$N \geq \frac{575}{46} = 12,5.$$

Обираємо батарею з типорозміром $N = 18$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.17)$$

$$j_n = \frac{575}{18} = 31,9 \text{ A} / N.$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 90 % (рисунок 6.2 [10]), що більше допустимого значення 85%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.18)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 18 = 27,7 \text{ A}.$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 N; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.19)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0,05 \cdot 18 = 0,9 \text{ A};$$

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

Обираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{3II} &= 5 \cdot N + I_{ном}; \\ U_{3II} &= n \cdot U_3; \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

$$I_{3II} = 25 + 5 \cdot 18 = 115 \text{ А};$$

$$U_{3II} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

2.5 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загорювачів

Для захисту обладнання від комутаційних та атмосферних перенапруг обираємо засоби для обмеження перенапруг [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
2) Нейтраль блочних трансформаторів БТ2	ОПН-35 У1
4) сторона НН автотрансформатора зв'язку	ОПН-10У1
5) сторона НН блочних трансформаторів	ОПН-15У1

Для забезпечення нормальної роботи пристроїв зв'язку та релейного захисту й автоматики встановлюємо на ЛЕП 220 і 110 кВ високочастотні загорювачі 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.

3 ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Задачі експлуатації

В даному розділі розглянемо основні задачі експлуатаційного персоналу під час обслуговування, технічної експлуатації силових трансформаторів на електростанції.

Технічна експлуатація – це комплекс організаційних та технічних заходів, спрямованих на забезпечення працездатності обладнання на всіх етапах його життєвого циклу – від моменту виходу з підприємства-виробника до передачі на утилізацію. Ця стадія охоплює використання, підтримання та відновлення параметрів, що визначають якість і функціональну придатність виробу.

До основних етапів технічної експлуатації входять [18]:

- транспортування;
- зберігання;
- монтаж;
- введення в експлуатацію;
- технічне обслуговування, власне, під час роботи;
- ремонт та утилізація після досягнення граничного стану.

Після виконання планового ремонту обладнання може бути повторно спрямоване на монтаж або повернуте на склад для подальшої заміни інших агрегатів. Основна мета технічного обслуговування полягає у забезпеченні необхідного рівня надійності функціонування обладнання протягом нормативного ресурсу з досягненням оптимальних техніко-економічних показників.

3.2 Транспортування та зберігання трансформаторів

Обладнання, що надходить від заводу-виробника, як правило, постачається в захисній упаковці, яка забезпечує його збереження під час транспортування та зберігання. Умови зберігання та типи приміщень наведено у відповід-

них нормативних документах. Вони передбачають класифікацію складів за групами Л (легкі умови), С (середні), Ж (жорсткі) та ОЖ (особливо жорсткі) залежно від жорсткості умов впливу зовнішнього середовища.

Перед прийманням обладнання на зберігання необхідно перевірити цілісність упаковки, комплектність та відповідність умов зберігання вимогам виробника. Порушення встановлених умов може спричинити корозійні процеси, окиснення контактних поверхонь та інші дефекти. Допускається перехід до більш сприятливих умов зберігання порівняно з передбаченими виробником.

Електричні машини на час транспортування і зберігання консервують для захисту від корозії. Консервації підлягають металеві поверхні, різьбові отвори та елементи, що можуть піддаватися окисненню. Залежно від типу поверхонь застосовують мастила, знімні лакофарбові покриття, парафіновий папір або синтетичні плівки.

Умови зберігання електричних машин залежать від конструктивного виконання. Машини зі щитовими підшипниками здебільшого транспортуються у зібраному вигляді, тоді як машини зі стояковими підшипниками – розібраними на окремі вузли. При транспортуванні необхідно запобігати вібраціям, що можуть спричинити бринелювання підшипників кочення. Саме тому при залізничних перевезеннях обладнання рекомендується встановлювати поперек платформи.

Масляні трансформатори, а також маслонаповнені електричні апарати відправляються виробником повністю складеними і залиті маслом. Крупні високовольтні трансформатори транспортуються частково демонтованими (без високовольтних вводів, розширювача), заливаються маслом нижче кришки. Надмасляний простір усередині бака трансформатора заповнюється сухим повітрям або інертним газом [18].

Масляні трансформатори, а також демонтовані на час транспортування великі вузли і деталі (вихлопна труба, розширювач, термосифонні фільтри, маслочисники тощо) транспортуються на відкритих залізничних платформах без упаковки. Вони мають бути надійно захищені від потрапляння вологи на усіх

етапах перевезення до монтажу на місці встановлення. Вводи напругою до 35 кВ, комплектувальна апаратура та прилади, вироби кріплення та запасні частини, система охолодження транспортуються упакованими разом з трансформатором. Маслонаповнені вводи класу напруги 66-750 кВ відправляють на місце встановлення трансформатора в упаковці заводу-виробника вводів.

Сухі трансформатори та комутаційні електричні апарати доставляють у власній упаковці, що гарантує їх збереження від механічних пошкоджень та безпосередньої дії вологи під час транспортування й зберігання [18]..

Трансформатори, апаратура та комплектуючі повинні зберігатися відповідно до вимог щодо вологості, температури та герметичності. Особливу увагу приділяють стану ізоляції, рівню масла, герметичності надмасляного простору та умовам консервації. Тривалість зберігання необхідно мінімізувати, а оптимальним варіантом є монтаж обладнання безпосередньо після доставки.

Перед монтажем трансформаторів та будь-якого обладнання необхідно перевірити готові фундаменти під обладнання та їх відповідність проектній документації. Тобто, правильність положення фундаментів відносно окремих елементів конструкції будівлі і інших фундаментів; точність розмірів фундаменту вздовж основних вісей.

3.3 Діагностика трансформаторів

Контроль технічного стану силових трансформаторів є ключовим елементом їх експлуатації та визначає рівень надійності електроенергетичної системи. Вибір конкретної стратегії обслуговування залежить від потужності трансформатора, умов його роботи та економічних міркувань. Для обладнання малої потужності зазвичай застосовують підхід, за якого технічне обслуговування виконується лише після виникнення відмови, оскільки такі трансформатори мають нижчу критичність для функціонування енергомережі. Натомість високотужні трансформатори обслуговуються відповідно до планово-попереджувальних заходів, що передбачають регулярні перевірки та ремонтні

роботи згідно з установленим графіком. Така стратегія мінімізує ризик раптових пошкоджень, однак за надмірної частоти втручань може бути економічно нераціональною. З іншого боку, експлуатація трансформатора до моменту фактичної відмови може спричинити значні матеріальні збитки та поставити під загрозу стабільність електричної мережі [9, 18-20].

Порушення правил технічного обслуговування, неправильне підключення апаратури або використання неякісних комплектувальних матеріалів можуть стати причиною аварій. Діагностика трансформатора включає комплекс випробувань, аналізів та оглядів, які забезпечують всебічне уявлення про його зовнішній і внутрішній стан. Це дозволяє своєчасно визначити необхідність профілактичних або корегувальних дій і забезпечити надійну та безпечну роботу обладнання.

До основних чинників, що спричиняють аварійні ситуації в роботі силових трансформаторів, належать:

1. Перевантаження – тривала робота з навантаженням, що перевищує номінальне, викликає перегрівання обмоток і ізоляції. Постійне перевантаження призводить до деградації ізоляційних матеріалів, зменшення їх електричної міцності та може спричинити коротке замикання, а також скорочення строку служби трансформатора;

2. Пошкодження ізоляції – старіння ізоляційних матеріалів або їх руйнування внаслідок перенапруг чи механічних впливів є однією з найчастіших причин виходу трансформаторів з експлуатації. Втрата ізоляційних властивостей може бути зумовлена дією вологи, перегріванням або механічними ушкодженнями під час транспортування;

3. Внутрішні короткі замикання – виникають у разі пошкодження обмоток або появи струмових витоків між ними. Основними чинниками є механічні пошкодження, спричинені дією електромагнітних сил під час коротких замикань у мережі;

4. Незадовільне охолодження – несправності у системі охолодження або недостатній рівень охолоджувальної рідини спричиняють перегрів трансфор-

матора навіть за нормального навантаження;

5. Помилки експлуатації та технічного обслуговування – неправильні дії персоналу, несвоєчасне проведення регламентних робіт або порушення правил експлуатації.

Проведення діагностування обладнання є невід’ємною складовою, що входить в задачі експлуатаційного персоналу на електростанціях та підстанціях, а також в електричних мережах і на підприємствах. У процесі експлуатації трансформаторів спостерігається низка типових дефектів, для яких відомі характерні ознаки, можливі причини виникнення та методи діагностики. Найбільш поширені порушення пов’язані зі станом магнітопроводу та обмоток [9, 18].

Дефекти міжлистової ізоляції магнітопроводу призводять до підвищених втрат на вихрові струми та локальних перегрівів. Потрапляння вологи на верхнє ярмо спричинює проникнення води між пластинами активної сталі, руйнування міжлистової ізоляції та розвиток корозії. У результаті погіршуються показники трансформаторного масла та збільшуються втрати холостого ходу.

В обмотках найчастіше виникають виткові замикання. Їх причинами є старіння та виснаження ізоляції, тривалі перевантаження за умов недостатнього охолодження або механічні впливи під час коротких замикань. Серед діагностичних ознак – спрацювання газового реле, локальні перегриви та зміна опору обмоток.

На трансформаторах потужністю від 1000 кВА встановлюється газове реле, яке реагує на появу газів, що утворюються під час термічного або електричного пошкодження масла. Аналіз газів дозволяє визначити характер дефекту вже на початковій стадії.

Традиційні методи оцінювання стану ізоляції (опір ізоляції, коефіцієнт абсорбції тощо) мають інтегральний характер і не забезпечують виявлення локальних дефектів. Тому одним із найефективніших методів контролю є періодичний хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі. Склад газової суміші безпосередньо відображає тип дефекту: водень свідчить про часткові роз-

ряди; ацетилен – про дугові пошкодження; етилен та етан – про локальні перегріви; метан – про термічне старіння ізоляції; оксид і діоксид вуглецю – про деградацію твердої ізоляції [18].

Сучасні хроматографічні установки забезпечують високу точність аналізу, але не дають можливості «on-line» контролю. Для вирішення цього завдання застосовують системи безперервної діагностики, які працюють на основі вимірювання об'єму розчинених газів, зміни тиску або температури масла.

У ВЕІ створена система ССГ-1 для автоматичного моніторингу концентрації горючих газів у складі АСУТП. Вона забезпечує періодичний контроль параметрів масла та дозволяє прогнозувати розвиток дефектів. Перевищення концентрації понад 3000 ppm вказує на серйозне пошкодження та потребує негайного втручання.

За кордоном широке застосування отримали установки HYDRAN, що перетворюють сумарну концентрацію газів у водневий еквівалент і забезпечують прогнозування технічного стану обладнання.

Для герметичних трансформаторів розроблено датчики тиску та температури, що встановлюються безпосередньо на бак. Падіння тиску сигналізує про можливу течу, а його зростання разом із підвищенням температури – про внутрішні дефекти [18].

Додатковим засобом моніторингу є вимірювання об'ємного опору трансформаторного масла, який знижується зі зростанням концентрації продуктів старіння. У поєднанні з іншими датчиками це дає змогу формувати повну діагностичну картину.

Одним із важливих елементів комплексної діагностики є підсистема, що базується на математичній моделі навантажувальної здатності трансформатора. Вона використовує дані про навантаження, температуру довкілля та відомі номінальні теплові параметри і дозволяє оцінити ступінь старіння ізоляції в режимі «on-line». Поєднання цих даних із плановими випробуваннями дає змогу переходити до ремонту за технічним станом.

Діагностика силових трансформаторів є важливим етапом, спрямованим

на забезпечення їхньої безпечної та стабільної експлуатації. Застосування електричних, теплових, акустичних методів, а також газохроматографічного аналізу дає змогу своєчасно виявляти потенційні дефекти й попереджати розвиток аварійних ситуацій. Кожен із зазначених методів характеризується власними перевагами та певними обмеженнями, тому для формування всебічного уявлення про технічний стан трансформатора доцільно використовувати комплекс діагностичних заходів. Регулярне проведення таких перевірок дозволяє збільшити ресурс роботи обладнання та знизити витрати, пов'язані з його ремонтом або заміною [9].

3.4 Експлуатація силових трансформаторів

В процесі експлуатації трансформаторів виконуються оперативне та технічне обслуговування, а також планово-попереджувальні ремонтні роботи. Координація дій персоналу покладається на керівництво електроцехів або служб електромереж.

3.4.1 Організація обслуговування

Номінальний режим трансформатора визначається номінальною напругою, частотою, навантаженням та параметрами охолодження. Нормальним вважається режим, у якому відхилення параметрів не перевищують допустимих норм. Аварійний режим виникає при виході параметрів за межі допустимих значень.

Оперативне обслуговування охоплює керування режимом роботи, періодичні огляди, контроль параметрів та аналіз їх змін. Технічне обслуговування включає профілактичний контроль ізоляції та контактних з'єднань, обслуговування масляного господарства, догляд за вузлами охолодження та регулювання. Планово-попереджувальні ремонти містять поточний і капітальний ремонт разом із необхідними вимірюваннями [19, 20].

Обслуговування трансформаторів може бути плановим або позачерго-

вим. На підстанціях з постійним персоналом огляди виконуються регулярно, а на знижувальних та розподільних підстанціях – роз'їздними бригадами. Ремонтний персонал виконує основні ремонтні та частину випробувальних робіт. Оперативний персонал контролює режим роботи, фіксує дефекти та здійснює приймання обладнання після ремонту. Спеціалізований персонал обслуговує релейний захист, автоматику та сигналізацію [18].

3.4.2 Оперативне обслуговування

Контроль режиму роботи трансформатора здійснюється шляхом вимірювання навантаження, напруги та температури масла. Результати фіксуються у добових відомостях. На ГЕС та підстанціях без постійного персоналу вимірювання проводять під час кожного відвідування або за допомогою телевимірювань. За умов перевантаження частота контролю збільшується.

Візуальні огляди проводяться для раннього виявлення пошкоджень. На об'єктах з постійним чергуванням огляди виконуються щоденно, на інших – відповідно до регламенту. Перевіряють стан зовнішньої ізоляції, рівень масла, колір масла, стан ущільнень, роботу повітряосушувачів, а також характер шуму трансформатора. Позачергові огляди виконуються після КЗ, спрацювання газового реле або за несприятливих погодних умов [18].

Пристрої релейного захисту повинні реагувати як на внутрішні пошкодження (міжфазні та однофазні замикання, часткові пробої, виткові замикання), так і на аварійні режими (перевантаження, зовнішні КЗ, зниження рівня масла). Залежно від потужності трансформатора застосовуються: диференціальний захист, струмова відсічка, максимальний струмовий захист та захист від перевантаження.

Газовий захист є одним із найбільш чутливих засобів контролю внутрішніх пошкоджень. Він реагує на виділення газів, що утворюються внаслідок термічного чи електричного розкладу масла, та забезпечує сигналізацію або відмикання трансформатора залежно від інтенсивності процесів.

3.4.3 Технічне обслуговування

Найвідповідальнішим елементом технічного обслуговування є контроль і експлуатація трансформаторного масла, яке виконує функції внутрішньої ізоляції частин активної частини трансформатора, що перебувають під напругою, а також забезпечує відведення тепла від нагрітих елементів під час роботи. Крім того, масло запобігає зволоженню твердої ізоляції при проникненні вологи ззовні. Його експлуатаційні властивості визначаються хімічним складом, що залежить від якості вихідної сировини та застосованих методів очищення [18].

Для заливання трансформаторів рекомендується використовувати масло визначеної марки, однак допускається застосування суміші масел за умови дотримання встановлених вимог. Кожна партія масла повинна супроводжуватися сертифікатом виробника, який підтверджує відповідність стандартам. Якщо масло постачається разом з трансформатором, така відповідність фіксується у його паспорті. Стан масла контролюється за результатами випробувань, що поділяються на три типи: випробування на електричну міцність, скорочений аналіз та повний аналіз. Проби відбирають у сухі скляні банки об'ємом 1 л із маркуванням щодо обладнання, дати та мети відбору; забір здійснюють переважно з нижніх шарів.

3.5 Випробування трансформаторів на стійкість при раптовому короткому замиканні

Під час експлуатації електричного обладнання, трансформаторів, пристроїв, електричних машин проводять профілактичні випробування.

Випробування трансформаторів на стійкість при раптовому короткому замиканні проводяться з метою перевірки механічної міцності обмоток, відводів та інших елементів, а також термостійкості ізоляції під дією струмів раптового короткого замикання. Трансформатор повинен витримувати зовнішні КЗ із заданою кратністю та тривалістю.

Струми КЗ під час випробувань розраховують за визначеними залежнос-

тями. Для двообмоткових трансформаторів потужністю менше 1 МВА, за відсутності спеціальних норм, усталений струм КЗ визначають за формулою:

$$I_{ко} = \frac{100 \cdot U_n \cdot I_n}{U_{ко} \cdot U_{но}} \leq 25 \cdot I_n, \quad (3.1)$$

де $I_{ко}$ – усталений струм КЗ відгалуження, для якого розрахункові механічні зусилля максимальні, А;

$U_{но}$, $U_{ко}$ – номінальна напруга та напруга КЗ цього відгалуження, кВ і %, відповідно;

U_n – номінальна напруга обмотки, що розглядається, кВ;

I_n – номінальний струм обмотки на основному відгалуженні, А.

Для трансформаторів потужністю 1 МВА і більше використовують формулу:

$$I_{ко} = \frac{1}{\frac{U_{ко}}{100} \cdot \frac{S_n}{S_k}} \cdot \frac{U_n}{U_{но}} \cdot I_n, \quad (3.2)$$

де S_n – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

S_k – потужність КЗ мережі, МВ·А (таблиця 6.1).

Найбільший допустимий струм КЗ, відносно якого виконуються випробування

$$i_{к\ у\ д} = \sqrt{2} \cdot i_{ко} \cdot K_{у\ д}. \quad (3.3)$$

Величина $K_{у\ д}$ залежить від параметрів трансформатора (активної і реактивної складових напруги короткого замикання) і складає:

$\frac{U_p}{U_a}$...	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	8,0	10,0	14,0 і більше
$K_{у\ д}$...	1,5	1,63	1,75	1,95	2,09	2,19	2,28	2,38	2,46	2,55

Таблиця 3.1 – Потужність короткого замикання мережі S_k , МВ·А

Клас напруги обмотки, кВ	Клас напруги трансформатора	
	нижче 110 кВ (крім трансформаторів власних потреб)	110 кВ та вище і всі трансформатори власних потреб
до 10 включно	500	2000
більше 10 до 35 включно	2500	5000
110	-	15000
150	-	20000
220	-	25000
330	-	35000
500	-	50000
750	-	75000

Найбільша тривалість КЗ $t_{k\max} = 4$ с (коли КЗ на стороні з номінальною напругою 35 кВ і менше) і 3 с (коли КЗ на стороні з номінальною напругою 110 кВ і вище). Для масляних і заповнених негорючим діелектриком трансформаторів тривалість КЗ дорівнює:

$$t_k = \frac{1500}{K^2} \leq t_{k.\max}, \quad (3.4)$$

$$\text{де } K = \frac{I_{ko}}{I_n}.$$

Для складання програми випробувань необхідні розрахункові дані, креслення активної частини та обмоток, електрична схема, вимоги до стійкості, технологічні дані та параметри робочих режимів. Програма включає аналіз конструкції, обґрунтування вибору режимів КЗ, розрахунок параметрів, схеми випробувань, перелік контрольних вимірювань і порядок виконання [21].

Живлення трансформатора під час випробувань зазвичай здійснюється зі

сторони високої напруги для зменшення струмів. Схема передбачає збудження генератора, подання напруги через підвищувальний трансформатор та фіксацію параметрів за допомогою трансформаторів струму і напруги. Для мінімізації падіння напруги шини виконують з максимально можливим зближенням фаз.

Випробування включають п'ять залікових дослідів КЗ, з яких чотири тривають 0,5-1 с, а п'ятий – довше, для перевірки нагрівостійкості. За потреби допускається шостий дослід. Кількість режимів обмежується одним для кожної обмотки, якщо інше не передбачено програмою і не перевищує допустимі струми. Послідовність режимів вибирається залежно від зростання розрахункових механічних зусиль [21].

Для трифазних трансформаторів великої потужності перевага надається однофазним випробуванням, що дозволяє отримати більше інформації про міцність конструкції. Обмотки сусідніх фаз при цьому замикаються накоротко.

Порядок випробувань включає ревізію активної частини, попередні вимірювання (опір ізоляції, втрати, напруга КЗ, струм холостого ходу, індуктивності), проведення дослідів КЗ, повторні вимірювання після кожного досліду та фінальну ревізію. Оцінювання результатів здійснюється за відсутності деформацій, електричних пошкоджень і зниження електричної міцності ізоляції.

Температура обмоток у п'ятому досліді не повинна перевищувати допустимі межі: для масляних трансформаторів із мідними обмотками – 250 °С, з алюмінієвими – 200 °С; для сухих трансформаторів допустиме перевищення залежить від класу ізоляції. Температуру фіксують за допомогою вбудованих датчиків, найчастіше термопар.

Випробування та вимірювання діагностичних параметрів проводять відповідно до Норм випробування електрообладнання [21] (згідно з вимогами пунктів 9.2–9.19 цих Норм), а також на основі технічної документації виробників, де визначено перелік, обсяг і періодичність діагностичних вимірювань і випробувань трансформаторів.

До складу таких робіт входять:

- вимірювання опору ізоляції;
- визначення тангенса кута діелектричних втрат;
- випробування ізоляції підвищеною напругою;
- вимірювання втрат неробочого ходу при зниженій напрузі;
- вимірювання опору обмоток постійному струму;
- перевірка коефіцієнта трансформації;
- перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів та полярності виводів однофазних;
- визначення опору короткого замикання трансформатора;
- перевірка працездатності пристроїв перемикачів;
- контроль роботи допоміжних елементів;
- випробування бака трансформатора на герметичність;
- перевірка систем охолодження;
- вимірювання основних характеристик трансформаторної оливи;
- оцінювання рівня вологості твердої ізоляції;
- випробування вводів;
- випробування вбудованих трансформаторів струму;
- перевірка трансформаторів шляхом увімкнення їх на номінальну напругу [21].

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов робіт, пов'язаних з експлуатацією трансформаторів на ГЕС потужністю 330 МВт

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

Головним завданням даного розділу магістерської кваліфікаційної роботи є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання створення безпечних умов праці на електричній станції. Розглянемо питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів з їх зниження, з техніки безпеки, з цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці під час експлуатації та монтажу трансформаторів на електростанції.
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час проведення монтажних робіт.
3. Розрахувати параметри грозозахисту відкритої розподільної установки 220 кВ.
4. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 220 кВ.

Вхідні дані для розв'язання поставлених задач з охорони праці взято з попередніх розділів МКР.

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів під час експлуатації та монтажу трансформаторів виконується з врахуванням літературних

джерел [22-25]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- відсутність чи недостатність природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

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

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень під час проведення електромонтажних робіт на ГЕС потужністю 330 МВт

Організація електромонтажних робіт включає інженерну підготовку, в

ході якої розробляють [22, 24]:

- технічний проект на базі вивчення проектно-кошторисної документації електричної частини відповідного енергетичного об'єкта;
- економічне обґрунтування;
- проект організації робіт;
- проект виконання робіт;
- необхідні креслення, монтажні схеми і технологічні карти на проведення робіт;
- мережеві графіки на проведення монтажних та пусконаладжувальних робіт.

Інженерну підготовку виробництва виконують спеціальні групи підготовки виробництва або інженерно-технічні робітники – прораби та майстри. На групу підготовки виробництва покладаються також функції отримання, перевірки, обробки, обліку та зберігання проектно-кошторисної документації по всіх об'єктах монтажу. У випадку необхідності група проводить корегування проекту з метою максимального підвищення рівня індустріалізації монтажних робіт, а також можливі заміни нестандартних конструкцій на типові.

Основним технічним документом при виробництві електромонтажних робіт є затверджений проект електроустановки, в чіткій відповідності з яким повинні виконуватись всі електромонтажні роботи. Будь-які зміни в проект можуть бути внесені тільки за узгодженням з проектною організацією – автором проекту. До головних документів, вимоги яких підлягають безумовному виконанню при виробництві робіт, належать діючі ПУЕ та БНіП, на основі яких розробляються плани виробництва робіт, монтажні інструкції, технологічні карти, а також заводські інструкції на поставлене обладнання і матеріали. Виконання електромонтажних робіт на об'єктах без плану виробництва робіт не допускається.

В електропромисловості для монтажу обладнання розроблені типові технологічні карти, які сприяють впровадженню єдиних форм відомостей, графіків і таблиць. Усю проектну технічну документацію аналізує замовник, який

перед передачею її монтажній організації для виробництва робіт зобов'язаний поставити на ній підпис та штамп “Дозволяється до виробництва робіт”.

Будь-які види електромонтажних робіт виконуються в два етапи. На першому етапі здійснюються заготівельні роботи в майстернях і підготовчі роботи безпосередньо на об'єктах. На другому – електромонтажні роботи на об'єкті [18].

Приміщення, які призначаються для монтажу електрообладнання, повинні відповідати таким загальним вимогам: вони повинні бути сухими, світлими, прохолодними, чистими, вільними від пилу та парів, допускати можливість легко вносити обладнання при монтажі і виносити його при демонтажі, забезпечувати можливість монтажу апаратури без зняття і пошкодження іншого обладнання, яке знаходиться в цьому ж приміщенні, і доступ персоналу для обслуговування і експлуатації.

До початку монтажу електричних трансформаторів і машин приміщення, включаючи фундамент і оздоблення, повинно бути закінчено, оскільки цементний пил шкідливий для обладнання (він руйнує ізоляцію обмоток, засмічує підшипники, забруднює проводи, шини, контакти та вводи). Якщо немає можливості відкласти монтаж електрообладнання до закінчення будівельних робіт, то пристрої, що монтуються і ті, що вже встановлені, повинні бути відгороджені стінкою або надійно вкриті.

4.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ

В даному підрозділі розрахуємо грозозахист ВРУ-220 кВ. План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ подано на рис. 4.1.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (4.1)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (4.2)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (4.3)$$

де h – висота блискавковідводів, м;

h_x – розрахункова висота зони захисту, м;

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

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

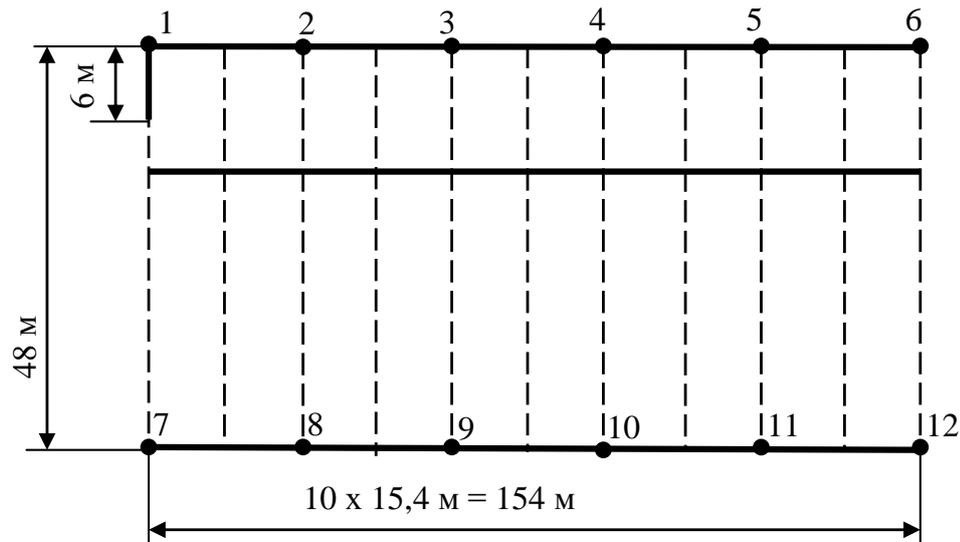


Рисунок 4.1 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

Вихідні дані:

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

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

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

Розраховані значення параметрів зони захисту наведені в табл. 4.1. Таблиця 4.1 – 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, 10-11, 11-12	30,8	28,69	22,33	13,13
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	48	26,86	16,82	13,13
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57	25,6	13,04	13,13

Зона захисту блискавковідводів наведена на рис. 4.2.

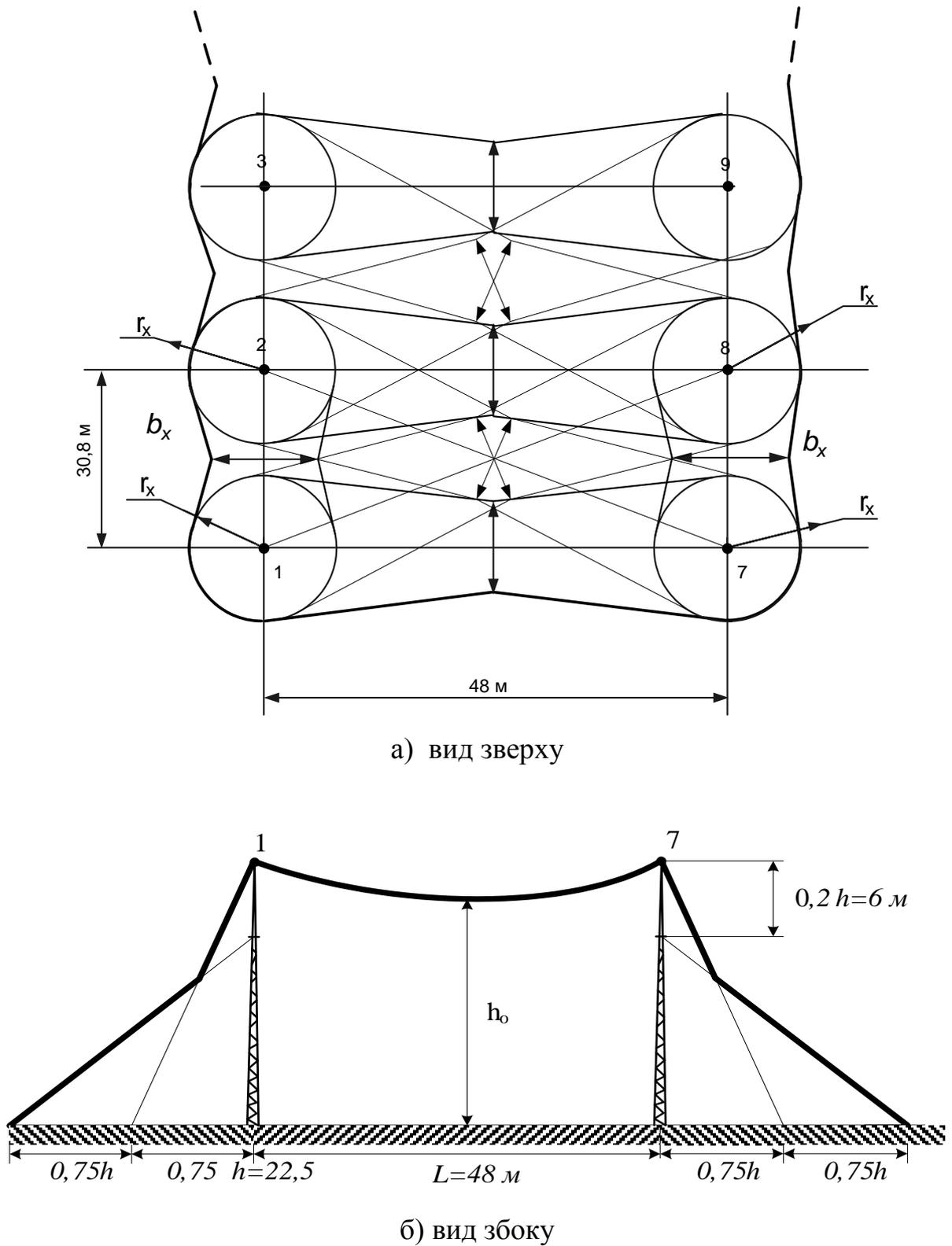


Рисунок 4.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

4.4 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рис. 4.3).

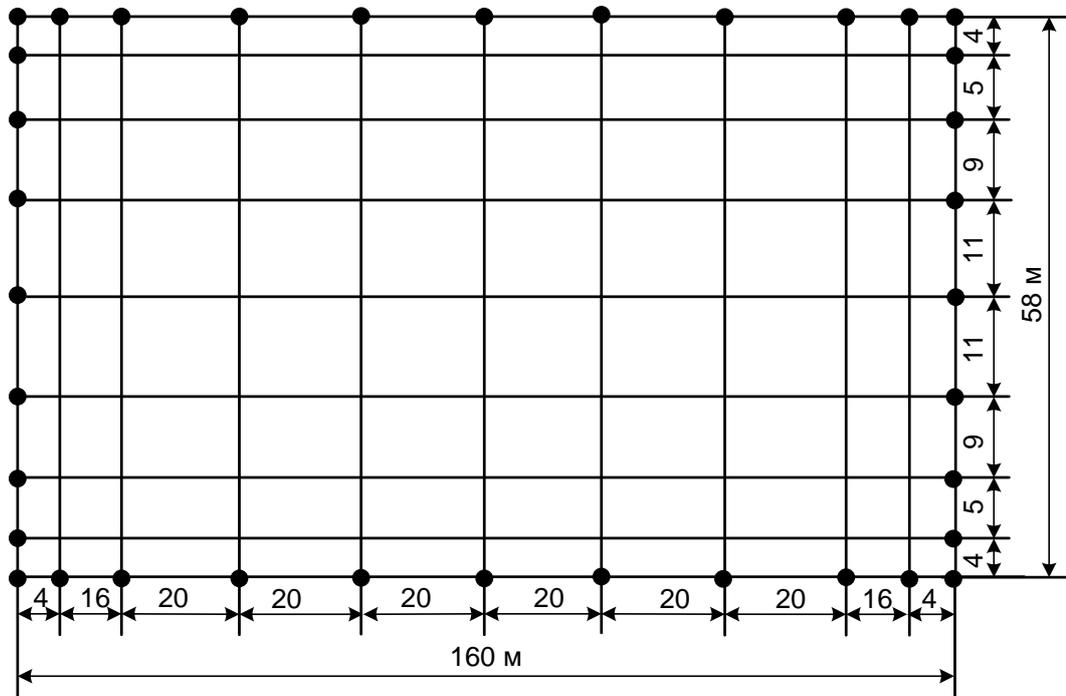


Рисунок 4.3 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Вихідними даними для розрахунку є такі параметри ВРУ:

- площа заземлювального пристрою: $S = (160 \times 58) = 9280 \text{ м}^2$;
- 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.

- 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: $l_g = 4 \text{ м}$.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = 2(160 + 58)/36 = 12,1 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 800/160 = 5;$$

$$a/l_g = 12,1/4 = 3,03;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9280} = 96,33 \text{ м.}$$

Опір заземлювального пристрою [13, 20]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_B}, \quad (4.4)$$

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

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

L_2, L_g – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів,

м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (4.5)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (4.6)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,5}{96,33} = 0,046 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,046 = 0,405;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{4} = 0,375.$$

$$L_2 + L_g = (9 \cdot 160 + 11 \cdot 58) + 36 \cdot 4 = 2222 \text{ м.}$$

З [13] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,6$.

$$\rho_{екв} = 1,6 \cdot 160 = 256 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

$$R_3 = 0,405 \cdot \frac{256}{96,33} + \frac{256}{2222} = 1,19 \text{ Ом} > R_{3.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,1 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,19 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,19 \cdot 1,1 + 1,19 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,39 \text{ (Ом)} < R_{3.дон} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Отже, обраний заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Таким чином в даному розділі було розв'язано всі поставлені задачі.

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні монтажу силових трансформаторів в електроустановках.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 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. 5.1. 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 5.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст}. \quad (5.1)$$

$$k_{num} = \frac{14654640000}{330000} = 44408 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 5.1 – 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	184800000	2,0	7392000	48	177408000	369600000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	28000	72,5	6699000000	27	2494800000	0,5	46200000	9240000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обл. призначення	2,0	80	147840000	20	36960000	-	-	184800000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	83160000	10	9240000	-	-	92400000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	438900000	5,0	23100000	-	-	462000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	87780000	5	4620000	-	-	92400000
7	Упорядкування території	1,0	100	92400000	-	-	-	-	92400000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	1108800000	10	138600000	10	138600000	1386000000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	924000000	924000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	46200000	46200000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	9240000	9240000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	924000000	924000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	831600000	831600000
	Всього			8842680000		2714712000		3097248000	14654640000

5.2 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 елек-

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

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

5.2.1 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 5.1. 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) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (8842680000 - 4389000000) = 5042268000 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 462000000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини}; \quad (5.4)$$

$$O\Phi_3 = 0,4 \cdot (8842680000 - 4389000000) + (2714712000 - 231000000) + 3097248000 = \\ = 91503720000 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	5042268000	7%	352958760
ОФ2	4620000000	28%	1293600000
ОФ3	9150372000	20%	1830074400
Разом	14654640000		2312393160

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 5042268000 \cdot 0,07 + 4620000000 \cdot 0,28 + 9150372000 \cdot 0,20 = \\ = 2312393160 \text{ тис. грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (5.6)$$

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

виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

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

$k_{шт}$ для ГЕС дорівнює 0,5.

$$P = 0,5 \cdot 330 = 165 \text{ чол.}$$

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	140 чол.
ІТР	20 чол.
Службовці	4 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	11960
ІТР	18200
Службовці	13000
МОП	9360

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

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

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 140 \cdot 11960 = 20092800$ грн.;

ІТР $S_{zn} = 12 \cdot 20 \cdot 18200 = 4368000$ грн.;

Службовці $S_{zn} = 12 \cdot 4 \cdot 13000 = 624000$ грн.;

МОП $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 9360 = 112320$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	140	20092800
ІТР	20	4368000
службовці	4	624000
МОП	1	112320

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.5 за формулою:

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 1,80 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_\theta, \quad (5.8)$$

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

κ_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).

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (20092800 + 112320) + 1,80 \cdot (4368000 + 624000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 39181102 \text{ грн.}$$

5.2.3 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.

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100}$$

$$I_{in} = \frac{(2312393160 + 39181102) \cdot 38}{100} = 893598219,55 \text{ грн.}, \quad (5.9)$$

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

5.2.4 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

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (5.10)$$

$$I = 2312393160 + 39181101,96 + 893598219,54 = 3245172481,5 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{I \cdot 100}{E_{\text{відп.}} \cdot 1000}, \quad (5.11)$$

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

$$C = \frac{3245172481,5 \cdot 100}{1666303,4 \cdot 1000} = 194,75 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	2312393160,00	71,26%	138,77
Заробітна плата	39181101,96	1,21%	2,35
Інші затрати	893598219,54	27,54%	53,63
Разом	3245172481,50	100%	194,75

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	330
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	1666303,4
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	2
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	14654640
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	44408
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	194,75

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Ч};$$

$$K_{обс} = \frac{330}{165} = 2 \text{ МВт/чол.}$$

Таким чином у даному розділі були пораховані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 330 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 194,75$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано сучасну економічну й стратегічну задачу підвищення ефективності функціонування та забезпечення надійності енергосистеми України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 330 МВт. Досліджено методи проектування електричної частини ГЕС на прикладі гідроелектростанції потужністю 330 МВт, що дозволило підвищити рівень теоретичних та практичних знань у галузі електроенергетики.

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

1. Праналізовано та показано актуальність та важливість використання гідроелектростанцій в сучасних умовах функціонування енергосистеми України. Вивчено методи проектування та розрахунку електричної частини ГЕС.

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 330 МВт, яка видає потужність до споживачів на напругах 110 кВ та 220 кВ.

3. Запропоновано головну електричну схему з'єднань та схему власних потреб станції. Споживачі власних потреб отримують живлення на напрузі 0,4 кВ від агрегатних ТВП. Резервне живлення споживачів ВП забезпечується від обмотки низької напруги автотрансформатора зв'язку, що дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання відповідальних споживачів власних потреб у разі зникнення напруги від робочих ТВП.

4. Обрано вимикачі та роз'єднувачі, струмопровідні частини, акумуляторну батарею, вимірювальні трансформатори. Розраховано грозозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-220 кВ.

5. Досліджено питання та задачі експлуатації силових трансформаторів на електростанціях та в електроустановках.

6. Запропоновано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок ГЕС, що дозволить забезпечити безпечні умови роботи.

7. Розраховано основні техніко-економічні показники; собівартість виробленої електроенергії становить 194,75 коп/кВт·год.

D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf

9. Сліденко М. О., Тептя В. В., Олійник Ю. О. Статистика пошкоджень силових трансформаторів. Матеріали VI Міжнародної науково-технічної конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)». Збірник наукових праць [Електронний ресурс]. Вінниця: ВНТУ, 2025. С. 194-197. (PDF, 267 с.) ISBN 978-617-8163-64-8 URL: <https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/book/924>

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. Системи автоматизованого проектування електроустановок : електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / В. В. Тептя, В. О. Комар, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2024. 110 с.

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. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Електричні станції та підстанції» для студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Частина 1 [Елект-

ронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2025. 96 с.

18. 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.

19. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

20. 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.

21. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 Норми випробування електрообладнання

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. 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.

28. 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>

29. 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.

30. 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

Назва роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом задач експлуатації трансформаторів»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(бакалаврська кваліфікаційна робота / магістерська кваліфікаційна робота)

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем, ФЕЕЕМ, гр.ЕС-24м
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КПІ) 21,2 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Зав. кафедри ЕСС Жамор В.О.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

Професор кафедри ЕСС Мешко Т.Р.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис] Вишневецький С. Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник

[Підпис]
(підпис)

Тептя В. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач

[Підпис]
(підпис)

Олійник Ю. О.

(прізвище, ініціали)

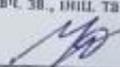
ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Комар В. О.

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


(підпис)

" 24 " 09 2025 р.

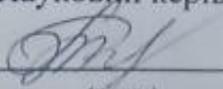
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

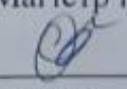
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
330 МВт З АНАЛІЗОМ ЗАДАЧ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.010.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.


Тептя В.В.
(підпис)

Магістр групи ЕС-24м


Олійник Ю. О.
(підпис)

Вінниця 2025 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 № 313 від 24 вересня 2025 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 330 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. Міненергоугілля 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 330 МВт з чотирма гідроагрегатами типу ВГС 1260/147-68 одиничною потужністю 82,5 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 150 км, поту-

жність 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	25.09.25	26.09.25	формування технічного завдання; аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
2	Електротехнічна частина	27.09.25	10.10.25	розділ 1
3	Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок	11.10.25	18.10.25	розділ 2
4	Аналіз задач експлуатації трансформаторів	19.10.25	28.10.25	розділ 3
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.25	05.11.25	розділ 4

6	Економічна частина	06.11.25	12.11.25	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.25	20.11.25	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.25	26.11.25	графічна частина, плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.25	01.12.25	протокол перевірки
10	Рецензування МКР	01.12.25	04.12.25	
	Захист МКР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 330 МВт, а також одержання результатів аналізу задач експлуатації 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.

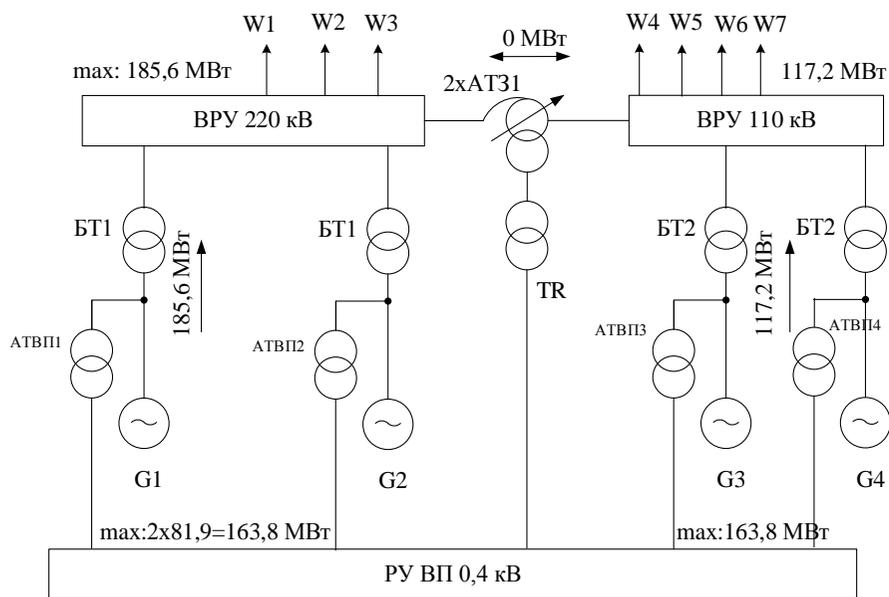
11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом
Відсутні.

ДОДАТОК В

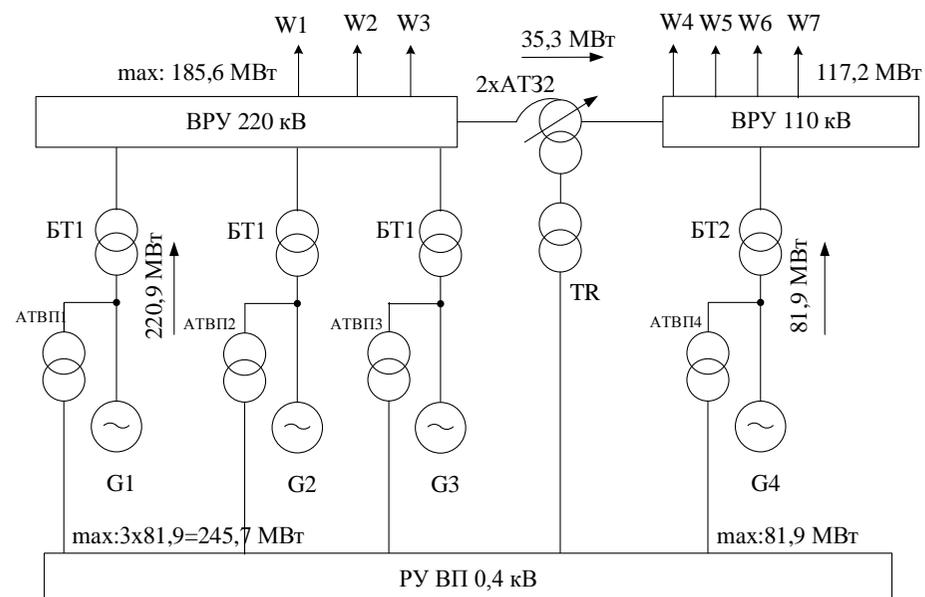
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
330 МВТ З АНАЛІЗОМ ЗАДАЧ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

1. ВИБІР СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС

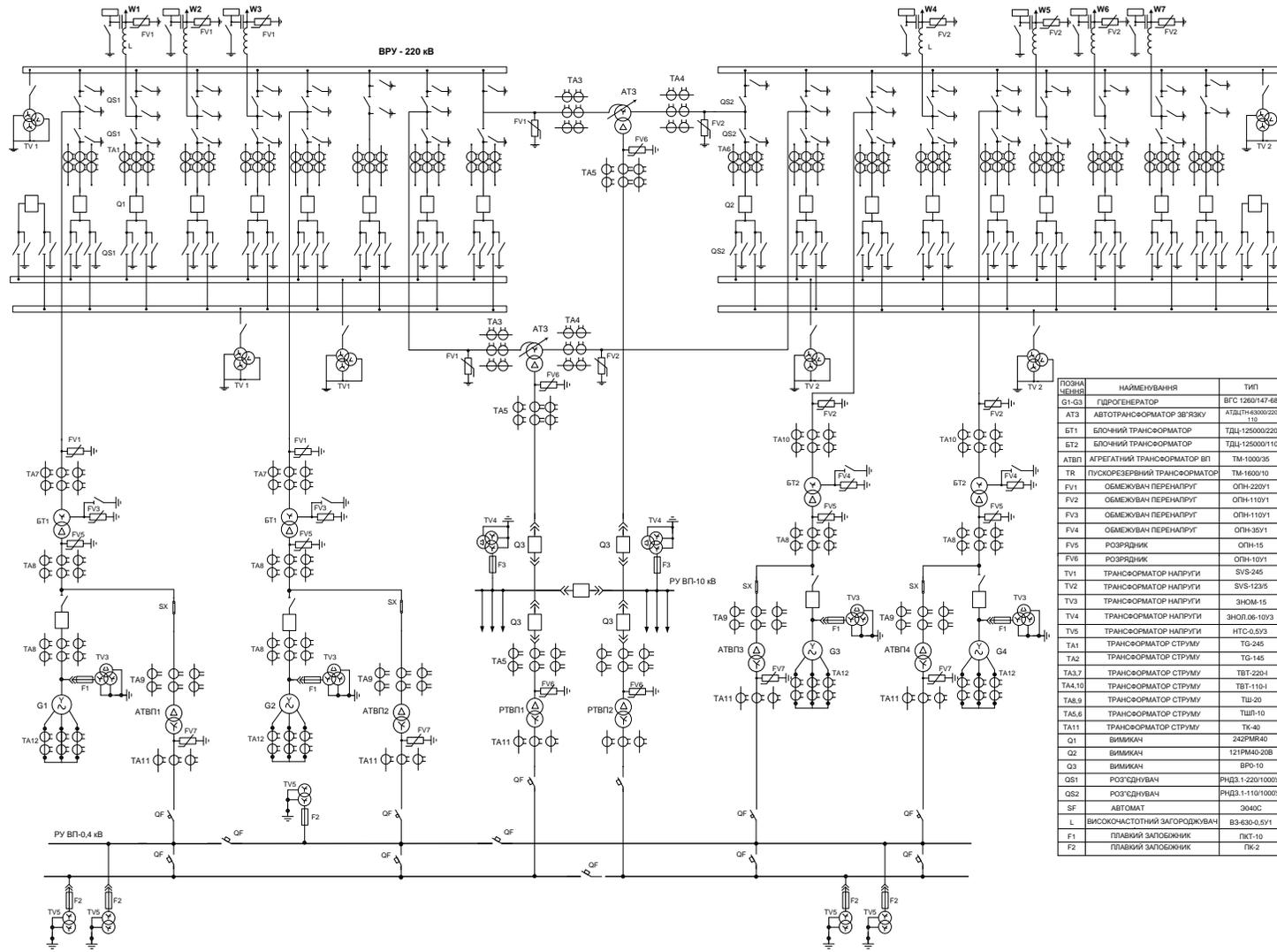


I-й варіант



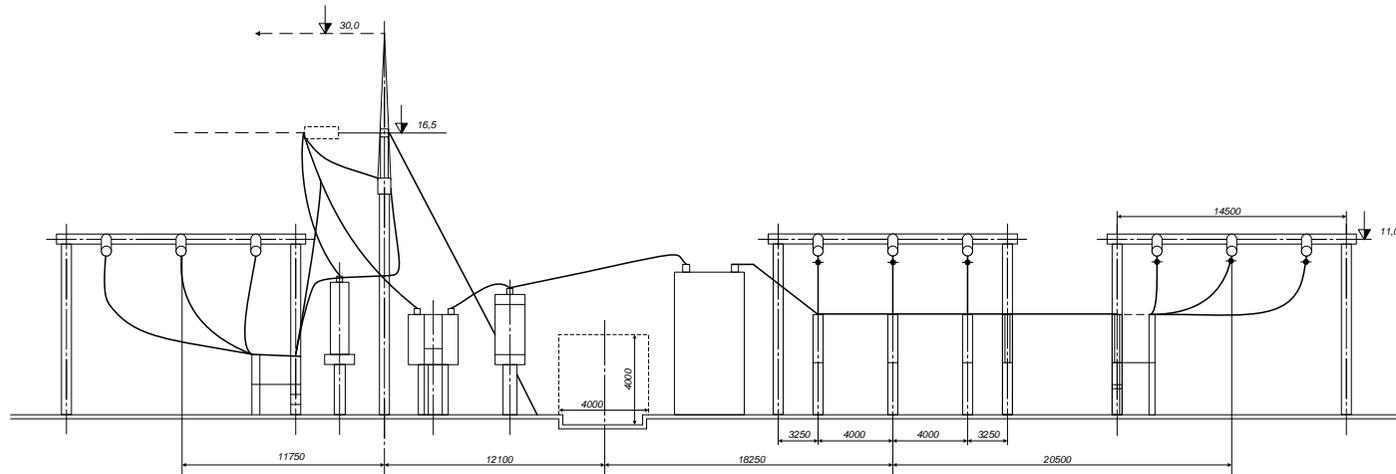
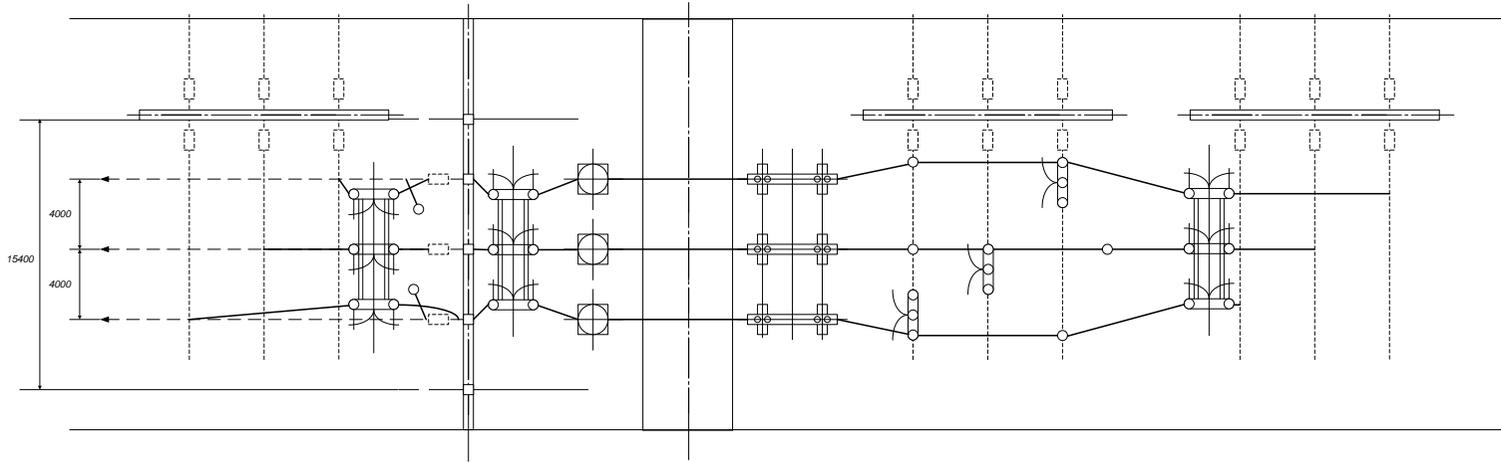
II-й варіант

2. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ

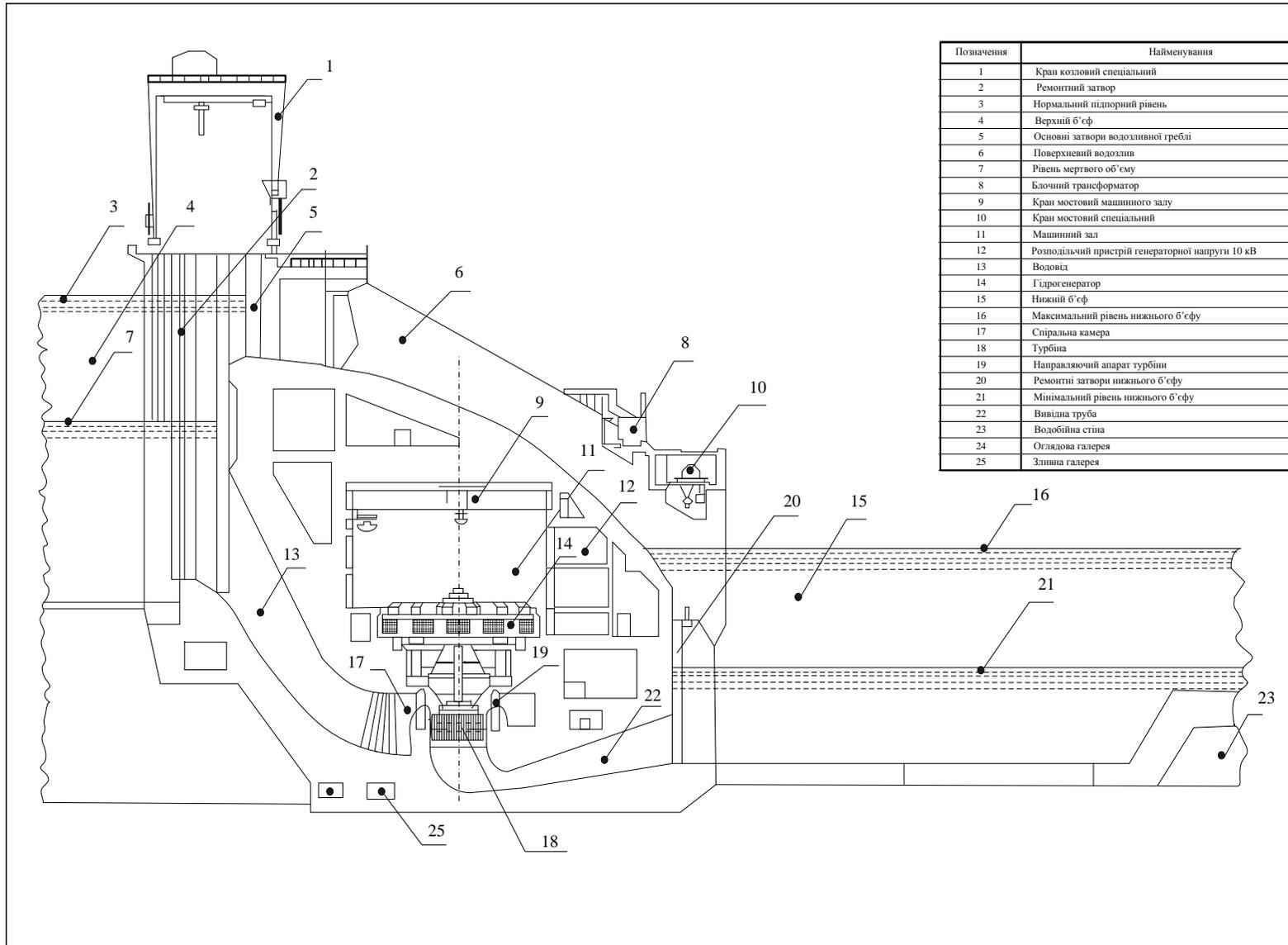


ПОЗИЦІЙНЕ ЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
G1-G3	ГІДРОЕНЕРГАТОР	ВГС 1260/47-68
AT3	АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	АТДТн-63000/200/110
BT1	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЦ-125000/220
BT2	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЦ-125000/110
ATBP1	АГРЕГАТНИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТМ-1000/35
TR	ПУСКЕРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТМ-1600/10
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-1200/1
FV2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-1100/1
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-1100/1
FV4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-36/1
FV5	РОЗЯРДНИК	ОПН-15
FV6	РОЗЯРДНИК	ОПН-10/1
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS-245
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS-123/5
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОМ-15
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОП.06-10/3
TV5	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НТС-0,6/3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-245
TA2	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-145
TA3,7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TBT-220/4
TA4,10	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TBT-110/1
TA8,9	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШ-20
TA5,6	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШ-10
TA11	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТК-40
Q1	ВИМИКАН	242PМR40
Q2	ВИМИКАН	121PМ40-205
Q3	ВИМИКАН	ВРD-10
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РЦДЗ.1-220/1000У
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РЦДЗ.1-110/1000У
SF	АВТОМАТ	З040С
L	ВИСОКЧАСТОТНИЙ ЗАГОРОДЖУВАЧ	ВЗ-630-0,5У1
F1	ПЛАВИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-10
F2	ПЛАВИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПК-2

3. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-220 КВ



4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ СТАНЦІЇ



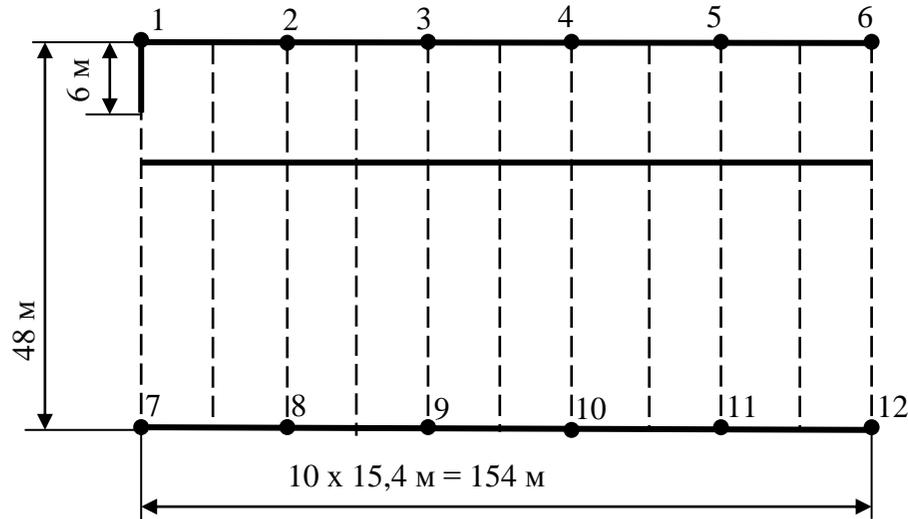
6. РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

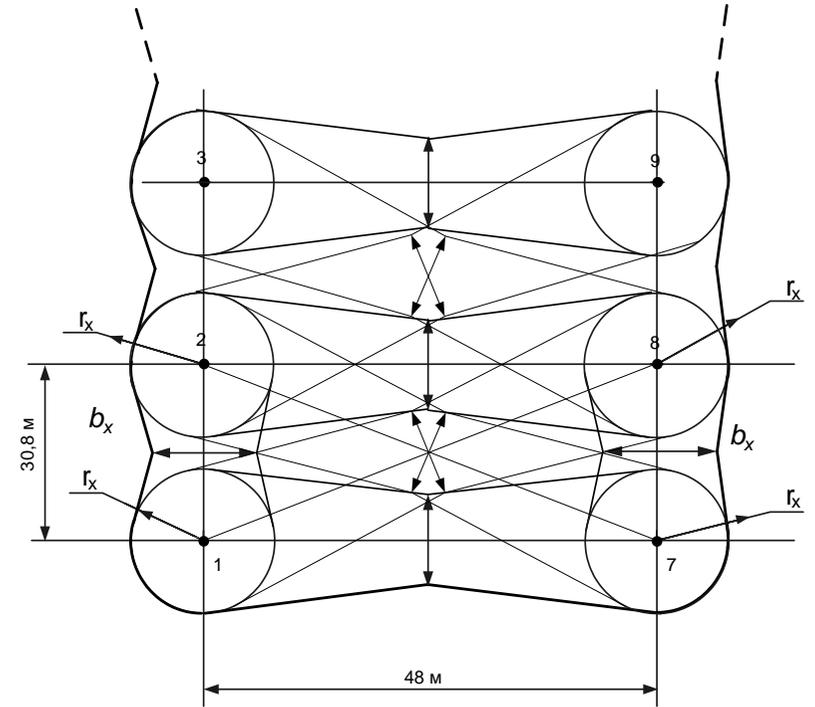
- висота блискавковідводу: $h = 30$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 17$ м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

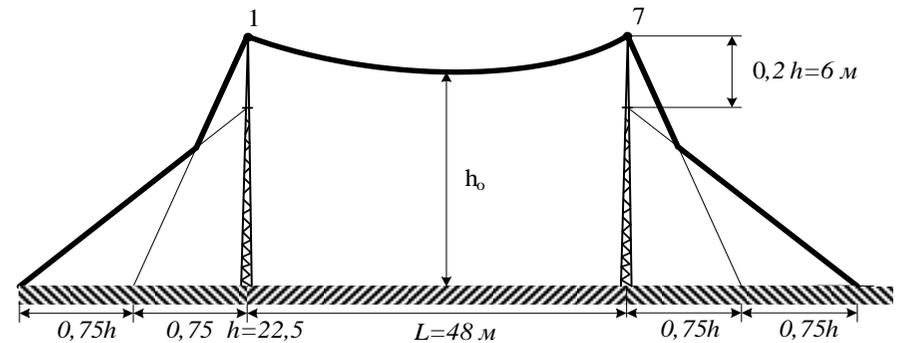
Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	30,8	28,69	22,33	13,13
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	48	26,86	16,82	13,13
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57	25,6	13,04	13,13



План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ



Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ



Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

7. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (160 \times 58) = 8400 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

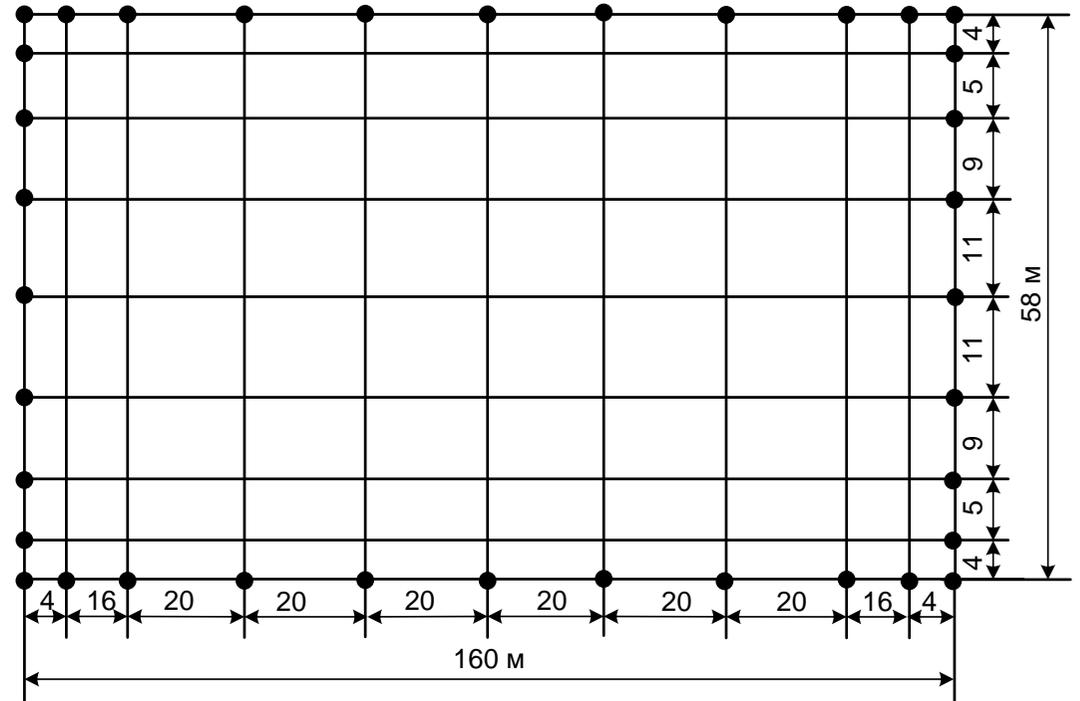
$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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: $n_g = 36$ шт.;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 4 \text{ м}$.

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

8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	2312393160,00	71,26%	138,77
Заробітна плата	39181101,96	1,21%	2,35
Інші затрати	893598219,54	27,54%	53,63
Разом	3245172481,50	100%	194,75

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники станції

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	330
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	1666303,4
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	2
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	14654640
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	44408
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	194,75