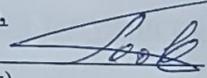


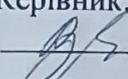
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 64 МВт з дослідженням релейного захисту і автоматики станції»

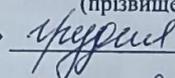
Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-24м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції».

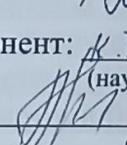
Ткачук О. В. 
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

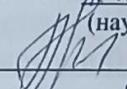
Лесько В. О. 

(прізвище та ініціали)

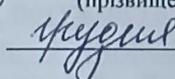
«10»  2025 р.

Опонент: к.т.н. доц, доц. каф. ЕСС ЕМ 

(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

Галемко О. Д. 

(прізвище та ініціали)

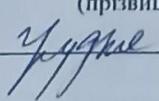
«11»  2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)

«12»  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.

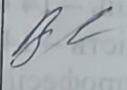
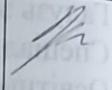
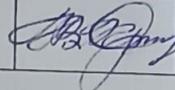
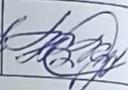
«14» 09 2025 р.

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Ткачук Олександр Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 64 МВт з дослідженням релейного захисту і автоматики станції».
Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24 вересня.2025р № 313
2. Строк подання студентом роботи «09» грудня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 40 км; паливо вода; максимальне навантаження району 9 МВт; напруга мережі району 35 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 45 МВт; номінальна потужність системи 19400 МВА; номінальний опір системи 0.42 в.о. номінальна напруга системи 110 кВ; тип гідроагрегата СВ-420/60-24, потужність станції 64 МВт.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Розрахунок електричних навантажень станції. 2 Електротехнічна частина. 3 Релейний захист та автоматика гідроелектростанції. 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. Титулка. 2. Вступ. 3. Вибір структурної схеми ГЕС. 4. Вибір схеми ВРУ. 5. Головна схема електричних з'єднань. 6. Техніко-економічні показники станції. 7. Основні підсистеми релейного захисту та автоматики ГЕС. 8. Рекомендовані види захисту для трансформаторів. 9. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

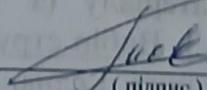
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання « 24 » вересня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

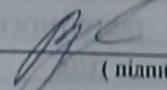
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	03.09.2025	07.09.2025	вик
2	Вступ. Огляд літературних джерел	08.09.2025	20.09.2025	вик
3	Розрахунок електричних навантажень станції	21.09.2025	05.10.2025	вик
4	Електротехнічна частина	06.10.2025	23.10.2025	вик
5	Релейний захист та автоматика гідроелектростанції	24.10.2025	09.11.2025	вик
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	10.11.2025	16.11.2025	вик
7	Економічна частина	17.11.2025	23.11.2025	вик
8	Оформлення пояснювальної записки	24.11.2025	26.11.2025	вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	27.11.2025	28.11.2025	вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР			вик

Студент


(підпис)

Олександр ТКАЧУК

Керівник роботи


(підпис)

Владислав ЛЕСЬКО

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Ткачук Олександр Володимирович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 64 МВт з дослідженням релейного захисту і автоматики станції». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 96 с. Бібліогр.: 26. Рис. : 18. Табл. : 35

У роботі розроблено електричну частину ГЕС потужністю 64 МВт (генератор СВ-420/60-24). Обґрунтовано та обрано найбільш економічно доцільну структурну схему станції, схему власних потреб з двома резервними трансформаторами та розділенням секцій 0,4 кВ. Виконано вибір і перевірку основного електрообладнання, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Розраховано релейний захист генератора (диференціальний, від замикань на землю, від втрати збудження), блочного трансформатора (диференціальний, газовий, відсічка) та збірних шин. Визначено техніко-економічні показники станції, собівартість відпущеної електроенергії – 1,34 грн/кВт·год.

Ключові слова: гідроелектростанція, гідрогенератор, релейний захист, диференціальний захист, власні потреби, розподільний пристрій 110 кВ, заземлювальний пристрій, струми короткого замикання, техніко-економічні показники.

ABSTRACT

Tkachuk Oleksandr Volodymyrovych “Electrical part of a hydroelectric power plant with a capacity of 64 MW with a study of relay protection and automation of the station”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 96 p. Bibliography: 26. Fig. : 18. Tab. : 35

The work developed the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 64 MW (generator SV-420/60-24). The most economically feasible structural scheme of the station, the scheme of own needs with two backup transformers and separation of sections of 0.4 kV were substantiated and selected. The selection and verification of the main electrical equipment, busbars, measuring transformers, battery and grounding device VRU-110 kV were performed. The relay protection of the generator (differential, from ground faults, from loss of excitation), block transformer (differential, gas, cut-off) and busbars was calculated. The technical and economic indicators of the station were determined, the cost of electricity supplied was 1,34 grn/kWh.

Keywords: hydroelectric power plant, hydrogenerator, relay protection, differential protection, own needs, 110 kV switchgear, grounding device, short-circuit currents, technical and economic indicators.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	2
ВСТУП.....	5
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ	7
1.1 Графіки електричних навантажень станції.....	7
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	16
2.1 Вибір силового обладнання.....	16
2.2 Вибір структурної схеми станції.....	17
2.2.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....	17
2.2.2 Проектування структурної схеми станції	19
2.3 Вибір схеми власних потреб станції станції.....	26
2.4 Вибір схем ВРУ-110 кВ та 35 кВ	28
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	33
2.6 Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = \tau$, а також ударного струму КЗ	35
2.7 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$	36
2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	37
2.9 Вибір комутаційних апаратів	40
2.10 Вибір струмоведучих частин	41
2.11 Вибір кабелів.....	46
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів	47
2.13 Вибір акумуляторної батареї.....	51
2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	54

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	56
3.1 Загальні положення системи релейного захисту та автоматики ГЕС	56
3.1.1 Структура системи захисту та автоматики	56
3.2 Релейний захист генератора СВ-420/60-24.....	57
3.2.1 Можливі несправності та аварійні режими роботи генератора.....	58
3.2.2 Диференціальний захист статора генератора	59
3.2.3 Захист статора від замикань на землю	61
3.2.4 Захист від втрати збудження	63
3.3 Захист силового трансформатора ГЕС	64
3.3.1 Типи несправностей трансформаторів.....	65
3.3.2 Диференціальний захист трансформатора	65
3.3.3 Газовий захист трансформатора	66
3.3.4 Захист від перевантаження та підвищення температури	67
3.4 Захист збірних шин та розподільчих пристроїв	68
3.4.1 Принцип побудови диференціального захисту шин.....	68
3.4.2 Швидкодіючий диференціальний захист шин з гальмуванням.....	69
3.5 Розрахунок релейного захисту для ГЕС потужністю 64 МВт	70
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	84
4.1 Задачі розділу.....	84
4.2 Організаційно-технічні заходи для безпечної експлуатації станції.	85
4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	87
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	91
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	91
5.2 Визначення собівартості електроенергії на станції	93

5.2.1 Розрахунок витрат на паливо	98
5.2.2 Інші затрати.....	98
5.2.3 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	98
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	99
ВИСНОВКИ.....	101
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
ДОДАТКИ	106
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК Б ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР	1
ДОДАТОК В ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ	6
ДОДАТОК Г РОЗРАХУНОК СХЕМИ ВРУ ВН	7
ДОДАТОК Д РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	13
ДОДАТОК Е ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА.....	26

ВСТУП

Актуальність теми. Гідроенергетика України зазнала критичного удару внаслідок воєнної агресії: масовані ракетні обстріли та руйнування ГЕС спричинили втрату понад половини маневрених генеруючих потужностей. У такій ситуації модернізація наявних та розвиток нових гідроенергетичних об'єктів стають стратегічно важливими для відновлення та зміцнення енергетичної безпеки держави. Частка гідроелектростанцій у структурі встановленої потужності України становить близько 10 %, однак технічний та природний потенціал дозволяє підвищити цей показник до 25%.

З огляду на підвищені вимоги до надійності роботи енергосистеми особливої ваги набувають сучасні системи релейного захисту та автоматики. Використання цифрових технологій, удосконалення алгоритмів захисту та інтеграція інтелектуальних систем керування забезпечують підвищення ефективності експлуатації обладнання, скорочують час відновлення після аварій та зменшують втрати електроенергії. Тому комплексне дослідження електричної частини ГЕС із фокусом на релейному захисті та автоматизації є актуальним і необхідним для підвищення надійності, стійкості та оперативності роботи гідроенергетичних об'єктів у сучасних умовах.

ення надійності та ефективності енергосистеми України.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування енергосистеми України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 64 МВт, а також розрахунок релейного захисту.

Відповідно до вказаної мети в роботі поставлені такі основні задачі:

- проектування структурної схеми гідроелектричної станції потужністю 64 МВт;
- розроблення схеми електропостачання споживачів власних потреб ГЕС;
- вибір основного та комутаційного обладнання;

- проєктування заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ;
- проаналізувати системи автоматики та визначити параметри їх налаштування;

- визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції.

Об'єкт дослідження – електрична частина гідроелектростанції потужністю 64 МВт з генераторами типу СВ-420/60-24.

Предмет дослідження – методи та засоби проєктування електричної частини ГЕС, системи релейного захисту та автоматики.

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

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

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ

1.1 Графіки електричних навантажень станції

Робочий режим електростанції визначається за допомогою графіків електричних навантажень у всій енергосистемі та в конкретному районі, який вона обслуговує. При цьому потужність станції має повністю задовольняти ці графіки, враховуючи втрати електроенергії під час її транспортування від точки генерації до місць перетворення та кінцевого споживання, а також власні витрати на забезпечення функціонування самої станції [4].

Для створення таких графіків навантажень у номінальних одиницях застосовується спеціальна формула:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}. \quad (1.1)$$

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

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

Передача електричної енергії завжди супроводжується певними втратами, які можна класифікувати на постійні ΔP_1 , незалежні від величини струму в навантаженні, та змінні ΔP_2 , що зростають пропорційно квадрату цього струму. Під час обчислення графіків навантажень для оцінки відносних втрат доцільно використовувати такі значення:

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

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

Навантаження місцевого району в (МВт) визначається за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{pmax}}{100}. \quad (1.2)$$

Навантаження системи в (МВт) визначається за формулою:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{cmax}}{100}. \quad (1.3)$$

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

P_{cmax} – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати в мережах МР визначається за формулою:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}. \quad (1.4)$$

Постійні втрати в мережах С визначається за формулою:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_1 \cdot P_{cmax}. \quad (1.5)$$

Змінні втрати в мережах МР визначається за формулою:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}}; \quad (1.6)$$

$$\Delta P_{2c} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}}. \quad (1.7)$$

Сумарна потужність, яка віддається у МР.

$$P_{рвід} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}. \quad (1.8)$$

Сумарна потужність, яка віддається у систему визначається за формулою::

$$P_{свід} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}. \quad (1.9)$$

Загальна потужність, що видається з шин гідроелектростанції:

$$P_{\text{від}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}} \cdot \quad (1.10)$$

Потужність, яка спрямовується на забезпечення власних потреб станції:

$$P_{\text{вп}} = \left(0.4 + 0.6 \cdot \frac{P_{\text{від}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від.мах}}}{100} \cdot \quad (1.11)$$

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

$P'_{\text{вп}}$ – максимальне навантаження власних потреб гідроелектростанції, по відношенню до встановленої потужності%;

$P'_{\text{вп}} = 2 \%$ (табл. 1.1);

$P_{\text{від.мах}}$ – максимальна потужність, що віддається з шин гідроелектростанції, МВт.

Потужність, яка виробляється гідрогенераторами:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}} \cdot \quad (1.12)$$

За допомогою описаного методу обчислюються графіки електричних навантажень для зимового та літнього періодів у різних часових проміжках. Отримані результати фіксуються в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку електричних навантажень

Складові витрат потужності	Режим	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	повн. вод.	50.00	85.00	95.00	85.00	95.00	100.00	85.00	75.00
	мало. вод.	45.00	70.00	80.00	90.00	100.00	95.00	80.00	72.00
Навантаження місцевого району, МВт	повн. вод.	4.50	7.65	8.55	7.65	8.55	9.00	7.65	6.75
	мало. вод.	4.05	6.30	7.20	8.10	9.00	8.55	7.20	6.48
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	повн. вод.	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	мало. вод.	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	повн. вод.	0.14	0.39	0.49	0.39	0.49	0.54	0.39	0.30
	мало. вод.	0.11	0.26	0.35	0.44	0.54	0.49	0.35	0.28
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	повн. вод.	4.73	8.13	9.13	8.13	9.13	9.63	8.13	7.14
	мало. вод.	4.25	6.65	7.64	8.63	9.63	9.13	7.64	6.85
Навантаження системи, %	повн. вод.	95.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	95.00
	мало. вод.	35.00	45.00	45.00	45.00	50.00	45.00	45.00	30.00
Навантаження системи, МВт	повн. вод.	42.75	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	42.75
	мало. вод.	15.75	20.25	20.25	20.25	22.50	20.25	20.25	13.50
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	повн. вод.	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	мало. вод.	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	повн. вод.	5.69	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	5.69
	мало. вод.	0.77	1.28	1.28	1.28	1.58	1.28	1.28	0.57
Потужність, що віддається в систему, МВт	повн. вод.	49.34	52.20	52.20	52.20	52.20	52.20	52.20	49.34
	мало. вод.	17.42	22.43	22.43	22.43	24.98	22.43	22.43	14.97
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	повн. вод.	54.06	60.33	61.33	60.33	61.33	61.83	60.33	56.48
	мало. вод.	21.67	29.08	30.06	31.05	34.61	31.55	30.06	21.82
Витрати на власні потреби, МВт	повн. вод.	1.68	1.79	1.81	1.79	1.81	1.82	1.79	1.72
	мало. вод.	1.12	1.25	1.26	1.28	1.34	1.29	1.26	1.12
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	повн. вод.	55.74	62.12	63.14	62.12	63.14	63.65	62.12	58.20
	мало. вод.	22.79	30.33	31.33	32.34	35.95	32.84	31.33	22.94

На основі річного графіка за тривалістю навантажень розрахуємо ключові техніко-економічні характеристики функціонування гідроелектростанції:

1) Пікове навантаження станції:

$$P_{max} = 63.647 \text{ (МВт)}.$$

2) Загальний обсяг виробленої електроенергії за рік:

$$E_p = 324641.24 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

3) Номінальна потужність станції:

$$P_{вст} = 8 \cdot 8 = 64 \text{ (МВт)}.$$

4) Середня величина навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}; \tag{1.13}$$

$$P_{cp} = \frac{324641.24}{8760} = 37.06 \text{ (МВт)}.$$

5) Коефіцієнт заповнення річного графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}; \tag{1.14}$$

$$K_3 = \frac{37.06}{63.647} = 0.582.$$

6) Коефіцієнт ефективності використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}; \quad (1.15)$$

$$K_B = \frac{37.06}{64} = 0.579.$$

7) Кількість годин експлуатації при максимальному навантаженні:

$$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}; \quad (1.16)$$

$$T_{max} = \frac{324641.24}{63.647} = 5100.64 \text{ (год)}.$$

8) Кількість годин використання номінальної потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}; \quad (1.17)$$

$$T_{вст} = \frac{324641.24}{64} = 5072.52 \text{ (год)}.$$

9) Коефіцієнт резервування потужності:

$$K_p = \frac{P_{вст}}{P_{max}}; \quad (1.18)$$

$$K_p = \frac{64}{63.647} = 1.006.$$

Отримані техніко-економічні характеристики роботи станції узагальнено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Ключові техніко-економічні характеристики функціонування станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	63.65
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	324641.24
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	64.00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	37.06
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0.582
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0.579
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	5100.64
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5072.52
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1.006
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВІП}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВІП}t_i} \cdot t_i$	36235.96
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВІП}}$	288405.28
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	3521.84

На підставі проведених обчислень сформуємо добові графіки потужностей для періодів високого та низького рівня води (див. рис. 1.1 та рис. 1.2), враховуючи, що зимовий сезон охоплює 265 діб, а літній — 100 діб.

Щоб побудувати графіки навантажень, тобто потужності, яка спрямовується до локального району, беремо дані з відповідної колонки таблиці 1.1. На вертикальній осі розміщуємо значення потужності для обраного періоду, тоді як горизонтальна вісь відображає тривалість такого навантаження протягом доби, виміряну в годинах [4].

Аналогічним чином створюємо графіки для потужності, що передається в загальну енергосистему (окремо для зимового та літнього сезонів), а також для потужності, генерованої безпосередньо генераторами гідроелектростанції.

Для конструювання річного графіка навантаження встановлюємо дві осі: вертикальну — для значень потужності, виробленої генераторами станції, у порядку зменшення, та горизонтальну — для загальної кількості годин у році. Тривалість навантаження розраховується як добуток щоденної тривалості на кількість діб у періоді. Графік охоплює всі значення потужності з останньої колонки таблиці.

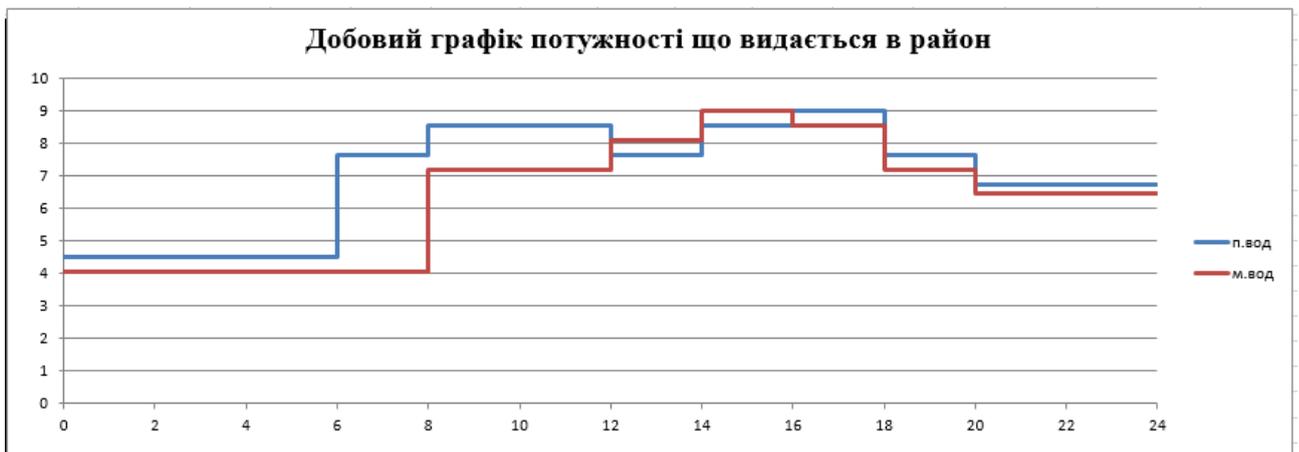


Рисунок 1.1 – Добовий графік потужності, що спрямовується до локального району



Рисунок 1.2 – Добовий графік потужності, що спрямовується в енергосистему



Рисунок 1.3 – Графік загальної потужності, що видається з шин станції

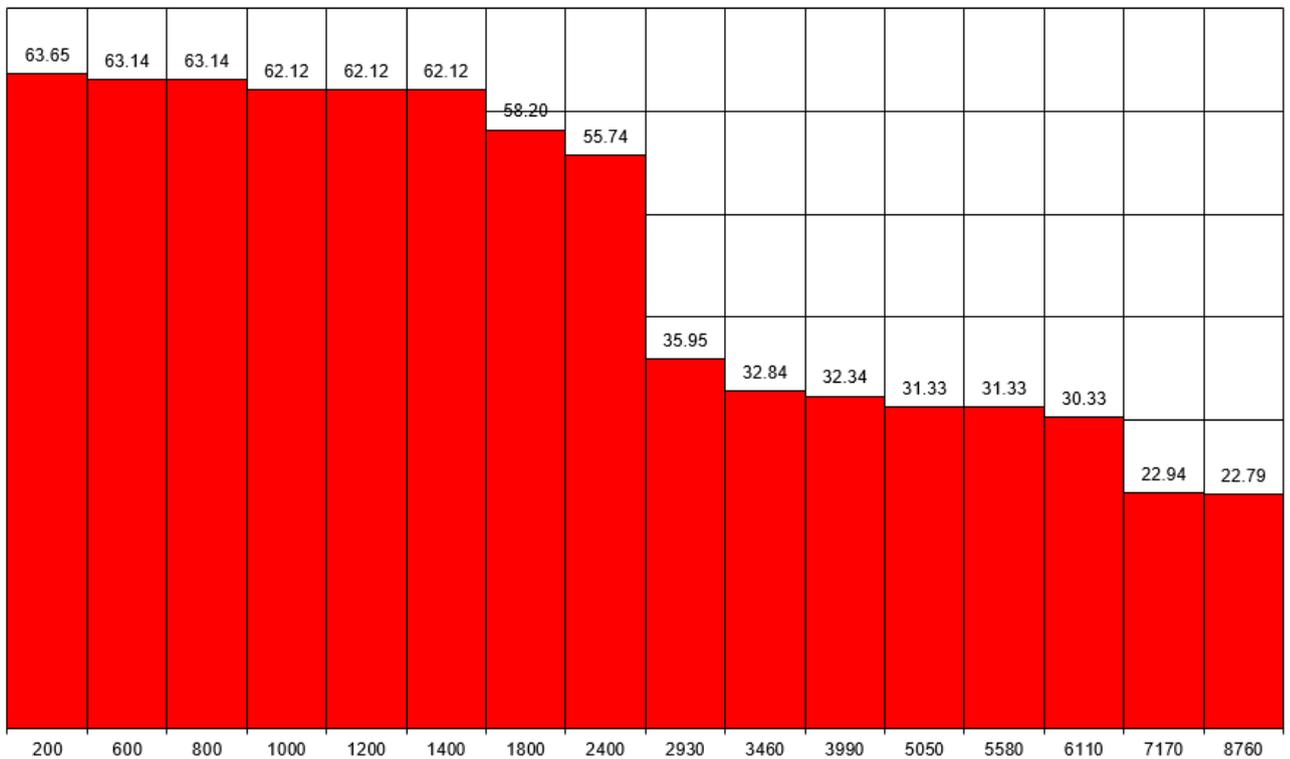


Рисунок 1.4 – Річний графік навантаження

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір силового обладнання

За можливості, основне обладнання гідроелектростанції доцільно обирати з однотипних моделей, адже це сприяє впровадженню індустріальних методів у будівництві, спрощує процеси експлуатації та проведення ремонтних робіт. До категорії ключового енергетичного устаткування ГЕС належать гідрогенератори, які забезпечують перетворення механічної енергії в електричну [4].

У нашому випадку зупиняємося на гідрогенераторі моделі СВ-420/60-24. Його базові технічні параметри подано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні технічні характеристики гідрогенератора

Тип гідрогенератора	СВ-420/60-24
$S_{Г.ном}$, МВА	10
$P_{Г.ном}$, МВт	8
$U_{Г.ном}$, кВ	6.6
$I_{Г.ном}$, кА	0.873
$\cos \varphi_{ном}$	0.8
η , %	–
$n_{ном}$, об/хв	–
Опори в.о.:	
x_{d*}''	0.27
x_{d*}'	0.27
x_{d*}	1.0
ВКЗ	
$I_{фном}$, А	–
$U_{фном}$, В	–
K_f , об/хв	–

2.2 Вибір структурної схеми станції

Розробка головної схеми електричних з'єднань відіграє ключову роль у процесі проектування електричної частини станції, адже саме вона визначає весь набір компонентів та їх взаємозв'язки. Для обрання оптимальної схеми враховуються базові параметри: тип електростанції та джерело енергії; кількість і потужність генераторних агрегатів; профілі навантажень споживачів разом з їх характеристиками; а також особливості енергосистеми в цілому [4].

2.2.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Головна електрична схема обумовлює характеристики ЕС в цілому: Головна схема електричних з'єднань безпосередньо впливає на загальні властивості гідроелектростанції, включаючи її надійність, економічну ефективність, зручність для ремонтів, рівень безпеки персоналу, простоту в експлуатації, раціональне розміщення обладнання та потенціал для майбутнього масштабування. Тому під час проектування до цієї схеми пред'являються такі основні критерії:

- узгодженість з умовами інтеграції станції в енергосистему, прогнозованими режимами роботи та технологічними процесами;
- лаконічність і зрозумілість конструкції, мінімізація комутаційних операцій під час переходу між режимами, забезпечення доступу до обладнання для обслуговування без перерв у виробництві;
- зручність монтажу електричної інфраструктури з урахуванням етапності запуску генераторів, трансформаторів та ліній електропередач;
- потенціал для впровадження автоматизованих систем у обсязі, що є економічно обґрунтованим;
- адекватний рівень надійності, який відповідає економічним аспектам.

На проектованій гідроелектростанції потужність видаватиметься на двох рівнях напруги: для загальної системи — 110 кВ, а для локального району — 35 кВ.

Визначення кількості та пропускної здатності ліній електропередач (ЛЕП) проводиться з дотриманням таких норм:

1. у разі відключення будь-якої однієї лінії має зберігатися можливість повної видачі потужності станції;
2. при одночасному вимиканні двох ЛЕП у повній конфігурації мережі або аварійному відключенні однієї лінії під час ремонту іншої допускається тимчасове зниження видаваної потужності, але бажано уникати повної зупинки агрегатів.

Відповідно до завдання, відстань до енергосистеми становить 40 км.

Число ЛЕП, що відходять від розподільчої установки (РУ) станції, розраховується за допомогою таких формул:

Кількість ліній для зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{c.\text{від.мах}}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (2.1)$$

$$n_c = \frac{52.20}{50} + 1 = 2.04 \approx 3.$$

Кількість ліній зв'язку з місцевим районом:

$$n_p = \frac{P_{p.\text{від.мах}}}{P_{\text{гр}}} + 1; \quad (2.2)$$

$$n_p = \frac{9.63}{15} + 1 = 1.64 \approx 2.$$

2.2.2 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини гідроелектростанції встановлює принципи розподілу генераторів між розподільними пристроями (РП) з різними рівнями напруги, визначає конфігурацію блоків генератор-трансформатор, а також типи електромагнітних з'єднань між цими РП — чи то звичайні трансформатори, чи автотрансформатори.

Розподіл генераторів по РП з різними напругами проводиться з урахуванням потужності, що видається з шин відповідних напруг (Рвд). Водночас слід намагатися звести до мінімуму перетоки потужності між РП однієї напруги як у нормальних робочих режимах, так і під час аварійних ситуацій.

Згідно з технічним завданням, станція повинна забезпечувати видачу потужності на два класи напруг: 110 кВ та 35 кВ. Виходячи з цього, обираємо структурну схему з РП двох напруг та трансформатором для забезпечення зв'язку між ними. Різні варіанти таких структурних схем станції ілюстровано на рисунках 2.1-2.2.

Розрахункова потужність трансформаторів для власних потреб агрегатів:

$$S_{\text{ТВП}} = N \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{П}} \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \quad (2.3)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт попиту;

$P_{\text{НОМ.Г}}$ – номінальна потужність гідрогенератора, 8 МВт.

$$S_{\text{ТВП}} = 4 \cdot \frac{3}{100} \cdot 0.7 \cdot 8 = 0.67 \text{ (МВА)}.$$

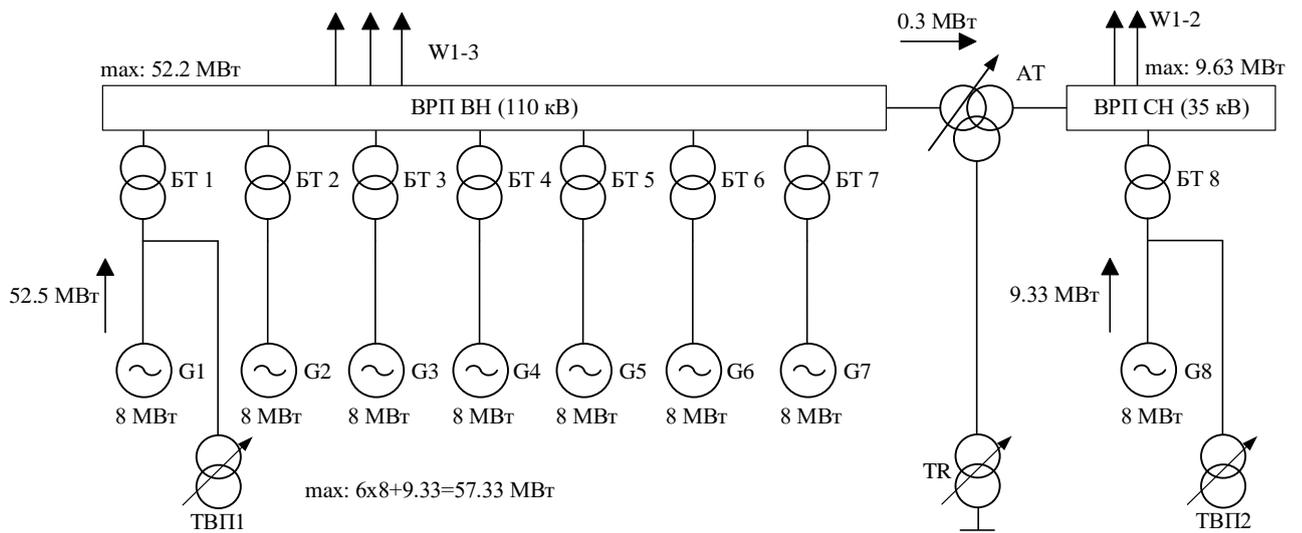


Рисунок 2.1 – Перший варіант структурної схеми ГЕС

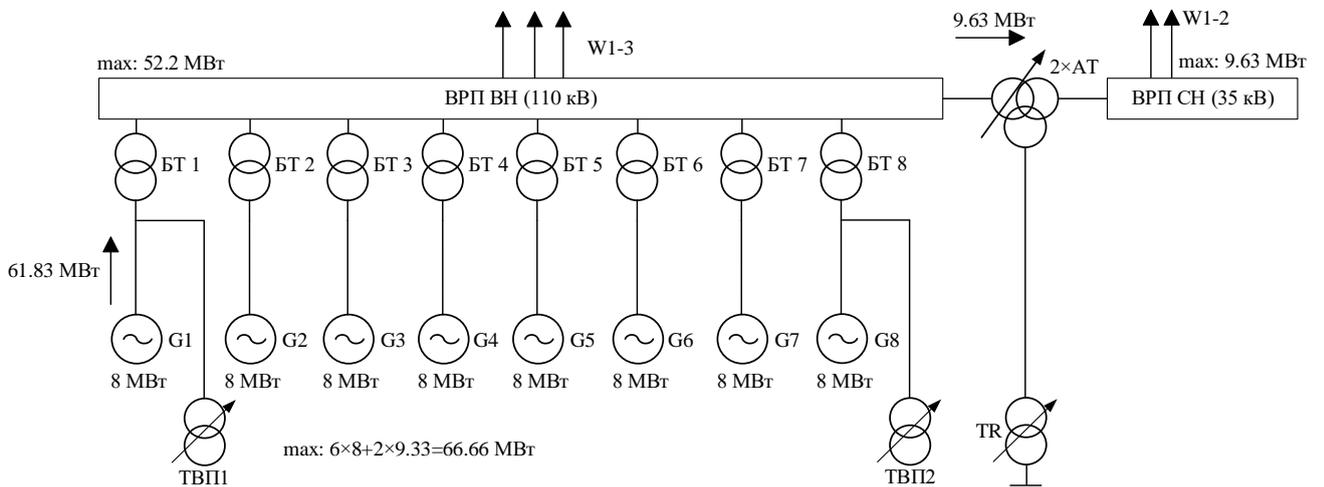


Рисунок 2.2 – Другий варіант структурної схеми ГЕС

Розрахункова потужність резервного трансформатора для забезпечення власних потреб станції:

$$S_{TR} = 1.58 \cdot S_{p.ТВП}; \quad (2.4)$$

$$S_{TR} = 1.58 \cdot 0.67 = 1.06 \text{ (MVA)}.$$

Розрахункова потужність трансформаторів блочного типу:

$$S_{BT.розр} \geq S_{г.встан} - S_{вп.мах} \cdot \quad (2.5)$$

де $S_{г.встан}$ – повна потужність генератора;

$S_{вп.мах}$ – повне навантаження власних потреб при роботі генератора з номінальною потужністю.

$$S_{BT.розр1} \geq 10.00 - 0.67 = 9.33 \text{ (МВА)};$$

$$S_{BT.розр2} \geq 10.00 - 0 = 10 \text{ (МВА)}.$$

Вибір автотрансформатора для забезпечення зв'язку:

Визначення потужності трансформаторів зв'язку (ТЗ) проводиться через оцінку потоків потужності між розподільними пристроями (РП) у різних робочих режимах [4].

а) режим максимального навантаження:

$$S_{ТЗmax} = \sum_{i=1}^n S_{ном \text{ } г_i} - S_{вп.ном} - S_{р.від.мах} \cdot \quad (2.6)$$

де $S_{ном \text{ } г}$ – номінальна потужність генератора, підключеного до шин району;

$S_{вп.ном}$ – потужність, необхідна для власних потреб під час роботи генератора на повному навантаженні;

$S_{р.від.мах}$ – пікова потужність, що видається з шин станції до локального району (згідно з таблицею 1.1).

$$S_{ТЗ.мах} = 1 \cdot 10.00 - 1 \cdot 0.67 - 12.04 = -2.71 \text{ (МВА)}.$$

б) режим мінімального навантаження в локальному районі під час роботи генератора на повній номінальній потужності

$$S_{T3min} = \sum_{i=1}^n S_{ном\ Гі} - S_{вп.ном} - S_{р.від.min} \cdot \quad (2.7)$$

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

$$S_{T3.min} = 1 \cdot 10.00 - 1 \cdot 0.67 - 5.31 = 4.02 \text{ (МВА)} .$$

в) аварійний вихід найпотужнішого генератора:

$$S_{T3.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{ном.Г.і} - S_{в.п.ном} - S_{р.від.max} ; \quad (2.8)$$

$$S_{T3.ав} = (1-1) \cdot (10.00 - 0.67) - 12.04 = -12.04 \text{ (МВА)} .$$

При монтажі двох автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) розрахункова потужність для кожного з них [4].

Необхідно мати на увазі, що в разі аварійного відключення одного трансформатора, той, що продовжує працювати, зобов'язаний підтримувати перетік потужності в умовах пікових навантажень, з урахуванням дозволених перевантажень:

$$S'_{ном.ТЗ} = \frac{|S_{ТЗ.max}|}{1.4} ; \quad (2.9)$$

$$S'_{ном.ТЗ} = \frac{|-2.71|}{1.4} = -1.94 \text{ (МВА)} ;$$

$$S''_{ном.ТЗ} = \frac{|S_{ТЗ.min}|}{1.4} ; \quad (2.10)$$

$$S''_{ном.ТЗ} = \frac{|4.02|}{1.4} = 2.87 \text{ (МВА)} ;$$

$$S'''_{ном.ТЗ} = \frac{|S_{ТЗ.авар}|}{2} ; \quad (2.11)$$

$$S'''_{\text{НОМ.ТЗ}} = \frac{|-12.04|}{2} = 6.02 \text{ (МВА)}.$$

Вибір потужності для трансформаторів зв'язку проводиться за найбільшим значенням серед цих показників ($S'_{\text{НОМ.ТЗ}}$, $S'_{\text{НОМ.ТЗ}}$, $S'''_{\text{НОМ.ТЗ}}$).

Усі технічні параметри трансформаторів узагальнено в таблицях 2.2-2.3.

Таблиця 2.2 – Номінальні характеристики трансформаторів для першої варіації структурної схеми

Поз-ня	Тип Тран-ра	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			U_k , %			ΔP_{XX} , кВт	ΔP_k , кВт	I_{XX}	n
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
ТВП 1-2	ТМ-1000/10	1	6	-	0.4	-	5.5	-	2.45	11	1.4	2
БТ1-7	ТД-10000/110	10	121	-	6.3	-	10.5	-	14	58	0.9	7
БТ8	ТД-10000/35	10	38.5	-	6.3	-	8	-	12	40	0.75	1
ТЗ	ТДТН-16000	16	115	38.5	6.6	10.5	17.5	6.5	21	100	0.8	1
TR	ТМ-1600/10	1.6	10	-	0.4	-	5.5	-	3.3	16.5	1.3	1

Таблиця 2.3 – Номінальні параметри трансформаторів для другої структурної схеми

Поз-ня	Тип Тран-ра	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			U_k , %			ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_{XX}	n
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
ТВП 1-2	ТМ-1000/10	1	6	-	0.4	-	5.5	-	2.45	11	1.4	2
БТ1-8	ТД-10000/110	10	121	-	6.3	-	10.5	-	14	58	0.9	8
ТЗ	ТДТН-16000	16	115	38.5	6.6	10.5	17.5	6.5	21	100	0.8	2
TR	ТМ-1600/10	1.6	10	-	0.4	-	5.5	-	3.3	16.5	1.3	1

Приведені затрати.

$$Z = p_n \cdot K + B + M(Z_o) \rightarrow \min . \quad (2.12)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0.12$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_o)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

Щорічні експлуатаційні видатки, тис.грн.

$$B = \frac{\alpha}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W . \quad (2.13)$$

де α – відрахування на амортизацію та обслуговування, %;

B – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;

Річні втрати електричної енергії в трансформаторах, виміряні в кВт·год:

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{kz} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{m.ном}} \right)^2 \cdot \tau . \quad (2.14)$$

де n – число трансформаторів, що працюють у паралельному режимі, од.;

ΔP_{xx} , ΔP_{kz} – втрати на холостому ході та при короткому замиканні в трансформаторах, кВт;

S_{\max} – пікова потужність, яка проходить через трансформатори;

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

Час максимальних втрат визначаємо за формулою.

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760;$$

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \sum \omega_{Ti} \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i. \quad (2.16)$$

де y_0 – питомий збиток від недовідпуску електроенергії;

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

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

ΔT_i – час простою, год.

Розрахунок капіталовкладень наведено в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 – Розрахунок капіталовкладень обох варіантів

Обладнання	Кількість, I вар./II вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ (ВН)	7/8	1200	8400	9600
БТ (СН)	1/0	2000	2000	0
ТЗ	1/2	2800	2800	5600
Вимикачі:				
- 110 кВ	13/15	1680	21840	25200
- 35 кВ	5/4	310	1550	1240
Сума:			36590	41640

Визначаємо за формулою 2.15 річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{5100.64}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3522 \text{ (год)}.$$

$$\Delta W_{\text{БТ1-7}} = 7 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{7} \cdot 58 \cdot \left(\frac{65.25}{10} \right)^2 \cdot 3522 = 2100880 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{BT8} = 1 \cdot 12 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 40 \cdot \left(\frac{12.037}{10} \right)^2 \cdot 3522 = 309248 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{T3} = 1 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 100 \cdot \left(\frac{0.3}{16} \right)^2 \cdot 4922 = 184084 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = \Delta W_{BT1-7} + \Delta W_{BT8} + \Delta W_{T3}; \quad (2.17)$$

$$\Delta W_{\Sigma 11} = \Delta W_{BT1-8} + \Delta W_{T3}; \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 2100880 + 309248 + 184084 = 2594212 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma 11} = 2068220 + 431710 = 2499930 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$B_1 = 0.094 \cdot 13200 + 2594212 \cdot 6.4 \cdot 10^{-5} = 1406.83 \text{ (тис. грн)};$$

$$B_{11} = 0.094 \cdot 15200 + 2499930 \cdot 6.4 \cdot 10^{-5} = 1588.795 \text{ (тис. грн)}.$$

Приведені затрати:

$$Z_1 = 0.12 \cdot 13200 + 1406.83 = 2990.83 \text{ (тис. грн)};$$

$$Z_{11} = 0.12 \cdot 15200 + 1588.795 = 3412.795 \text{ (тис. грн)}.$$

$\Delta Z = 12.364 \% > 5\%$, отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції, так як він більш економічно доцільний.

2.3 Вибір схеми власних потреб станції станції

Кожен гідрогенератор оснащений трансформатором власних потреб (ТВП), що забезпечує живленням споживачів на рівні 0,4 кВ. До збірних шин розподільної установки власних потреб 0,4 кВ (РУВП-0,4 кВ) під'єднано два резервні трансформатори власних потреб (РТВП), які з'єднують ці шини з

РУВП-10 кВ. На шинах РУВП-10 кВ живляться навантаження 10 кВ, а також автотрансформатор зв'язку (АТЗ), низьковольтна обмотка якого слугує пускорезервним трансформатором власних потреб (ТР) [4].

Кожна секція 0,4 кВ поділена на дві незалежні напівсекції: одна призначена для відповідальних споживачів, які беруть участь у процесі самозапуску електродвигунів після аварійного відключення (див. рис. 2.3), інша — для менш критичних навантажень.

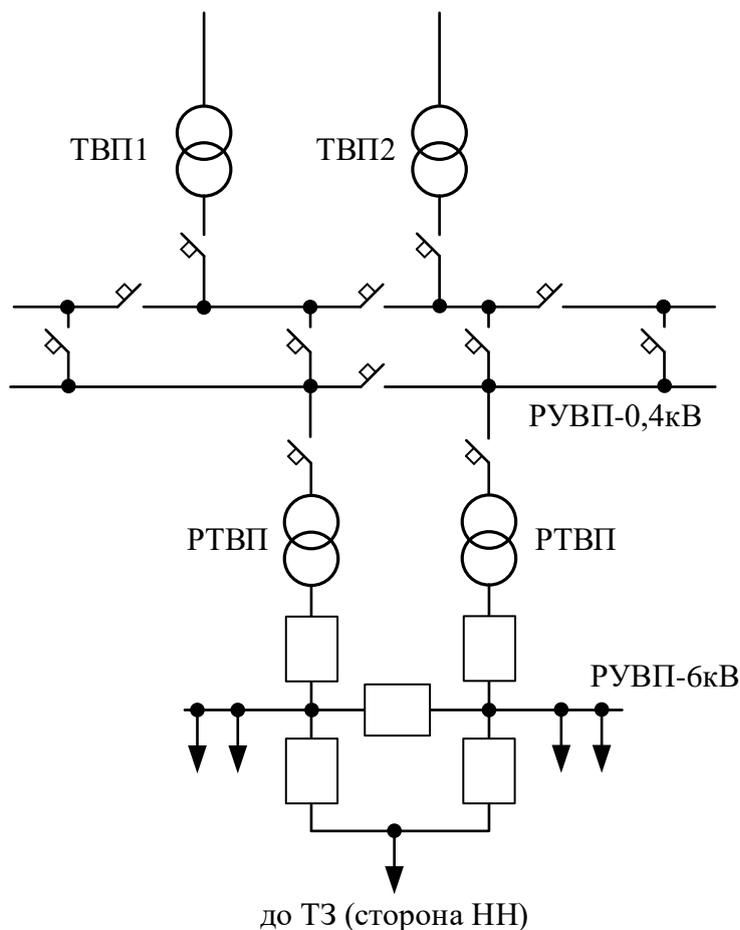


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб електростанції

Кожен гідрогенератор обладнаний блоковим трансформатором власних потреб (АТВП), що постачає електроенергію для локальних споживачів на напрузі 0,4 кВ. Збірні шини РУВП-0,4 кВ з'єднані з двома резервними трансформаторами власних потреб (РТВП), які забезпечують зв'язок між РУВП-0,4 кВ та РУВП-10 кВ. На шинах РУВП-10 кВ підключені навантаження

10 кВ, а також автотрансформатор зв'язку (АТЗ), низьковольтна сторона якого виконує роль пускорезервного трансформатора власних потреб (ТР) [4].

Секція 0,4 кВ розділена на дві напівсекції: до однієї під'єднують критичні (відповідальні) споживачі, які задіяні в автоматичному самозапуску електродвигунів після зникнення напруги, до іншої — некритичні навантаження. Така схема підвищує надійність живлення механізмів станції під час аварійних режимів.

2.4 Вибір схем ВРУ-110 кВ та 35 кВ

Для розподільної установки 35 кВ (ВРУ-35 кВ) приймаємо конфігурацію з двома робочими системами шин та обхідною (див. рис. 2.4). Щодо ВРУ-110 кВ розглядаємо два альтернативні варіанти:

- а) дві робочі системи шин з обхідною (рис. 2.6);
- б) два з'єднані багатокутники (рис. 2.5).

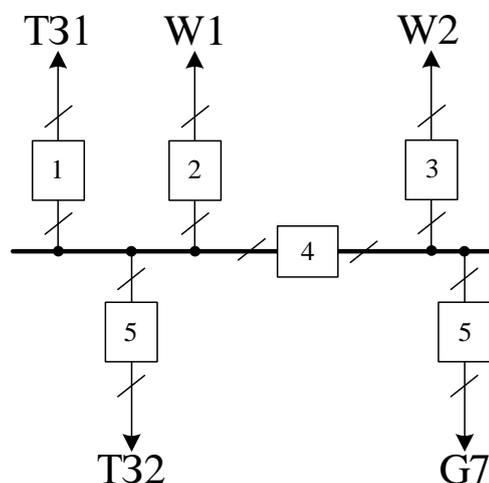


Рисунок 2.4 – Електрична схема ВРУ-35 кВ

Оптимальну схему визначаємо за мінімальними приведеними витратами, з обов'язковим урахуванням показників надійності. Додатково оцінюємо експлуатаційну гнучкість та можливість швидкого перемикання під час ремонтів.

$$Z = p_n \cdot K + U + M(3). \quad (2.19)$$

де $p_n = 0,15$;

$M(3)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k. \quad (2.20)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100. \quad (2.21)$$

де $a = 9,4 \%$.

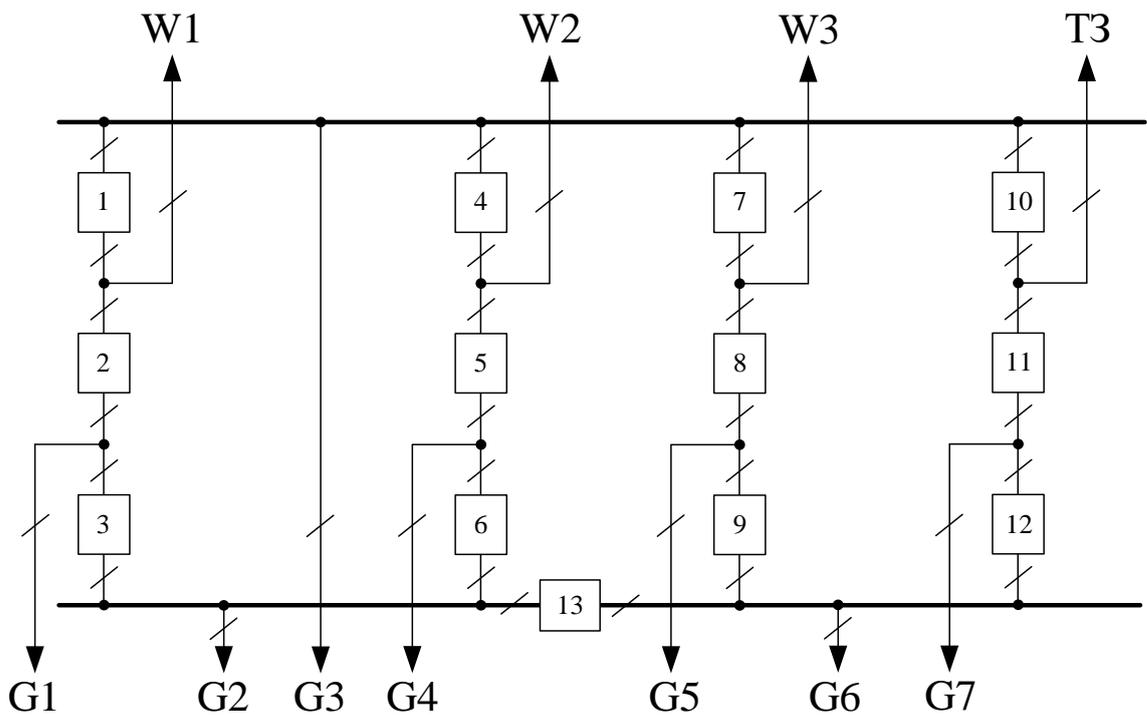


Рисунок 2.5 – Схеми ВРУ-110 кВ II варіант

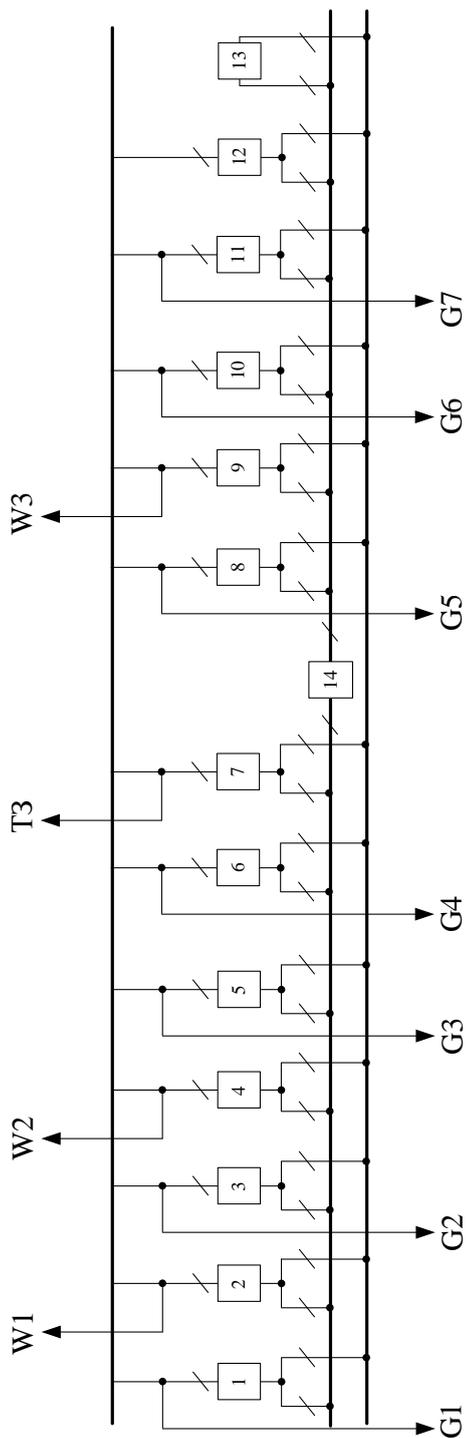


Рисунок 2.6 – Схеми ВРУ-110 кВ I варіант

Втрати потужності в силових трансформаторах для обох схем ідентичні, тому в розрахунках їх ігноруємо [4].

Дані щодо надійності елегазових вимикачів 110 кВ зведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Показники надійності елегазових вимикачів 110 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_n , год.
	ω_1	ω_2			
110	0,01	0,006	50	0,2	100

Очікуваний збиток від недоотримання електроенергії через відмови вимикачів розраховуємо за формулою:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i. \quad (2.22)$$

де y_0 – питомий збиток за одиницю недоотриманої енергії ($y_0 = 12$ грн./кВт·год);

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – інтенсивність відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачена потужність при відмові, МВт;

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

Вихідні дані для оцінки надійності схем ВРУ-110 кВ наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-110 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
1	2	3	4
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	13	13
Вартість комірки, тис.грн	C_k	1680	1680
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів., 1/рік	$\omega_{28} = 0.6 \cdot \omega_1$	0.006	0.006
	$\omega_{28} = 0.6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l / 100)$	0.006	0.006
Коефіцієнти	$K_p = \mu \cdot T_n / 8760$	0.0022831	0.0022831

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
1	2	3	4
ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_0 = 1 \cdot n_k \cdot K_p$	0.9703196	0.9703196
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ен} = \frac{T_в - T_в^2}{2 \cdot T_n}$	75	75
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{зв}$	0.0000137	0.0058219
	$K_0 \cdot \omega_{лв}$	0.0058219	0.0058219
	$K_p \cdot \omega_{зв}$	0.0000137	0.0000137
	$K_p \cdot \omega_{лв}$	0.0000137	0.0000137

Для двох варіантів складаємо таблиці станів (додаток Г).

Очікуваний збиток через відмови вимикачів [4].

$$M(З)_I = 14.407 (\text{тис грн});$$

$$M(З)_{II} = 7.249 (\text{тис грн}).$$

Таблиця 2.7 – Вибір варіанту за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	I	II
Капіталовкладення	21840	21840
Щорічні експл. Витрати	2052.96	2052.96
Очікуваний збиток	14.407	7.249
Приведені затрати	4688.167	4681.009

$$\delta = \frac{4688.167 - 4681.009}{4681.009} - 100\% = 0.15\% .$$

Варіанти схем ВРУ-110 кВ відрізняються за приведеними затратами Z_1 та Z_2 лише на 0,15 %, що лежить у межах похибки розрахунків. Тому обираємо

перший варіант - з двома робочими та обхідною системами шин - як найбільш поширений і типовий для подібних об'єктів [4].

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Послідовність розрахунку струмів КЗ така:

- формується розрахункова схема установки;
- на її основі будується еквівалентна схема заміщення;
- схема спрощується послідовними перетвореннями до виду, де кожне джерело (або група джерел з однаковою результуючою ЕРС) з'єднане з точкою КЗ через один еквівалентний опір;
- за законом Ома визначається початкове значення періодичної складової струму КЗ, далі — ударний струм, а за потреби — періодична та аперіодична складові на заданий момент часу.

Спочатку складаємо спрощену однолінійну розрахункову схему (рис. 2.7), на якій позначаємо всі елементи, що впливають на рівень КЗ, та вказуємо контрольні точки замикання.

Далі формуємо схему заміщення (рис. 2.8) і задаємо параметри її елементів: базисна потужність $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$; базисна напруга $U_{\sigma} = U_{\text{сер.ном}}$. Ці значення використовуються для переходу до відносних одиниць і подальших перетворень.

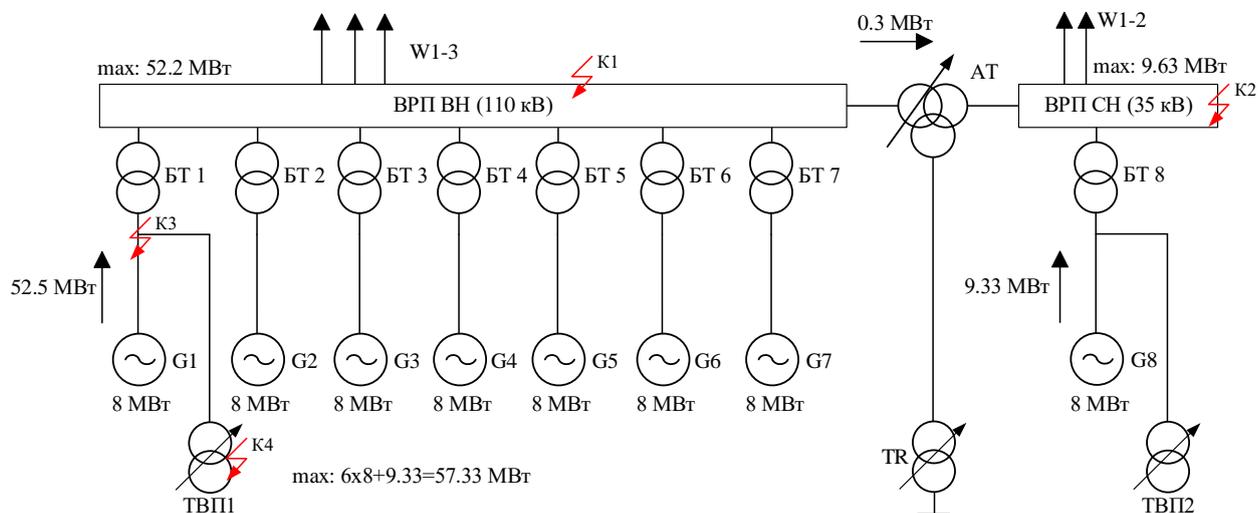


Рисунок 2.7 – Місце знаходження точок короткого замикання

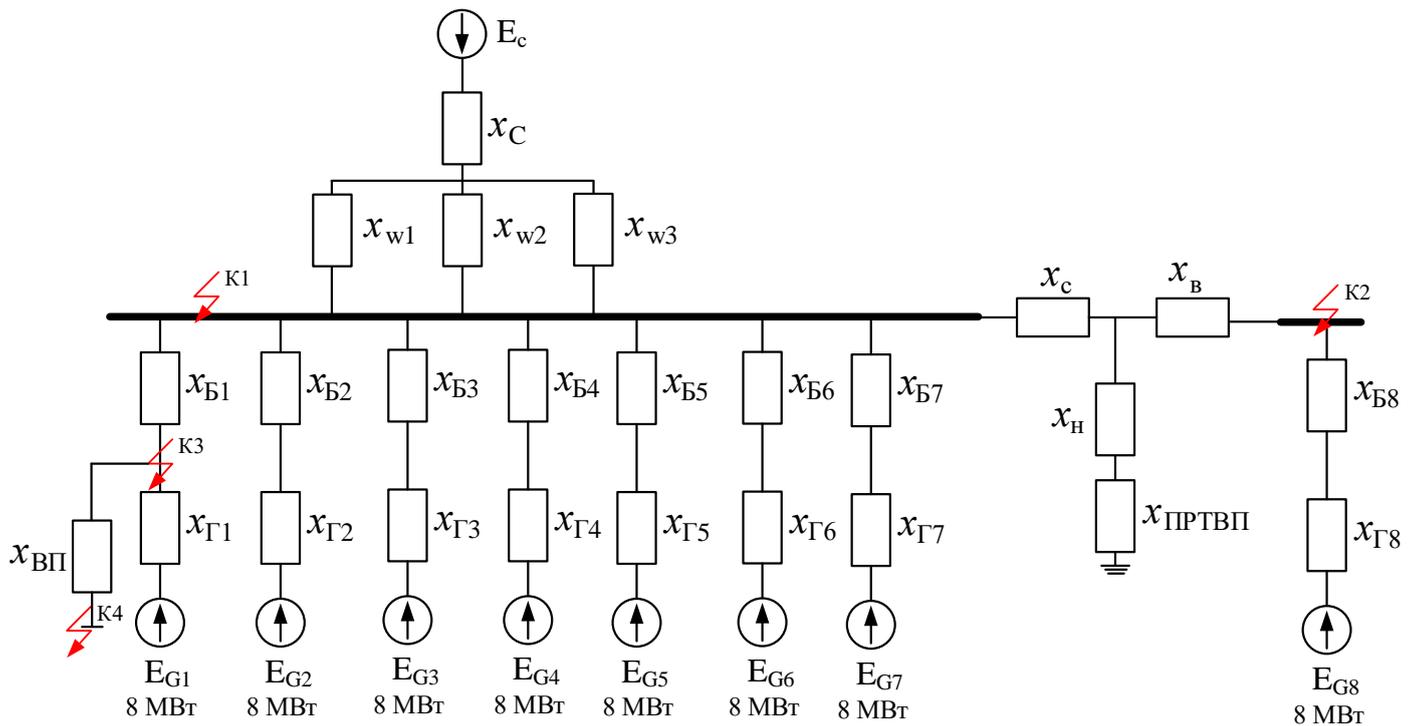


Рисунок 2.8 – Заступна схема станції

Покрокові розрахунки струму короткого замикання наведено в додатку Д.

Таблиця 2.8 – Періодична складова струмів короткого замикання в характерних точках системи

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	І _{по} , кА
К ₁ шини 110 кВ	Г	1.195
	Система	11.815
К ₂ шини 35 кВ	Г	0.686
	Система	2.033
К ₃ Г6	Г1-5	0.689
	Система	7.802
	Г6	3.835
К ₅	Г-С	18.289

2.6 Визначення аперіодичної та періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = \tau$, а також ударного струму КЗ

Ударний струм КЗ зазвичай фіксується приблизно через 0,1 с після початку процесу. Його величина визначається за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (2.23)$$

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

k_y – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової τ_a [4].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{BЧ\ відкл} + 0,01\ с$,

де $t_{BЧ\ відкл}$ - власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (2.24)$$

Проводимо розрахунок періодичної та аперіодичної складових струму КЗ, а також ударного струму для кожної контрольної точки. Отримані значення зводимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри струмів КЗ: періодична складова на початковий момент ($t=0$), постійна часу аперіодичної складової τ_a , та ударний коефіцієнт $k_{уд}$

Точка КЗ	Дж.живл.	$I_{п0}$, кА	τ ,с	T_a ,с	$K_{y,в.о.}$
К1 шини 110 кВ	Г	1.195	0.060	0.200	1.900
	Система	11.815	0.060	0.020	1.600
	Сума	13.010	-	-	-
К2 шини 35 кВ	Г	0.686	0.060	0.200	1.900
	Система	2.033	0.060	0.020	1.600
	Сума	2.719	-	-	-
К3 Г1	Г2-8	0.689	0.060	0.200	1.900
	Система	7.802	0.060	0.020	1.600
	Сума	8.491	-	-	-
	Г1	3.835	0.060	0.200	1.900
К4 ТВП	Г-С	18.289	0.085	0.058	1.846
	Д	3.305	0.085	0.04	1.65
	Сума	21.594	-	-	-

2.7 Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$.

Отримані розрахункові значення періодичних, ударних та аперіодичних складових струмів КЗ для всіх точок заносимо до таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку струмів короткого замикання в характерних точках електроустановки

Точка КЗ	Дж.живл.	$I_{п0}$, кА	$I_{пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1 шини 110 кВ	Г	1.195	1.004	1.252	3.211
	Система	11.815	11.815	1.252	26.734
	Сума	13.010	12.819	2.504	29.945
К2 шини 35 кВ	Г	0.686	0.686	0.719	1.843
	Система	2.033	2.033	0.143	4.600
	Сума	2.719	2.719	0.862	6.443
К3	Г2-8	0.689	0.689	0.722	1.851
	Система	7.802	7.802	0.549	17.654
	Сума	8.491	8.491	1.271	19.505
Г1	Г1	3.835	2.953	4.018	10.012
К4 ТВП	Г-С	18.289	17.375	5.974	47.746
	Д	3.305	3.041	0.558	7.712
	Сума	21.594	20.415	6.532	55.458

2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

При проходженні струму короткого замикання провідник зазнає додаткового нагрівання. Оскільки величина струму КЗ значно перевищує номінальний робочий струм, температура може сягнути критичних рівнів, що загрожує плавленням або обвуглюванням ізоляції, деформацією чи навіть розплавленням струмопровідних елементів [4].

Критерієм термічної стійкості є допустима температура нагріву матеріалу під дією струму КЗ. Провідник або апарат вважається термічно стійким, якщо його температура за час протікання КЗ не перевищує гранично допустимих значень. Кількість теплової енергії, що виділилася в провіднику, оцінюють за

допомогою теплового імпульсу короткого замикання (або квадратичного імпульсу струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (2.25)$$

Тепловий імпульс залежить від розташування точки короткого замикання відносно джерел живлення. Розрізняють три типові ситуації: віддалене КЗ, замикання біля генераторів та КЗ поблизу групи потужних синхронних або асинхронних електродвигунів [4].

Для першого випадку — віддаленого КЗ (коли внесок двигунів незначний або відсутній) — тепловий імпульс розраховується за виразом:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (2.26)$$

де $t_{отк}$ - час відключення КЗ (тривалість протікання струму короткого замикання).

У нашому випадку для віддаленого КЗ у точці К1 тепловий імпульс обчислюємо так:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a).$$

де $t_{отк}$ – час відключення.

$$\boxed{K_1} \quad B_{k1} = 13.0102 \cdot (0.2 + 0.2) = 67.70 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_2} \quad B_{k2} = 2.719^2 \cdot (0.2 + 0.2) = 2.96 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$\boxed{K_3}$ У цьому випадку тепловий імпульс розраховується як сумарний внесок періодичної та аперіодичної складових струму КЗ протягом часу відключення.

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a}. \quad (2.27)$$

де $B_{\kappa a}$ – тепловий імпульс аперіодичної складової, що надходить від генераторів та зовнішньої системи;

$$B_{\kappa a} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}. \quad (2.28)$$

де $B_{\kappa n}$ – імпульс квадратичного струму періодичної складової, який включає три компоненти: від систем $B_{\kappa C}$, періодичним струмом генераторів та від їхньої спільної ді $B_{\kappa \Gamma C}$:

$$B_{\kappa n} = B_{\kappa C} + B_{\kappa \Gamma} + B_{\kappa \Gamma C}; \quad (2.29)$$

$$B_{\kappa C} = I_C^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.30)$$

$$B_{\kappa \Gamma} = B_* \cdot I_{no\Gamma}^2 \cdot t_{відк}; \quad (2.31)$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{no\Gamma} \cdot t_{відк}; \quad (2.32)$$

де B_* , T_* – відносні значення теплового та струмового імпульсів періодичної складової для генераторної гілки.

$$B_{\kappa a} = 7.802^2 \cdot 0.02 + 3.835^2 \cdot 0.2 + \frac{4 \cdot 7.802 \cdot 3.835}{0.02^{-1} + 0.2^{-1}} = 4.17 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa C} = 7.802^2 \cdot 0.30 = 431.90 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa \Gamma} = 0.750 \cdot 3.835^2 \cdot 0.30 = 3.31 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa \Gamma C} = 2 \cdot 7.802 \cdot 0.85 \cdot 3.835 \cdot 4 = 431.90 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

$$B_{\kappa n} = 3.31 + 431.90 + 4.17 = 439.38 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 439.38 + 21.63 = 461.00 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$T_{асх} = \frac{I_{ноС} \cdot T_{ас} + I_{ноД} \cdot T_{аД}}{I_{ноС} + I_{ноД}}; \quad (2.33)$$

$$T_{асх} = \frac{18.289 \cdot 0.058 + 3.305 \cdot 0.04}{18.289 + 3.305} = 0.058;$$

$$B_{к} = I_{ноС}^2 \cdot (t_{отк} + T_{асх}) + I_{ноД}^2 (0,5 \cdot T'_{Д} + T_{асх}) + 2 \cdot I_{ноД} \cdot I_{ноС} \cdot (T'_{Д} + T_{асх}); \quad (2.34)$$

$$B_{к} = 18.289^2 \cdot (0.25 + 0.058) + 3.305^2 (0.5 \cdot 0.07 + 0.058) + 2 \cdot 18.289 \cdot 3.305 \cdot (0.07 + 0.058) = 118.23 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Таблиця 2.11 – Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
B _к , кА ² ·с	67.70	2.96	461.00	118.23

2.9 Вибір комутаційних апаратів

Вибір вимикачів та роз'єднувачів наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
1	2	3
ВРУ – 110 кВ	121PM40-20B	РНДЗ.1-110/1000У1
U _{ном} = 110 кВ	U _{ном} = 110 кВ	U _{ном} = 110 кВ
I _{роб.мах} = 0.46 кА	I _{ном} = 2.5 кА	I _{ном} = 1 кА
I _{п.т} = 12.819 кА	I _{н.відк} = 40 кА	—
i _{а.т} = 2.504 кА	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_{н} = 16,925$ кА	—
I _{п.0} = 13.010 кА	I _{дин} = 40 кА	—
i _у = 29.945 кА	i _{дин} = 102 кА	i _{дин} = 80 кА
B _к = 67.70 кА ² ·с	I ² _{тер} t _{тер} = 3200 кА ² ·с	I ² _{тер} t _{тер} = 3969 кА ² ·с
ВРУ – 35 кВ	ОВВ-VBF 35	РНДЗ.1-35/1000У1
U _{ном} = 110 кВ	U _{ном} = 35 кВ	U _{ном} = 35 кВ
I _{роб.мах} = 0.58 кА	I _{ном} = 1.6 кА	I _{ном} = 1 кА
I _{п.т} = 2.719 кА	I _{н.відк} = 25 кА	—

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
1	2	3
$i_{a,\tau} = 0.862 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_n = 8,46 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 2.719 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	—
$i_y = 6.443 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$В_k = 2.96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор – 6 кВ	ВР2-10	Комірка КРУ типу КУ 10Ц
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 0.96 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1.250 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1.250 \text{ кА}$
$I_{п,\tau} = 8.491 \text{ кА}$	$I_{н.відк} = 31.5 \text{ кА}$	
$i_{a,\tau} = 4.018 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{н.відк} \beta_n = 17,8 \text{ кА}$	
$I_{п.0} = 8.491 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	
$i_y = 19.505 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$В_k = 461.00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Для живлення власних потреб ГЕС обираємо автоматичний вимикач моделі ЕО40С серії «Електрон», а також ЕО16В з надшвидким електромагнітним розчеплювачем, де час спрацьовування $t_a = 0,01\text{с}$. Ці пристрої забезпечують надійний захист від перевантажень і коротких замикань у мережах 0,4 кВ, з урахуванням високої чутливості до асиметричних режимів, що типово для систем з гідрогенераторами.

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

$$I_{a.ном} = 1600 \text{ А} \geq I_{мах} = 1444 \text{ А};$$

$$ГКС = 45 \text{ кА} \geq i_y = 38.271 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин ВРУ-110 кВ виконуємо за максимальним робочим струмом найпотужнішого приєднання (генераторного або лінійного). Це

забезпечує достатній запас за умов нормальної експлуатації та враховує можливі перевантаження в пікових режимах [4].

$$I_{p.max.AT3} = 1.5 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.35)$$

$$I_{p.max.AT3} = 1.5 \cdot \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.126 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.max.z} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0.95}; \quad (2.36)$$

$$I_{p.max.z} = \frac{10.00}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.95} = 0.055 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.max.лен} = \frac{n}{n-1} \frac{P_{num}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \phi}; \quad (2.37)$$

$$I_{p.max.лен} = \frac{3}{3-1} \frac{50.00}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0.85} = 0.463 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо гнучкі шини з проводу **АС 185/24**:

$$I_{доп} = 520 \text{ А}; \quad d = 18.9 \text{ мм.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$463 \text{ А} < 520 \text{ А}$$

Перевірка шин за умовою корони :

$$0.9 \cdot E_0 \geq 1.07 \cdot E; \quad (2.38)$$

Перевірку на коронний розряд проводимо для гнучких провідників у мережах напругою 35 кВ та вище. Корона виникає навколо проводу при надмірній напруженості електричного поля, супроводжується характерним потріскуванням, свіченням і іонізацією повітря. Це призводить до додаткових

втрат потужності, радіоперешкод через електромагнітні коливання та утворення озону, який прискорює корозію контактних поверхонь. Правильний підбір перерізу та типу провідника мінімізує ефект корони до допустимих меж [4].

Критична напруженість поля, при якій починається коронний розряд, визначається за максимальним значенням:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.39)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{0.945}} \right) = 32.49 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

де m – коефіцієнт шорсткості поверхні проводу ($m = 0.82$);

r_0 – радіус проводу.

Напруженість електричного поля на поверхні розщеплених проводів обчислюємо за формулою:

$$E = K \cdot \frac{0.354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}; \quad (2.40)$$

де K – коефіцієнт, залежний від кількості проводів n у фазі.

$$K = 1. \quad (2.41)$$

r_{ek} – еквівалентний радіус пучка для двох проводів у фазі

$$r_{ek} = r_0; \quad (2.42)$$

$$r_{ek} = 0.945.$$

де D_{cp} – середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{cp} = 1.26 \cdot D ; \quad (2.43)$$
$$D_{cp} = 1.26 \cdot 300 = 378 \text{ (см).}$$

де D – відстань між осями фаз;

$$U_{max} = 121 \text{ (В)};$$
$$E = 1 \cdot \frac{0.354 \cdot 121}{2 \cdot 0.945 \cdot \lg \frac{378}{0.945}} = 17.42 \left(\frac{\kappa B}{\text{см}} \right);$$
$$0.9 \cdot 32.49 - 1.07 \cdot 17.420 = 10.60 .$$

Отже, розрахункова напруженість поля не перевищує критичного значення, тому коронний розряд відсутній, а проводи працюватимуть без цього явища.

Перевірку на термічну стійкість не проводимо, оскільки збірні шини виконані голими проводами на відкритому повітрі, де природне охолодження забезпечує достатній тепловідвід навіть при максимальних навантаженнях [4].

$$I_{n0} = 13.010 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА};$$
$$i_y = 29.945 \text{ кА} \geq 50 \text{ кА};$$

Умова виконується.

Вибір збірних шин ВРУ-35 кВ здійснюємо за максимальним робочим струмом найпотужнішого приєднання, з урахуванням коефіцієнта запасу та умов монтажу в закритому приміщенні.

$$I_{p.max.AT3} = 1.5 \cdot \frac{16.00}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.396 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.\max.z} = \frac{10.00}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0.95} = 0.174 \text{ (кА)};$$

$$I_{p.\max.леп} = \frac{2}{2-1} \frac{15.00}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0.85} = 0.582 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 240/32:

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}; \quad d = 21.6 \text{ мм.}$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$580 \text{ А} < 605 \text{ А}$$

Перевірка шин за умовою корони :

$$0.9 \cdot E_0 \geq 1.07 \cdot E; \quad (2.44)$$

Коронний розряд починається, коли напруженість поля сягає критичного значення:

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 31.99 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

$$K = 1. \quad (2.45)$$

Еквівалентний радіус.

$$r_{ек} = r_0; \quad (2.46)$$

$$r_{ек} = 1.08.$$

Середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{cp} = 1.26 \cdot 150 = 189 \text{ (см)}.$$

$$U_{max} = 38.5 \text{ (В)};$$

$$E = 1 \cdot \frac{0.354 \cdot 38.5}{1 \cdot 1.08 \cdot \lg \frac{189}{1.08}} = 5.626 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right);$$

$$0.9 \cdot 31.61 - 1.07 \cdot 14.239 = 13.22 .$$

Отже, умова виконується і проводи коронувати не будуть.

$$I_{n0} = 2.719 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 6.443 \text{ кА} \geq 50 \text{ кА} .$$

Умова виконується.

2.11 Вибір кабелів

Визначаємо кабель для живлення електродвигуна власних потреб моделі 4A280S2Y3.

$$P_{\text{д.ном}} = 5,5 \text{ (кВт)};$$

$$U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ (В)};$$

$$\cos\varphi_{\text{ном}} = 0.83;$$

$$\nu_0 = 30^\circ;$$

$$T_{\text{max}} = 2600 \text{ (год)}.$$

Економічний переріз кабеля:

$$I_{p.\text{max}} = \frac{P_{\text{д.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{д.ном}} \cdot \cos\varphi_{\text{ном}}}; \quad (2.47)$$

$$I_{p.\text{max}} = \frac{5.5}{\sqrt{3} \cdot 0.38 \cdot 0.83} = 11.7 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{11.7}{3.5} = 3.3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо мідний кабель з маркуванням і перерізом 150 мм², де номінальний допустимий струм становить 95 А.

Далі проводимо оцінку термічної стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{118.23 \cdot 10^6}}{90} = 120.815 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Умова термічної стійкості задовольняється, тому остаточно фіксуємо переріз кабелю на рівні 150 мм².

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Наступним кроком обираємо вимірювальні трансформатори струму (ТТ) та напруги (ТН) для повітряної лінії 110 кВ. Розрахункові параметри разом із каталожними характеристиками ТТ подано в таблицях 2.13 та 2.14 [4].

Таблиця 2.13 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму типу ІМВ 123-170

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 460 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 29.945 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 67.70 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 40^4 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 30 \text{ Ом}$

Примітки:

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

$$4) I_{розр} = 40 \text{ м}$$

Тепер виконаємо розрахунок вторинного навантаження на трансформатори струму (ТТ). Отримані значення зведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження ТС

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Е-335	0.5	0.5	0.5
2	Ватметр	Д-335	0.5		0.5
3	Варметр	Д-335	0.5		0.5
4	Лічильник активної енергії	И674	2.5	—	2.5
5	Лічильник реактивної енергії	И674	2.5	—	2.5
	Сумарне значення		6.5	0.5	6.5

- сумарний опір підключених приладів:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}; \quad (2.48)$$

$$r_{прил} = \frac{6.5}{1^2} = 6,5 \text{ (Ом)}.$$

- гранично допустимий опір ліній:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_{к}; \quad (2.49)$$

$$r_{пр} = 30 - 6.5 - 0.1 = 23,4 \text{ (Ом)}.$$

- розрахований переріз провідників:

$$q_{роз} = \rho \cdot l_{розр} / r_{пр}; \quad (2.50)$$

$$q_{роз} = 0.0283 \cdot 100 / 23.4 = 0.09 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Обираємо контрольний кабель типу АКРВГ з алюмінієвими жилами та перерізом $q = 2,5 \text{ мм}^2$, $q = 0.0283 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0.0283 \cdot 100 / 2.5 + 6.5 + 0.1 = 7.5 \text{ (Ом)} \leq r_{2\text{ном}} = 30 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу СРВ 123.

$$U_{1\text{ном}} = 110000 / \sqrt{3} \text{ (В)};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ (В)};$$

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

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.15.

Вторинне навантаження трансформатора напруги

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (2.51)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{18^2 + 21.75^2} = 28.2 \text{ (В} \cdot \text{А)} \leq S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Щоб під'єднати трансформатор напруги (ТН) до вимірювальних пристроїв та систем керування, ми обрали контрольний кабель типу АКРВГ із перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$. Цей вибір забезпечує надійну передачу сигналів без значних втрат. Далі розглянемо розрахунок вторинного навантаження для ТН, що є важливим для оцінки ефективності роботи обладнання. Отримані дані з розрахунків представлено в таблиці 2.15, де детально показано ключові параметри.

Таблиця 2.15 – Розрахункове вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ 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	-
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	I-670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,25
Лічильник реактивної енергії	I-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							18	21,75

Таблиця 2.16 – Вимірювальні трансформатори

Місце встановлення	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ 110 кВ	ІМВ 123-170	СРВ 123
ВРУ 35 кВ	ІМВ 72	СРВ 72
Генератор	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ110-III-2000/1 ТФЗМ-35А ТШЛ-10	- - ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-III-2000/1 ТШЛ-10	- -
Блочний трансформатор БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ35-III-600/5 ТШЛ-10	- -
Агрегатний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	- НТС-0,5
Пускорезервний трансформатор власних потреб: сторона ВН сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40 ТК-40	- -
РУ ВП 0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.13 Вибір акумуляторної батареї

Для гідроелектростанцій з потужністю до 1000 МВт зазвичай передбачається монтаж однієї акумуляторної батареї (АБ), що забезпечує резервне живлення в критичних ситуаціях. Однак, якщо високовольний розподільний пристрій (ВРУ) розташований на значній відстані від основного обладнання, то додатково встановлюються окремі батареї безпосередньо в зоні

ВРУ. Це дозволяє мінімізувати втрати напруги та підвищити надійність системи живлення під час аварійних режимів.

Вихідні дані для розрахунку:

- Напруга на шинах під час аварійного розряду: $U_{ш} = 230 \text{ В}$;
- Номінальна напруга: $U_n = 220 \text{ В}$;
- Напруга на окремому елементі в режимі підзаряду: $U_{nz} = 220 \text{ В}$;
- Напруга на елементі наприкінці аварійного розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$;
- Напруга в кінці процесу заряду: $U_3 = 2,75 \text{ В}$;
- Кількість основних елементів у складі батареї: $n_0 = 180$;
- Кількість резервних (додаткових) елементів: $n_\delta = 22$;
- Загальна кількість елементів у батареї: $n = 130$;

Таблиця 2.17 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P _{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 маслонасоса ущільнень генератора	6	2	12	10	32,5	60	-
Електродвигун аварійного маслонасоса системи змащування турбіни	6	5	30	26	70	156	420
РАЗОМ:						391	475

Типовий номер АБ:

$$N \geq 1.05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.52)$$

$$N \geq 1.05 \cdot \frac{391}{25} = 16.4.$$

де $j = 25 \text{ A/N}$ при температурі електроліту 25°C .

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{ном}}{46}; \quad (2.53)$$

$$N \geq \frac{475}{46} = 10.3.$$

Вибираємо типорозмір $N = 11$, батарея типу Varta.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.54)$$

$$j_n = \frac{475}{11} = 43.18 \text{ (A / N)}.$$

З урахуванням втрат напруги в кабельних лініях, рівень напруги у кінцевих споживачів досягає 92%, що перевищує встановлений нормативний поріг у 85%.

Для підзарядних пристроїв ключових компонентів системи розраховано такі параметри струму та напруги:

$$I_{ПЗП} = I_{noc} + 0.15 \cdot N; \quad (2.55)$$

$$U_{ПЗП} = U_{ПЗ} \cdot n_0; \quad (2.56)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0.15 \cdot 11 = 26.65 \text{ (A)};$$

$$U_{ПЗП} = 2.15 \cdot 108 = 232.2 \text{ (B)}.$$

Для підзарядного пристрою ми зупинилися на моделі ВАЗП-380/260-40/80, яка відповідає вимогам системи.

Розрахункові параметри струму й напруги для автоматичного пристрою підзарядки допоміжних елементів:

$$I_{ПЗП.дод} = 0.05 \cdot N; \quad (2.57)$$

$$U_{ПЗП.дод} = U_{ПЗ} \cdot n_{дод}; \quad (2.58)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0.05 \cdot 11 = 0.55 \text{ (A)};$$

$$U_{ПЗП.дод} = 2.15 \cdot 22 = 47.3 \text{ (B)}.$$

Обравши автоматичний пристрій для контролю напруги АРН-3.

Визначаємо робочий струм і напругу зарядного блоку.

$$I_{ЗП} = 5 \cdot N + I_{ном}; \quad (2.59)$$

$$U_{ЗП} = n \cdot U_з; \quad (2.60)$$

$$I_{ЗП} = 5 \cdot 11 + 25 = 80 \text{ (A)};$$

$$U_{ПЗП.дод} = 130 \cdot 2.75 = 257.5 \text{ (B)}.$$

Підбираємо зарядний модуль моделі ТППС-800.

2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Щоб уберегти обладнання станції від ударів блискавки та імпульсних перенапруг під час комутацій, монтуємо нелінійні обмежувачі перенапруг (ОПН).

- | | |
|---|------------|
| 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН та трансформатора зв'язку | ОПН-110 У1 |
| 2) ЛЕП-35 кВ, сторона СН трансформатора зв'язку та сторона ВН | ОПН-35 У1 |
| 3) Коло гідрогенератора | ОПН-6 У1 |
| 4) сторона НН трансформатора зв'язку | ОПН-10 У1 |

На лінії електропередачі 110 кВ монтуємо високочастотні загороджувачі моделі ВЗ-630-0,5 У1.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

3.1 Загальні положення системи релейного захисту та автоматики ГЕС

Система релейного захисту та автоматики є невід'ємною частиною сучасної гідроелектростанції, що забезпечує безпечну та надійну роботу генеруючого обладнання потужністю 64 МВт. Основне призначення релейного захисту полягає у швидкому виявленні та локалізації аварійних режимів роботи електрообладнання, запобіганні його пошкодженню та мінімізації впливу на електричну мережу.

Вимушені відключення через несправності в компонентах енергосистеми, таких як генеруючі установки, трансформатори, шини та лінії електропередачі, впливають на надійність електропостачання. Для мінімізації зони ізоляції після виникнення несправності систему поділяють на зони, що контролюються комутаційним обладнанням у поєднанні з пристроями релейного захисту.

Комутаційне обладнання призначене для відключення як нормальних, так і аварійних струмів. Релейний захист повинен розпізнавати аномальні умови та забезпечувати їх усунення з мінімальним порушенням нормальної роботи системи. Релейний захист охоплює все обладнання, необхідне для розпізнавання, локалізації та ініціювання усунення несправності або аномального стану з енергосистеми, включаючи реле або групу реле та допоміжні пристрої для ізоляції електричного обладнання або активації сигналу тривоги.

3.1.1 Структура системи захисту та автоматики

Система релейного захисту та автоматики ГЕС потужністю 64 МВт з генератором СВ-420/60-24 складається з наступних основних підсистем:

Таблиця 3.1 – Основні підсистеми релейного захисту та автоматики ГЕС

Підсистема	Призначення	Основні елементи
Захист генератора	Захист від внутрішніх та зовнішніх пошкоджень	Диференціальний захист, захист від замикань на землю, захист від перевантаження
Захист трансформатора	Захист силового трансформатора	Газовий захист, диференціальний захист, МТЗ
Захист збірних шин	Захист розподільних пристроїв	Диференціальний захист шин, резервний захист
Автоматика	Забезпечення автоматичної роботи	АПВ, АЧР, ЧАПВ, синхронізація
Система керування	Управління режимами роботи	Місцеве та дистанційне керування

Сучасна система контролю та автоматизації в гідроелектростанції пов'язана з послідовністю пуску та зупинки агрегату, а також оптимальним керуванням потужністю (активною та реактивною), напругою та частотою. Збір та отримання даних використовується для охоплення таких операцій, як передача стану роботи станції, миттєвої ефективності системи або місячного коефіцієнта завантаження станції операторам та менеджерам.

Тип контрольного обладнання та рівні контролю, які застосовуються до гідроелектростанції, залежать від таких факторів, як кількість, розмір та тип турбіни і генератора. Контрольне обладнання для гідроелектростанції включає контрольні схеми/логіку, контрольні пристрої, індикацію, приладові засоби, захист та сигналізацію на головному контрольному щиті та на контрольному щиті агрегату для виробництва, перетворення та передачі електроенергії, включаючи роботу гідроелектростанцій у складі енергосистеми [1].

3.2 Релейний захист генератора СВ-420/60-24

Генератор потужністю 64 МВт типу СВ-420/60-24 є основним генеруючим обладнанням ГЕС і потребує комплексного багаторівневого захисту від різноманітних видів несправностей та аварійних режимів роботи.

3.2.1 Можливі несправності та аварійні режими роботи генератора

Усі несправності, пов'язані з агрегатом, можна класифікувати як пробій ізоляції або аномальні умови роботи. Пробій ізоляції призведе до міжвиткового замикання, міжфазного або замикання на землю, але найчастіше останнє, оскільки більшість відмов ізоляції в кінцевому підсумку приводять обмотку в прямий контакт з осердям.

Аномальні умови роботи, від яких потрібен захист, включають:

- Перевантаження генератора
- Втрата збудження
- Несиметричне навантаження
- Відмова системи змащення
- Відмова турбіни
- Надмірна швидкість обертання
- Зміщення ротора
- Надмірна вібрація

▲ Несправності статора

Пробій ізоляції обмотки може призвести до будь-якого з наступних типів несправностей:

- (а) замикання на землю,
- (б) міжфазні замикання,
- (в) міжвиткові замикання [11].

Інші несправності, що виникають від дефектних з'єднань або неадекватного чи дефектного кріплення кінцевих частин або клем, якщо їх не виявити, досягнуть стадії, коли відбудеться пробій ізоляції.

Замикання на землю може бути викликане дуговим розрядом на осердя і може не тільки пошкодити провідник, але й викликати оплавлення та зварювання пластин. Для обмеження цього пошкодження майже універсальною практикою є підключення заземлення між нейтраллю обмотки генератора та землею.

▲ Несправності ротора

Система збудження зазвичай не підключена до землі, тому замикання на землю не призводить до виникнення будь-якого струму несправності і, отже, саме по собі не є небезпекою. Однак, якщо розвивається друге замикання на землю, частина обмотки збудження може бути закорочена, що призводить до несиметричного магнітного тягнення на підшипник, викликаючи вібрацію ротора та можливу несправність поверхні підшипника або навіть зміщення ротора, достатнє для вигину валу [11].

На додаток до цієї механічної проблеми, існує можливість перегріву обмотки збудження через дію автоматичного регулятора збудження, який може намагатися підтримувати потік ротора незважаючи на втрату витків, які були закорочені подвійним замиканням на землю.

3.2.2 Диференціальний захист статора генератора

Диференціальний захист є основним видом захисту обмоток статора генератора від міжфазних коротких замикань. Несправності статора генератора можуть викликати серйозні та дорогі пошкодження ізоляції, обмоток та осердя і можуть створювати крутильні удари на вал та з'єднання. Струм несправності не припиняє протікати, коли генератор відключається від системи і збудження відключається. Відповідно, потрібен швидкодіючий захист для відключення та зупинки машини якомога швидше для мінімізації пошкодження.

Високошвидкісне диференціальне релювання використовується для захисту фазних несправностей обмоток статора генератора. Воно діє шляхом

порівняння величини струму на двох кінцях фазної обмотки у найпоширенішій формі [11].

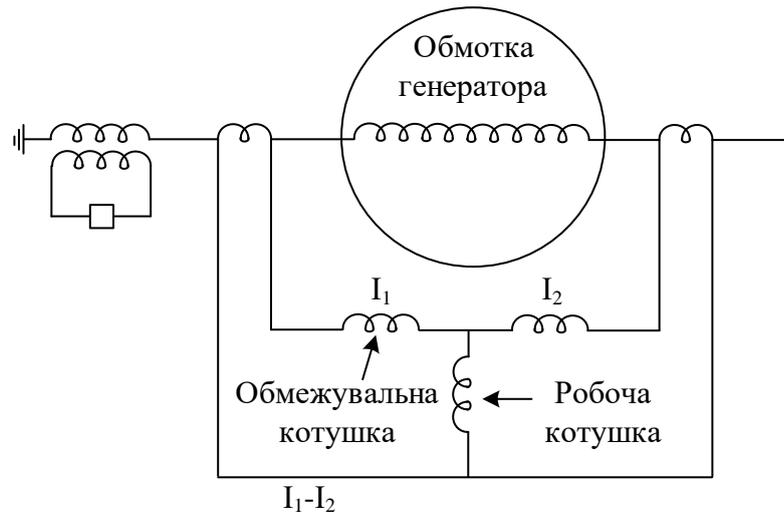


Рисунок 3.1 – Схема поздовжнього диференціального захисту генератора

Принцип роботи диференціального захисту базується на першому законі Кірхгофа: при нормальному режимі роботи або зовнішньому короткому замиканні струми на початку та кінці обмотки рівні, і струм у реле не протікає. При внутрішньому короткому замиканні виникає різниця струмів, що призводить до спрацювання захисту.

Для генератора потужністю 64 МВт використовується відсотковий диференціальний захист з гальмівною характеристикою, що забезпечує стійкість роботи при зовнішніх коротких замиканнях та перехідних режимах.

Уставки диференціального захисту розраховуються за формулами:

$$I_{cз} = K_H \cdot I_{НОМ} / (n_T \cdot K_{cx}). \quad (3.1)$$

де $I_{cз}$ – струм спрацювання захисту, А;

K_H – коефіцієнт надійності (1,3-1,5);

$I_{НОМ}$ – номінальний струм генератора, А;

n_T – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

K_{cx} – коефіцієнт схеми (для повної зіркової схеми $K_{cx} = 1$).

$$I_{cз} = 1.3 \cdot 1 / (875 \cdot 200) = 5.69 \text{ (A)}.$$

Приймаємо $I_{cз} = 6 \text{ (A)}$.

3.2.3 Захист статора від замикань на землю

При замиканні на землю в обмотці статора генератора з ізолюваною або заземленою через резистор нейтраллю струм замикання обмежений і становить одиниці або десятки А. Для виявлення таких замикань застосовуються спеціальні високочутливі захисти.

Схеми захисту від замикань на землю залежать від способу заземлення нейтралі генератора:

1. Заземлення через низькоомний резистор

У цій схемі в нейтраль генератора включається резистор, який обмежує струм замикання на землю до значення 200-300 А. Трансформатор струму встановлюється в нейтраль генератора та підключається до реле з зворотнозалежною характеристикою [11].

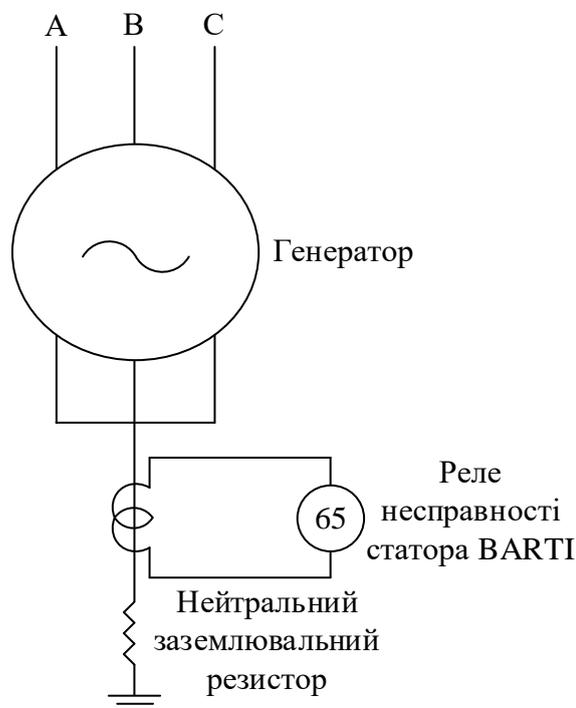


Рисунок 3.2 – Схема захисту від замикання на землю статора при заземленні через резистор

При цьому способі заземлення неможливо захистити 100% обмотки статора - відсоток захищеної обмотки залежить від значення резистора заземлення нейтралі та уставки реле. Наприклад, при резисторі на 100% повного навантаження та уставці 20%, захищається 80% обмотки.

2. Заземлення через розподільчий трансформатор (високоомне заземлення)

Це найбільш поширена схема заземлення для генераторів, не підключених безпосередньо до системи. Ця схема складається із заземлення генератора, з'єднувальних проводів та обмотки низької напруги силового трансформатора через невеликий розподільчий трансформатор, навантажений резистором на його вторинній стороні [11].

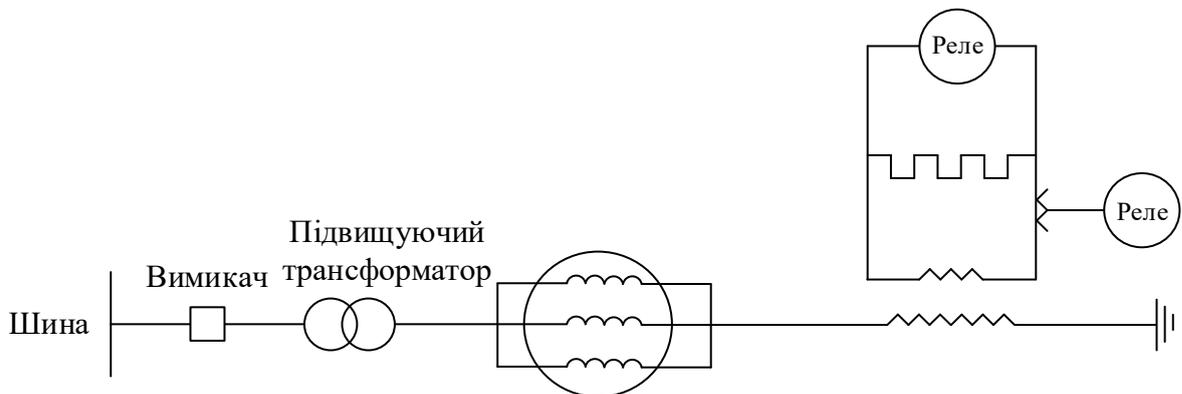


Рисунок 3.3 – Схема заземлення через розподільчий трансформатор

Захист забезпечується шляхом підключення реле напруги паралельно або реле струму послідовно з резистором таким чином, щоб звучала сигналізація або відбувалося відключення. Також використовується комбінація чутливої уставки для сигналізації та грубої уставки з часовою затримкою для відключення.

Максимальний струм замикання на землю визначається розміром трансформатора та навантажувальним резистором R . Оптимальне навантаження досягається, коли потужність, що розсіюється в резисторі, дорівнює ємнісним втратам в системі генератора.

3.2.4 Захист від втрати збудження

Відмова збудження постійного струму призводить до того, що машина працює як асинхронний генератор, при цьому статор забирає струми намагнічування з системи змінного струму. Через явно виражені полюси нормальні гідрогенератори можуть нести 20-25% нормального навантаження без магнітного поля і не втрачати синхронізм. Втрата магнітного поля, коли гідрогенератор несе повне навантаження, може призвести до перевантаження статора через роботу при низькому коефіцієнті потужності та перегріву ротора через індуквані струми в тілі ротора та демпферних обмотках. Агрегат накладе навантаження реактивної потужності (VAR) на систему [11].

Захист від втрати збудження може бути реалізований двома способами:

1. Використання реле мінімальної напруги в колі збудження

Реле мінімального струму встановлюється в колі ротора і контролює струм збудження. При зниженні струму нижче уставки реле спрацьовує з витримкою часу.

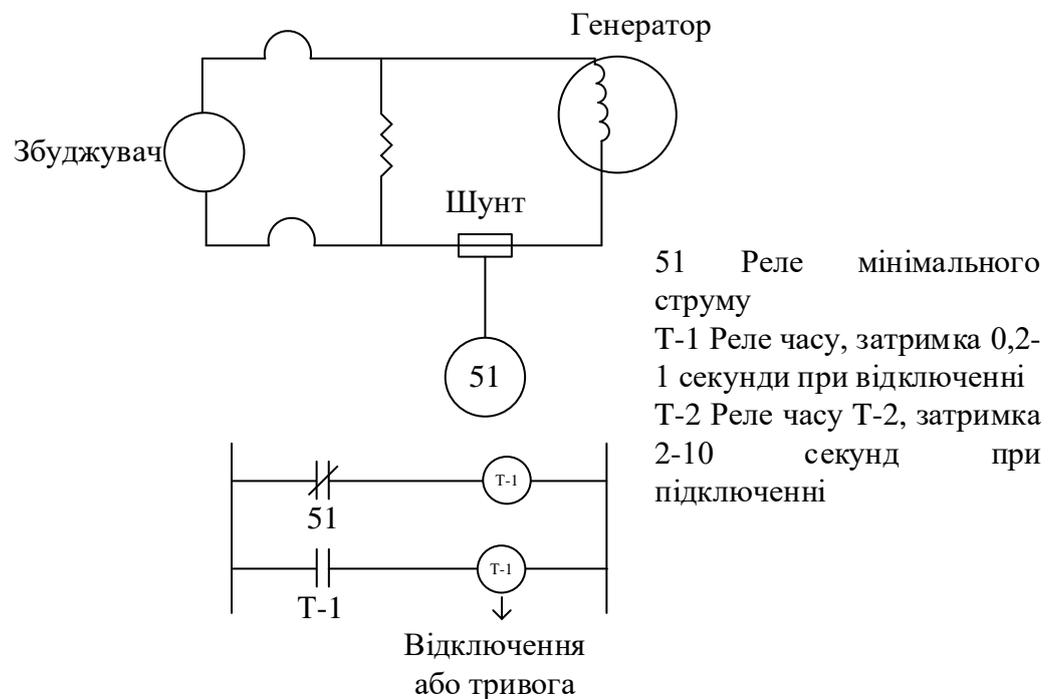


Рисунок 3.4 – Схема захисту від втрати збудження з використанням реле мінімального струму

2. Використання зміщеного мо-реле

Більш досконалий спосіб захисту використовує зміщене мо-дистанційне реле в колі статора. Характеристика спрацювання реле має форму кола на комплексній площині опор.

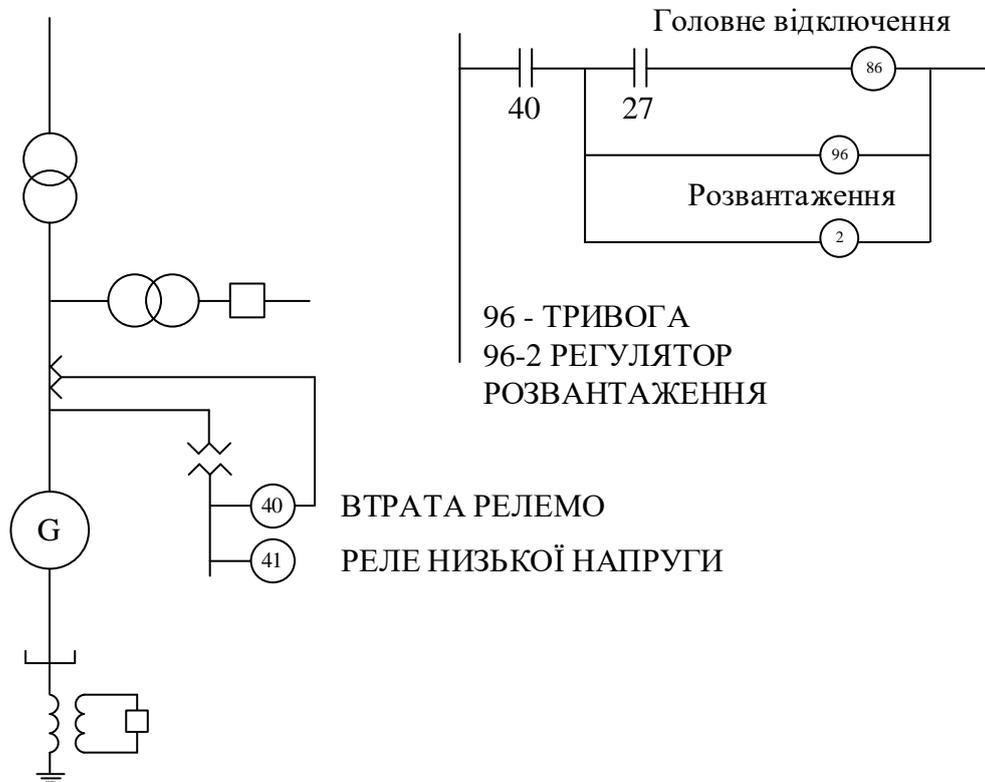


Рисунок 3.5 – Схема захисту від втрати збудження з використанням мо-реле

Уставки захисту від втрати збудження для генератора СВ-420/60-24:

- Час спрацювання: 0,2-1,0 с (для відключення)
- Час спрацювання: 2-10 с (для сигналізації та розвантаження)

Це дозволяє диференціювати серйозні порушення збудження від тимчасових просідань напруги в системі.

3.3 Захист силового трансформатора ГЕС

Силовий трансформатор є найбільшим обладнанням на підстанції і тому важливий з точки зору компонування станції. На ВРУ підвищувальні трансформатори зазвичай розташовані на трансформаторних майданчиках у

машинному залі, щоб зменшити високу вартість з'єднань генератор-трансформатор шинопроводами. Трансформатори з'єдані з комутаційним обладнанням на розподільчому пристрої повітряними лініями.

3.3.1 Типи несправностей трансформаторів

Несправності в обмотці зазвичай починаються як міжвиткові замикання, але можуть виникати від обмотки до землі. Міжвиткові несправності викликають дуже високе локальне нагрівання і зазвичай деяке дугоутворення, але дуже малий струм у зовнішньому колі. Така несправність повинна охопити більшу частину обмотки, поки в зовнішньому колі з'явиться достатній струм для спрацювання диференціального реле.

Для ремонту трансформатора необхідно розібрати і частково або повністю перескласти осердя. Це найдорожча частина ремонту, тому, що стосується обмоток, немає потреби в надзвичайно високій швидкості відключення несправності обмотки трансформатора. Однак недопустима затримка є небажаною з наступних причин:

- Дуга може пошкодити основну ізоляцію та другу обмотку, або надмірний струм може пошкодити нагріванням частини обмотки, які в іншому випадку можна було б використовувати знову
- Тривале дугоутворення під маслом може розкласти його на гази, які можуть утворити вибухонебезпечну суміш у верхній частині трансформатора [11].

3.3.2 Диференціальний захист трансформатора

Трансформатори струму на різних сторонах зони трансформатора повинні мати такий коефіцієнт трансформації, щоб для справної зони сума вхідних та вихідних струмів дорівнювала нулю. Це вимагає, щоб коефіцієнт трансформації трансформатора струму для кожного номінального напруги трансформаторного банку був обернено пропорційний напрузі.

Для трансформатора зірка-трикутник трансформатори струму на стороні зірки повинні бути з'єднані в трикутник, а на стороні трикутника - у зірку, оскільки на стороні зірки трансформатори струму знаходяться в "плечі", а на стороні трикутника - в "лінії".

Таблиця 3.2 – Рекомендовані види захисту для генераторних трансформаторів класу напруги 110 кВ та вище

Вид захисту	Призначення	Час спрацювання
Загальний диференціальний захист	Захист від внутрішніх КЗ з охопленням зони генератора	Миттєве
Поздовжній диференціальний захист трансформатора	Основний захист від міжфазних КЗ	0,02-0,05 с
Обмежений земляний захист на ВН	Захист від замикань на землю на стороні ВН	0,1-0,3 с
Захист від перевантаження	Сигналізація та відключення при тривалому перевантаженні	20-60 с
Газовий захист (реле Бухгольца)	Виявлення внутрішніх несправностей	Сигнал/відключення
Захист від перевищення температури	Контроль температури масла та обмоток	Сигнал/відключення

3.3.3 Газовий захист трансформатора

Реле Бухгольца встановлюється в трубопроводі між баком трансформатора та розширювачем (консерватором). Принцип роботи базується на виявленні газів, що утворюються при розкладанні масла внаслідок внутрішніх несправностей, або потоку масла при інтенсивному газоутворенні.

Реле має два елементи:

1. Сигнальний елемент (верхній поплавець) - спрацює при накопиченні газу 100-200 см³, видає попереджувальний сигнал

2. Відключаючий елемент (нижній поплавець або лопатка) - спрацьовує при інтенсивному потоці масла зі швидкістю 0,6-1,5 м/с, відключає трансформатор

Газовий захист реагує на наступні види несправностей:

- Міжвиткові замикання в обмотках
- Пошкодження ізоляції між пластинами осердя
- Погане контактування в місцях з'єднань
- Зниження рівня масла
- Підсос повітря в систему охолодження

Таблиця 3.3 – Характерні гази та їх співвідношення при різних типах несправностей

Тип несправності	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Часткові розряди	++	+	-	-	-	++	+
Перегрів масла (t<300°C)	+	+	++	+	-	+	++
Перегрів масла (t>700°C)	+	++	+	++	-	+	+
Дуга малої енергії	+++	++	+	+	++	++	+
Дуга великої енергії	+++	++	+	++	+++	+	+

Умовні позначення: (+++) висока концентрація, (++) середня, (+) низька, (-) незначна

3.3.4 Захист від перевантаження та підвищення температури

Тепловий захист трансформатора включає контроль температури верхніх шарів масла та температури обмоток. Для трансформаторів потужністю понад 10 МВА встановлюються:

- Термометри опору в маслі (RTD - Resistance Temperature Detectors)
- Термометри обмоток (зображувальні пристрої або RTD)
- Манометричні термосигналізатори

Допустимі температури для трансформаторів з природним масляним охолодженням:

Таблиця 3.4 – Допустимі температури силових трансформаторів [5]

Параметр	Номінальний режим	Аварійне перевантаження	Дія захисту
Температура верхніх шарів масла	95°C	115°C	Сигнал при 95°C, відключення при 115°C
Температура обмоток	98°C	140°C	Сигнал при 100°C, відключення при 140°C

Захист від перевантаження реалізується за допомогою реле струму з залежною характеристикою спрацювання:

$$t_{cз} = K \cdot (I_{роб} / I_{дов} - 1)^{-\alpha}. \quad (3.2)$$

де $t_{cз}$ – час спрацювання захисту, с;

K - постійний коефіцієнт (залежить від теплової постійної часу);

$I_{роб}$ - робочий струм, А;

$I_{дов}$ - допустимий струм, А;

α - показник ступеня (зазвичай 2).

3.4 Захист збірних шин та розподільчих пристроїв

Диференціальний захист шин є найпростішим із зонних диференціальних захистів, оскільки він включає тільки захист проводки шин. Однак, оскільки багато комплектів трансформаторів струму можуть бути підключені паралельно, необхідно проявляти велику обережність при проектуванні цього захисту, щоб досягти бажаної чутливості та стабільності.

3.4.1 Принцип побудови диференціального захисту шин

Захист шин використовує трансформатори струму, встановлені на всіх приєднаннях до секції шин. Вторинні обмотки всіх ТТ з'єднуються паралельно, і результуючий струм подається на диференціальне реле.

При нормальному режимі та зовнішніх коротких замиканнях:

$$\Sigma I_i = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n = 0. \quad (3.3)$$

При внутрішньому короткому замиканні на шинах:

$$\Sigma I_i = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \neq 0. \quad (3.4)$$

Основні проблеми при проектуванні захисту шин:

1. Різні характеристики насичення ТТ - навіть якщо всі трансформатори струму є точними дублікатами і навантаження були зведені до мінімуму, можуть виникнути відмінності в роботі ТТ через насичення постійним струмом при високих значеннях струму

2. Нерівномірне навантаження ТТ - коли весь струм короткого замикання може витікати через один комплект трансформаторів струму до зовнішньої несправності, але може надходити в зону через декілька комплектів ТТ

3. Помилки трансформації - погрішності ТТ накопичуються і можуть викликати помилкове спрацювання

Для забезпечення стійкості захисту використовуються спеціальні ТТ класу РХ або класу Р з підвищеною точністю.

3.4.2 Швидкодійний диференціальний захист шин з гальмуванням

Для підвищення надійності роботи застосовується захист з гальмуванням та контролем напрямку потужності. Реле спрацьовує при виконанні умови:

$$I_{\text{диф}} > I_{\text{сз}} + K_{\text{гальм}} \cdot I_{\text{гальм}}. \quad (3.5)$$

де $I_{\text{диф}}$ – диференціальний струм (струм небалансу);

$I_{\text{сз}}$ – струм спрацювання;

$K_{\text{гальм}}$ – коефіцієнт гальмування (0,3-0,7);

$I_{\text{гальм}}$ – струм гальмування.

Диференціальний струм визначається як:

$$I_{\text{диф}} = \Sigma I_i. \quad (3.6)$$

Струм гальмування:

$$I_{\text{гальм}} = (\Sigma I_i) / 2 \cdot \text{або} \cdot I_{\text{гальм}} = \max(I_i). \quad (3.7)$$

Для ГЕС з одною секціонованою системою шин параметри захисту:

- Мінімальний струм спрацювання: $I_{\text{с.з.мін}} = 0,2-0,3$ А (вторинних)
- Коефіцієнт гальмування: $K_{\text{гальм}} = 0,3-0,5$
- Час спрацювання: $t < 0,04$ с

Таблиця 3.5 – Зони дії релейного захисту розподільчого пристрою ГЕС

Зона	Обладнання	Основний захист	Резервний захист
1	Генератор	Поздовжній диференціальний	Максимальний струмовий з обмеженням по напрузі
2	Збірні шини	Диференціальний захист шин	Дистанційний захист
3	Трансформатор	Диференціальний, газовий	МТЗ, захист від перевантаження
4	Лінії електропередачі	Дистанційний, диференціально-фазний	Максимальний струмовий спрямований

3.5 Розрахунок релейного захисту для ГЕС потужністю 64 МВт

Розрахунок номінального струму генератора:

$$I_{\text{ном.Г}} = \frac{P_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Г}} \cdot \cos \varphi} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 0,8} = 875 \text{ (А)}.$$

Вибір трансформаторів струму (ТТ):

Приймаємо ТТ типу ТШЛ-10 з коефіцієнтом трансформації:

$$K_T = \frac{1000}{5} = 200.$$

Вторинний номінальний струм:

$$I_{2\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном.Г}}}{K_T} = \frac{875}{200} = 4,38(\text{А}).$$

Розрахунок струму спрацювання диференціального захисту:

Струм спрацювання повинен бути більшим за струм небалансу:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \frac{I_{\text{ном}}}{K_T}.$$

де $K_{\text{н}} = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$K_{\text{одн}} = 1,0$ – коефіцієнт однотипності ТТ.

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 1 \cdot \frac{875}{200} = 5,69(\text{А}).$$

Приймаємо $I_{\text{с.з}} = 6 \text{ А}$ (вторинних)

Розрахунок гальмівної характеристики:

Для сучасних цифрових реле (наприклад, SEPAM S40) характеристика має вигляд:

$$I_{\text{диф}} \geq I_{\text{с.з.мін}} + K_{\text{гальм}} \cdot I_{\text{гальм}}.$$

де $I_{\text{с.з.мін}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 4,38 = 1,3 \text{ А}$;

$K_{\text{гальм}} = 0,3$.

При максимальному робочому струмі ($1,5 \cdot I_{\text{ном}}$):

$$I_{\text{диф}} \geq 1,3 + 0,3 \cdot (1,5 \cdot 4,38) = 1,3 + 1,97 = 3,27(\text{А}).$$

Перевірка чутливості захисту:

При трифазному КЗ на затискачах генератора (з таблиці 2.10, точка КЗ):

$$I_{\text{КЗ.Г}} = 3,835 \text{ кА.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.Г}}/K_T}{I_{\text{с.з}}} = \frac{3835/200}{6} = \frac{19,18}{6} = 3,20.$$

Умова $K_{\text{ч}} \geq 2$ виконується

Розрахунок захисту від замикань на землю (100% статора)

Схема з резистором в нейтралі:

Опір резистора заземлення нейтралі вибираємо з умови обмеження струму замикання:

$$R_{\text{н}} = \frac{U_{\text{ф}}}{I_{\text{з.доп}}} = \frac{6600/\sqrt{3}}{5} = 763 \text{ (Ом).}$$

де $I_{\text{з.доп}} = 5 \text{ А}$ – допустимий струм замикання на землю.

Розрахунок ємнісного струму генератора:

$$I_{\text{с}} = U_{\text{ф}} \cdot \omega \cdot C_0 \cdot l.$$

де $C_0 = 0,15 \text{ мкФ/км}$ – питома ємність обмотки статора;

l – довжина обмотки;

$\omega = 314 \text{ рад/с.}$

$$I_{\text{с}} = \frac{6600}{\sqrt{3}} \cdot 314 \cdot 0,15 \cdot 10^{-6} \cdot 0,5 = 0,09 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту від замикань на землю:

$$I_{\text{с.з.земля}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{с}} = 1,5 \cdot 0,09 = 0,135 \text{ А.}$$

Для реле типу РТЗ-51 встановлюємо уставку $I_{\text{с.з}} = 0,2 \text{ А.}$

Розрахунок відсотка захищеної обмотки:

$$\alpha = \left(1 - \frac{I_{\text{с.з.земля}} \cdot R_{\text{н}}}{U_{\text{ф}}} \right) \cdot 100\% ;$$

$$\alpha = \left(1 - \frac{0,2 \cdot 763}{6600/\sqrt{3}} \right) \cdot 100\% = 96\% .$$

Захищається 96% обмотки статора

Розрахунок захисту від втрати збудження

Параметри генератора в аварійному режимі:

Реактивний опір генератора при втраті збудження:

$$X''_d = 0,27 \text{ (в.о.)} \quad X''_q = 0,27 \text{ (в.о.)}$$

Розрахунок зони спрацювання мо-реле:

Опір генератора в Ом:

$$X_{d.\text{Ом}} = X''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Г}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,27 \cdot \frac{6,6^2}{10} = 1,176 \text{ (Ом)} .$$

Опір, приведений до вторинної сторони ТТ і ТН:

$$X_{d.\text{ВТ}} = X_{d.\text{Ом}} \cdot \frac{K_{\text{ТП}}^2}{K_{\text{ТН}}^2} .$$

де $K_{\text{ТТ}} = 1000/5 = 200$

$K_{\text{ТН}} = 6600/100 = 66$

$$X_{d.вТ} = 1,176 \cdot \frac{200^2}{66^2} = 108,1 \text{ (Ом)}$$

Параметри мо-реле:

Діаметр характеристики спрацювання:

$$d = 1,0 \cdot X_{d.вТ} = 108,1 \text{ (Ом)}.$$

Зміщення характеристики:

$$X_{см} = 0,5 \cdot d = 54 \text{ (Ом)}.$$

Витримка часу:

$t_1 = 0,5 \text{ с}$ – для сигналізації та розвантаження

$t_{п} = 2,0 \text{ с}$ – для відключення при неможливості розвантаження

Розрахунок диференціального захисту трансформатора

Для блочного трансформатора БТ1-7 (ТД-10000/110):

Розрахунок номінальних струмів:

Сторона ВН:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 47,7 \text{ (А)}.$$

Сторона НН:

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,5 \text{ (А)}.$$

Вибір трансформаторів струму:

Сторона ВН: ТВТ110-III-2000/1, КТВ = 50/1 Сторона НН: ТШЛ-10, КТНН
= 1000/5 = 200

Вторинні струми:

$$I_{2ВН} = \frac{I_{\text{ном.ВН}}}{K_{ТВН}} = \frac{47,7}{50} = 0,954(\text{А});$$

$$I_{2НН} = \frac{I_{\text{ном.НН}}}{K_{ТНН}} = \frac{916,5}{200} = 4,58(\text{А}).$$

Розрахунок коефіцієнта трансформації трансформатора струму:

Для вирівнювання вторинних струмів з урахуванням схеми з'єднання
(Y/Δ):

$$k_{\text{сх}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.ВН}} \cdot K_{ТНН}}{I_{\text{ном.НН}} \cdot K_{ТВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 47,7 \cdot 200}{916,5 \cdot 50} = 0,36.$$

Оскільки ТТ на стороні Δ включені в трикутник, а на стороні Y – в зірку,
коефіцієнт схеми враховується автоматично.

Струм спрацювання диференціального захисту:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{апер}} \cdot \frac{I_{\text{ном.гр}}}{K_{\text{Т}}}.$$
$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1,0 \cdot \frac{10000/\sqrt{3}}{121 \cdot 50} = 0,62(\text{А}).$$

Приймаємо $I_{\text{с.з}} = 0,8 \text{ А}$ (вторинних)

Розрахунок гальмівної характеристики:

Початкова гальмівна характеристика (для реле типу ДЗТ-21):

$$I_{\text{диф.поч}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном}} = 0,3 \cdot 0,95 = 0,29(\text{А}).$$

Коефіцієнт гальмування на лінійній ділянці:

$$K_{\text{гальм}1} = 0,5.$$

На ділянці насичення ТТ:

$$K_{\text{гальм}2} = 0,7.$$

Точка перелому характеристики:

$$I_{\text{гальм.пер}} = 2 \cdot I_{\text{ном}} = 2 \cdot 0,95 = 1,9(\text{А}).$$

Перевірка чутливості:

При трифазному КЗ на стороні НН трансформатора (з таблиці 2.10, точка КЗ):

$$I_{\text{КЗ}} = 8,491(\text{кА}).$$

Струм в диференціальному реле:

$$I_{\text{диф}} = \frac{I_{\text{КЗ}}}{K_{\text{ТНН}}} = \frac{8491}{200} = 42,5(\text{А}).$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{42,5}{0,8} = 53,1.$$

Умова $K_{\text{ч}} \geq 2$ виконується з великим запасом

Розрахунок струмової відсічки трансформатора

Струмова відсічка встановлюється як резервний захист при відмові диференціального захисту.

Струм спрацювання відсічки (сторона НН):

$$I_{\text{с.з.відс}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{макс}} \cdot I_{\text{ном}}$$

де $K_{\text{н}} = 1,2$ – коефіцієнт надійності;

$K_{\text{макс}} = 1,3$ – коефіцієнт можливого перевантаження.

$$I_{\text{с.з.відс}} = 1,2 \cdot 1,3 \cdot 916,5 = 1430 \text{ (А)}.$$

У вторинних величинах:

$$I_{\text{с.з.відс.вт}} = \frac{1430}{200} = 7,15 \text{ (А)}.$$

Приймаємо $I_{\text{с.з.відс}} = 8 \text{ А}$

Витримка часу: $t_{\text{Г}} = 0,5 \text{ с}$ (для узгодження з захистами приєднань)

Перевірка чутливості відсічки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}/K_{\text{ТНН}}}{I_{\text{с.з.відс}}} = \frac{8491/200}{8} = \frac{42,5}{8} = 5,31.$$

$K_{\text{ч}} > 1,5$ – захист чутливий

Налаштування газового захисту (реле Бухгольца)

Для трансформатора ТД-10000/110 встановлюється реле Бухгольца типу РГЧЗ-66.

Сигнальний елемент:

Об'єм газу для спрацювання: $V_{\text{Г}} = 150 \text{ см}^3$

Дія: сигналізація

Відключаючий елемент:

Швидкість потоку масла: $v_m = 1,0$ м/с

Дія: відключення трансформатора з витримкою $t_{II} = 0,1$ с

Контроль рівня масла:

Сигналізація при зниженні рівня на 50 мм від номінального.

Вибір трансформаторів струму:

Для всіх приєднань використовуємо ТТ типу ТВТ110-III-2000/1 з коефіцієнтом трансформації $K_T = 50/1$.

Розрахунок струму небалансу:

Струм небалансу виникає через похибки ТТ та нерівномірний розподіл навантаження:

$$I_{нб} = K_{одн} \cdot f_a \cdot \frac{1}{K_T} \cdot \sum I_{пред}.$$

де $K_{одн} = 1,0$ (однотипні ТТ)

$f_a = 0,1$ (похибка ТТ класу Р 10%)

$\sum I_{пред}$ – сума струмів всіх приєднань

При максимальному навантаженні всіх приєднань (зовнішнє КЗ):

$$\sum I_{пред} = 7 \cdot 47,7 + 3 \cdot 47,7 + 47,7 = 524 \text{ (А)}.$$

$$I_{нб} = 1,0 \cdot 0,1 \cdot \frac{524}{50} = 1,05 \text{ (А)}.$$

Струм спрацювання захисту шин:

$$I_{с.з} = K_H \cdot I_{нб} = 1,5 \cdot 1,05 = 1,58 \text{ (А)}.$$

Приймаємо $I_{с.з} = 2$ А (для реле типу ДЗШ-01)

Розрахунок гальмівної характеристики:

$$I_{\text{диф}} \geq I_{\text{с.з.мін}} + K_{\text{гальм}} \cdot I_{\text{гальм}}$$

При максимальному транзитному струмі (524 А):

$$I_{\text{диф.мін}} = 0,5 + 0,5 \cdot \frac{524}{50} = 0,5 + 5,24 = 5,74 (\text{А}).$$

Перевірка чутливості:

При КЗ на шинах (точка К1, таблиця 2.10):

$$I_{\text{КЗ.шин}} = 13,010 \text{ кА};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.шин}}/K_T}{I_{\text{с.з}}} = \frac{13010/50}{2} = \frac{260,2}{2} = 130,1;$$

Захист має високу чутливість

Витримка часу: $t = 0,04$ с (швидкодіючий захист)

Розрахунок параметрів АПВ

Для вимикачів 110 кВ (121РМ40-20В):

Час безструмової паузи:

$$t_{\text{всп}} = t_{\text{деіон}} + t_{\text{рез}} = 1,0 + 0,2 = 1,2 \text{ с}.$$

Час готовності АПВ:

$$t_{\text{готовн}} = t_{\text{бсп}} + t_{\text{вкл}} + t_{\text{мін.пауза}} = 1,2 + 0,15 + 3 = 4,35 (\text{с}).$$

де $t_{\text{вкл}} = 0,15$ с – власний час включення вимикача;

$t_{\text{мін.пауза}} = 3$ с – мінімальна пауза перед можливістю повторного АПВ.

Кількість циклів АПВ: 1 (однократне)

Контроль синхронізму при АПВ генераторних вимикачів:

Різниця напруг:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 0,1 \cdot U_{\text{ном}} = 0,1 \cdot 6,6 = 0,66 (\text{кВ}).$$

Різниця частот:

$$\Delta f_{\text{доп}} = 0,1 (\text{Гц}).$$

Кут включення:

$$\varphi_{\text{доп}} = 15^\circ.$$

Час випередження:

$$t_{\text{вип}} = t_{\text{вкл}} + t_{\text{зап}} = 0,15 + 0,15 = 0,3 (\text{с}).$$

де $t_{\text{зап}}$ – запас на неточність визначення кута.

Розрахунок параметрів АРЗ

Налаштування АРЗ для генератора СВ-420/60-24:

Коефіцієнти регулятора (ПД-закон):

Пропорційна складова:

$$K_n = 20.$$

Інтегральна складова:

$$K_i = 5(c^{-1}).$$

Диференціальна складова:

$$K_d = 0,5(c).$$

Система форсування збудження:

Кратність форсування:

$$K_{форс} = 2,0.$$

Напруга форсування:

$$U_{форс} = K_{форс} \cdot U_{зб.ном} = 2,0 \cdot 320 = 640(B).$$

Час форсування:

$$t_{форс} = 3 \cdot T_d' = 3 \cdot 1,8 = 5,4(c).$$

Обмежувачі:

Максимальний струм збудження:

$$I_{зб.мах} = 2,5 \cdot I_{зб.ном} = 2,5 \cdot 450 = 1125(A).$$

Мінімальний струм збудження:

$$I_{зб.мін} = 0,2 \cdot I_{зб.ном} = 0,2 \cdot 450 = 90(A).$$

Блок демпфування коливань потужності (PSS):

Коефіцієнт посилення:

$$K_{PSS} = 10.$$

Постійна часу фільтра:

$$T_{\text{фільтр}} = 0,05(\text{с}).$$

Таблиця 3.5 – Уставок релейного захисту та автоматики ГЕС

Захист/Автоматика	Параметр	Уставка	Примітка
1	2	3	4
Диференціальний захист генератора	Іс.з	6 А (вт.)	Реле SEPAM S40
	Іс.з.мін	1,3 А	
	Кгальм	0,3	
	t	Миттєво	
Захист від замикань на землю	Іс.з.земля	0,2 А	Реле РТЗ-51
	t	0,5 с	
Захист від втрати збудження	Діаметр хар-ки	108,1 Ом	Мо-реле
	Зміщення	54 Ом	
	tI (сигнал)	0,5 с	
	tII (відкл.)	2,0 с	
Диференціальний захист трансформатора БТ	Іс.з	0,8 А (вт.)	Реле ДЗТ-21
	Іс.з.мін	0,29 А	
	Кгальм1	0,5	
	Кгальм2	0,7	
Газовий захист	VГ (сигнал)	150 см ³	РГЧЗ-66
	vм (відкл.)	1,0 м/с	
Відсічка трансформатора	Іс.з.відс	8 А (вт.)	
	t	0,5 с	
Диференціальний захист шин 110	Іс.з	2 А (вт.)	Реле ДЗШ-01

Захист/Автоматика	Параметр	Уставка	Примітка
1	2	3	4
кВ			
	Іс.з.мін	0,5 А	
	Кгальм	0,5	
	t	0,04 с	
АПВ (110 кВ)	tбсп	1,2 с	
	Цикли	1	
АПВ генераторних вимикачів	$\Delta U_{доп}$	0,66 кВ	З контролем синхронізму
	$\Delta f_{доп}$	0,1 Гц	
АРЗ	Кп	20	ПД-регулятор
	Кі	5 с ⁻¹	
	Кд	0,5 с	
	Кфорс	2,0	
	tфорс	5,4 с	

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу

Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні і здорові умови праці, регулює за участю відповідних органів державної влади відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища і встановлює єдиний порядок організації охорони праці в Україні. Відповідні умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці.

З сучасними темпами розвитку науки та суспільства виникає потреба в підвищенні рівня безпечної роботи та знизити всі можливі ризики що наражають працівників та навколишнє середовище на небезпеку. Задача сучасного інженера – поєднати надійність механіки і безпеку. В електроустановках одним із найнебезпечніших механізмів є високовольтні вимикачі, оскільки вони сприймають найбільше навантаження при розмиканні контактів, де виникає горіння дуги, в результаті чого різко піднімається температура до високих значень [16].

Небезпека при монтажі та експлуатації вимикачів полягає в тому, що високовольтні вимикачі працюють з високими напругами та температурами, що в свою чергу створює високу небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем і експлуатацією елегазових вимикачів, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

4.2 Організаційно-технічні заходи для безпечної експлуатації станції.

Відповідно до теми роботи, релейний захист і автоматика безпосередньо стосується роботи вимикачів, адже, їх надійність і швидкодія впливають на режим роботи всієї станції. Тому розглянемо організаційно-технічні рішення при експлуатації елегазового обладнання

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі та експлуатації елегазового обладнання заданих технологічних параметрів були проаналізовані:

1) Державні стандарти з електроенергетики України табл. 4.1;

2) Галузеві керівні документи:

- ГКД 34.20.302-2002 Норми випробування електрообладнання
- ГКД 34.10.382-92 Виробничі норми витрат матеріалів для експлуатації електрообладнання 110-750 кВ

3) Стандарти організації України:

- СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання

Підготовчі роботи включають в себе підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, перевірку опорних конструкцій, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовуються, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

За даними статистичних досліджень, найбільш розповсюдженими в розподільних мережах напругою 6 - 35кВ є однофазні замикання на землю (до 60- 70% від усіх видів ушкоджень). Виникнення однофазного замикання на землю супроводжується перенапругами, що охоплюють всі елементи розподільної мережі і що приводять, як наслідок, до багатомісних замикань за рахунок пробоя ослабленої ізоляції. Такі ушкодження є найбільш небезпечними як для обслуговуючого персоналу, так і для електроустаткування і варто

прагнути до зниження імовірності їхньої появи завдяки створенню нових керувальних органів, покращенням ізоляційних властивостей матеріалів.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та інш.) і силові кола приводу;

- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;

- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування може з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

1	ДСТУ ІЕС 60898-1:2005	Вимикачі змінного струму Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного устаткування (ІЕС 60898-1:2003, ІДТ)	замінений
2	ДСТУ EN 60898-1:2014	Устаткування електричне допоміжне. Автоматичні вимикачі для захисту від надструмів побутового та аналогічного призначення. Частина 1. Вимикачі змінного струму (EN 60898-1:2003 EN 60898-1:2003/A1:2004 EN 60898-1:2003/A11:2005 EN 60898-1:2003/A13:2012 EN 60898-1:2003/AC:2004, ІДТ)	чинний
3	ДСТУ EN 61009-1:2015/Зміна №13:2015(EN 61009-1:2004/A13:2009,	Автоматичні вимикачі диференційного струму з вмонтованим захистом від надструмів для побутового та аналогічного призначення (RCCBs). Частина 1. Загальні правила	чинний

	IDT)		
4	ДСТУ EN 62271-100:2016 (EN 62271-100:2009, IDT)	Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 100. Автоматичні вимикачі змінного струму	чинний
5	ДСТУ EN 61009-1:2015 (EN 61009-1:2004, IDT)	Автоматичні вимикачі диференційного струму з вмонтованим захистом від надструмів для побутового та аналогічного призначення (RCCBs). Частина 1. Загальні правила	чинний
6	ДСТУ 3025-95 (ГОСТ 9098-93)	Вимикачі автоматичні низьковольтні. Загальні технічні умови	чинний

4.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Контур заземлення виконуємо як ґратчасту сітку з горизонтальних сталевих смуг перерізом 40×4 мм, доповнену по всьому периметру вертикальними стрижнями діаметром 20 мм.

Вихідні дані для розрахунку (рис. 4.1):

- площа ЗП: $S = 52 \times 92 = 4784 \text{ м}^2$;

- питомий опір ґрунту верхнього та нижнього шарів:

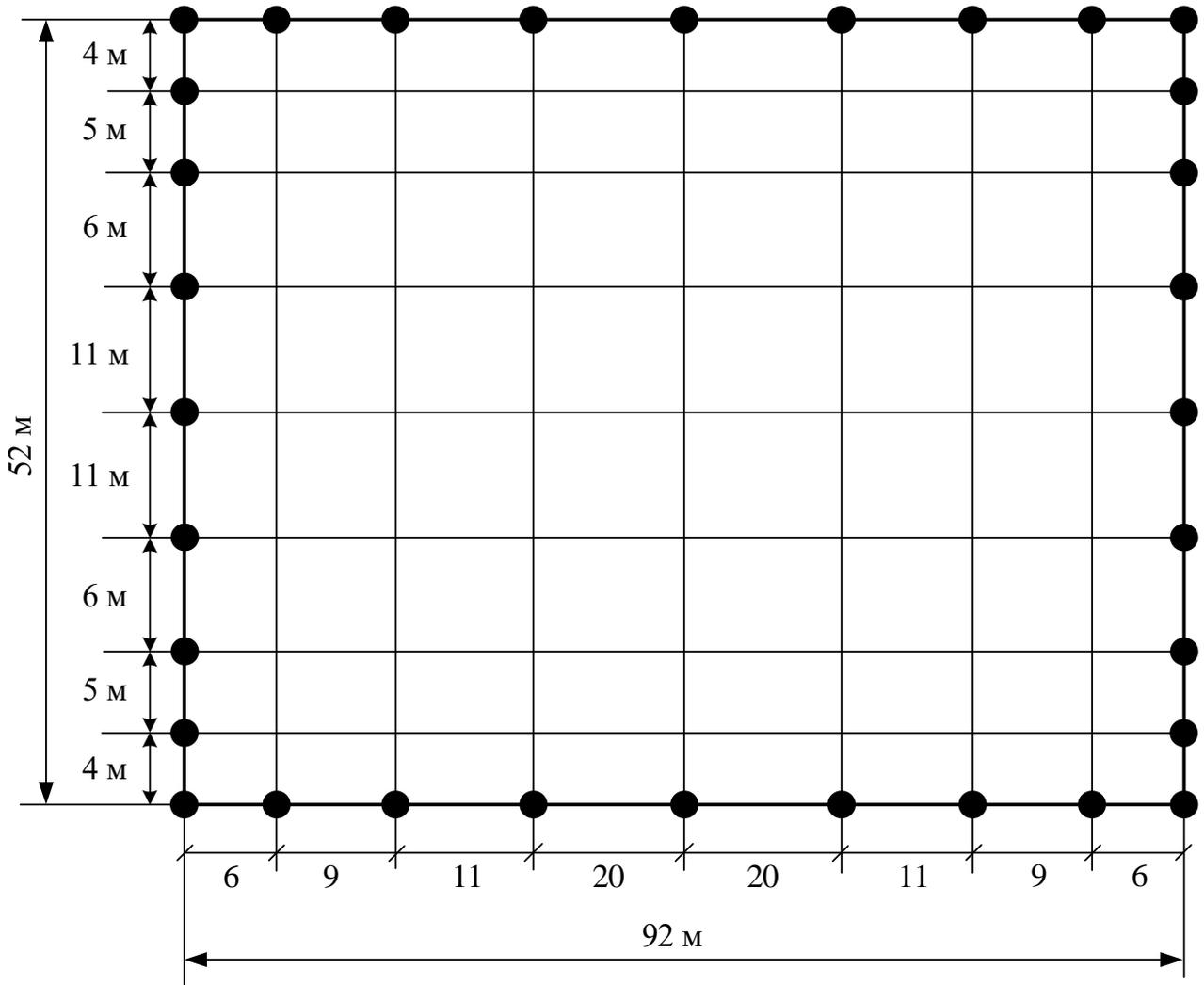


Рисунок 4.1 – Схема контуру заземлення ВРУ-110 кВ

Середня відстань між вертикальними електродами:

$$a = \frac{P}{n_B}; \quad (4.1)$$

$$a = \frac{2 \cdot (52 + 92)}{32} = 9,0 \text{ (м)}.$$

Розрахуємо такі величини:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{700}{140} = 5;$$

$$\frac{a}{l_B} = \frac{9}{4,5} = 2;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4784} = 69,2 \text{ m};$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,7}{4,5} = 0,3.$$

Опір заземлювального пристрою [11, 13]:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{екв}} \cdot A}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_T + L_B} \leq R_{3.\text{дон}} = 0,5 \text{ (Ом)}. \quad (4.2)$$

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

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

L_T, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (4.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5. \quad (4.4)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,7}{69,2} = 0,075 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,075 = 0,321;$$

$$L_T + L_B = (52 \cdot 9 + 92 \cdot 9) + 4,5 \cdot 32 = 1440 \text{ (м)};$$

З [26] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,48$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,48 \cdot 140 = 207,2 \text{ Ом·м.}$$

$$R_3 = \frac{0,321 \cdot 207,2}{69,2} + \frac{207,2}{1440} = 1,105 > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Додаємо до штучного контуру природні заземлювачі, наявні на майданчику ВРУ:

а) систему «трос–опора» з опором $R_{п1} = 1,1 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор з опором $R_{п2} = 1,2 \text{ Ом}$.

Загальний опір заземлювача розраховуємо за формулою:

$$R'_3 = \frac{R_{п1} \cdot R_{п2} \cdot R_{ш}}{R_{п1} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{ш} + R_{п2} \cdot R_{ш}}; \quad (4.5)$$

$$R'_3 = \frac{1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,105}{1,1 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,105 + 1,2 \cdot 1,105} = 0,38 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Запроектований контур заземлення ВРУ-110 кВ відповідає нормам для мереж із глухозаземленою нейтраллю.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Проводиться розрахунок техніко-економічних показників електростанції. Загальні витрати на будівництво ГЕС поділяються на два основні напрямки: промислове та житлове будівництво. Вартість промислової частини визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, що включає 13 розділів, кожен з яких має своє функціональне призначення [21].

Суму капітальних вкладень за окремими розділами та в цілому необхідно розподілити між будівельно-монтажними роботами, закупівлею обладнання та іншими витратами відповідно до відсоткових значень, наведених у табл. 5.1. У реальній практиці будівництва ГЕС витрати за кожним розділом формують на основі фактичного фізичного обсягу робіт. Оскільки в межах магістерської роботи таке опрацювання неможливе, визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС здійснюється, починаючи з розділу 2 «Об'єкти основного виробничого призначення», з використанням питомих капіталовкладень.

В даній роботі будемо вважати, що відсоткові дані вартостей та норм не змінилися з 2022 року [16] та враховуючи ріст інфляції, знецінення державної валюти та інших економічних факторів.

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

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	Тип	В % від другого розділу	В тому числі по видах витрат, євро			
			Будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші витрати	загальна вартість, євро
1. Підготовка території будівництва	ГЕС	4	1083,6	43,344	1040,256	2167,2
2. Об'єкти основного виробничого призначення	ГЕС	860	32508	21130,2	541,8	54180
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	ГЕС	2	866,88	216,72	-	1083,6
4. Об'єкти енергетичного господарства	ГЕС	1	460,53	81,27	-	541,8
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	ГЕС	5	2573,55	135,45	-	2709
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, тепlopостачання	ГЕС	1	514,71	27,09	-	541,8
7. Благоустрій території	ГЕС	1	541,8	-	-	541,8
8. Тимчасові будівлі та споруди	ГЕС	15	6501,6	812,7	812,7	8127
9. Інші роботи та витрати	ГЕС	10	-	-	5418	5418
10. Утримування дирекції та авторський нагляд	ГЕС	0,5	-	-	270,9	270,9
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	ГЕС	0,1	-	-	54,18	54,18
12. Проектні та пошукові роботи	ГЕС	10	-	-	5418	5418

13.Роботи та затрати по створенню водосховища	ГЕС	9	-	-	4924,962	4924,962
Всього по розділу А – промислове будівництво	-	-	45050,67	22446	18480,8	85978,24
В т.ч.поворотні суми	-	5	2709	-	-	2709
Всього	-	-	42341,67	22446	18480,8	83269,24

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{вст}}; \quad (5.1)$$

$$K_{num} = \frac{83269,24 \cdot 10^3}{63 \cdot 10^3} = 1321,72 \left(\frac{\text{євро}}{\text{кВт}} \right),$$

де K_{Σ}^{EC} - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, євро;

$N_{вст.}$ - встановлена потужність ЕС, кВт.

5.2 Визначення собівартості електроенергії на станції

Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується,

на очікуваний період часу використання об'єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на чотири групи: 1 – будівлі, споруди і передавальні пристрої; 2 - транспорт, запасні частини до нього, меблі, офісне обладнання; 3 – інші ОФ, які не входять у 1-шу, 2-гу та 4-ту групу; 4 – ЕОМ, інші машини для автоматичного оброблення інформації, засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми та засоби, вартість яких перевищує вартість малоцінних товарів. У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 2%, 2 група - 10%, 3 група - 6%, 4 група – 15%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 7.1) по наступних формулах:

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (\text{К}_{\text{БМР}} - \text{К}_{\text{БМР5}}); \quad (5.2)$$

$$\text{ОФ}_2 = \sum \text{К}_5; \quad (5.3)$$

$$\text{ОФ}_3 = 0,4 \cdot (\text{К}_{\text{БМР}} - \text{К}_{\text{БМР5}}) + (\text{К}_{\text{обл.}} - \text{К}_{\text{обл5}}) + \text{К}_{\text{інш.}}; \quad (5.4)$$

$$\text{ОФ}_4 = \sum \text{К}_{\text{інш.}}; \quad (5.5)$$

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (42341,67 - 2573,55) = 23860,87;$$

$$\text{ОФ}_2 = 2709;$$

$$\text{ОФ}_3 = 0,4 \cdot (42341,67 - 2573,55) + (22446,77 - 135,45) + 18480,8 = 56699,37;$$

$$\text{ОФ}_4 = 18480,8.$$

де $\text{К}_{\text{БМР}}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;

$\text{К}_{\text{БМР5}}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу (див. таблицю 5.1);

$\sum K_5$ – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);

$K_{\text{обл.}}$ – вартість обладнання ЕС;

$K_{\text{обл5}}$ – вартість обладнання ЕС по п'ятому розділу (див. таблицю 5.1);

$K_{\text{інш.}}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС;

$\sum K_{\text{інш.}}$ – інші витрати на побудову ЕС по всім розділам (див. таблицю 5.1).

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань занесемо до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ, євро	Норма амортизації, %	Сума амортизаційних відрахувань, євро
Ф1	23860,87	2	477,22
Ф2	2709	10	270,9
Ф3	56699,37	15	8504,9
Ф4	18480,8	6	1108,8
Всього	101750,04		10361,87

Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів вибираються для ГЕС з [17]. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum K_{шт.i} \cdot N_{вст.i}; \quad (5.6)$$

$$Ч = 0,54 \cdot 63 = 34;$$

де $K_{шт.i}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$ – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Таблиця 5.3 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ГЕС різного типу

Категорія працівників	Тип електростанції	
	ГЕС	Кількість чоловік
Робітники	83,6 %	28
ІТР	12 %	4
Службовці	3,5 %	1
МОП	0,9 %	1

Таблиця 5.4 – Розмір середньої заробітної плати працівників ГЕС

Категорія працівників	ГЕС
	Розмір заробітної плати, євро
Робітники	180-220
Службовці	200-260
ІТР	280-320
МОП	120-140

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

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot z_i \cdot n_i, \quad (7.7)$$

$$S_{зп \text{ робітники}} = 12 \cdot 220 \cdot 28 = 79920 \text{ (євро)},$$

$$S_{зп\ ITP} = 12 \cdot 260 \cdot 4 = 12480 \text{ (євро)},$$

$$S_{зп\ службовці} = 12 \cdot 320 \cdot 1 = 3840 \text{ (євро)},$$

$$S_{зп\ МОП} = 12 \cdot 140 \cdot 1 = 1680 \text{ (євро)}.$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Таблиця 5.5 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, євро
Робітники	28	79920
ІТР	4	12480
Службовці	1	3840
МОП	1	1680

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

$$И_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп\ роб.} + S_{зп\ МОП}) + 1,80 \cdot (S_{зп\ ITP} + S_{зп\ сл.})) \times K_k \times K_B ; \quad (5.8)$$

$$И_{зп} = (1,57 \cdot (79920 + 1680) + 1,80 \cdot (12480 + 3840)) \times 0,7 \times 1,375 = 151582 \text{ (євро)},$$

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

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

$K_B = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

5.2.1 Розрахунок витрат на паливо

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні

5.2.2 Інші затрати

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:

$$I_{\text{IH}} = \frac{(I_a + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{H}}}{100}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{IH}} = \frac{(10361,87 + 151582) \cdot 50}{100} = 80971,9 \text{ (євро)}.$$

де I_{H} – відсоток інших витрат, що визначається по графіку з [17].

5.2.3 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:

$$I = I_a + I_{\text{зп}} + I_{\text{IH}}; \quad (5.10)$$

$$I = 10361,87 + 151582 + 80971,9 = 242915,77 \text{ (євро)}.$$

Собівартість вироблення електроенергії на ГЕС:

$$C = \frac{I}{E_p}; \quad (5.11)$$

$$C = \frac{242915,77 \cdot 100 \cdot 16}{290573,7 \cdot 1000} = 1,34 \text{ (грн./кВт год)}$$

Таблиця 5.6 – Собівартість відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, євро	Собівартість енергії	
		грн./кВт·год	%
Амортизація	10361,87	0,057	5
Заробітна плата	151582	0,836	62,5
Паливо	-	-	-
Інші витрати	80971,9	0,447	32,5
Разом	242915,77	1,34	100

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 7.8.

Таблиця 5.8 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	63
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	290573,7
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,06
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,85
Кошторисна вартість промислового будівництва	євро	83269,24
Питомі капітальні вкладення	євро/кВт	1321,72
Собівартість відпущеної енергії	грн./кВт·год	1,34

Таким чином, у даному розділі були пораховані економічні показники проєктованої ГЕС потужністю 64 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 1,34$ грн /кВт·год. Значення собівартості електроенергії є економічно вигідним для ГЕС.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі повністю досягнуто поставленої мети – розроблено електричну частину гідроелектростанції потужністю 64 МВт з комплексним дослідженням релейного захисту та автоматики станції, що сприяє підвищенню надійності роботи ГЕС в умовах сучасних викликів енергетичної безпеки України.

Проектовано головну схему електричних з'єднань ГЕС з розподільними пристроями двох напруг (110 кВ та 35 кВ) з автотрансформатором зв'язку, обґрунтовано вибір I-го варіанту структурної схеми зв'язки як економічно найдоцільнішого (приведені затрати на 12,364 % нижчі, ніж у II-му варіанті), що забезпечує мінімальні перетоки потужності та високу надійність.

Розроблено надійну схему електропостачання власних потреб станції з трансформаторами власних потреб та двома резервними ТВП, з розділенням секцій 0,4 кВ, що гарантує безперебійне живлення критичних механізмів навіть в аварійних режимах.

Проведено аналіз сучасних методів проектування електричної частини ГЕС, обґрунтовано вибір комутаційного обладнання (вимикачі елегазові 110 кВ, роз'єднувачі), ошиновки (АС 185/24 для 35 кВ, АС 240/32 для 35 кВ, з повною перевіркою на корону та термічну стійкість), акумуляторної батареї типу Varta з підзарядними пристроями, вимірювальних трансформаторів (ІМВ 123-170, СРВ 123), заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ з опором 0.38 Ом.

Розраховано основні техніко-економічні показники роботи станції, визначено собівартість відпущеної електроенергії на рівні 131.39 коп/кВт·год, що є економічно вигідним показником для ГЕС, з високим коефіцієнтом використання встановленої потужності та доцільністю спорудження станції.

Розроблений проект забезпечує високий рівень надійності та безпеки експлуатації, мінімальні втрати, високу швидкодію захисту та автоматики, повну відповідність сучасним вимогам ПУЕ та міжнародним стандартам.

Результати роботи мають практичне значення, рекомендовано впровадження запропонованих цифрових систем РЗА на аналогічних об'єктах України, що дозволить підвищити надійність роботи ГЕС в умовах дефіциту маневрових потужності та інтеграції з ВДЕ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: 01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
3. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.
4. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
5. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
7. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с.
8. 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.
9. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.

10. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.
11. CHAPTER –7 CONTROL AND PROTECTION OF HYDRO ELECTRIC STATION https://www.iitr.ac.in/wfw/web_ua_water_for_welfare/education/Teachers_Manual/Teacher_manual_degree_hpd3.pdf
12. AUTOMATION SOLUTIONS FOR HYDROPOWER PLANTS.
13. Assessment of Faults in the Performance of Hydropower Plants within Power Systems (Alireza Zabihi, Energy Systems Research, Vol. 7, No. 2, 2024).
14. Рубаненко О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій : навчальний посібник / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 123 с.
15. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій : навчальний посібник / Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 110 с
16. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник / в. п. Кідиба. – Львів; Видавництво Львівської політехніки, 2015. – 504 с.
17. Бардик Є. І. «Експлуатація та режими роботи електростанцій» : навчальний посібник / Бардик Є. І. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 73 с.
18. Бардик Є. І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання : навчальний посібник / Є. І. Бардик, М. П. Лукаш. – Київ : НТУУ «КПІ», 2011. – 220 с.
19. Букович Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем : навч. посіб. / Букович Н. В. – Львів : Видавництво «Бескід Біт», 2003. – 224 с.

20. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.
21. 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.
22. 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.
23. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.
24. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.
25. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.
26. 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.)

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 64 МВт з дослідженням релейного захисту і автоматики станції.

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

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

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КП1) 12,13%

- 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. каф. ЕСС Камар В. О.
(прізвище, ініціали, посада)

Професор каф. ЕСС Лещинюк Т. Д.
(прізвище, ініціали, посада)

[Підпис]
(підпис)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку

[Підпис]
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник

[Підпис]
(підпис)

Лесько В. О.

(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач

[Підпис]
(підпис)

Ткачук О. В.

(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

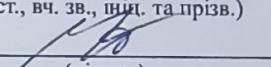
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., іні. та прізви.)


(підпис)

«24» 09 2025 р.

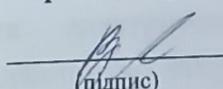
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

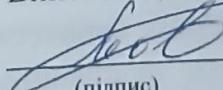
**«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 64 МВт з
дослідженням релейного захисту і автоматики станції»**

08-21.МКР.017.00.004 ТЗ

Керівник проекту: к.т.н., доцент каф. ЕСС


(підпис) Лесько В. О.

Виконавець: ст. гр. ЕС-24м


(підпис) Ткачук О. В.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що гідроелектростанції потужністю 64 МВт є ключовими елементами відновлюваної енергетики України, забезпечуючи стабільне постачання електроенергії в умовах зростання попиту та інтеграції з ВДЕ. Сучасні вимоги до надійності релейного захисту та автоматики диктують необхідність дослідження та модернізації систем для запобігання аварій, мінімізації втрат і підвищення ефективності експлуатації, що обґрунтовує виконання МКР з урахуванням енергетичної безпеки та екологічних стандартів.

б) наказ ректора ВНТУ № 313 від 24 вересня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи

2. Мета і призначення МКР

а) мета – розробити та дослідити електричну частину гідроелектростанції потужністю 64 МВт з аналізом релейного захисту та автоматики для забезпечення надійної та ефективної роботи станції.

б) призначення розробки – створення практичних рекомендацій щодо впровадження сучасних систем захисту та автоматики, що підвищить надійність ГЕС, зменшить ризики аварій і оптимізує експлуатацію в реальних умовах.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 64 МВт з вісьма гідроагрегатами одиничною потужністю 8 МВт., потужність віддається системі на напрузі 110 кВ, в місцевий район – 35 кВ.

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

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

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

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

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	03.09.2025	07.09.2025	формування технічного завдання
2	Вступ. Огляд літературних джерел	08.09.2025	20.09.2025	розділ 1 ПЗ
3	Розрахунок електричних навантажень станції	21.09.2025	05.10.2025	розділ 2 ПЗ
4	Електротехнічна частина	06.10.2025	23.10.2025	розділ 3 ПЗ
5	Релейний захист та автоматика гідроелектростанції	24.10.2025	09.11.2025	розділ 4 ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	10.11.2025	16.11.2025	розділ 5 ПЗ
7	Економічна частина	17.11.2025	23.11.2025	За вимогами
8	Оформлення пояснювальної записки	24.11.2025	26.11.2025	плакати, презентація
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	27.11.2025	28.11.2025	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	29.11.2025	30.11.2025	Відгук опонента
10	Рецензування МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується розробка оптимізованих систем релейного захисту та автоматики для ГЕС 64 МВт, обґрунтування вибору обладнання (генератори, трансформатори, вимикачі), розрахункові графіки навантажень.

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 Г
РОЗРАХУНОК СХЕМИ ВРУ ВН

Таблиця Г.1 – Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ (І варіант)

Відмова елемента	w	K0=0.9726	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, Kp=0,0045662												Q10-г	Q11-г	Q12-г
			Q1-г	Q2-л	Q3-г	Q4-л	Q5-г	Q6-г	Q7-г	Q8-г	Q9-л						
Q1-г	0.0006	2W,3G – T0 G – ТВП		2W,3G – T0 G, W – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 G, W – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 G, T3 – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 G, W – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 G – ТВП			
Q2-л	0.002	2W,3G – T0 W – ТВП	2W,3G – T0 W, G – ТВП		2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 2W – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W, T3 – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 2W – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W – ТВП			
Q3-г	0.0006	2W,3G – T0 G – ТВП	2W,3G – T0 2G – ТВП	2W,3G – T0 W, G – ТВП		2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 G, T3 – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 G – ТВП			
Q4-л	0.002	2W,3G – T0 W – ТВП	2W,3G – T0 W, G – ТВП	2W,3G – T0 2W – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП		2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W, T3 – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 2W – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 W – ТВП			
Q5-г	0.0006	2W,3G – T0 G – ТВП	2W,3G – T0 2G – ТВП	2W,3G – T0 W, G – ТВП	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 W, G –		2W,3G – – T0 2G –	2W,3G – – T0 T3, G –	2W,3G – – T0 2G –	2W,3G – – T0 W, G –	2W,3G – – T0 2G – ТВП	2W,3G – – T0 2G –	2W,3G – – T0 G –			

Таблиця Г.2 – Розрахунок надійності ВРУ-110 кВ (II варіант)

Відмова елемента	w	K0=0.9703	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, Kp=0,0045												
			Q1-л	Q2-л	Q3-г	Q4-г	Q5-л	Q6-г	Q7-л	Q8-л	Q9-г	Q10-г	Q11-г	Q12-г	Q13-г
Q1-л	0.0074	W, G - T0		W, G - T0; W-T _B	W, 2G - T0; D(G, W)-T _B	W, G - T0	2W, G - T0	W, G, D(D, W) - T0	W, G - T0	2W, G - T0	W, G, D(G, W) - T0	W, G - T0	W, G, T3 - T0	W, G, D(G, T3) - T0	W, G - T0
Q2-л	0.0074	W, G - T0	W, G - T0; W-T _B		W, G - T0; G-T _B	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0
Q3-г	0.06	2G - T0	W, 2G - T0; D(G,W)-T _B	2G - T0; G-T _B		2G, D(G, W) - T0	3G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0
Q4-г	0.06	W, G - T0	W, G - T0	2W, G - T0	W, G, D(G, W) - T0		W, G - T0; W-T _B	W, 2G, D(G, W) - T0	W, G - T0	2W, G - T0	W, G, D(G,W) - T0	W, G - T0	W, G, T3 - T0	W, G, D(G,AT) - T0	W, G - T0
Q5-л	0.0074	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0; W-T _B		W, G - T0; G-T _B	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0
Q6-г	0.06	2G - T0	2G, D(G, W) - T0	3G - T0	2G - T0	W, 2G, - T0; D(G, W) - T _B	2G - T0; G - T _B		2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0
Q7-л	0.0074	W, G - T0	W, G - T0	2W, G - T0	W, G, D(G, W) - T0	W, G - T0	2W, G - T0	2W, G, D(G, W) - T0		W, G - T0; W-T _B	W, 2G - T0; D(G,W)-T _B	W, G - T0	W, G, T3 - T0	W, G, D(G,T3) - T0	W, G - T0
Q8-л	0.0074	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0; W-T _B		W, G - T0; G-T _B	W, G - T0	W, G - T0	W, G - T0

Q9-Г	0.06	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G, W - T0; D(G,W)-T _B	2G - T0; G-T _B		2G, W - T0, D(G,T3) - T0	3G - T0	2G - T0	2G - T0
Q10-Г	0.06	T3, G - T0	T3, G - T0	W, T3, G - T0	T3, G, D(G, W) - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G, W - T0	T3, G, D(G, W) - T0	T3, G - T0; T3-T _B		G, T3 - T0; T3-T _B	T3, 2G - T0; D(T3,G)-T _B	T3, G - T0
Q11-Г	0.06	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0	T3, G - T0; T3-T _B		T3, G - T0; G-T _B	T3, G - T0
Q12-Г	0.06	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G - T0	2G, D(G, W) - T0	3G - T0	2G - T0	2G, T3 - T0, D(T3, G) - T _B	2G - T0, G-T _B		3G - T0
Q13-Г	0.06	2G - T0	2G, D(G,W) - T0	3G - T0	2G - T0	2G, D(G, W) - T0	3G - T0	2G - T0	2G, D(G, W) - T0	3G - T0	2G - T0	2G, D(T3, G) - T0	3G - T0	2G - T0	

Таблиця Г.3 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ
перший варіант

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	Ko		Kp	
			ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}
G3, W2, G2, W1, G1	19,9	1	2	3	14	26
G7, G6, W3, G5, T3, G4	28,2	1	1	5	13	65
G7, G6, W3, G5, T3, G4, G3, W2, G2, W1, G1	52,2	1	0	1	0	13
G4	3,900	1	0	0	0	2
G4, G3, W2, G2, W1, G1	27,9	1	0	0	2	3
T3	0	1	0	0	0	2
T3, G3, W2, G2, W1, G1	20,2	1	0	0	2	3
G5	3,900	1	0	0	0	2
G5, G3, W2, G2, W1, G1	27,9	1	0	0	2	3
W3	0	1	0	0	0	2

• • •
• • •
• • •

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	Ko		Kp	
			ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}
G6, W1	3,900	37,5	0	0	1	0
G6, G2	11,9	37,5	0	0	0	1
G6, W2	3,900	37,5	0	0	1	0
G6, G3	11,9	37,5	0	0	0	1
G7, G6	11,9	37,5	0	0	0	2
G7, G1	11,9	37,5	0	0	0	1
G7, W1	3,900	37,5	0	0	1	0
G7, G2	11,9	37,5	0	0	0	1
G7, W2	3,900	37,5	0	0	1	0
G7, G3	11,9	37,5	0	0	0	1

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 8,357$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 100,287$$

Таблиця Г.4 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ
другий варіант

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	K _о		K _р	
			ω _{лв}	ω _{гв}	ω _{лв}	ω _{гв}
W1, G3	3,900	1	1	0	5	0
W1, G1	3,900	1	1	0	12	0
G1, G2	11,9	1	0	1	0	9
W2, G3	3,900	1	1	0	5	0
W2, G4	3,900	1	1	0	12	0
G4, G2	11,9	1	0	1	0	9
W3, G3	3,900	1	1	0	5	0
W3, G5	3,900	1	1	0	12	0
G6, G5	11,9	1	0	1	0	9
AT1, G3	4,2	1	0	1	0	5

• • •
• • •
• • •

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	K _о		K _р	
			ω _{лв}	ω _{гв}	ω _{лв}	ω _{гв}
G1	3,900	37,5	0	0	1	1
W2	0	37,5	0	0	2	0
D(G4,W2)	0	37,5	0	0	1	1
G4	3,900	37,5	0	0	1	1
W3	0	37,5	0	0	2	0
D(G5,W3)	0	37,5	0	0	1	1
G5	3,900	37,5	0	0	1	1
AT1	0	37,5	0	0	0	2
D(AT1,G7)	4,2	37,5	0	0	0	2
G7	3,900	37,5	0	0	0	2

Результати розрахунків

$$N = \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 0,604$$

$$M(y) = y_0 \cdot \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i = 7,249$$

ДОДАТОК Д
РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Опір системи:

$$X_c = X_{c.\text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{c.\text{НОМ}}};$$
$$X_c = 0.32 \cdot \frac{1000}{19400} = 0.016 \text{ (в.о.)}.$$

Опір лінії системи:

$$X_{\text{лп.с}} = x_0 \cdot L_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2};$$
$$X_{\text{лп.с}} = 0.4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.21 \text{ (в.о.)}.$$

Опір генераторів системи та району:

$$X_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}};$$
$$X_{\Gamma} = 0.27 \cdot \frac{1000}{10} = 27 \text{ (в.о.)}.$$

Опір блочних трансформаторів:

$$X_{\text{БТ}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.НОМ}}};$$
$$X_{\text{БТр}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{\text{БТс}} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10.5 \text{ (в.о.)}.$$

Опір ТЗ:

$$X_B = \frac{\frac{1}{2} \cdot (u_{kBH} + u_{kBC} - u_{kCH})}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H};$$

$$X_B = \frac{\frac{1}{2} \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5)}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6.719 \text{ (в.о.)};$$

$$X_C = \frac{\frac{1}{2} \cdot (u_{kBH} - u_{kBC} + u_{kCH})}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H};$$

$$X_C = \frac{\frac{1}{2} \cdot (10.5 - 17.5 + 6.5)}{100} \cdot \frac{1000}{16} = -0.156 \approx 0 \text{ (в.о.)};$$

$$X_H = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-u_{kBH} + u_{kBC} + u_{kCH})}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H};$$

$$X_H = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-10.5 + 17.5 + 6.5)}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4.219 \text{ (в.о.)}.$$

ЕРС генераторів у в.о.:

$$E''_{*G.C} = 1.13 \text{ (в.о.)},$$

$$E''_{*G.P} = 1.13 \text{ (в.о.)}.$$

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

$$I_{ПО} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_B;$$

де $-E''_*$ – ЕРС джерела, в.о.;

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

I_B – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}};$$

$$I_{БК1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ (кА)};$$

$$I_{БК2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15.604 \text{ (кА)};$$

$$I_{БК3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ (кА)};$$

$$I_{БК4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ (кА)}.$$

К₁ Для точки короткого замикання К₁ складаємо розрахункову схему, залишаючи лише елементи, що реально впливають на струм КЗ (рис. 2.9). Далі послідовно спрощуємо її до еквівалентного вигляду з одним джерелом та результуючим опором до місця замикання (рис. 2.10) [4].

Розрахунок спрощення:

$$X_1 = \frac{X_{\text{леп.с}}}{3} + X_C;$$

$$X_1 = \frac{1.21}{3} + 0.016 = 0.42 \text{ (в.о.)};$$

$$X_2 = X_B + X_\Gamma + X_{\text{БТр}};$$

$$X_2 = 6.719 + 27 + 8 = 41.719 \text{ (в.о.)}.$$

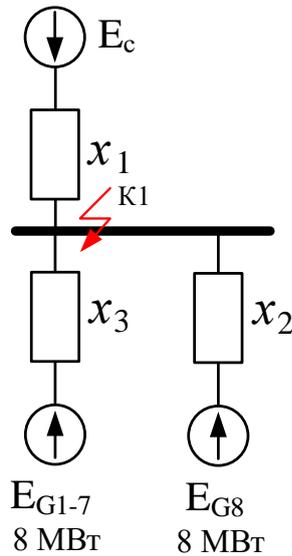


Рисунок Е.1 – Еквівалентна схема заміщення гідроелектростанції для точки КЗ

К-1

$$X_3 = \frac{X_\Gamma + X_{\text{БТс}}}{7};$$

$$X_3 = \frac{27 + 10.5}{7} = 5.357 \text{ (в.о.)};$$

$$X_4 = \frac{X_3 \cdot X_2}{X_3 + X_2};$$

$$X_4 = \frac{5.357 \cdot 41.719}{5.357 + 41.719} = 4.748 \text{ (в.о.)}.$$

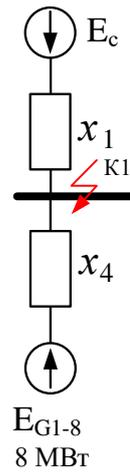


Рисунок Е.2 – Кінцеве спрощення схеми заміщення для точки К-1

К₂ Приведемо схему з рисунка Е.3 до вигляду рис. Е.5.

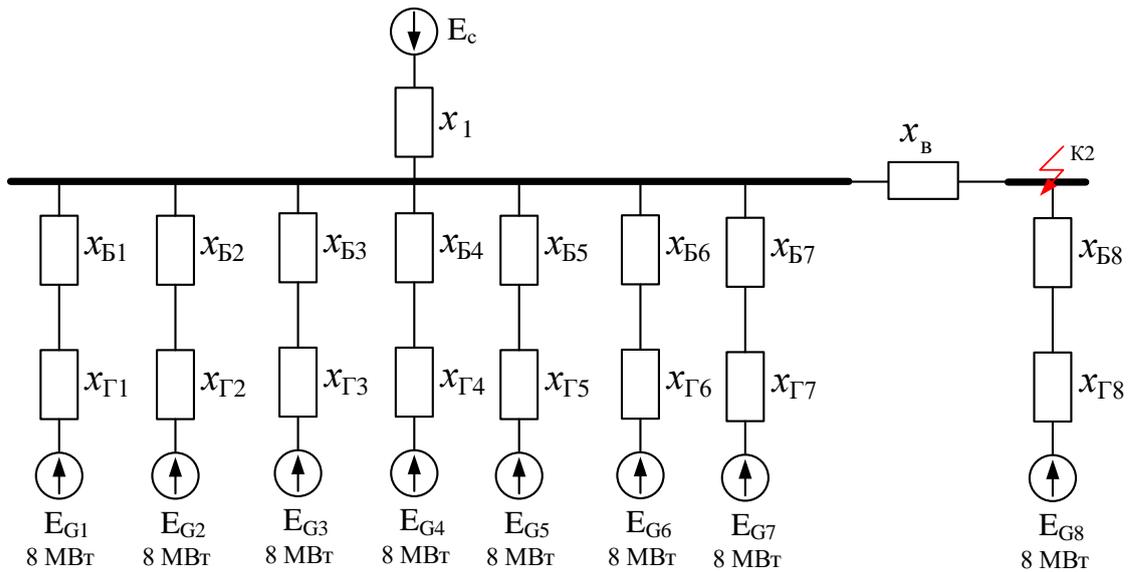


Рисунок Е.3 – Спрощення схеми заміщення станції для точки К-2

Використаємо коефіцієнт струморозподілу:

$$X_5 = X_{Г} + X_{БТр};$$

$$X_5 = 27 + 8 = 35 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_3}};$$

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{0.42} + \frac{1}{5.357}} = 0.389 \text{ (в.о.)};$$

$$C_1 = \frac{X_{екв}}{X_1}, \quad C_2 = \frac{X_{екв}}{X_3};$$

$$X_{pez} = X_{екв} + X_B;$$

$$C_1 = \frac{0.389}{0.42} = 0.927, \quad C_2 = \frac{0.389}{5.357} = 0.073;$$

$$X_{pez} = 0.389 + 6.719 = 7.108 \text{ (в.о.)};$$

$$X_6 = \frac{X_{pez}}{C_1}, \quad X_7 = \frac{X_{pez}}{C_2};$$

$$X_6 = \frac{7.108}{0.927} = 7.665 \text{ (в.о.)}, \quad X_7 = \frac{7.108}{0.073} = 97.821 \text{ (в.о.)}.$$

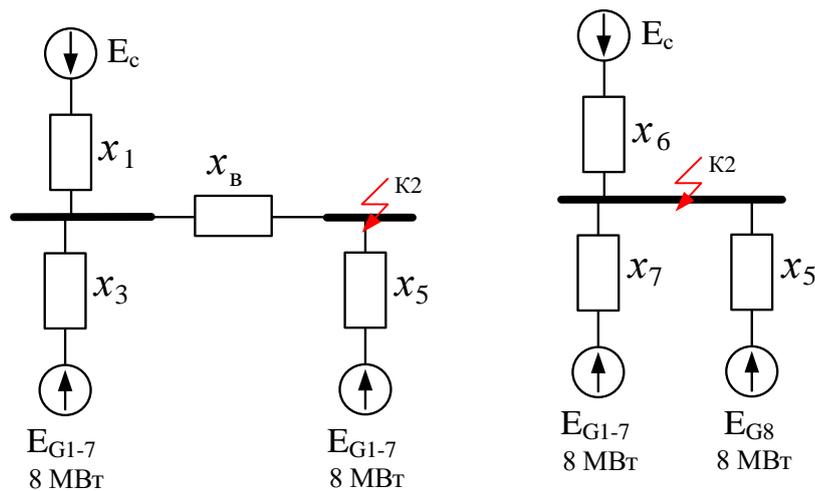


Рисунок Е.4 – Проміжне спрощення схеми заміщення для точки К-2

$$X_8 = \frac{X_7 \cdot X_5}{X_7 + X_5};$$

$$X_8 = \frac{97.821 \cdot 35}{97.821 + 35} = 25.777 \text{ (в.о.)}.$$

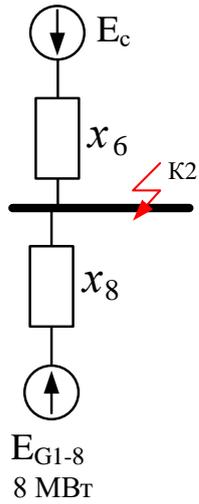


Рисунок Е.5 – Кінцеве спрощення схеми заміщення для точки К-2

К3 Приведемо схему Е.6 до вигляду рис. Е.8.

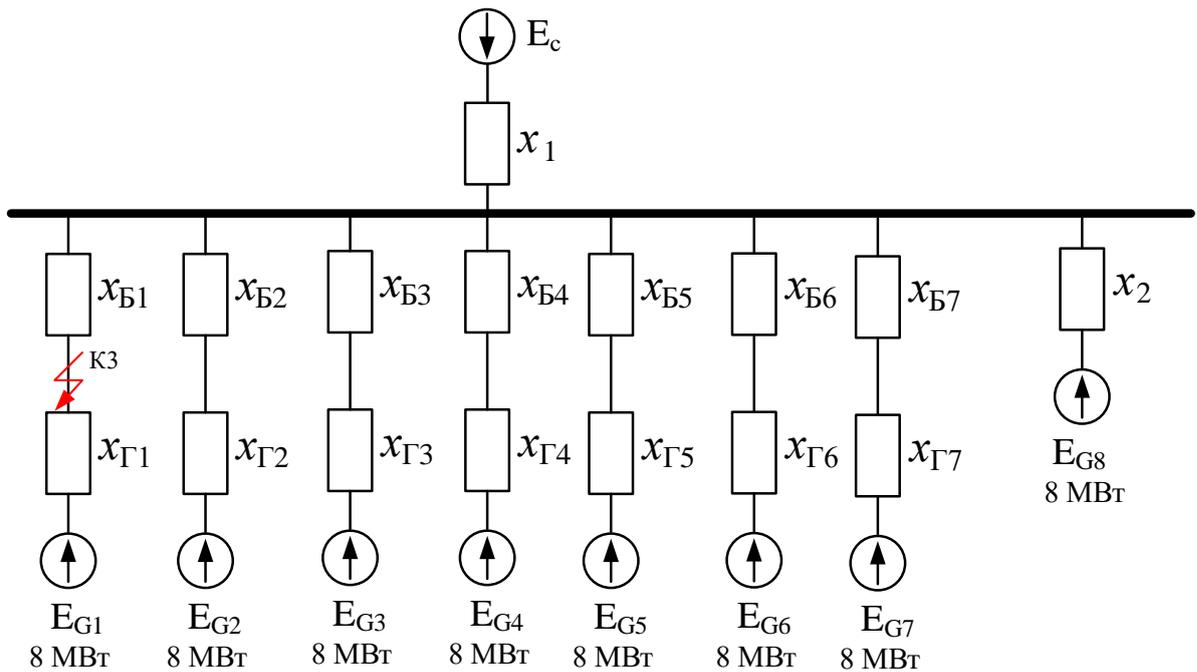


Рисунок Е.6 – Спрощення схеми заміщення станції для точки К-3

$$X_9 = \frac{X_{\Gamma} + X_{\text{БТс}}}{6};$$

$$X_9 = \frac{27 + 10.5}{6} = 6.25 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{10} = \frac{X_9 \cdot X_2}{X_9 + X_2};$$

$$X_{10} = \frac{6.25 \cdot 41.719}{6.25 + 41.719} = 5.436 \text{ (в.о.)}.$$

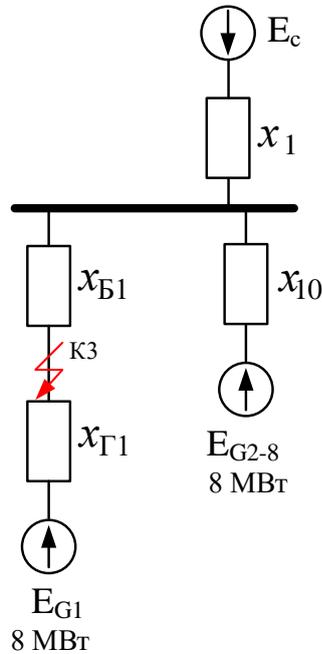


Рисунок Е.7 – Проміжна схема заміщення станції для точки К-3

Використаємо коефіцієнт струморозподілу:

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_{10}}};$$

$$X_{екв} = \frac{1}{\frac{1}{0.42} + \frac{1}{5.436}} = 0.39 \text{ (в.о.)};$$

$$C_1 = \frac{X_{екв}}{X_1}, \quad C_2 = \frac{X_{екв}}{X_{10}};$$

$$X_{рез} = X_{екв} + X_{БТс};$$

$$C_1 = \frac{0.39}{0.42} = 0.928, \quad C_2 = \frac{0.39}{5.436} = 0.072;$$

$$X_{pez} = 0.39 + 10.5 = 10.89 \text{ (в.о.)};$$

$$X_{10} = \frac{X_{pez}}{C_1}, \quad X_{11} = \frac{X_{pez}}{C_2};$$

$$X_{11} = \frac{10.89}{0.928} = 11.731 \text{ (в.о.)}, \quad X_{12} = \frac{10.89}{0.072} = 151.901 \text{ (в.о.)}.$$

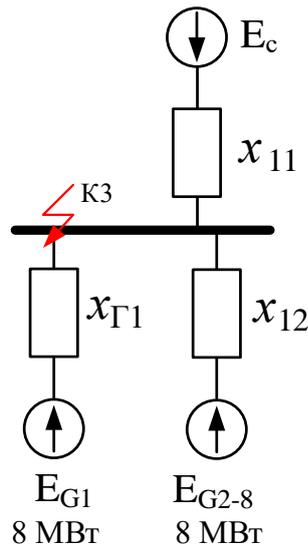


Рисунок Е.8 – Кінцеве спрощення схеми заміщення для точки К-3

Визначення початкового (надперехідного) значення періодичної складової струму КЗ за розрахованою кінцевою схемою заміщення виконується за формулою:

$$I''_{n.0.} = \frac{E''_i}{\sqrt{3} \cdot X_{pez\ i}};$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

Для К1.

$$I_{пос} = \frac{1}{0.172} \cdot 1.698 = 9.847 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ}} = \frac{1.13}{0.417} \cdot 1.698 = 4.605 \text{ (кА)}.$$

Для К2.

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{0.741} \cdot 5.02 = 6.777 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ}} = \frac{1.13}{0.417} \cdot 1.698 = 4.605 \text{ (кА)}.$$

Для К3.

$$I_{\text{ПОС}} = \frac{1}{1.451} \cdot 36.657 = 25.261 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ}_{1-5}} = \frac{1.13}{4.11} \cdot 36.657 = 10.079 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ}_6} = \frac{1.13}{1.892} \cdot 36.657 = 21.895 \text{ (кА)}.$$

К4 Визначимо струми К3 в РУВП-0,4 кВ при живленні від ТР.

$$I_{\text{max ГТВП}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 1443.376 \text{ (А)}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}; q=2(90 \cdot 8)=1440 \text{ мм}^2; r_{\text{нум}} = 0.031 \text{ мОм / м}$$

$$R_{\text{ш}} = 0.031 \cdot 15 = 0.465 \text{ (мОм)};$$

$$X_{\text{ш}} = 0.017 \cdot 15 = 0.255 \text{ (мОм)};$$

Опір енергосистеми, який приведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.nom}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о}};$$

$$X_{C.BH} = \frac{6.3}{\sqrt{3} \cdot 12.327} = 0.295 \text{ (в.о.)};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

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

$$X_C = 0.295 \cdot 10^3 \left(\frac{0.4}{6.3} \right)^2 = 1.189 \text{ (в.о.)}.$$

Опори ГТВП:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_k \cdot U_{T.nom}^2}{S_{T.nom}};$$

$$R_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_k \cdot U_{T.nom}^2}{S_{T.nom}^2};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$$

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{5.5 \cdot 0.4^2}{1000} = 8.8 \text{ (мОм)};$$

$$R_T = 10^6 \cdot \frac{16.5 \cdot 0.4^2}{1000} = 2.64 \text{ (мОм)};$$

$$X_T = \sqrt{8.8^2 - 2.64^2} = 8.395 \text{ (мОм)}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma} = X_{C1} + X_{ГТВП} + X_w;$$

$$X_{\Sigma} = 8.395 + 0.022 + 0.255 = 8.671 (\text{мОм});$$

$$R_{\Sigma} = R_{ГТВП} + R_{и};$$

$$R_{\Sigma} = 2.64 + 0.465 = 3.105 (\text{мОм});$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{8.671^2 + 3.105^2} = 9.21 (\text{мОм}).$$

Струм трифазного металевого КЗ.

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}};$$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 9.21} = 25.074 (\text{кА}).$$

Ударний струм короткого замикання.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.сеп}^{(3)};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.5 \cdot 25.074 = 53.189 (\text{кА}).$$

Мінімальний струм трифазного короткого замикання з урахуванням струмообмежувальної дії електричної дуги в точці пошкодження:

$$I_{\kappa.R}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (R_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}};$$

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

$$I_{\kappa.R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{8.671^2 + (3.105 + 15)^2}} = 11.504 (\text{кА}).$$

Середнє значення струму трифазного короткого замикання розраховуємо за формулою:

$$I_{K.cep}^{(3)} = \frac{I_{K4}^{(3)} + I_{к.Р}^{(3)}}{2};$$
$$I_{K.cep}^{(3)} = \frac{25.074 + 11.504}{2} = 18.289 \text{ (кА)}.$$

Струм КЗ, що надходить від електродвигунів власних потреб станції:

$$I_{КД}^{(3)} = 2.29 \cdot I_{Т.ном};$$
$$I_{КД}^{(3)} = 2.29 \cdot 1.443 = 3.305 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм від тих самих електродвигунів:

$$i_y = 3.22 \cdot I_{т.ном};$$
$$i_y = 3.22 \cdot 1.443 = 4.648 \text{ (кА)}.$$

Сумарні значення струмів КЗ визначаємо як:

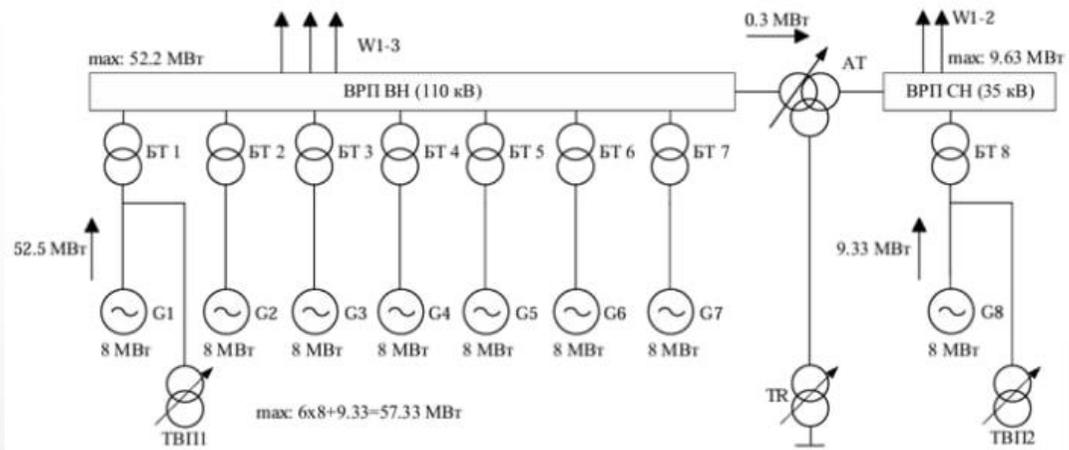
$$I_{к\Sigma}^{(3)} = 18.289 + 3.305 = 21.594 \text{ (кА)};$$
$$i_{y\Sigma} = 33.624 + 4.648 = 38.271 \text{ (кА)}.$$

Аналогічні розрахунки проводимо для всіх контрольних точок КЗ і зводимо результати в таблицю 2.8.

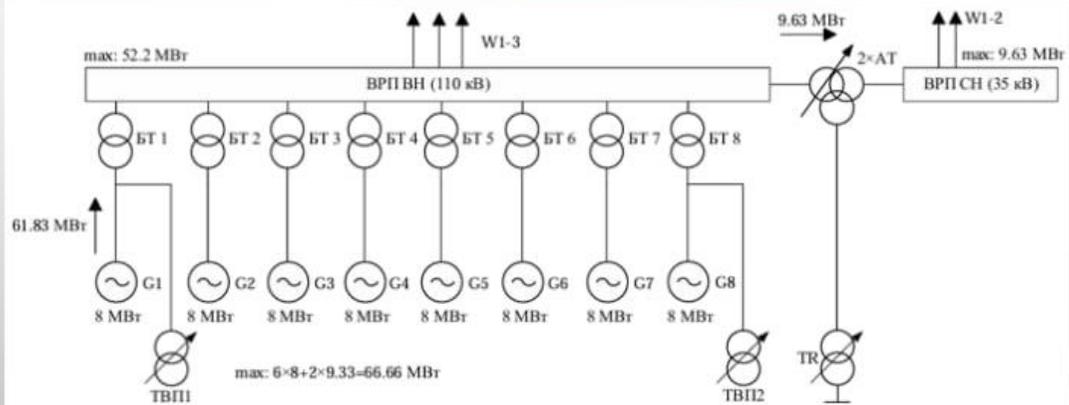
ДОДАТОК Е
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 64 МВТ З ДОСЛІДЖЕННЯМ
РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ СТАНЦІЇ»**

Вибір структурної схеми ГЕС



Перший варіант структурної схеми



Другий варіант структурної схеми

Вибір схеми ВРУ

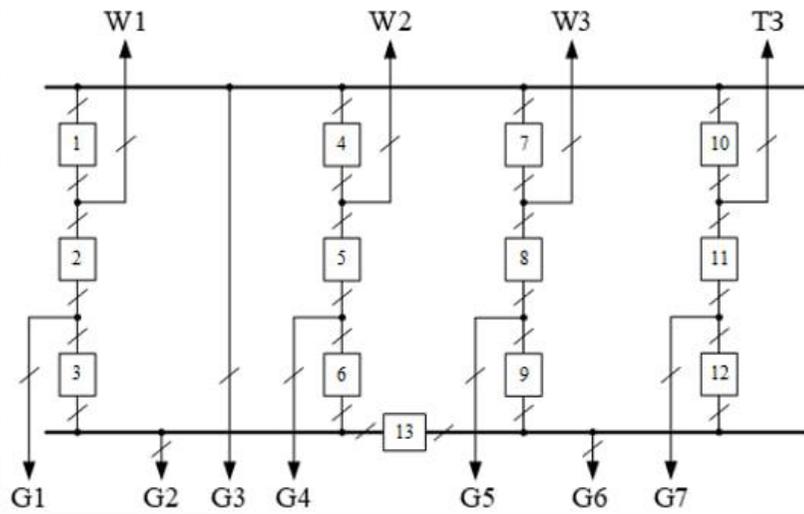


Схема ВРУ-110 кВ II варіант

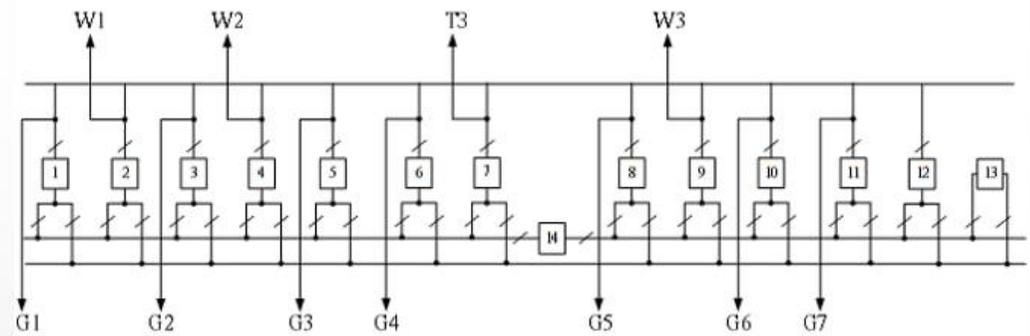


Схема ВРУ-110 кВ II варіант

Підсистема	Призначення	Основні елементи
Захист генератора	Захист від внутрішніх та зовнішніх пошкоджень	Диференціальний захист, захист від замикань на землю, захист від перевантаження
Захист трансформатора	Захист силового трансформатора	Газовий захист, диференціальний захист, МТЗ
Захист збірних шин	Захист розподільних пристроїв	Диференціальний захист шин, резервний захист
Автоматика	Забезпечення автоматичної роботи	АПВ, АЧР, ЧАПВ, синхронізація
Система керування	Управління режимами роботи	Місьцеве та дистанційне керування



Схема поздовжнього диференціального захисту генератора