

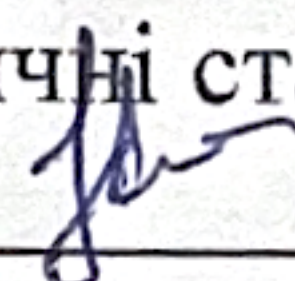
Вінницький національний технічний університет

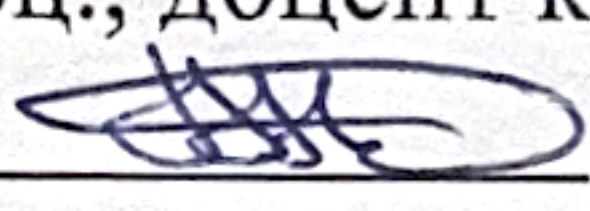
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

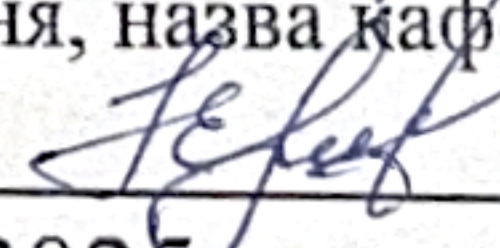
Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт
з аналізом експлуатації елегазового комутаційного обладнання

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Куря А. Р. 

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Нетребський В.В. 

« 5 » червня 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. КЕМСК
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Манак С.М. 
« 09 » 06 2025 р.

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

« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«20» 03 2025 р.

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

Куря Анатолій Романович.

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом експлуатації елегазового комутаційного обладнання»

Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 4 червня 2025 року

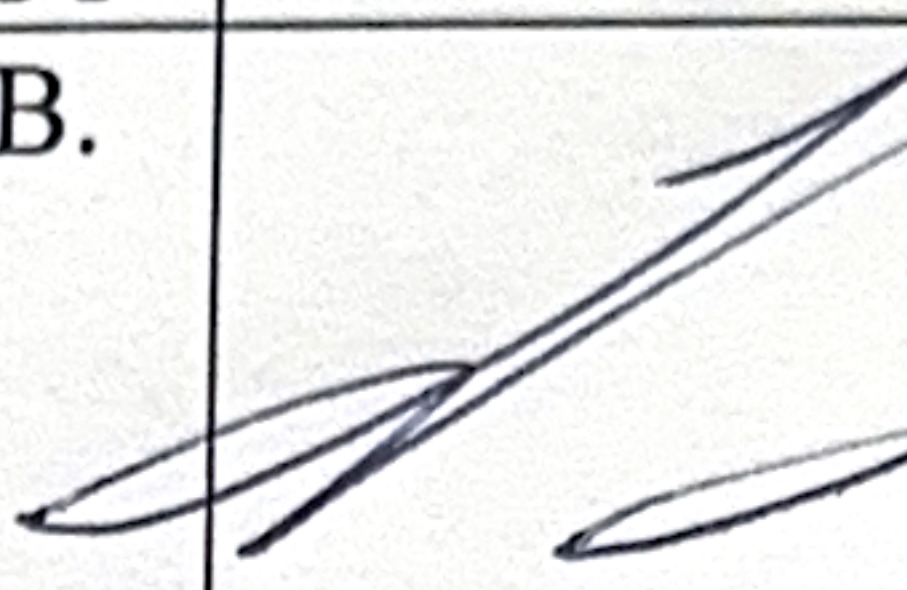
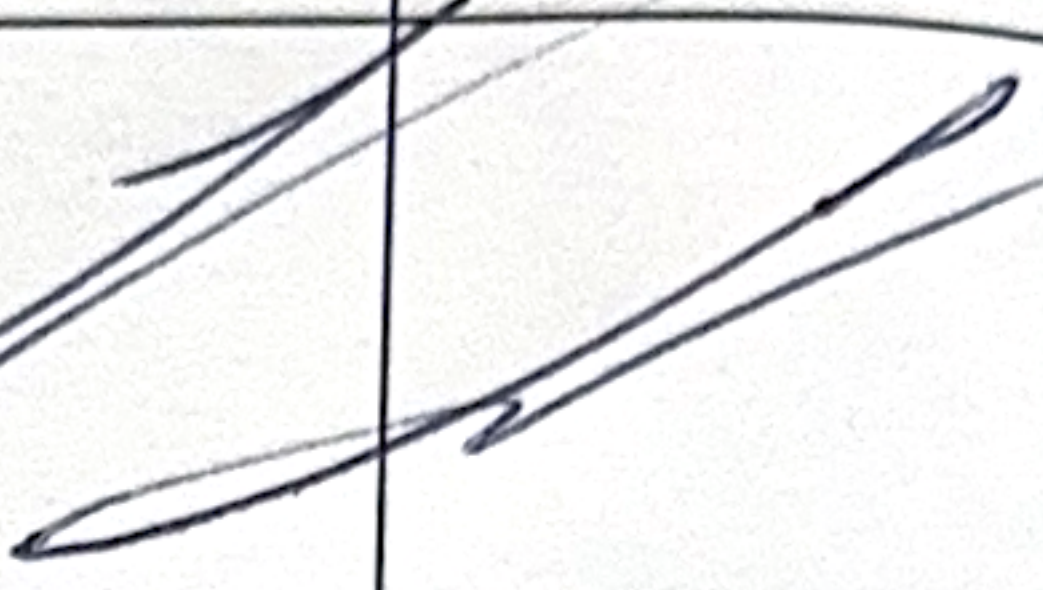
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. «ПТЕ Технічна експлуатація електричних станцій та мереж.» 3. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с. 4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Встановлена потужність ГЕС 330 МВт (4x82,5) 4xВГС 1260/147-68. Відстань до місця приєднання до енергосистеми 75 км. Параметри енергосистеми: $S_{с.ном} = 7000$ МВА; $X_{с.ном} = 0,4$ в.о.; $U_{с.ном} = 220$ кВ..

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок електротехнічної частини ГЕС. 2. Особливості експлуатації елегазового комутаційного обладнання. 3. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

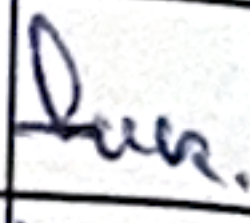
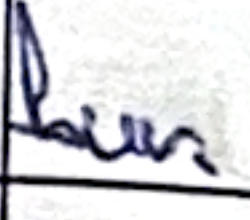
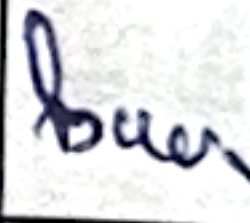
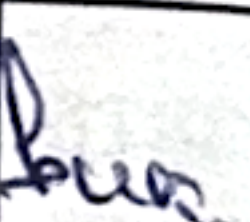
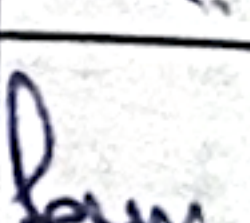
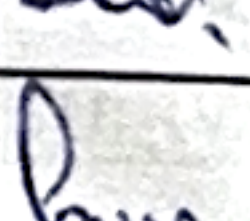
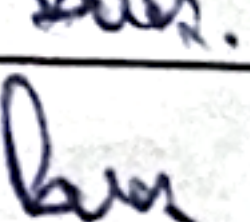
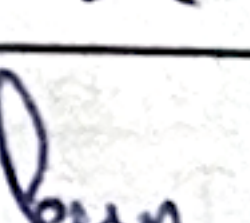
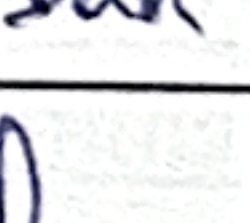
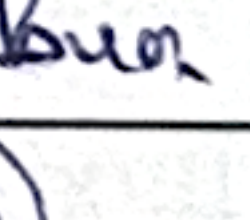
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
1. Головна електрична схема ГЕС. 2. Діаграма відмов вимикачів. 3. Загальний вид вимикача.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 5.06.25
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Прийміть
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження задач БКР	21.03.2025	24.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	25.03.2025	30.03.2025	
3	Розрахунок електротехнічної частини ГЕС (розділ 1 БКР)	31.03.2025	07.04.2025	
4	Особливості елегазового комутаційного електрообладнання (розділ 2 БКР)	08.04.2025	19.04.2025	
5	Виконання розділу охорона праці (розділ 3 БКР)	20.04.2025	30.04.2025	
6	Формування висновків по роботі	01.05.2025	03.05.2025	
7	Оформлення пояснювальної записки	04.05.2025	19.05.2025	
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	20.05.2025	27.05.2025	
9	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР.	28.05.2025	3.06.2025	
10	Рецензування БКР	04.06.2025	09.06.2025	
11	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	

Студент

(підпис)

А. Р. Куря

Керівник роботи

(підпис)

В. В. Нетребський

УДК 621.311

АНОТАЦІЯ

Куря А. Р. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом експлуатації елегазового комутаційного обладнання». Бакалаврська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 84 с. Рис. 10, табл.18, бібліогр. 26.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі проведено розрахунок гідроелектростанції потужністю 330 МВт, розраховано техніко-економічні показники; було побудовано графіки електричних навантажень; вибрано основне електрообладнання; проведено обрахунок струмів КЗ.

Проведено аналіз експлуатації елегазового комутаційного обладнання. Гексафторид сірки (елегаз, SF₆) є одним із найпоширеніших ізолюючих та дугогасильних середовищ у високовольтних комутаційних апаратах, включаючи вимикачі. Завдяки своїм унікальним фізичним, хімічним та електричним властивостям, елегазові вимикачі мають низку переваг, що робить їх привабливим вибором для сучасних енергосистем, зокрема й в Україні.

Розроблено заходи з охорони праці в процесі обслуговування ВРУ на ГЕС.

Розрахунки проводились за допомогою програмного забезпечення MathCAD, Microsoft Exel.

Ключові слова: гідроелектростанція, елегаз, силовий вимикач.

ABSTRACT

Kuria Anatolii " Electrical part of a 330 MW hydroelectric power plant with analysis of gas-insulated switchgear operation " Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2025. - 84 p. Fig. 10, table 18, bibl. 26.

In his bachelor's thesis, he calculated a 330 MW hydroelectric power plant, calculated technical and economic indicators; plotted electrical load diagrams; selected the main electrical equipment; and calculated short-circuit currents.

The paper analyses the operation of gas-insulated switching equipment. Sulphur hexafluoride (SF₆) is one of the most common insulating and arc-arcing media in high-voltage switchgear, including circuit breakers. Due to their unique physical, chemical and electrical properties, elemental gas washers have a number of advantages that make them an attractive choice for modern power systems, including those in Ukraine.

Occupational health and safety measures have been developed for cable line maintenance.

Occupational health and safety measures were developed for the maintenance of the HPP.

Key words: hydroelectric power plant, gas, circuit breaker.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	9
1.1 Розрахунок електричних навантажень станції.....	9
1.2 Розрахунок основних техніко-економічних показників електростанцій	15
1.3 Вибір основного обладнання електричної станції.....	23
1.4 Проектування структурної схеми ГЕС	24
1.4 Вибір схем розподільчих пристроїв станції.....	38
1.5 Визначення струмів короткого замикання	41
2 ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	52
2.1 Огляд елегазових комутаційних апаратів.....	52
2.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс	55
2.3 Конструктивні особливості елегазових вимикачів компанії АВВ.....	58
2.4 Аналіз надійності елегазових комутаційних апаратів.....	63
2.5 Переваги	67
2.6 Недоліки	68
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	69
3.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання	69
3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	74
3.3 Пожежна безпека.....	77
ВИСНОВКИ.....	80
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	82
ДОДАТОК А	86
ДОДАТОК Б.....	87

ВСТУП

Гідроенергетика, як один із найдавніших та найбільш освоєних видів відновлюваної енергії, відіграє ключову роль у світовому енергетичному балансі, забезпечуючи стабільну, маневрену та екологічно чисту генерацію електроенергії. Її значення особливо зростає в умовах глобальних викликів, пов'язаних зі зміною клімату, необхідністю декарбонізації енергетичного сектору та забезпеченням енергетичної безпеки.

В Україні гідроенергетичний комплекс є невід'ємною частиною Об'єднаної енергетичної системи, забезпечуючи критично важливу маневрену потужність. Гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) виконують низку стратегічних функцій:

- балансування енергосистеми: Завдяки високій швидкості набору та скидання потужності, ГЕС/ГАЕС ефективно компенсують пікові навантаження та провали споживання, а також нестабільність роботи інших джерел, зокрема сонячних та вітрових електростанцій. Це дозволяє підтримувати стабільність частоти та напруги в мережі.
- аварійний резерв: Гідроелектростанції є важливим джерелом швидкого резерву, здатного оперативно реагувати на аварійні ситуації в енергосистемі.
- екологічний аспект: Гідроенергетика є низьковуглецевим джерелом енергії, що сприяє зменшенню викидів парникових газів порівняно з традиційною тепловою генерацією.
- комплексне використання водних ресурсів: Окрім виробництва електроенергії, гідротехнічні споруди виконують функції водозабезпечення, іригації, регулювання паводків, розвитку річкового судноплавства та рибного господарства.

Незважаючи на стратегічне значення, гідроенергетичний сектор України стикається з низкою серйозних викликів:

- зношеність інфраструктури: Значна частина обладнання українських ГЕС та ГАЕС була введена в експлуатацію десятиліття тому і потребує модернізації або заміни. Це впливає на ефективність, надійність та безпеку їхньої роботи.
- вплив воєнних дій: Повномасштабне вторгнення росії в Україну завдало значних руйнувань об'єктам енергетичної інфраструктури, зокрема гідроелектростанціям, що вимагає масштабних відновлювальних робіт та посилення захисту.
- Екологічні аспекти: Питання впливу гідротехнічних споруд на річкові екосистеми, міграцію риб та режим річок залишаються предметом дискусій та потребують подальших досліджень і впровадження заходів зі зменшення негативного впливу.
- Інвестиційна привабливість: Залучення значних інвестицій для модернізації та будівництва нових потужностей є складним завданням в умовах поточної економічної та безпекової ситуації.

Незважаючи на наявні виклики, гідроенергетика України має значний потенціал для подальшого розвитку, зокрема модернізація та реконструкція, реалізація програм модернізації існуючих ГЕС та ГАЕС дозволить підвищити їхню ефективність, продовжити термін служби та покращити екологічні показники. Будівництво нових ГАЕС: проекти з будівництва нових гідроакумуючих електростанцій є ключовими для збільшення маневрених потужностей та інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистему.

На сьогоднішній день енергосистеми України стикаються зі значною кількістю пошкоджених або зруйнованих вимикачів внаслідок воєнних дій. Окрім того, чимало апаратів вичерпали свій паспортний ресурс і вимагають негайної заміни, оскільки їхня подальша експлуатація призводить до суттєвого збільшення операційних витрат.

Тому, з огляду на вищезазначене, актуальною залишається проблема реконструкції та модернізації електричного обладнання. При цьому критично важливо орієнтуватися виключно на сучасні досягнення та новітні технології у сфері виробництва високовольтного устаткування.

Частка елегазових вимикачів на середні та високі рівні напруги становить від 20% до 30% від загального обсягу комутаційних апаратів на світовому ринку. За припущеннями, цей показник буде збільшуватися паралельно з удосконаленням їхньої конструкції, підвищенням надійності та зростанням безремонтного терміну експлуатації.

Враховуючи вищезазначене, **метою** даної бакалаврської кваліфікаційної роботи є аналіз особливостей експлуатації елегазових вимикачів.

Для реалізації визначеної мети в даній роботі були поставлені та розв'язані наступні ключові **задачі**:

1) проектування та аналіз структури електричної частини гідроелектростанції потужністю 330 МВт;

2) дослідити та оцінити особливості експлуатації елегазових вимикачів.

Об'єктом дослідження є електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт.

Предметом дослідження особливості експлуатації елегазових вимикачів.

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

Електричне навантаження окремих споживачів, а також їх сумарне навантаження змінюється протягом доби, тижня чи року залежно від часу, сезону, температури та інших факторів. Ці зміни наочно демонструються за допомогою графіків навантаження, які показують динаміку зміни потужності чи струму електроустановок протягом певного часу.

Для електростанції та енергосистеми загалом графіки навантаження є критично важливими, оскільки вони дозволяють забезпечити відповідну кількість виробленої енергії на різних етапах добового циклу, планувати запуск чи зупинку генераторних агрегатів та оптимізувати режим роботи станції.

Електростанція повинна забезпечити постачання електроенергії, яке повністю відповідає графікам навантажень регіону, що обслуговується. Це вимагає врахування втрат під час передачі енергії та потреби в електроенергії для забезпечення власних потреб самої станції, таких як робота насосів, систем охолодження та інших допоміжних установок.

1.1 Розрахунок електричних навантажень станції

Обрахунок навантаження місцевого району та системи проводиться за формулою:

$$P_{i,t} = \frac{P_{i,t} \cdot P_{i,max}}{100}, \quad (1.1)$$

де $P_{i,t}$ – навантаження локального району або ж системи, %;

$P_{i,max}$ – найбільше навантаження локального району або ж системи, МВт.

Протягом інтервалу 0-6 години навантаження локального району в багатоводний сезон рівне:

$$P_{p.t} = \frac{P_{p.t'} \cdot P_{p.max}}{100\%} = \frac{34\% \cdot 110}{100\%} = 37,40 \text{ (Мвт)};$$

Протягом інтервалу 0-6 години навантаження системи в багатоводний сезон рівне:

$$P_{c.t} = \frac{P_{c.t'} \cdot P_{c.max}}{100\%} = \frac{30\% \cdot 170}{100\%} = 51 \text{ (Мвт)};$$

Для розрахунку графіків навантажень відносна частка постійних і змінних втрат визначається як:

- в мережах району: $\Delta P'_p = 0,01$; $\Delta P'_c = 0,06$;
- в мережах системи: $\Delta P''_{pt} = 0,02$; $\Delta P''_{ct} = 0,14$;

Постійні втрати в мережах локального району або ж системи рахують за формулою:

$$\Delta P_i = \Delta P'_i \cdot P_{i.max}, \quad (1.2)$$

де $\Delta P'_i$ – відносна величина постійних втрат локального району або ж системи;

$P_{i.max}$ – максимальне навантаження локального району або ж системи, МВт.

Постійні втрати локального району та системи рівні:

$$\Delta P_p = \Delta P'_p \cdot P_{p.max} = 0,01 \cdot 110 = 1,10 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_c = \Delta P'_c \cdot P_{c.max} = 0,02 \cdot 170 = 3,40 \text{ (MBm)};$$

Змінні втрати в мережах локального району або ж системи визначають за формулою:

$$\Delta P_{i.t} = \Delta P''_{i.t} \cdot \frac{P_{i.t}^2}{P_{i.max}}, \quad (1.3)$$

де $\Delta P''_{i.t}$ – відносна величина змінних втрат локального району чи системи;

$P_{i.t}$ – навантаження локального району чи системи, МВт;

$P_{i.max}$ – максимальне навантаження локального району чи системи, МВт.

Змінні втрати в мережах локального району чи системи протягом інтервалу 0-6 години в багатоводний сезон рівні:

$$\Delta P_{p.t} = \Delta P''_p \cdot \frac{P_{p.t}^2}{P_{p.max}} = 0,06 \cdot \frac{37,4^2}{110} = 0,76 \text{ (MBm)};$$

$$\Delta P_{c.t} = \Delta P''_c \cdot \frac{P_{c.t}^2}{P_{c.max}} = 0,14 \cdot \frac{51^2}{170} = 2,14 \text{ (MBm)};$$

Потужність, що видається у локальний район чи систему рахують за формулою:

$$P_{i.sud} = P_{i.t} + \Delta P'_i + \Delta P''_{i.t}, \quad (1.4)$$

де $P_{i.t}$ – навантаження локального району або системи, МВт;

$\Delta P'_i$ – величина постійних втрат локального району або системи, МВт;

$\Delta P''_{i,t}$ – величина змінних втрат локального району або ж системи, МВт;

Потужність, яка віддається у місцевий район чи систему протягом 0-6 години в багатоводний сезон рівні:

$$P_{p.вид} = P_{p,t} + \Delta P'_p + \Delta P''_{p,t} = 37,40 + 1,10 + 0,76 = 39,26 \text{ (МВт)};$$

$$P_{c.вид} = P_{c,t} + \Delta P'_c + \Delta P''_{c,t} = 51,00 + 3,40 + 2,14 = 56,54 \text{ (МВт)};$$

Сумарна потужність, яка віддається з шин станції визначають за формулою:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид} + P_{c.вид}, \quad (1.5)$$

де $P_{p.вид}$ – потужність, яка віддається у місцевий район, МВт;

$P_{c.вид}$ – потужність, яка віддається у систему, МВт;

Сумарна потужність, яка віддається з шин станції протягом 0-6 години в багатоводний сезон рівна:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид} + P_{c.вид} = 39,26 + 56,54 = 95,80 \text{ (МВт)};$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції визначається за формулою:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст.}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.мах}}{100}, \quad (1.6)$$

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

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до

встановленої потужності електростанції, %;

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

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції протягом інтервалу 0-6 години в зимовий період рівна:

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

$$= \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{95,80}{330} \right) \cdot \frac{0,75 \cdot 228,98}{100} = 0,99 \text{ (МВт)};$$

Потужність, що виробляється електростанцією визначається за формулою:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t}, \quad (1.7)$$

де $P_{вид.t}$ – сумарна потужність, яка віддається з шин станції, МВт;

$P_{ВП.t}$ – потужність, яка витрачається на власні потреби електростанції, МВт;

Потужність, що виробляється електростанцією протягом інтервалу 0-6 години в зимовий період рівна:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} = 95,80 + 0,99 = 96,79 \text{ (МВт)};$$

Аналогічно рахуємо і для інших інтервалів та сезонних періодів.

Розрахунки для всіх інтервалів та сезонних періодів вносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Розрахунок навантаження.

Складові витрати потужності	Сезон	Час доби, год							
		0÷6	6÷8	8÷10	10÷11	11÷14	14÷16	16÷22	22÷24
Навантаження району, МВт	Повноводний	37,40	99,00	101,20	88,00	103,40	90,20	107,80	77,00
	Маловодний	34,10	89,10	99,00	79,20	93,50	81,40	96,80	69,30
Постійні втрати потужності в мережах району, МВт	Повноводний	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
	Маловодний	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Змінні втрати потужності в мережах району, МВт	Повноводний	0,76	5,35	5,59	4,22	5,83	4,44	6,34	3,23
	Маловодний	0,63	4,33	5,35	3,42	4,77	3,61	5,11	2,62
Потужність, яка видається в район, МВт	Повноводний	39,26	105,45	107,89	93,32	110,33	95,74	115,24	81,33
	Маловодний	35,83	94,53	105,45	83,72	99,37	86,11	103,01	73,02
Навантаження системи, МВт	Повноводний	51,00	76,50	170,00	139,40	161,50	144,50	166,60	110,50
	Маловодний	45,90	69,70	153,00	125,80	146,20	130,90	149,60	100,30
Постійні втрати в мережах системи, МВт	Повноводний	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
	Маловодний	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Змінні втрати в мережах системи, МВт	Повноводний	2,14	4,82	23,80	16,00	21,48	17,20	22,86	10,06
	Маловодний	2,68	4,45	21,42	14,48	19,56	15,68	20,48	9,21
Потужність, яка видається в систему, МВт	Повноводний	56,54	84,72	197,20	158,80	186,38	165,10	192,86	123,96
	Маловодний	51,98	77,55	177,82	143,68	169,16	149,98	173,48	112,91
Сумарна потужність, яка видається з шин ЕС, МВт	Повноводний	95,80	190,17	305,09	252,13	296,71	260,83	308,10	205,29
	Маловодний	87,82	172,08	283,27	227,40	268,53	236,09	276,49	185,92
Витрати на власні потреби ЕС, МВт	Повноводний	1,33	1,72	2,21	1,98	2,17	2,02	2,22	1,79
	Маловодний	1,19	1,51	1,94	1,73	1,89	1,76	1,92	1,57
Потужність, яка виробляється на ЕС, МВт	Повноводний	97,13	191,89	307,29	254,11	298,88	262,85	310,31	207,08
	Маловодний	89,00	173,59	285,21	229,13	270,41	237,85	278,41	187,49

1.2 Розрахунок основних техніко-економічних показників електростанцій

Графік тривалості навантаження використовують в розрахунках техніко-економічних показників установки, розрахунках втрат електроенергії, під час оцінювання використання обладнання протягом року.

Максимум навантаження станції визначаємо з таблиці 1.1.:

$$P_{max} = 310,31 \text{ (MBm)};$$

Енергія вироблена протягом року визначається за формулою:

$$E_p = \sum_{i=1}^n P_{вир.t_i} \cdot t_i, \quad (1.8)$$

де $P_{вир.t_i}$ – потужність вироблена в і-тий проміжок часу, МВт;

t_i – проміжок часу, год;

Кількість електроенергії виробленої протягом року на станції рівна:

$$E_p = \sum_{i=1}^n P_{вир.t_i} \cdot t_i = \left[6 \cdot 97,13 + 4 \cdot (307,29 + 207,08) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (191,89 + 254,11 + 298,88 + 262,85 + 310,31) \right] \cdot 100 + \\ + \left[6 \cdot 89,00 + 4 \cdot (285,21 + 187,49) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (173,59 + 229,13 + 270,41 + 237,85 + 278,41) \right] \cdot 265 = 1800599,11 \text{ (MBm} \cdot \text{год)};$$

Встановлена потужність станції визначається за формулою:

$$P_{вст.} = \sum_{i=1}^n m \cdot P_{ген.}, \quad (1.9)$$

де m – кількість однотипних блоків, шт;

$P_{ген.}$ – потужність генерування одного блоку, МВт;

Встановлена потужність станції рівна:

$$P_{вст.} = 4 \cdot 82,5 = 330 \text{ (МВт)};$$

Середнє навантаження станції визначають за формулою:

$$P_{cp} = \frac{E_p}{T}, \quad (1.10)$$

де E_p – кількість електроенергії виробленої протягом року, МВт·год.;

T – тривалість періоду, що розглядається, год;

Середнє навантаження станції рівне:

$$P_{cp} = \frac{E_p}{T} = \frac{1800599,11}{8760} = 205,55 \text{ (МВт)};$$

Коефіцієнт заповнення графіка, визначають за формулою:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}, \quad (1.11)$$

де P_{cp} – середнє навантаження станції, МВт;

P_{max} – максимум навантаження станції, МВт;

Розрахунковий коефіцієнт заповнення графіка рівний:

$$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{205,55}{310,31} = 0,66;$$

Коефіцієнт використання встановленої потужності визначають за формулою:

$$K_B = \frac{P_{cp.}}{P_{вст.}}, \quad (1.12)$$

де P_{cp} – середнє навантаження станції, МВт;

$P_{вст.}$ – встановлена потужність станції, МВт;

Коефіцієнт використання встановленої потужності станції рівний:

$$K_B = \frac{P_{cp.}}{P_{вст.}} = \frac{205,55}{330} = 0,62;$$

Тривалість використання максимального навантаження визначають за формулою:

$$T_{max} = k_3 \cdot T, \quad (1.13)$$

де k_3 – розрахунковий коефіцієнт заповнення графіка;

T – тривалість періоду, що розглядається, год;

Тривалість використання максимального навантаження станції рівне:

$$T_{max} = k_3 \cdot T = 0,66 \cdot 8760 = 5802,49 \text{ (год.)};$$

Кількість годин використання встановленої потужності визначають за формулою:

$$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст.}}, \quad (1.14)$$

де E_p – кількість електроенергії виробленої протягом року, МВт·год.;

$P_{вст.}$ – встановлена потужність станції, МВт;

Кількість годин використання встановленої потужності станції рівне:

$$T_{вст.} = \frac{E_p}{P_{вст.}} = \frac{1800599,11}{330} = 5456,36 \text{ (год.)};$$

Коефіцієнт резерву розраховують за формулою:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст.}}{P_{мах}}, \quad (1.15)$$

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

$P_{мах}$ – максимум навантаження станції, МВт;

Коефіцієнт резерву станції рівний:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст.}}{P_{мах}} = \frac{330}{310,31} = 1,06;$$

Річне споживання електроенергії, необхідної для механізмів власних потреб станції, обчислюється за формулою:

$$E_{BПp} = \sum_{i=1}^n P_{BП.t_i} \cdot t_i, \quad (1.15)$$

де $P_{BП.t_i}$ – встановлена потужність станції, МВт;

t_i – максимум навантаження станції, год.;

Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції рівне:

$$E_{BПp} = \sum_{i=1}^n P_{BП.t_i} \cdot t_i = \left[6 \cdot 1,33 + 4 \cdot (2,21 + 1,79) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1,72 + 1,98 + 2,17 + 2,02 + 2,22) \right] \cdot 100 + \\ + \left[6 \cdot 1,19 + 4 \cdot (1,94 + 1,57) + \right. \\ \left. + 2 \cdot (1,51 + 1,73 + 1,89 + 1,76 + 1,92) \right] \cdot 265 = 14812,19 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції розраховується за формулою:

$$E_{вид.p} = E_p - E_{BПp}, \quad (1.16)$$

де $P_{BП.t_i}$ – кількість електроенергії виробленої протягом року, МВт·год.;

$E_{BПp}$ – річне споживання електроенергії механізмами ВП, МВт·год.;

Загальний річний обсяг електроенергії, що видається з шин станції, становить:

$$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp} = 1800599,11 - 14812,19 = 1785786,91 \text{ (МВт} \cdot \text{год)};$$

Час максимальних втрат електроенергії розраховують за формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (1.17)$$

де T_{max} – тривалість використання максимального навантаження, год;

Час найбільших втрат електроенергії станції рівний:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5802,49}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4344,67 \text{ (год)};$$

Техніко-економічні показники станції вносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Техніко-економічні показники станції

Показник	Розрахункове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	310,31
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	1800599,11
Встановлена потужність станції, МВт	330
Середнє навантаження станції, МВт	205,55
Коефіцієнт заповнення графіка	0,66
Коефіцієнт використання встановленої потужності	0,62
Число годин використання максимального навантаження, год.	5802,49
Число годин використання встановленої потужності, год.	4344,67
Коефіцієнт резерву	1,06
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	14812,19

Продовження таблиці 1.2 – Техніко-економічні показники станції

Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	17585786,91
Час максимальних втрат електроенергії, год	4344,67

Отримавши результати розрахунків можемо побудувати розрахункові добові графіки видачі потужності до місцевого району та системи для повноводного та маловодного сезонів (100 та 265 днів відповідно), а також річний графік потужності, що видається з шин станції.

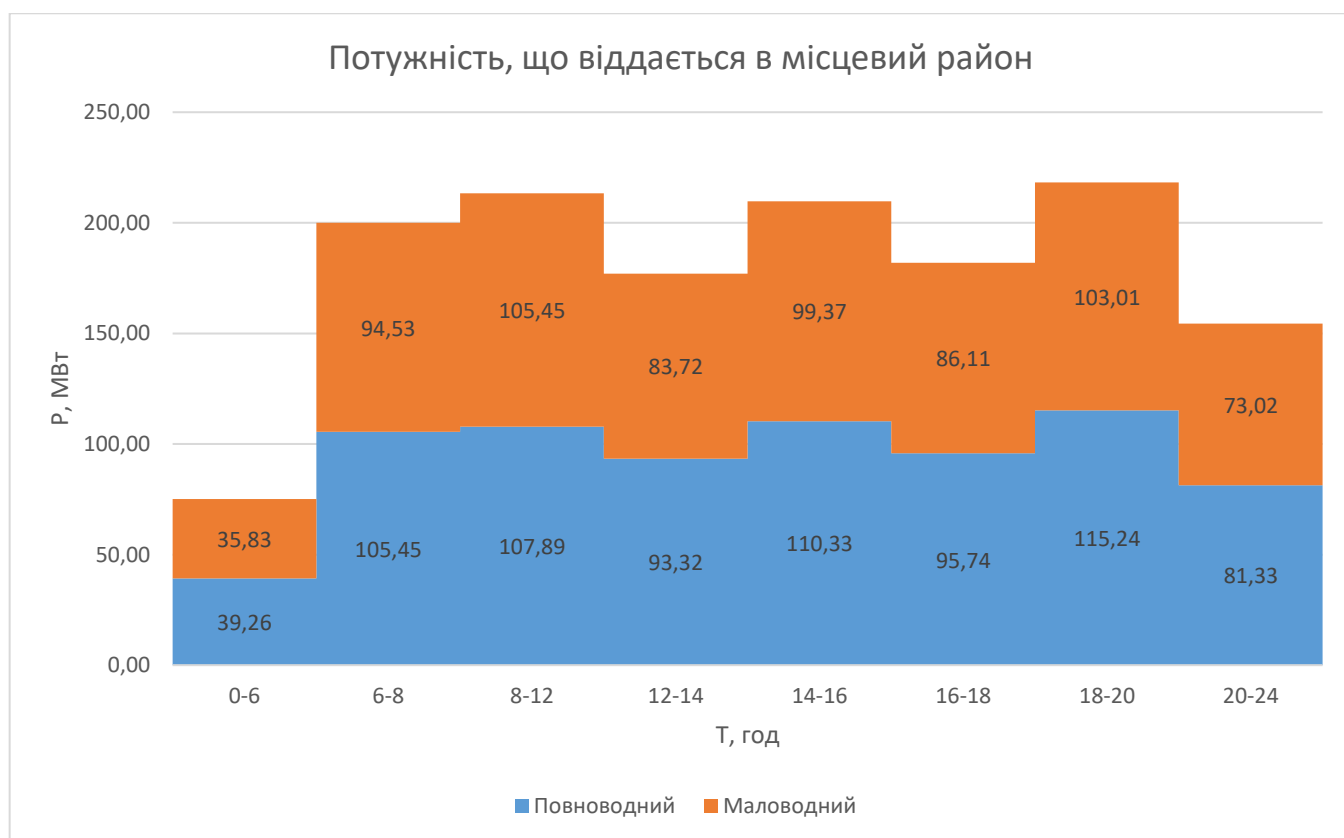


Рисунок 1.1 – Графік потужності за добу, яка видається в місцевий район і систему під час повноводного сезону

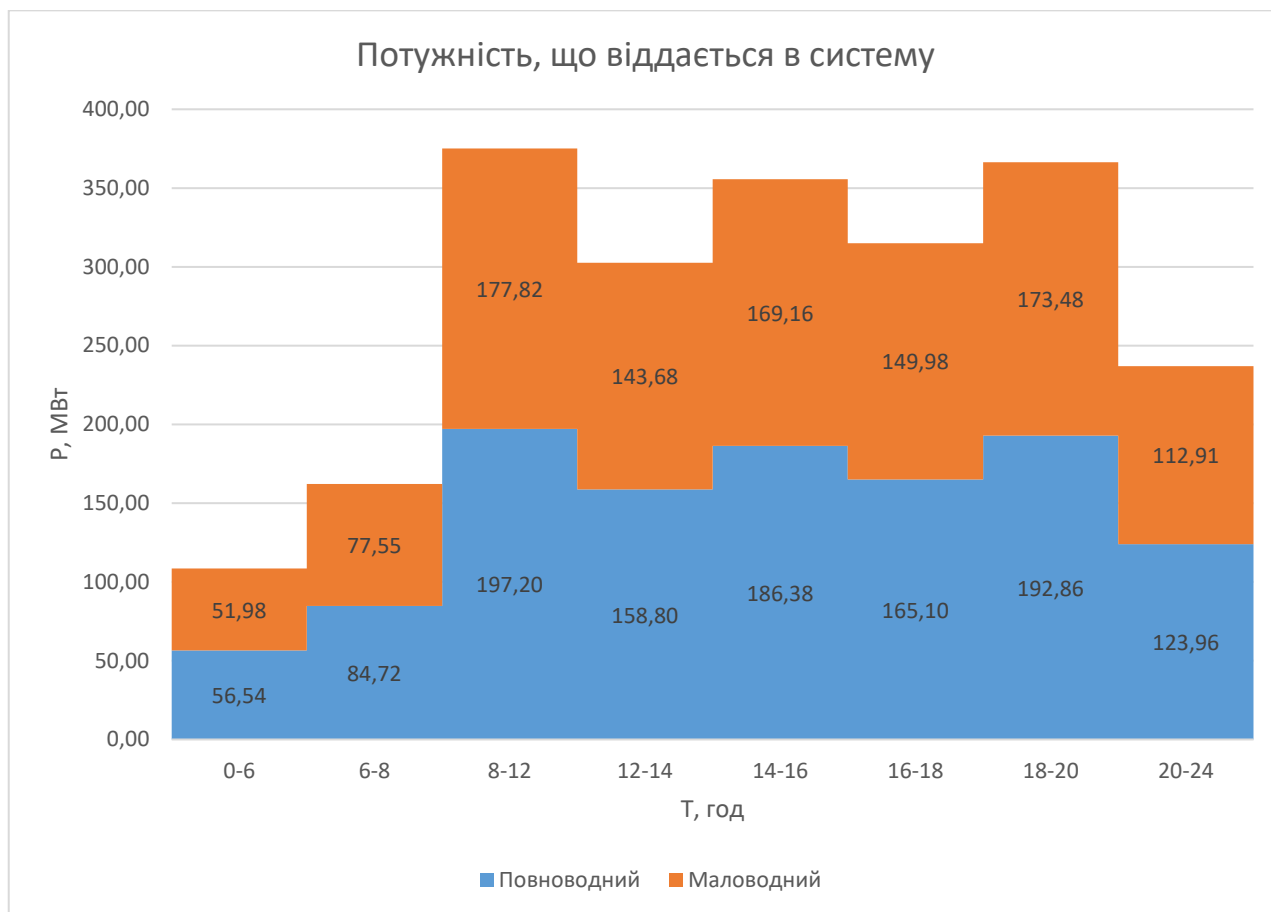


Рисунок 1.2 – Графік потужності за добу, яка видається в місцевий район і систему під час маловодного сезону

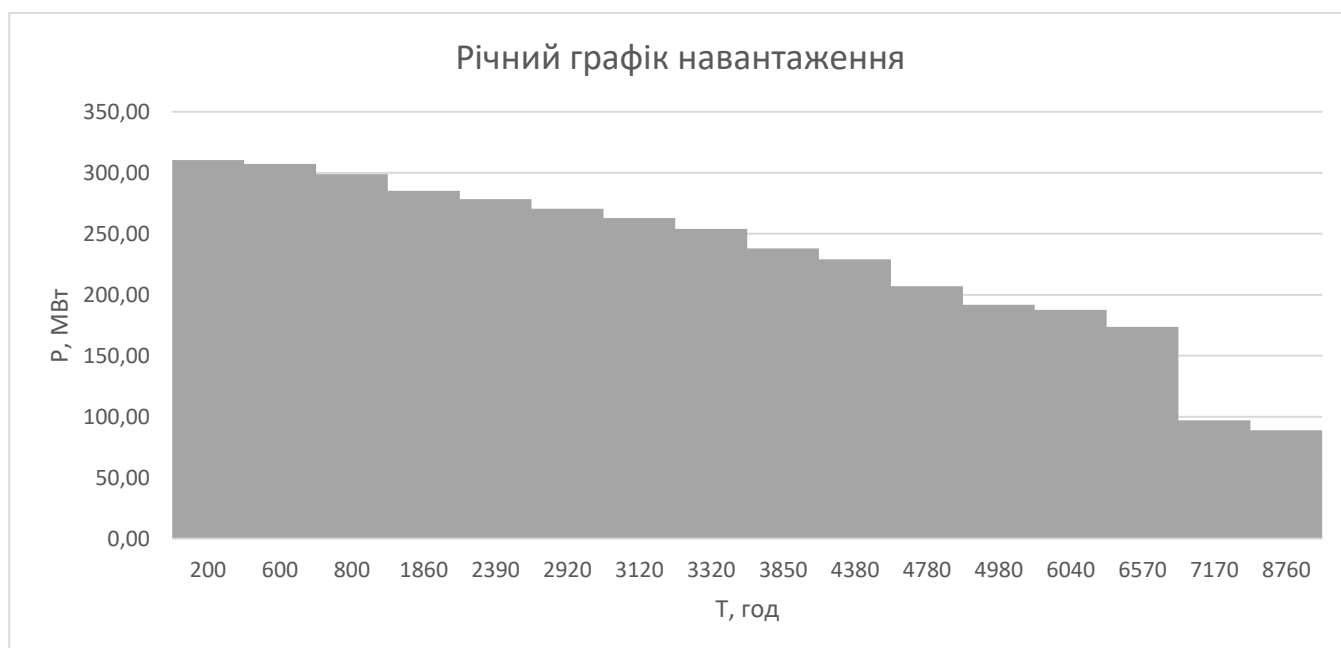


Рисунок 1.3 – Річний графік потужності, що видається з шин станції

1.3 Вибір основного обладнання електричної станції

Гідрогенератори є основним енергетичним обладнанням ГЕС. По можливості, основне обладнання слід обирати однотипним, оскільки це забезпечує максимальну індустріалізацію будівництва та покращує умови експлуатації й ремонту.

Вибір гідрогенератора

Згідно завдання обираємо гідрогенератор типу ВГС 1260/147-68.

Основні технічні характеристики наведемо в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри гідрогенератора

Гідрогенератор	ВГС 1260/147-68
P, МВт	82,5
$\cos \varphi$	0,85
Q, Мвар	52,3
$U_{\text{ном}}$, кВ	13,8
ККД, %	97,5
$X^{\prime\prime}d$, %	21
$X^{\prime\prime}d$, %	28
X_d , %	66
X_{σ} , %	14
X_2 , %	20
X_0 , %	11,5
БКЗ	1,47
GD2, т·м ²	73000
Част. оберт. 1/хв	88,2
T_{d0} , с	3,81

1.4 Проектування структурної схеми ГЕС

Проектування електричної частини електростанції вимагає ретельного підходу до вибору головної схеми електричних з'єднань, адже саме вона формує повну конфігурацію елементів та їхні зв'язки. Ключовими вхідними параметрами для цього процесу є тип станції, використовуване паливо, чисельність і потужність агрегатів, характеристики споживчих навантажень та їхня структура, а також системні дані.

Ключові показники електричної частини станції, а також загальні характеристики всієї енергетичної системи (як-от надійність, економічність, ремонтоздатність, безпека обслуговування, зручність експлуатації, оптимальність розміщення електрообладнання та потенціал для розширення) значною мірою визначаються головною електричною схемою. Відтак, на стадії проектування до головної схеми електричних з'єднань висуваються наступні критерії:

- Адаптивність: Схема має відповідати умовам експлуатації станції в енергосистемі, прогнозованим робочим режимам, а також технологічній конфігурації.
- Експлуатаційна ефективність: Характеризуватися простотою та наочністю, мінімальною кількістю перемикачів для зміни режиму, а також забезпечувати доступність обладнання для ремонту без припинення робочих процесів.
- Послідовність реалізації: Враховувати зручність поетапного спорудження електричної частини з урахуванням черговості введення в дію генераторів, трансформаторів та ЛЕП.
- Потенціал автоматизації: Надавати можливість автоматизації системи в межах економічної доцільності.
- Оптимальна надійність: Гарантувати достатній та економічно обґрунтований рівень надійності [4].

Вибір зв'язків станції з місцевим районом та системою

Проектowana електростанція здійснюватиме видачу потужності на двох рівнях напруги: 110 кВ для місцевого району та 220 кВ для інтеграції в систему.

При виборі кількості та пропускної здатності ліній електропередачі (ЛЕП) напругою 110 кВ і вище висуваються такі ключові вимоги:

- 1) У разі відключення будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї встановленої потужності електростанції.
- 2) При одночасному відключенні двох ЛЕП у повній конфігурації схеми або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані мережі допускається обмеження видачі електричної потужності, але без зупинки генеруючих блоків [4].

Число ПЛЕП, які відходять від РУ до місцевого району/системи визначають за формулою:

$$N_i = \frac{P_{i.вид.мах}}{P_{гр.}} + 1, \quad (1.18)$$

де $P_{i.вид.мах}$ – найбільша потужність, яка віддається з РП по ПЛЕП, МВт;

$P_{гр.}$ – значення пропускної здатності ЛЕП, МВт (беремо з [4, таблиця 2.1]);

Число ПЛЕП, які відходять від ВРУ-110 кВ до місцевого району рівна:

$$N_p = \frac{P_{p.вид.мах}}{P_{гр.}} + 1 = \frac{115,24}{50} + 1 = 4 \text{ (шт.)};$$

Число ПЛЕП, які відходять від ВРУ-220 кВ до системи рівна:

$$N_c = \frac{P_{с.вид.мах}}{P_{гр.}} + 1 = \frac{197,20}{200} + 1 = 2 \text{ (шт.)};$$

Вибір структурної схеми станції

Розподіл генераторів за розподільчими установками (РУ) різної напруги формується структурною схемою електричної частини станції, а також взаємодію блоків "генератор–трансформатор". Така схема допомагає організувати ефективний розподіл потужності між різними рівнями напруги в електромережі. Основне завдання при розподілі генераторів між РУ різних напруг — врахувати потужність, яка віддається від шин кожної напруги.

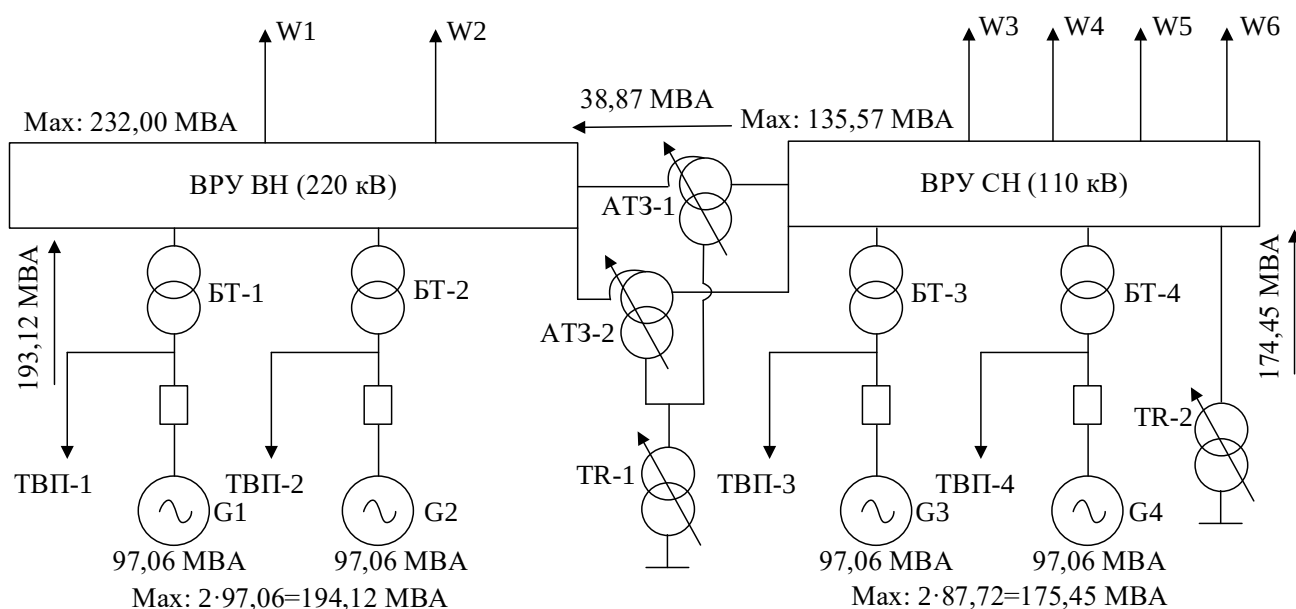


Рисунок 1.4 – Структура ГЕС №1

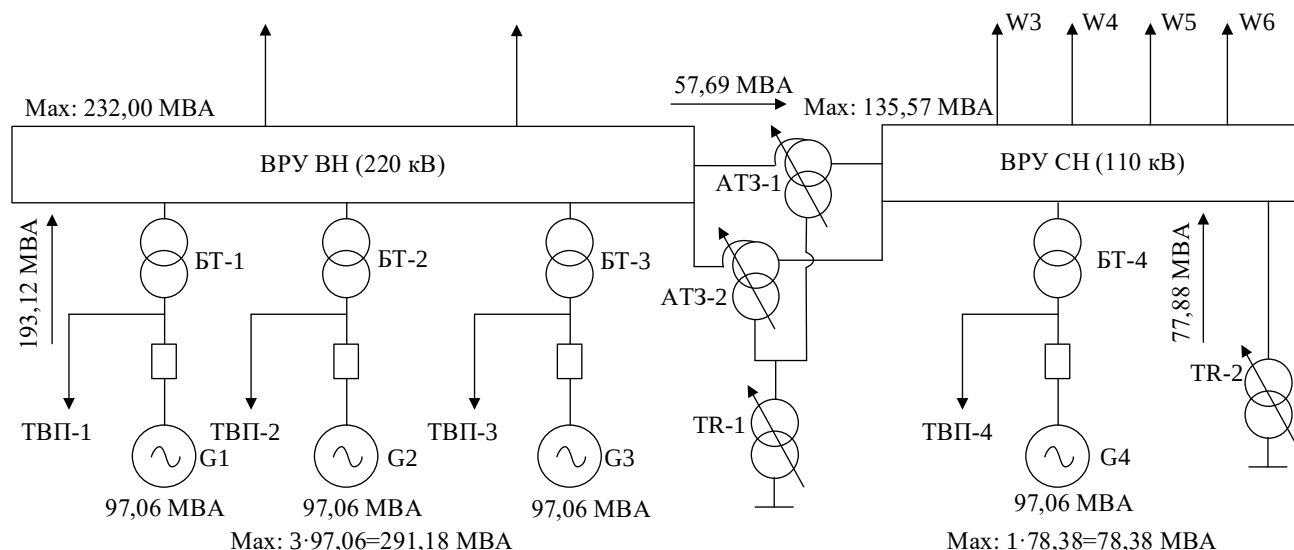


Рисунок 1.5 – Структура ГЕС №2

Перетік надлишкової потужності на атомній електростанції здійснюється через автотрансформатор зв'язку (АТЗ), який поєднує розподільчі пристрої (РП) напругою 220 кВ і 110 кВ.

Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів є важливим етапом у проектуванні електростанцій, оскільки від цього залежить ефективність та надійність роботи станції. Основне завдання полягає в підборі кількості, типу та номінальної потужності трансформаторів, що відповідають вимогам енергосистеми. Зазвичай рекомендується застосовувати трифазні трансформатори, оскільки вони є більш компактними та простішими в установці. Однак, у випадках, коли неможливо використати трифазні трансформатори через обмеження простору чи інші технічні вимоги, допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. У випадку використання трифазних автотрансформаторів для зв'язку між розподільними установками різної напруги, зазвичай застосовуються два автотрансформатори, які підключаються через окремі вимикачі для забезпечення гнучкості та надійності системи.

Наведемо розрахунок для структурної схеми ГЕС №1.

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб визначається за формулою:

$$S_{ТВПрозр.i} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_{П} \cdot P_{Г.ном.i}, \quad (1.19)$$

де $P'_{ВП}$ – найбільше навантаження ВП, %;

$K_{П}$ – коеф-т попиту;

$P_{Г.ном.i}$ – ном. потужність генератора, МВА.

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб:

$$S_{ТВПрозр.1-4} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_{П} \cdot P_{Г.ном.} = \frac{0,75}{100} \cdot 0,8 \cdot 82,5 = 0,50 \text{ (МВА)};$$

Розрахункова потужність пускорезервних тр-рів ВП визначається за формулою:

$$S_{ТРпрозр.} = 1,3 \cdot S_{ТВПрозр.мах}, \quad (1.20)$$

де $S_{ТВПрозр.мах}$ – максимальне значення розрахункової потужності робочих тр-рів ВП, МВА;

Розрахункова потужність пускорезервних трансформаторів власних потреб рі-вна:

$$S_{ТРпрозр.} = 1,3 \cdot 0,50 = 0,64 \text{ (МВА)};$$

Якщо генератор включається в блок з трансформатором і на розгалуженні до

блока підключено тільки навантаження власних потреб, то розрахункова потужність блочного трансформатора визначається за формулою:

$$S_{БТрозр.i} = S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}, \quad (1.21)$$

де $S_{Г.ном.i}$ – повна номінальна потужність генератора, МВА;

$S_{ТВПрозр.i}$ – розрахункова потужність робочого ТВП, МВА;

Також повинна виконуватись умова $S_{БТном.i} \geq S_{БТрозр.i}$.

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БТрозр.1-4} = S_{Г.ном.} - S_{ТВПрозр.1-4} = 97,06 - 0,50 = 96,56 \text{ (МВА)};$$

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

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі.

Розрахункова потужність АТЗ в режимі максимальних навантажень місцевого району визначається за формулою:

$$S_{p.max} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}) - S_{p.від.max}}{1,4}, \quad (1.22)$$

де $S_{Г.ном.i}$ – повна номінальна потужність генератора, МВА;

$S_{ТВПрозр.i}$ – розрахункова потужність робочого ТВП, МВА;

$S_{p.від.max} = \frac{P_{p.від.max}}{\cos \varphi_H}$, – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в

місцевий район, МВА (приймаємо $\cos \varphi_H = 0,85$).

Розрахункова потужність АТЗ в режимі максимальних навантажень місцевого району рівна:

$$S_{p.max} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}) - S_{p.від.max}}{1,4} = \frac{2 \cdot 96,56 - 2 \cdot 0,50 - \frac{115,24}{0,85}}{1,4} = 41,11 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю.

Розрахункова потужність АТЗ в режимі мінімальних навантажень місцевого району визначається за формулою:

$$S_{p.min} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}) - S_{p.від.min}}{1,4}, \quad (1.23)$$

де $S_{Г.ном.i}$ – повна номінальна потужність генератора, МВА;

$S_{ТВПрозр.i}$ – розрахункова потужність робочого ТВП, МВА;

$S_{p.від.min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район, МВА.

в) аварійний вихід в період максимального навантаження найпотужнішого генератора, під'єднаного до шин місцевого району.

Розрахункова потужність АТЗ в режимі мінімальних навантажень місцевого району рівна:

$$S_{p.min} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}) - S_{p.від.min}}{1,4} = \frac{2 \cdot 96,56 - 2 \cdot 0,50 - \frac{35,83}{0,85}}{1,4} = 107,84 \text{ (МВА)};$$

Розрахункова потужність АТЗ в режимі аварійного виходу в період максимального навантаження найпотужнішого генератора визначається за формулою:

$$S_{p.max} = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} (S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}) - S_{p.від.max}}{2}, \quad (1.24)$$

де $S_{Г.ном.i}$ – повна номінальна потужність генератора, МВА;

$S_{ТВПрозр.i}$ – розрахункова потужність робочого ТВП, МВА;

$S_{p.від.max} = \frac{P_{p.від.max}}{\cos \varphi_H}$, – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в

місцевий район, МВА.

Розрахункова потужність АТЗ в режимі аварійного виходу в період максимального навантаження найпотужнішого генератора рівна:

$$S_{p.max} = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} (S_{Г.ном.i} - S_{ТВПрозр.i}) - S_{p.від.max}}{2} = \frac{1 \cdot 96,56 - 1 \cdot 0,50 - \frac{115,24}{0,85}}{2} = -19,51 \text{ (МВА)};$$

По більшому з цих значень виконується вибір потужності АТЗ. В нашому випадку найбільша потужність АТЗ буде в режимі мінімальних навантажень.

Аналогічні обрахунки проводимо і для структурної схеми ГЕС №2.

Технічні дані обраних трансформаторів, для структурної схеми ГЕС №1, за розрахунковими потужностями наведемо в таблиці 1.4, а для структурної схеми ГЕС №2 в таблиці 1.5.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів для структурної схеми ГЕС №1

Позначення	Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			ΔP _х , кВт	ΔP _{кз} , кВт	N
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ 1-2	ТДЦ-125000/220	125,00	220,00		13,80		11,00		120,00	380,00	2
БТ 3-4	ТДЦ-125000/110	125,00	110,00		13,80		10,50		120,00	400,00	2
АТЗ 1-2	АТДЦТН-125000/220/110	125,00	230,00	121	11,00	11,00	45,00	28,00	65,00	315,00	2
ТВП 1-4	ТМ-1000/35	1,00	13,75		0,40		6,50		2,00	12,20	4
ТР-2	ТМН-2500/110	2,50	110,00		6,60		10,50		5,50	22,00	1
ТР-1	ТМ-1000/35	1,00	10,00		0,40		6,50		2,00	12,20	1

Таблиця 1.5 – Вибір трансформаторів для структурної схеми ГЕС №2

Позначення	Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			ΔP _х , кВт	ΔP _{кз} , кВт	N
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ 1-3	ТДЦ-125000/220	125,00	220,00		13,80		11,00		120,00	380,00	3
БТ 4	ТДЦ-125000/110	125,00	110,00		13,80		10,50		120,00	400,00	1
АТЗ 1-2	АТДЦТН-125000/220/110	125,00	230,00	121	11,00	11,00	45,00	28,00	65,00	315,00	2
ТВП 1-4	ТМ-1000/35	1,00	13,75		0,40		6,50		2,00	12,20	4
ТР-2	ТМН-2500/110	2,50	110,00		6,60		10,50		5,50	22,00	1
ТР-1	ТМ-1000/35	1,00	10,00		0,40		6,50		2,00	12,20	1

Розрахунок втрат в трансформаторах

Втрати в трансформаторах зазвичай поділяються на постійні та змінні.

Постійні втрати — це ті, що не залежать від навантаження і включають втрати в сталі, спричинені намагнічуванням осердя трансформатора, а також втрати на вихрові струми. Змінні втрати безпосередньо залежать від навантаження і зумовлені опором обмоток трансформатора. Вони виникають через протікання струму через обмотки і пропорційні квадрату навантаження.

Річні втрати в однотипних трансформаторах розраховують за формулою:

$$\Delta W_i = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{T.ном.}} \right)^2 \cdot \tau,$$

де n — кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт;

$\Delta P_{xx}, \Delta P_{\kappa}$ — втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

S_{max} — максимальна потужність, яка передається через трансформатори, МВА;

$S_{T.ном.}$ — номінальна потужність трансформатора, МВА;

τ — час максимальних втрат, год.

Річні втрати електроенергії в трансформаторах БТ 1-2:

$$\begin{aligned} \Delta W_{BT_{1-2}} &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{T.ном.}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 380 \cdot \left(\frac{193,13}{125} \right)^2 \cdot 4344,67 = 4176623,52 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}; \end{aligned}$$

Річні втрати електроенергії в трансформаторах БТ 3-4:

$$\begin{aligned} \Delta W_{BT_{3-4}} &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{T.ном.}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 400 \cdot \left(\frac{77,88}{125} \right)^2 \cdot 4344,67 = 3710149,50 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}; \end{aligned}$$

Річні втрати електроенергії в автотрансформаторах зв'язку АТЗ 1-2:

$$\Delta W_{AT3_{1-2}} = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{T.ном.}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= 2 \cdot 65 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 315 \cdot \left(\frac{38,87}{267} \right)^2 \cdot 4344,67 = 1204975,75 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

Сумарні річні втрати в трансформаторах та автотрансформаторах розраховують за формулою:

$$\Delta W_{\Sigma i} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i, \quad (3.9)$$

де ΔW_i – річні втрати в трансформаторах чи автотрансформаторах, кВт·год;

Сумарні річні втрати в трансформаторах та автотрансформаторах рівні:

$$\Delta W_{\Sigma \text{№1}} = \Delta W_{BT_{1-2}} + \Delta W_{BT_{3-4}} + \Delta W_{AT3_{1-2}} = 4176623,52 + 3710149,50 + 1204975,75 =$$

$$= 9091748,77 \text{ (кВт} \cdot \text{год)};$$

Аналогічні розрахунки проводимо для структурної схеми ГЕС №2.

Вносимо обраховані дані в таблицю 1.6.

Таблиця 1.6 – Втрати в трансформаторах та автотрансформаторах

Схема	№1			№2		
	БТ 1-2	БТ 3-4	АТЗ 1-2	БТ 1-3	БТ 4	АТЗ 1-2
Річні втрати, МВт·год	4176,62	3710,15	1204,98	6264,94	1692,13	1284,56
Сумарні втрати, МВт·год	9091,75			9241,63		

Порівняння техніко-економічних показників

Оцінювання та порівняння техніко-економічних показників гідроелектростанцій (ГЕС) для 2-х варіантів схеми здійснюється з урахуванням капіталовкладень в електроустановки. До основних показників відносяться витрати на закупівлю та встановлення основного обладнання, зокрема генераторів, трансформаторів.

Капіталовкладення є ключовим фактором при виборі схеми, оскільки вони визначають початкову вартість проекту, яка впливає на загальну економічну ефективність станції. Техніко-економічний аналіз також включає оцінку надійності та тривалості служби обладнання, що дозволяє обрати найоптимальніший з точки зору як економічних, так і технічних показників варіант схеми.

Капіталовкладення в електроустановки для 2-х варіантів схем покажемо в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Капіталовкладення до електроустановок

Обладнання	Вартість одиниці, тис.грн.	Номер схеми			
		1		2	
		Кіль- кість	Загальна ва- ртість, тис.грн.	Кіль- кість	Загальна вартість, тис.грн.
ТДЦ-125000/110	1325	2	2650	1	1325
ТДЦ-125000/220	1566	2	3132	3	4698
АТДЦТН- 125000/220/110	4557	2	9114	2	9114
Вимикачі 110 кВ	33	2	66	1	33
Вимикачі 220 кВ	85	2	170	3	255
Загалом		15132		15425	

Щорічні експлуатаційні витрати розраховують за формулою:

$$U_i = \frac{a}{100} \cdot K_i + B \cdot \Delta W_{\Sigma i}, \quad (1.26)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, % (приймаємо $a = 8,4\%$);

K_i – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

B – 9,6 коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

$\Delta W_{\Sigma i}$ – сумарні річні втрати в трансформаторах, кВт·год.

Щорічні експлуатаційні витрати для структурної схеми ГЕС №1:

$$U_{\text{№1}} = \frac{a}{100} \cdot K_{\text{№1}} + B \cdot \Delta W_{\Sigma 1} = \frac{8,4}{100} \cdot 15132 + 9,6 \cdot 10^{-5} \cdot 9091748,77 = 2143,90 \text{ (тис.грн.)};$$

Щорічні експлуатаційні витрати для структурної схеми ГЕС №2:

$$U_{\text{№2}} = \frac{a}{100} \cdot K_{\text{№2}} + B \cdot \Delta W_{\Sigma 2} = \frac{8,4}{100} \cdot 15425 + 9,6 \cdot 10^{-5} \cdot 9241625,18 = 2182,90 \text{ (тис.грн.)};$$

Приведені витрати визначають згідно з формулою:

$$Z_i = p_n \cdot K_i + U_i, \quad (1.27)$$

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

K_i – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн.;

U_i – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн.

Приведені витрати для структурної схеми ГЕС №1:

$$Z_1 = p_n \cdot K_{\text{№1}} + U_{\text{№1}} = 0,12 \cdot 15132 + 2143,90 = 3959,74 \text{ (тис.грн.)};$$

Приведені витрати для структурної схеми ГЕС №2:

$$Z_2 = p_n \cdot K_{\text{№2}} + U_{\text{№2}} = 0,12 \cdot 15425 + 2182,90 = 4033,90 \text{ (тис.грн.)};$$

Порівняння приведених витрат проводять за формулою:

$$\Delta Z = \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \right) \cdot 100\%, \quad (1.28)$$

де Z_1, Z_2 – приведені витрати структурної схеми №1 та №2, тис.грн.

При $\Delta Z < 5$ (%) показники потрапляють в зону невизначеності за розрахунковими витратами, фактично є рівноекономічними. Тоді остаточний вибір здійснюють за іншими показниками, або обирають варіант з найменшими приведеними витратами.

Порівняння приведених витрат:

$$\Delta Z = \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \right) \cdot 100\% = \left(\frac{3959,74 - 4033,90}{3959,74} \right) \cdot 100\% = -1,87 \text{ (\%)}$$

Отже, в нашому випадку дві схеми є рівноекономічними. Обираємо варіант структурної схеми №1, так як вона дещо дешевша, а також через те, що перетік потужностей через АТЗ менший, а це покращує надійність їх роботи.

1.4 Вибір схем розподільчих пристроїв станції

Згідно з завданням на станції присутні ВРУ-110 кВ, призначені для видачі потужності в місцевий район, а також, ВРУ-220 кВ, для видачі потужності в систему. Також необхідно розробити схему живлення ВП.

Схеми ВРУ-110 кВ та ВРУ-220 кВ

Для РУ 35–220 кВ при кількості приєднань до 4–6 рекомендуються схеми містків і схеми багатокутників. При більшому числі приєднань можуть застосовуватись схеми:

- 1) з однією секціонованою та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- 2) з двома основними та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- 3) блочні схеми «генератор–трансформатор–лінія».

Для ВРУ-220 кВ обираємо дві системи збірних шин з обхідним вимикачем.

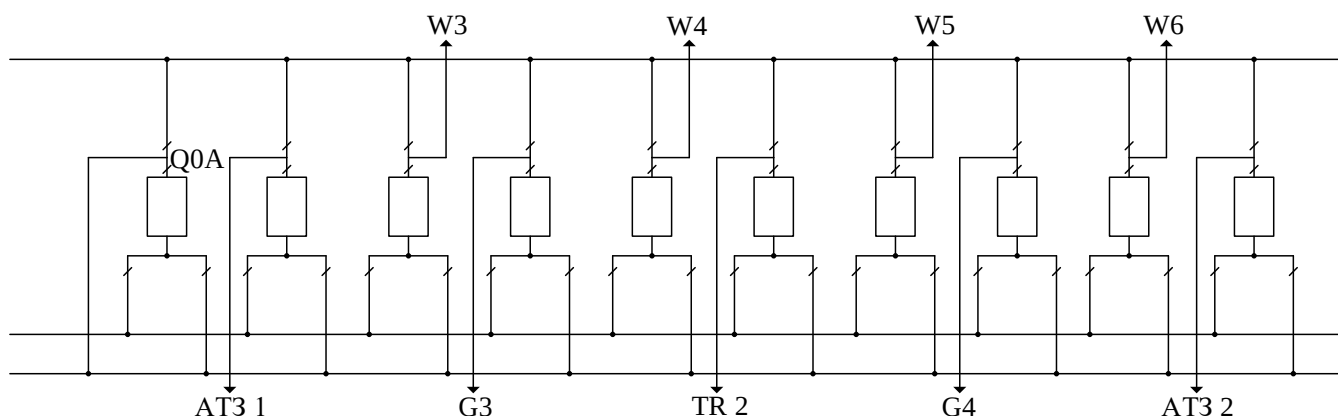


Рисунок 1.6 – Схема ВРУ-110 кВ

Для ВРУ-220 кВ обираємо схему таку ж схему: дві системи збірних шин з

обхідним вимикачем.

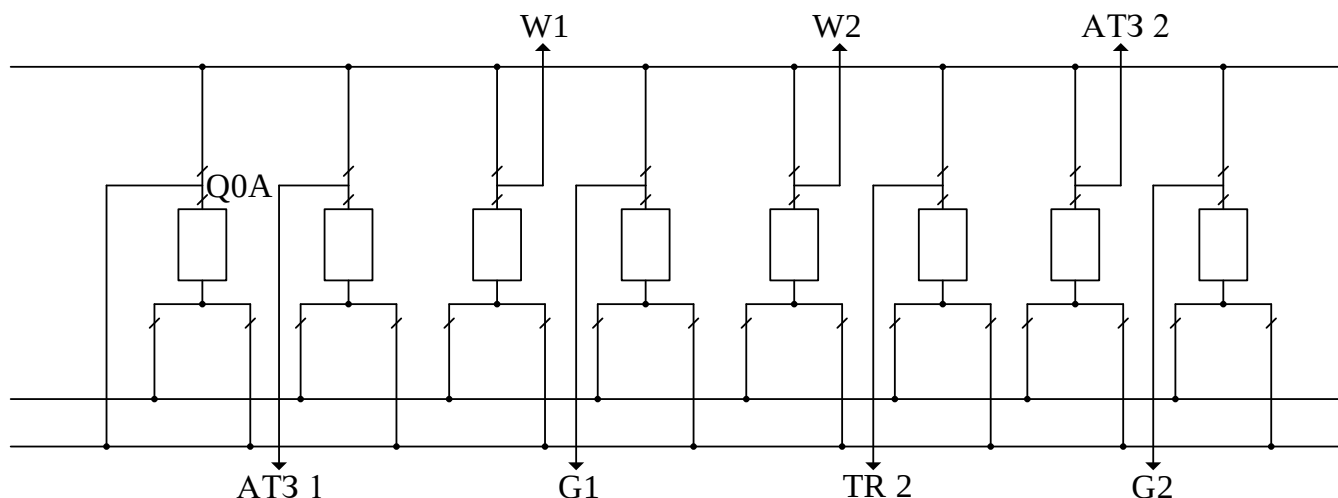


Рисунок 1.7 – Схема ВРУ-220 кВ

Схема ВП

Споживачі власних потреб (ВП) ГЕС поділяються на агрегатні та загальностанційні. Як правило, вони живляться від мережі змінного струму 380/220 В. На потужних гідроелектростанціях можуть бути споживачі з напругою 6 кВ. Застосовуються дві основні схеми живлення ВП ГЕС: із загальним та окремим живленням агрегатних і загальностанційних електроспоживачів. Перша схема, що передбачає один ступінь напруги ВП, використовується на ГЕС малої та частково середньої потужності. Друга схема, з двома ступенями напруги, застосовується на ГЕС середньої та великої потужності.

Система ВП отримує живлення від трансформаторів, підключення яких реалізується через такі точки:

- Струмопроводи, що з'єднують генератор і трансформатор (без використання вимикача на стороні генераторної напруги).
- Шини генераторної напруги.
- Виводи нижчої напруги автотрансформатора зв'язку.
- Місцеві підстанції.

Необхідність встановлення окремих трансформаторів, підключених до розподільчих установок (РУ) напругою 220 кВ і вище, має бути належним чином обґрунтована. Потужність трансформаторів, призначених для агрегатних власних потреб (ВП), визначається на основі сумарного навантаження ВП відповідних агрегатів.

Проектні вимоги до трансформаторів передбачають їхнє функціонування без перевантажень за наявності чітко визначеного (явного) резерву. Водночас, ключові трансформатори власних потреб (ВП) обираються з урахуванням прихованого резерву та здатності витримувати аварійні перевантаження.

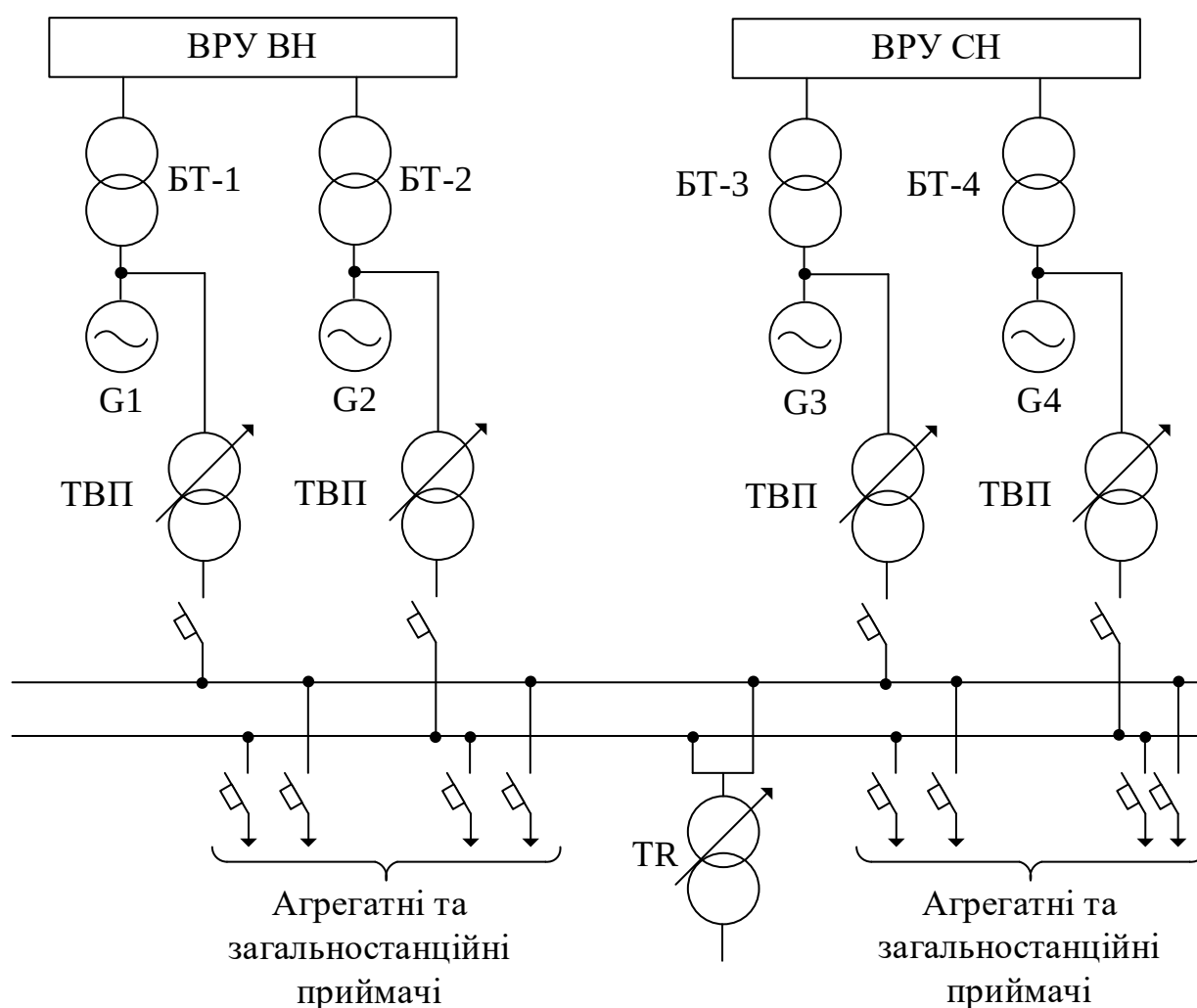


Рисунок 1.8 – Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

1.5 Визначення струмів короткого замикання

Виконання розрахунків перехідних процесів є критично важливим для забезпечення коректного функціонування електрообладнання. Це обумовлено тим, що амплітудні значення перехідних струмів і напруг можуть суттєво перевищувати показники стандартних режимів, що вимагає ретельного аналізу та точних розрахунків. Метою таких досліджень є гарантування надійності та безпеки електричних систем.

Аналіз струмів короткого замикання (КЗ) проводиться з метою обґрунтованого підбору чи верифікації характеристик електротехнічного обладнання, а також для встановлення або перевірки налаштувань релейного захисту та автоматизованих систем.

Складання розрахункової схеми

Процес розрахунку струмів короткого замикання (КЗ) виконується у такій послідовності:

- Для досліджуваної електростанції формується розрахункова схема.
- Відповідно до цієї розрахункової схеми створюється електрична замісна схема.
- Шляхом послідовних перетворень замісна схема приводиться до максимально спрощеного вигляду, при якому кожне джерело живлення або група джерел, що характеризується певним результируючим значенням ЕРС, пов'язані з точкою КЗ єдиним результируючим опором.
- Виходячи з результируючої ЕРС джерела та результируючого опору, за законом Ома визначається початкове значення періодичної складової струму КЗ. Потім обчислюється ударний струм, і за потреби – періодична та аперіодична складові струму КЗ для заданого моменту часу.

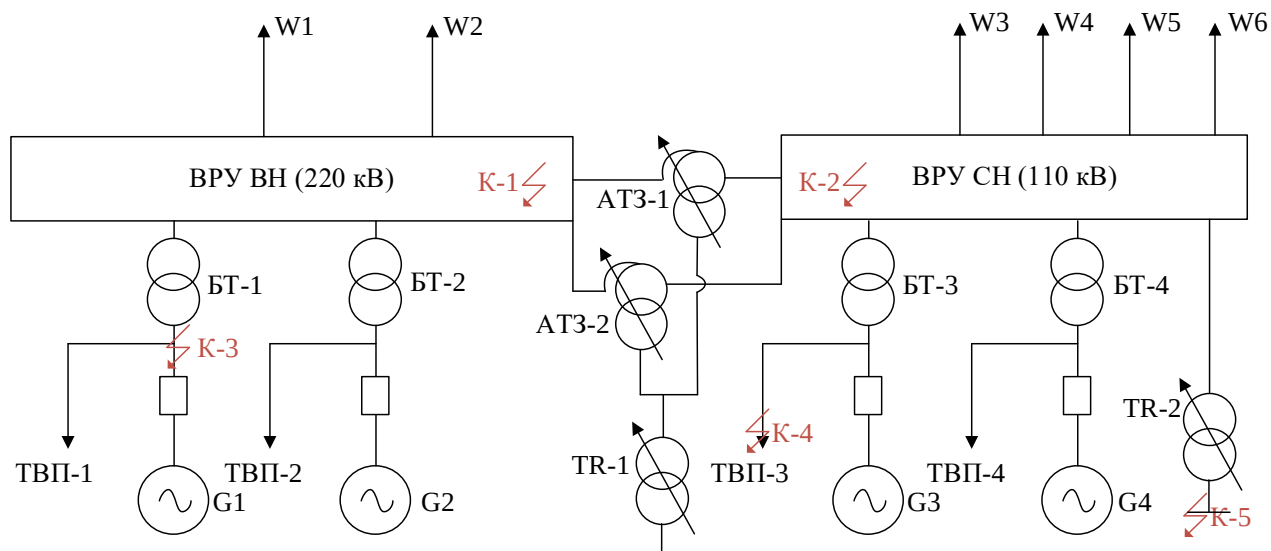


Рисунок 1.9 – Точки короткого замыкания

Складання заступної схеми

Під розрахунковою схемою розуміють спрощену однолінійну схему електроустановки з вказанням всіх елементів та їх параметрів, які впливають на струм КЗ і тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків. Для визначення опору елементів мережі на розрахунковій схемі звичайно вказуються їх параметри в іменованих або, в більшості випадків, у відносних одиницях.

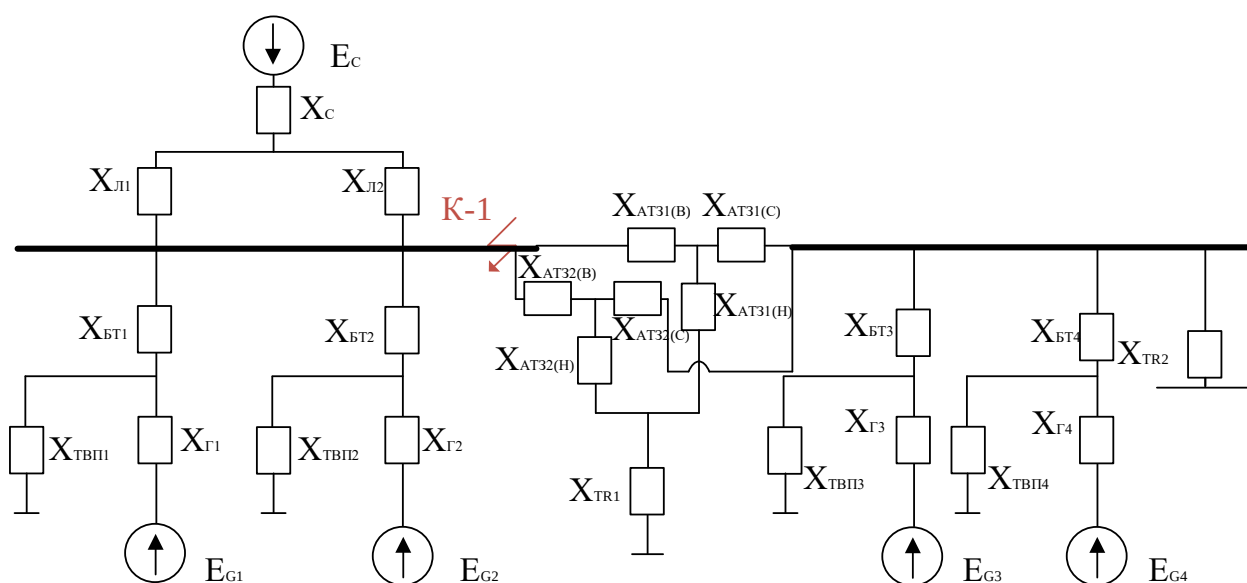


Рисунок 1.10 – Початкова заступна схема

Так як розрахунок струмів КЗ проводиться при трифазному КЗ, зі заступної схеми виключаємо всі трансформатори власних потреб, пускорезервний трансформатор №1, а, відповідно, і обмотки низької напруги в АТЗ №1 та №2.

Тепер заступна схема матиме наступний вигляд.

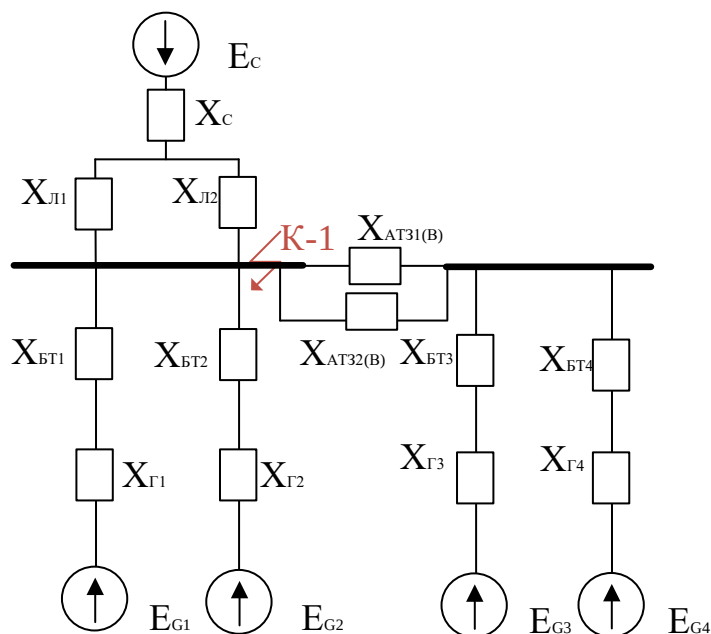


Рисунок 1.11 – Заступна схема після виключень елементів, які не враховуємо при розрахунках

Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення будемо проводити по наближеному приведенню в відносних одиницях. Наведемо розрахунок струму КЗ в точці К-1, розрахунок інших точок КЗ проведемо з використанням ПК «ДАКАР», результати в таблицях.

Задаємо початкові умови: $S_{\phi} = 1000 \text{ (MVA)}$, $U_{\phi} = 230 \text{ (кВ)}$. Знайдемо розрахункові значення всіх елементів на схемі.

Результати вносимо в таблицю 1.8.

Таблиця 1.8 – Початкове значення періодичного струму КЗ

Місце КЗ	Джерела струмів КЗ	$I''_{n.0.}$, кА
К-1	Г-1, Г-2	1,855
	Г-3, Г-4	1,37
	Система	7,368
	Загалом	10,593
К-2	Г-1, Г-2	2,242
	Г-3, Г-4	5,795
	Система	6,381
	Загалом	14,418
К-3	Г-1	42,531
	Г-2	5,802
	Г-3, Г-4	6,864
	Система	15,214
	Загалом	70,411
К-4	Г-1, Г-2	3,114
	Г-3	23,115
	Г-4	0,244
	Система	1,292
	Загалом	27,765
К-5	Г-1, Г-2	0,809
	Г-3, Г-4	0,548
	Система	0,219
	Загалом	1,576

Визначення аперіодичної, періодичної складових струму КЗ для заданого часу
 $t = \tau$, визначення ударного струму

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ.

Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I''_{n.0.} \cdot k_y; \quad (1.29)$$

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{вл.вим.} + 0,01; \quad (1.30)$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 1.9 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	Власний час відключення вимикача ($t_{вл.вим.}$), с	Розрахунковий час відключення (τ), с
ВРУ-220 кВ	200-SFM-40B	0,035	0,045
ВРУ-110 кВ	121PM50-30B (ABB)	0,10	0,11
ВГС 1260/147-68	ВМГ-15	0,15	0,16
НН АТЗ	ВБУ-15- 1200/20	0,12	0,13
ТВП	ВР6/ВР0,4	0,05/0,01	0,06/0,02

1.6 Вибір комутаційного обладнання

Для належного підбору комутаційних апаратів ключовим є встановлення відповідності їхніх характеристик до очікуваних робочих режимів тривалої дії та короточасних аварійних ситуацій, можливих під час їх експлуатації [6]. Далі ми зосередимося на виборі вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-220 кВ.

Визначаємо робочі максимальні струми приєднань:

$$I_{p.max} = \frac{S_{\Sigma.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст.} \cdot 0,95}; \quad (1.31)$$

Струм від генератора:

$$I_{p.max} = \frac{S_{\Sigma.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст.} \cdot 0,95} = \frac{97,06}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 0,268 \text{ (кА)};$$

Струм від ЛЕП:

$$I_{p.max} = \frac{P_{\Sigma p}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст.} \cdot 0,95}; \quad (1.32)$$

$$I_{p.max} = \frac{P_{\Sigma p}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст.} \cdot 0,95} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 0,552 \text{ (кА)};$$

Струм від АТЗ:

$$I_{p.max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном.АТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст.}}; \quad (1.33)$$

$$I_{p.max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном.АТЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст.}} = 1,5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,492 \text{ (кА)};$$

Обираємо вимикач ВГБУ-220У1.

За напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (1.34)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ};$$

За тривалим струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном}; \quad (1.35)$$

$$552 \text{ A} \leq 2000 \text{ A};$$

Проводимо перевірку:

1. На відключаючу здатність вимикача:

А) Перевірка на симетричний струм відключення:

$$I_{п} \leq I_{відк.ном}; \quad (1.36)$$

$$10,083 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

Б) Перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$I_{ат} \leq I_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{відк.ном}}{100}; \quad (1.37)$$

де $I_{а.ном}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу τ ;

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

β_n – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ,

$$4,179 \text{ кА} \leq \frac{\sqrt{2} \cdot 64 \cdot 40}{100} = 36,204 \text{ кА};$$

В) Перевірка за вимикаючою здатністю за повним струмом КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п\tau} + I_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (1.38)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,083 + 4,179 = 18,438 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{64}{100}\right) = 92,772 \text{ кА};$$

1. На електродинамічну стійкість:

$$I_{n.0.} \leq I_{дин}; \quad (1.39)$$

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ

$$10,593 \text{ (кА)} \leq 40 \text{ (кА)};$$

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (1.40)$$

де $i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості).

$$26,192 \text{ (кА)} \leq 68 \text{ (кА)};$$

Умови виконуються.

2. На термічну стійкість:

$$B_k \leq I_\tau^2 \cdot t_\tau; \quad (1.41)$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_τ – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_τ – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с ;

$$31,419 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Умова виконується.

Вибираємо роз'єднувач типу РНДЗ.1-220/2000 У1.

За напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ};$$

За тривалим струмом:

$$I_{роб.мах} \leq I_{ном};$$

$$552 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

Проводимо перевірку:

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$26,192 \text{ (кА)} \leq 100 \text{ (кА)};$$

На термічну стійкість:

$$B_{\kappa} \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau};$$

$$31,419 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Умови виконуються. Вибір іншого комутаційного обладнання робимо аналогічно. Так як всі ТВП, а також і пускорезервні трансформатори мають однакову напругу на шинах НН, для всіх обираємо ідентичні.

Таблиця 1.10 – Вибір комутаційного обладнання

Величини	Розрахункові дані	Величини	Каталожні дані	
			Вимикач	Роз'єднувач
ВРУ-110 кВ			121PM50-30В (ABB)	РНДЗ.1-110/2000 У1
$U_{ном}$, кВ	110	$U_{ном}$, кВ	110	110
$I_{роб.мах}$, А	941	$I_{ном}$, А	2000	2000
$I_{нт}$, кА	13,24	$I_{відк.ном}$, кА	40	-
$I_{ат}$, кА	1,49	$\sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \beta_n$, кА	4,909	-
$I_{н.0.}$, кА	14,418	$I_{дин}$, кА	40	-
i_y , кА	36,179	$i_{дин}$, кА	63	100
B_{κ} , кА ² · с	14,551	$I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$, кА ² · с	4800	3200
ВРУ-220 кВ			200-SFM-40В	РНДЗ.1-220/2000 У1
$U_{ном}$, кВ	220	$U_{ном}$, кВ	220	220
$I_{роб.мах}$, А	552	$I_{ном}$, А	2000	2000
$I_{нт}$, кА	10,083	$I_{відк.ном}$, кА	40	-
$I_{ат}$, кА	4,179	$\sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \beta_n$, кА	92,772	-
$I_{н.0.}$, кА	10,593	$I_{дин}$, кА	40	-
i_y , кА	26,192	$i_{дин}$, кА	68	100
B_{κ} , кА ² · с	31,419	$I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$, кА ² · с	4800	3200
РУ ВП 6 кВ			ВЕС-6-40/3200У3	КУ6С
$U_{ном}$, кВ	6	$U_{ном}$, кВ	6	6
$I_{роб.мах}$, А	484	$I_{ном}$, А	3200	3150
$I_{нт}$, А	1,576	$I_{відк.ном}$, кА	65	-
$I_{ат}$, кА	0,62	$\sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \beta_n$, кА	91,924	-
$I_{н.0.}$, кА	1,576	$I_{дин}$, кА	65	-
i_y , кА	4,025	$i_{дин}$, кА	128	102
B_{κ} , кА ² · с	0,273	$I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$, кА ² · с	12675	12675

Продовження таблиці 1.11 – Вибір комутаційного обладнання

Величини	Розрахункові дані	Величини	Каталожні дані	
			Вимикач	Роз'єднувач
ВГС 1260/147-68			ВМГ-15	РВРЗ-1-20/6300 ТЗ
$U_{ном}$, кВ	13,8	$U_{ном}$, кВ	15	20
$I_{роб.мах}$, А	4274	$I_{ном}$, А	10000	6300
$I_{нт}$, кА	66,158	$I_{відк.ном}$, кА	90	-
$I_{ат}$, кА	3,286	$\sqrt{2} \cdot I_{відк.ном} \cdot \beta_n$, кА	63,64	-
$I_{н.0.}$, кА	70,411	$I_{дин}$, кА	95	-
i_y , кА	179,012	$i_{дин}$, кА	290	320
B_{κ} , кА ² · с	10559,9	$I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}$, кА ² · с	24300	24300

2 ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.1 Огляд елегазових комутаційних апаратів

Останнє століття ознаменувалося значним прогресом у сфері розробки новітніх високовольтних комутаційних апаратів. Пристрої, що використовували повітряне та масляне середовища для дугогасіння, поступово поступилися місцем завдяки переважним властивостям елегазу. Елегазовий вимикач є високовольтним апаратом перемикавання, який використовує спеціальний газ для ефективного гасіння електричної дуги. Він відіграє ключову роль у забезпеченні роботи енергетичної системи (ЕЕС), управлінні електричними потоками, ізоляції пошкоджених сегментів ЕЕС та мінімізації поширення аварійних ситуацій.

З початку 1980-х років спостерігається інтенсивний розвиток комутаційних пристроїв на основі електротехнічного газу, які проявили себе як вельми багатообіцяючі для середніх та високих напруг, а також для струмів вимкнення до 80 кА. Як наслідок, у технічно розвинених державах елегазові вимикачі для високої та надвисокої напруги майже повністю витіснили інші види комутаційного обладнання. Крім того, провідні світові виробники практично повністю перейшли на виробництво комплектних розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) та елегазових вимикачів для відкритих розподільчих пристроїв, призначених для напруг 110 кВ та вище [10].

Наразі існують два основні типи елегазових вимикачів: колонкові та бакові. Колонкові вимикачі призначені для роботи з однією фазою і складаються з контактної та дугогасильної систем. Вони характеризуються більшими габаритними розмірами. Натомість, бакові вимикачі мають відповідно менші габарити, їхній привід може розподілятися на декілька фаз, і вони часто оснащені вбудованими трансформаторами струму.

Колонкові вимикачі вирізняються низкою переваг, зокрема:

- Для заповнення вимикачів колонкового типу необхідна незначна кількість елегазу, причому завдяки високоякісним ущільненням щорічні втрати шестифтористої сірки становлять менше ніж 0,5%.• Мають досить просту та надійну дугогасящу камеру і контактні системи, що відіграють важливу роль у забезпеченні безперебійної роботи силових вимикачів;
- Їхня поставка та перевезення у вже зібраному та випробуваному вигляді, або ж у форматі блоків, випробуваних на виробництві та підготовлених до транспортування, значно зменшує витрати на встановлення та доставку.• Використовуються в широкому спектрі температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Елегазовий колонковий комутаційний апарат серії HPL від компанії ABB представлено на рисунку 2.1.



Рисунок 2.1 — Елегазовий вимикач колонкового типу серії HPL

Бакові елегазові вимикачі вирізняються меншими габаритами порівняно з колонковими, оскільки вони оснащені приводами типу ППРМ, що здатні працювати на кілька фаз. Такий розподіл забезпечує кращий контроль та більш плавне регулювання

напруги під час комутаційних операцій (включення та виключення). З огляду на це, вони мають низку переваг перед колонковими комутаційними апаратами, зокрема:

- Забруднення практично не позначаються на функціонуванні комутаційного апарату.
- Характеризуються підвищеною стійкістю до сейсмічних впливів.
- Мають суттєво покращений рівень безпеки.
- Вимагають мінімальної площі для монтажу.
- Можуть успішно застосовуватися із системами підігріву елегазу в умовах низьких температур.
- Вимагають менших обсягів фундаментних робіт під час будівництва підстанцій.
- Наявність інтегрованого трансформатора струму дозволяє витримувати великі навантаження.

Баковий елегазовий вимикач можна побачити на рисунку 2.2.



Рисунок 2.2 - Баковий вимикач на елегазі серії ZAP1 DT

Принцип дії високовольтних комутаційних апаратів на основі електротехнічного газу полягає в ізоляції фаз за допомогою елегазу. Під час подачі команди на

розмикання відбувається роз'єднання контактів у відповідних камерах (якщо це колонковий тип), що призводить до формування дуги між рухомим та нерухомим дугогасильним контактами в газовому середовищі. Ця дуга викликає розкладання газу, проте її інтенсивність знижується через високий тиск у резервуарі. З метою формування газового потоку та збільшення тиску за низьких значень доцільним є використання допоміжних компресорів. Для вимірювання струму застосовується шунтування. Оскільки витік елегазу є небажаним, дугогасильна камера вимикача повинна функціонувати в замкнутому циклі. При втраті певної кількості елегазу його об'єм відновлюється з резервуара зі стисненим газом.

У бакових елегазових комутаційних апаратах контроль забезпечується за допомогою приводів і трансформаторів. При цьому приводний механізм цієї установки виступає в ролі регулятора, що виконує функції включення, виключення електричної енергії та підтримання дуги (за потреби) на необхідному рівні.

2.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс

Провідним виробником електротехнічного обладнання в Європі є компанія Siemens (ФРН), яка випускає елегазові високовольтні вимикачі як колонкового, так і бакового типу. Ключовими є серії вимикачів 3AP1 та 3AP2. Колонкові елегазові вимикачі серії 3AP1, загальний вигляд яких зображено на рис. 2.3, мають пружинні приводи та обладнані дугогасильними камерами останньої генерації, що використовують динамічний автокомпресійний принцип гасіння дуги. Для заповнення колонкових вимикачів потрібна порівняно незначна кількість елегазу, при цьому гарантується мінімальний рівень його витоку (до 0,5% на рік). Це забезпечується завдяки спеціально підібраним матеріалам для ущільнення і підтверджено багаторічним досвідом експлуатації. Ці вимикачі оснащені приводними механізмами з функцією самозмащування, вирізняються надійною та простою дугогасильною камерою, а також перевіреними контактними системами, що гарантують безперебійну роботу. Їхнє транспортування спрощене завдяки можливості перевезення у повністю зібраному вигляді або у

вигляді попередньо зібраних, випробуваних на виробництві та готових до відправлення блоків, що знижує витрати на логістику. Робочий діапазон температур для колонкових вимикачів становить від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ [7].



Рисунок 2.3 - Загальний вигляд вимикача ЗАР1 на 145кВ

Комутаційні апарати ЗАР2, що використовують шестифтористу сірку, чудово зарекомендували себе у високовольтних діапазонах, що пояснюється наявністю у них подвійних сопел (рис. 2.4). Позитивною стороною подвійних сопел є те, що під час гасіння дуги вони демонструють низький надмірний тиск, а також є стійкими до обгорання, що забезпечує їхній довгий термін служби. Наявність такої системи дозволяє застосовувати їх у специфічних випадках, таких як включення та виключення низьких рівнів індуктивних та ємнісних струмів без повторного запалення, при цьому апарат обладнується електронним пристроєм синхронних комутацій.



Рисунок 2.4 - Загальний вигляд вимикача 3AR2 на 420кВ

омутаційний пристрій 3AR2 може бути доповнений резистором, який, спільно з комутатором, розташовується паралельно дугогасильним камерам. Цей резистор має окрему кінематичну систему приводу, що дає змогу вводити його в схему комутаційного приладу до моменту повного замикання головних контактів вимикача. Таке рішення забезпечує перевагу при увімкненні протяжних (понад 400 км) високовольтних ліній, сприяючи зниженню комутаційних перенапружень. У дугогасильній камері вимикачів 3AR2 контактна система складається з двох графітових сопел, які гарантують стабільну поведінку дуги. Швидкість гасіння дуги забезпечується за допомогою потужних електрогідравлічних приводів.

Наразі розрізняють два основні принципи гасіння електричної дуги: автокомпресійний та принцип із подвійними соплами. Компанія Siemens, залежно від діапазону напруги, пропонує оптимальну систему дугогасіння, що гарантує найкращий режим роботи вимикача незалежно від умов експлуатації. Саме тому їхня виробнича програма включає високовольтні силові вимикачі як з автокомпресійною дугогасильною камерою, так і з камерою, оснащеною подвійними соплами.

2.3 Конструктивні особливості елегазових вимикачів компанії ABB

В Україні широко застосовуються елегазові вимикачі з діапазоном напруг 110–750 кВ. Провідну позицію серед їхніх виробників обіймає всесвітньо відома шведська компанія ABB. Протягом багатьох років вимикачі від фірми ABB заслужили репутацію надійних та довговічних апаратів, здатних ефективно функціонувати у будь-яких кліматичних умовах і в будь-якій точці світу.

З 1994 року в Україні було запущено в експлуатацію понад 200 елегазових вимикачів виробництва ABB, розрахованих на напруги 110–750 кВ. На сьогодні компанія ABB пропонує два основні типи вимикачів: серію LTB з автокомпресійною (Auto-Puffen™) дугогасильною камерою та серію HPL з компресорною (Puffen) дугогасною камерою. Обидва різновиди комутаційних пристроїв обладнані моторно-пружинним механізмом керування. Технічні характеристики цих вимикачів повністю узгоджуються з вимогами міжнародних стандартів (МЕК) та ГОСТ 687-87 [14].

Основні переваги електропривода Motor Drive забезпечуються завдяки простоті його механічної частини:

- Брак деталей, що піддаються абразивному зносу.
- Менші зусилля, необхідні для функціонування.
- Помітне зменшення рівня операційного шуму.
- Значне зростання надійності, зумовлене відсутністю великої кількості взаємозалежних механічних частин.

Вимикачі серій LTB та HPL підтримують як одно-, так і триполюсний режими керування (з приводами на один або три полюси відповідно). Пристрої з однією дугогасильною камерою на полюс (включно до 220 кВ) можуть функціонувати в обох режимах керування. Вимикачі, що мають двокамерний дугогасильний пристрій (330 кВ і вище), допускають винятково пополюсний режим керування. У триполюсному режимі керування полюси вимикача кінематично з'єднані між собою та з одним приводом за допомогою тяг. На кожному полюсі передбачено окрему вимикальну пружину, яка сполучена з ізоляційною оперативною тягою, а через неї — з рухомими

контактами дугогасильного пристрою. Однак існує один виняток: у триполюсному режимі керування для вимикача LTB D використовується лише одна вимикальна пружина для комутації всіх трьох полюсів, причому ця пружина встановлена на полюсі, що є найбільш віддаленим від приводу в механізмі керування.

Кожен полюс являє собою герметичну колонку, заповнену елегазом, яка містить дугогасильний пристрій в ізоляторі, порожнистий опорний ізолятор та корпус із механізмом для під'єднання керуючих тяг. Полюси вимикача можуть бути встановлені на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем LTB D, на спільній опорній рамі.

Компресійний дугогасильний пристрій (Puffen)

У вимикачах серії HPL компресійний принцип дугогасіння заснований на односпрямованому русі для роз'єднання контактів. У початковому стані контакти вимикача перебувають у замкнутому положенні, пропускаючи струм через головні контакти та компресійний циліндр від верхнього до нижнього струмоведучого елемента. Після отримання сигналу на вимкнення, рухомі компоненти головного та дугогасильного контактів, разом із компресійним циліндром і соплом, розмикаються. Отже, рухомі контакти, компресійний циліндр і сопло формують єдиний рухомий блок. У процесі переміщення цього блоку до розімкнутого положення контактів відбувається закриття клапана заповнення, що ініціює стиснення елегазу між рухомих компресійним циліндром та нерухомих поршнем.

Спочатку розмикаються головні контакти. Завдяки тому, що їхнє розмикання відбувається раніше, ніж почнуть розмикатися дугогасильні контакти, дуга буде запалюватися виключно між дугогасильними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла.

Коли дугогасильні контакти розмикаються, між рухомих та нерухомих частинами утворюється електрична дуга. Під час горіння дуги плазмовий стовп певною мірою перешкоджає проходженню елегазу через сопло. Це спричиняє накопичення тиску газу всередині компресійного об'єму, яке триває до моменту перетину

струмовою кривою нульової позначки, після чого дуга помітно слабшає. Саме в цей критичний момент потужний потік елегазу під високим тиском викидається з компресійної камери через сопло, забезпечуючи гасіння дуги.

Проміжок між нерухомим та рухомим контактами у розімкнутому стані є достатнім, щоб забезпечити необхідний рівень діелектричної міцності. При виконанні операції вимкнення відкривається клапан наповнення, завдяки чому елегаз може безперешкодно надходити до компресійного об'єму.

Важливо підкреслити, що підвищення тиску елегазу, необхідного для гасіння дуги, відбувається суто механічним способом. З цієї причини комутаційні апарати з компресійним принципом дугогасіння вимагають потужного приводного механізму. Його завдання — не лише подолати створюваний газом тиск у стисненому об'ємі для відключення номінальних струмів короткого замикання, але й гарантувати достатню швидкість руху контактів. Це забезпечує надійність міжконтактного ізоляційного проміжку, який має зберігати діелектричну міцність, запобігаючи повторним пробоям під впливом відновлюваної напруги [8].

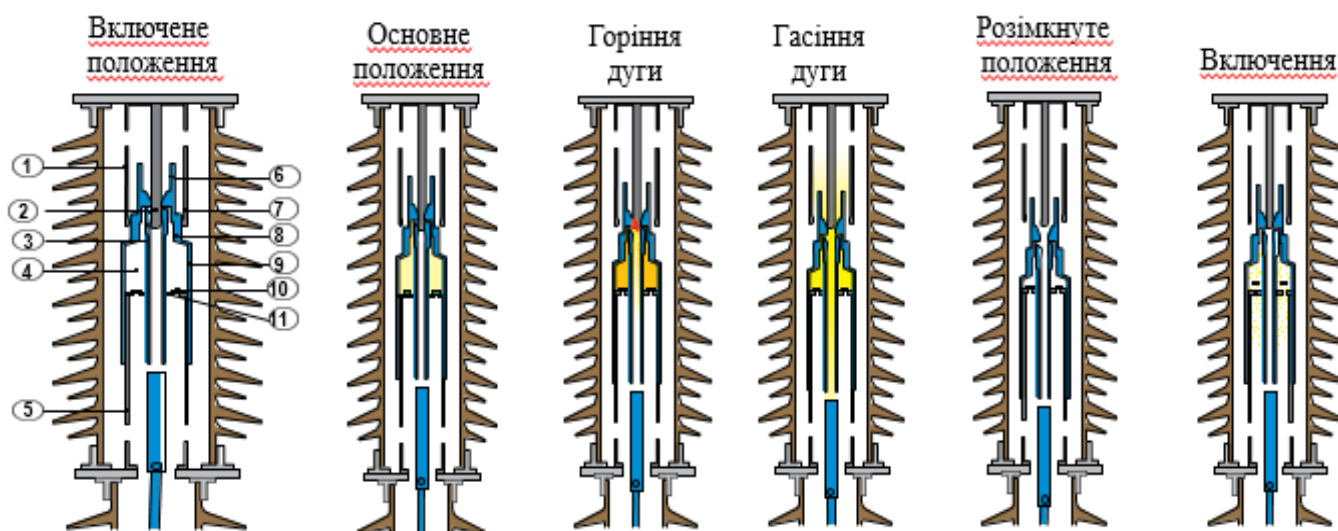


Рисунок 2.5 - Будова компресійного (Puffer) дугогасильного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – компресійний обсяг; 5 – нижній струмопровід; 6 - сопло;

7 – головний нерухомий контакт; 8 – головний рухливий контакт; 9 – компресійний циліндр; 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень;

Автокомпресійний дугогасильний пристрій (Auto-Puffen™)

Переваги дугогасильних пристроїв автокомпресійного типу (Auto-Puffen™) найяскравіше проявляються при комутації високих струмів (наприклад, номінальних струмів КЗ). На старті процесу розмикання автокомпресійний дугогасильний пристрій працює за принципом, ідентичним компресійному. Принципові відмінності у їхній роботі, що стосуються великих і малих струмів, проявляються винятково після запалювання дуги. При розмиканні дугогасильних контактів електрична дуга виникає між рухомим та нерухомим дугогасильними частинами. Під час існування дуги відбувається часткове блокування потоку елегазу крізь сопло.

Електрична дуга, що горить, відзначається надзвичайно високою температурою та інтенсивним випромінюванням тепла, і починає нагрівати елегаз в обмеженому газовому об'ємі. Таким чином, тиск усередині як автокомпресійного, так і компресійного об'єму зростає, спричинений як підвищенням температури від дуги, так і компресією газу у спільному просторі між компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Тиск газу в автокомпресійному об'ємі продовжує зростати, доки не досягне рівня, достатнього для закриття спеціального автокомпресійного клапана. Весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер локалізований у замкнутому автокомпресійному об'ємі, і його тиск у цьому об'ємі може додатково підвищуватися лише внаслідок нагрівання дугою. Майже одночасно тиск газу в нижньому компресійному об'ємі досягає рівня, достатнього для відкривання клапана скидання надлишкового тиску. Оскільки елегаз із компресійного об'єму виходить через цей клапан, це зменшує необхідну додаткову робочу енергію привода, яка потрібна для подолання стиснення елегазу при одночасному збереженні швидкості розходження контактів, що є ключовим для безперебійного витримування напруги, яка відновлюється на контактах [8].

Під час вимкнення невеликих струмів автокомпресійний дугогасильний апарат діє фактично за принципом компресійних пристроїв. Це відбувається тому, що створюваний тиск елегазу є недостатнім для спрацювання та закриття спеціального автокомпресійного клапана. Як наслідок, верхній фіксований автокомпресійний об'єм та нижній автокомпресійний об'єм поєднуються, формуючи один спільний об'єм для стиснення. У цьому випадку тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, отримується стандартним механічним способом від привідної енергії, тобто аналогічно звичайному компресійному дугогасильному пристрою. Проте, на відміну від компресійного аналога, автокомпресійний пристрій вимагає меншої енергії від привода для механічного формування тиску елегазу при розмиканні струмів, значення яких не перевищує номінальний струм короткого замикання (орієнтовно 20–30%).

Проміжок між нерухомим та рухомим контактами у розімкнутому стані є достатнім, щоб забезпечити відповідність номінальним вимогам до діелектричної міцності.

При активації увімкнення відбувається відкриття клапана наповнення, що дозволяє елегазу вільно надходити як до нижнього (компресійного), так і до верхнього (автокомпресійного) об'ємів дугогасильного механізму. Враховуючи, що для розмикання малих струмів достатньо механічно створюваного тиску елегазу середнього рівня, а для переривання високих струмів відключення використовується теплова енергія дуги, яка створює додатковий тиск елегазу в замкнутому просторі, автокомпресійний дугогасильний пристрій потребує меншої (орієнтовно на 50%) робочої енергії привода порівняно з компресійним пристроєм гасіння дуги [8].

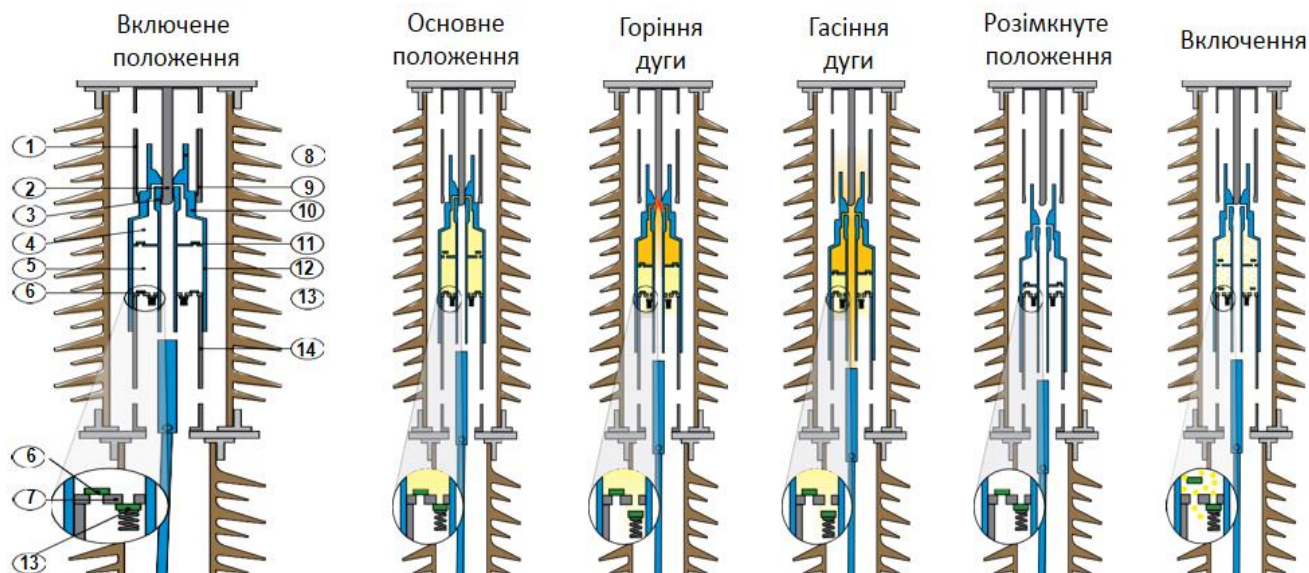


Рисунок 2.6 - Будова автокомпресійного (Auto-Puffer™) дугогасильного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – автокомпресійний обсяг; 5 – компресійний обсяг; 6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан автокомпресії; 12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надлишкового тиску;

2.4 Аналіз надійності елегазових комутаційних апаратів

У загальному обсязі пошкоджень елементів енергетичних установок частка комутаційного обладнання становить, за різними оцінками, від 30% до 50%. Серед викиачів, що використовують шестифтористу сірку, найчастіше виходять з ладу такі компоненти:

- привід;
- дугогасильна камера;
- ущільнення;
- опірно-стрижнева ізоляція та вводи.



Рисунок 2.7 – Діаграма відмов елегазових вимикачів

Надійність є головною вимогою до високовольтних вимикачів, що встановлюються в розподільних пристроях. Говорячи про надійність, слід виділити такі основні показники: інтенсивність відмов (λ , 1/рік), період нормальної експлуатації (T_0 , років/годин) та ймовірність безвідмовної роботи ($P(t)$). Подальше функціонування мережі безпосередньо залежить від успішності проведення операцій відключення чи включення [17].

Комутаційним апаратам властиві три фази робочого функціонування:

- Початковий етап – припрацювання, що відзначається підвищеною частотою відмов, обумовлених невідповідністю проектно-технічним вимогам.
- Наступний етап – штатна експлуатація, для якого характерна низька та постійна частота спонтанних несправностей.
- Завершальний етап – старіння або знос, який проявляється перевищенням встановленого експлуатаційного ресурсу.

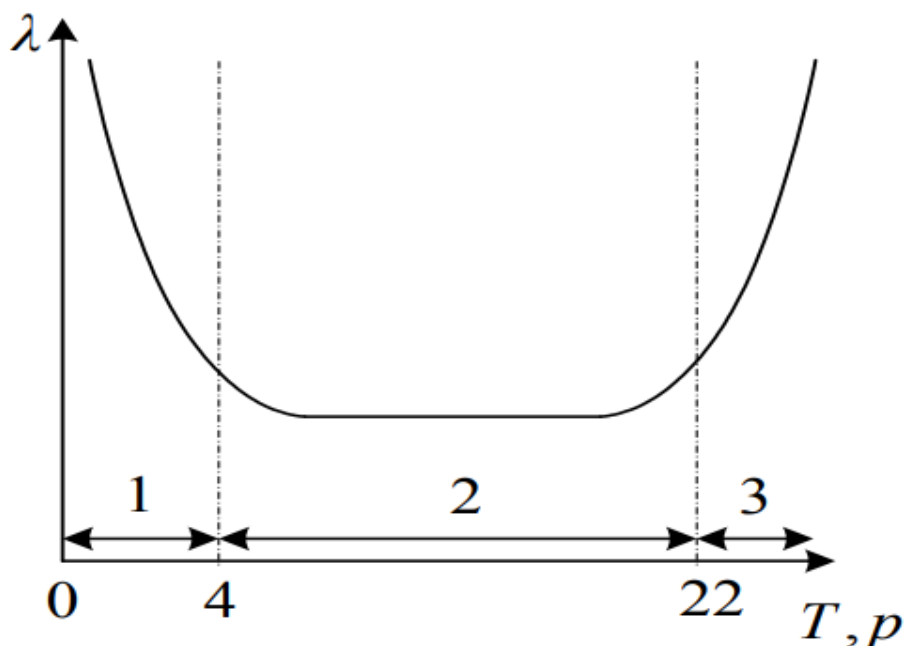


Рисунок 2.8 – Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів (λ – інтенсивність відмов)

Згідно з рисунком 2.8, переважна кількість відмов вимикачів спостерігається на початковому етапі використання приладу, тобто в період припрацювання, а також після завершення терміну експлуатації, у так званий період старіння або зношеності, відповідно до паспортного ресурсу.

Загальний термін експлуатації вимикачів, що використовують шестифтористу сірку, є відносно нетривалим, значно поступаючись повітряним чи олійним аналогам, тому й значення параметрів пошкоджуваності у них значно нижчі. Практичний досвід використання високовольтного комутаційного обладнання демонструє, що з ладу можуть виходити як застарілі, так так і новітні типи та конструкції (рис. 2.9).



Рисунок 2.9 – Діаграма відмов високовольтних вимикачів

З вищезгаданої діаграми видно, що кількість відмов елегазових вимикачів є суттєво меншою порівняно з аналогічними повітряними чи олійними. Цей факт підкреслює необхідність зосередити увагу на модернізації та реконструкції застарілих технологій.

Станом на 2020 рік у Південно-Західній електроенергетичній системі експлуатувалося близько 100 комутаційних апаратів, що використовують елегаз. У процесі їх експлуатації були зафіксовані такі пошкодження: витіки елегазу із газорозподільної системи, розірвання дугогасної камери внаслідок невдалого автоматичного повторного увімкнення (АПВ), обрив склопоксидних тяг у дугогасильній камері. Також спостерігалось згоряння двигуна заведення пружини та електромагнітів увімкнення та вимкнення. При експлуатації бакових вимикачів виникали блокування кіл управління через недостатню потужність та ненадійність обігрівальних пристроїв бака, несправності пристроїв сигналізації тиску елегазу, а також втрата тиску дугогасильного середовища внаслідок незадовільного обслуговування, та інші інциденти [18].

Нерідко після активації команди увімкнення приводи комутаційних апаратів не закріплювалися в увімкненому стані. Основною причиною цих несправностей був

недостатній натяг пружини, необхідний для надійної фіксації засувки вимкнення, що свідчило про дисбаланс у пружинній системі.

Таким чином, аналіз пошкоджуваності елегазових вимикачів на всіх етапах їхнього життєвого циклу дозволяє стверджувати, що для запобігання значній кількості несправностей цих апаратів у край необхідно своєчасно та якісно виконувати роботи з усунення пошкоджень, які виникають на початковій стадії їхнього прояву. Це пояснюється тим, що саме на цій стадії фіксується найбільша кількість відмов елементів.

2.5 Переваги

Вимикачі, що використовують електротехнічний газ, є досить перспективними завдяки винятковим хімічним, фізичним та електричним властивостям елегазу. До їхніх переваг віднесемо:

- Високий рівень надійності елегазових вимикачів, що підтверджується міжремонтним періодом до 15 років.
- Оперативність дії під час комутаційних операцій.
- Здатність працювати в широкому діапазоні напруг.
- Гарантія вибухо- та пожежобезпеки, а також сумісність з агресивними умовами експлуатації (обмеження стосуються виключно зносу матеріалів приводу).
- Підвищена здатність до відключення в надзвичайно важких умовах (включаючи відключення неліквідованих коротких замикань).
- Екологічна чистота: відсутність викидів під час процесу гасіння дуги.
- Мінімальна ступінь зносу дугогасильних контактів.
- Зручність доступу до дугогасителів та спрощеність їх обслуговування.
- Компактні розміри та менша маса порівняно з повітряними вимикачами, що веде до зниження динамічних навантажень на фундамент опори.
- Робота без шуму.

- Гнучкість у розміщенні: можливість монтажу як всередині приміщень, так і на відкритому повітрі.

2.6 Недоліки

Серед основних недоліків елегазових вимикачів варто виділити:

- Значну початкову вартість устаткування.
- Потребу в системах підігріву комутаційних апаратів, спричинену зрідженням елегазу при температурах близько -40°C .
- Порівняно меншу кількість допустимих комутацій та короткий експлуатаційний ресурс елегазових вимикачів у порівнянні з вакуумними.
- Питання щодо екологічної безпеки елегазу, з огляду на його приналежність до фторидів.
- Необхідність додаткових капіталовкладень у пристрої для заповнення, рециркуляції та очищення шестифтористої сірки.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської роботи присвячений визначенню заходів і засобів з охорони праці під час обслуговування комутаційного устаткування ГЕС. Отже, на оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію електричного устаткування ГЕС, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [11, 12]:

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

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

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

3.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання

3.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт

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

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) 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;

- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках. Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітряноповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;
- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх

вимикання і вмикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі допуску до роботи, пов'язаної з перебуванням працівників всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки повітропроводів, по яких може бути подано повітря, зачинити їх на замок, вивісити на засувках плакати "Не відкривати! Працюють люди";
- випустити в атмосферу повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритим спускний клапан;
- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки.

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишились під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підімкненому до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити на них плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати! Робота на лінії". У цьому разі допускається:

- за наявності блокіровки (блоківки) між заземлювальними ножами та візком з

вимикачем - встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
 - за відсутності такої блокіровки або заземлювальних ножів в комірках КРУ - встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні. Встановлювати заземлення в комірці КРУ у разі виконання роботи на ПЛ, що відходять, необхідно з урахуванням вимог цих Правил.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підімкненому до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в комірці КРУ.

Приміщення РУ з електризовим обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Наявність електризу можна перевірити за допомогою викритого вогню (сірник, свічка тощо) на рівні підлоги.

Розкривання полюсів електризового вимикача необхідно проводити на відкритому повітрі. Якщо розкривання полюсів виконується в приміщенні, слід застосовувати спеціальну установку з вакуумним пристроєм, що забезпечує відсмоктування електризу з робочого місця.

Якщо в процесі розкривання полюсів електризового вимикача будуть виявлені продукти розпаду електризу (білий порошок), їх необхідно зібрати пилососом, застосовуючи змінні фільтри.

3.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

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

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

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

накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [13], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

3.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

3.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [6]. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 3.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається [17]:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву,
- провітрювання приміщень.

Таблиця 3.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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

3.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК 1[6] наведено в таблиці 3.2.

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [17]: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

Таблиця 3.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

3.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [18] розряд зорової роботи IV, підрозряд «в».

Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 3.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 3.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

3.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9].

Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 3.4.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту -

«ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 3.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

3.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [21, 22]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [23], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [24].

Приміщення розподільчих пристроїв за вибухонебезпечною та пожежонебезпечною відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до

категорій А, Б або В, з зонами II-III (зони в приміщеннях, де виділяється горючий пил чи волокна з нижньою концентраційною границею (НКТ) спалахування $> 65 \text{ г/м}^3$ до об'єму повітря, в яких знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі п/ст, в яких розташовані ці приміщення, характеризуються II-III ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхів (у т.ч. горіщні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	самонесучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прогоны	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції: втрати несучої спроможності (R); втрати цілісності (E); втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбуру, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 3.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 3.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 3.7 (знаменник).

Таблиця 3.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15
IV	10/12	10/15	15/18

На території розподільчих пристроїв на кожному з об'єктів потрібно встановити від 12 до 25 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л [26].

ВИСНОВКИ

У даній бакалаврській кваліфікаційній роботі розв'язані поставлені задачі:

- проведено розрахунок гідроелектростанції потужністю 330 МВт, розраховано техніко-економічні показники; було побудовано графіки електричних навантажень; вибрано основне електрообладнання; проведено обрахунок струмів КЗ;

- проведено аналіз експлуатації елегазового комутаційного обладнання. Гексафторид сірки (елегаз, SF₆) є одним із найпоширеніших ізолюючих та дугогасильних середовищ у високовольтних комутаційних апаратах, включаючи вимикачі. Завдяки своїм унікальним фізичним, хімічним та електричним властивостям, елегазові вимикачі мають низку переваг, що робить їх привабливим вибором для сучасних енергосистем, зокрема й в Україні. Однак, їхнє використання також пов'язане з певними проблемами та викликами.

Висока вартість обладнання: Елегазові вимикачі, як правило, дорожчі за традиційні повітряні чи олійні аналоги на етапі придбання та встановлення.

Вплив низьких температур: При температурах близько -40°C елегаз може переходити в рідкий стан, що негативно впливає на його ізоляційні та дугогасильні властивості. Це вимагає обов'язкового встановлення систем підігріву для комутаційних апаратів, особливо в регіонах України з суворими зимовими умовами, що збільшує енергоспоживання та ускладнює експлуатацію.

Обмежений комутаційний ресурс: Хоча елегазові вимикачі мають більший ресурс, ніж маломасляні, вони, порівняно з вакуумними вимикачами, можуть мати відносно менше число комутацій та коротший загальний термін служби, особливо в певних діапазонах напруг.

Складність обслуговування: Хоча доступ до дугогасителів може бути легким, загальне обслуговування вимагає спеціалізованого обладнання для роботи з елегазом (наповнення, перекачування, очищення), а також кваліфікованого персоналу.

Чутливість до якості монтажу та обслуговування: Як показує практика, проблеми можуть виникати через недоліки монтажу, дисбаланс пружин у приводах, згоряння

двигунів або електромагнітів, а також через незадовільне обслуговування, що призводить до витоків газу або втрати тиску.

Блокування кіл управління: У бакових вимикачах можуть виникати проблеми з блокуванням кіл управління, часто пов'язані з низькою потужністю або ненадійністю обігрівальних пристроїв бака.

Несправності систем моніторингу: Відмови пристроїв сигналізації тиску елегазу можуть призвести до несвоєчасного виявлення критичного зниження тиску, що загрожує безпеці експлуатації.

Незважаючи на ці виклики, елегазові вимикачі залишаються важливим елементом енергетичної інфраструктури України завдяки своїй високій відключаючій здатності та надійності в умовах коротких замикань. Однак, з урахуванням екологічних та експлуатаційних проблем, українська енергетика, як і світова, поступово розглядає альтернативні, більш екологічно безпечні рішення та інноваційні підходи до моніторингу та обслуговування існуючого парку елегазового обладнання.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
3. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с.4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
4. 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.
5. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
6. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
7. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк, С. В. Мисенко, В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.
8. Янчук, О.; Цибульська, І.; Юзвак, С.; Лесько, В.; Нетребський, В.. ПОРІВНЯННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЕЛЕГАЗОВИХ, МАСЛЯНИХ І ПОВІТРЯНИХ ВИМИКАЧІВ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18423>>. Date accessed: 03 Jun. 2025.
9. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.
10. ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів.
11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

15. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

16. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

17. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіон-буд України, 2013. 149 с.

18. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

19. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

20. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

21. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

22. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

23. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

24. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

25. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

26. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А (обов'язковий)

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 330 МВт з аналізом експлуатації елегазового комутаційного обладнання»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	87,9
Загальна схожість	12,1

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор

(підпис)

Куря А.Р.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

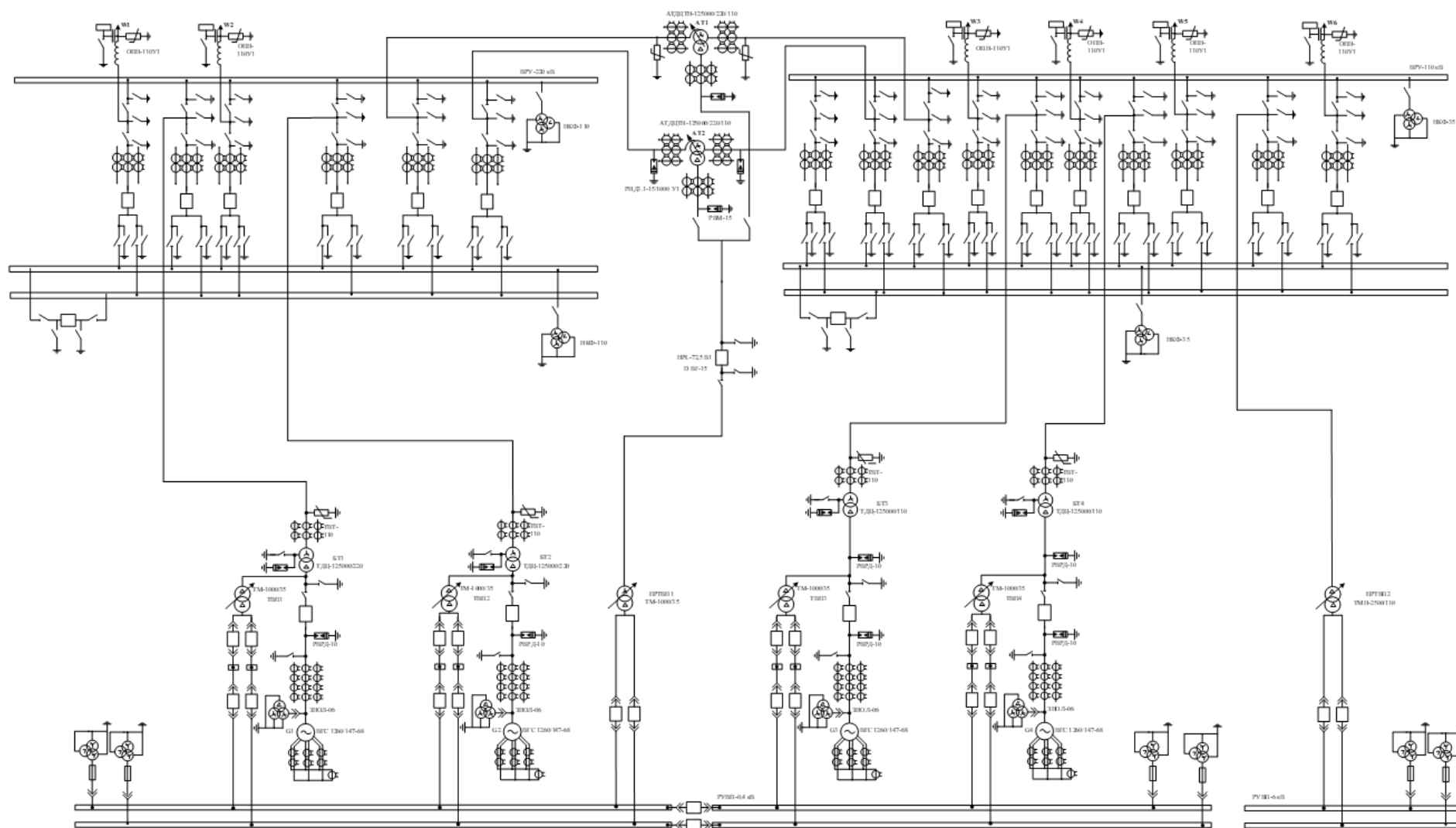
(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)

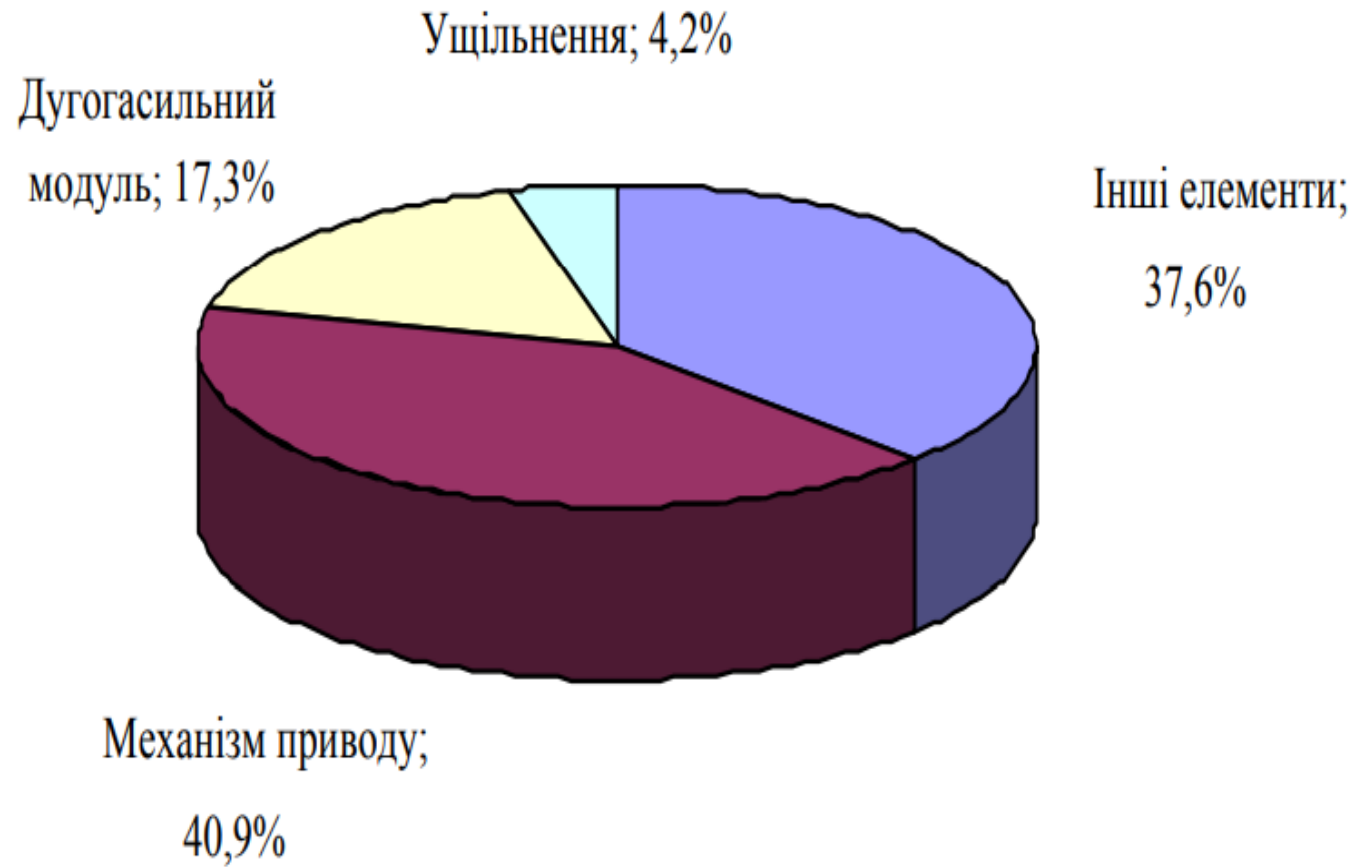
ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

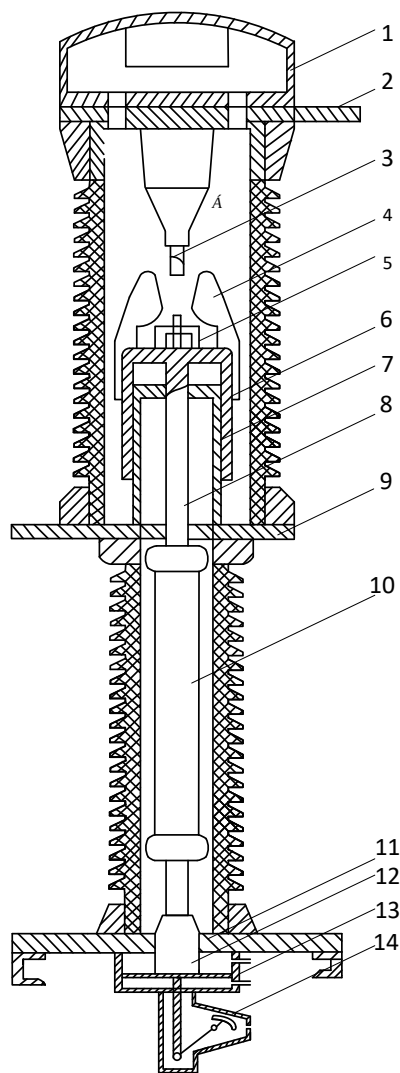
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 330 МВТ З
АНАЛІЗОМ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ



ДІАГРАМА ВІДМОМ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ





Колонковий електричний вимикач

1 – верхня кришка, 2 – фланець,
3 – нерухомий контакт, 4 – фторопластове
сопло,
5 – пересувний контакт, 6 – пересувний
циліндр,

7 – нерухомий поршень, 8 – сталевий
стрижень,

9 - фланець, 10 – ізоляційна тяга,
11 – підставка, 12 – шток, 13 - пневмопри-
від



Баковий елегазовий вимикач
Mitsubishi Electric Power серии SFMT