

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина гідроелектростанції потужністю
351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148 з аналізом
вимог експлуатації високовольтних вимикачів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-23мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)
Деркач Андрій Анатолійович
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Матвієнко С.В.
(прізвище та ініціали)
«13» 06 2025 р.

Опонуєт: к.т.н., доцент каф. ЕСС ЕМ

Курішча М.В.
(прізвище та ініціали)
«16» 06 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

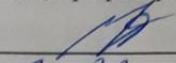
«16» 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ – 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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



 20.03 2025 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

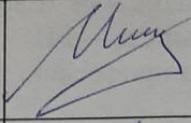
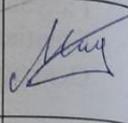
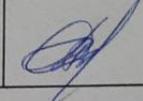
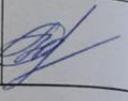
Деркачу Андрію Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148 з аналізом вимог експлуатації високовольтних вимикачів»

1. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Матвієнко С. В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу 20.03.2025 року № 96
2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: встановлена потужність станції 351 МВт; номінальна напруга системи 330 кВ; номінальна напруга мережі району 110 кВ.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 4. Експлуатація високовольтних вимикачів
Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Головна схема електричних з'єднань ГЕС. 3 Схеми ВРУ 110 кВ та 330 кВ. 4. Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ. 5. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. 6. Експлуатація високовольтних вимикачів. 7. Види високовольтних вимикачів. 8-10. Експлуатація високовольтних вимикачів.

6. Консультанти розділів роботи

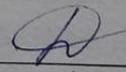
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Матвієнко С. В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

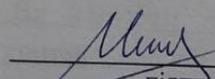
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.25	25.03.25	В
2	1 Техніко-економічне обґрунтування	26.03.25	05.04.25	В
3	2 Електротехнічна частина	06.04.25	20.04.25	В
4	3 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	21.04.25	03.05.25	В
5	4 Експлуатація високовольтних вимикачів	04.05.25	18.05.25	В
6	Оформлення пояснювальної записки	19.05.25	23.05.25	В
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	24.05.25	04.06.25	В
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	05.06.25	10.06.25	В
9	Рецензування МКР	11.06.25	16.06.25	В
10	Захист МКР	За графіком		

Студент


 підпис

Деркач А.А.

Керівник


 підпис

Матвієнко С.В.

АНОТАЦІЯ

Деркач Андрій Анатолійович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148 з аналізом вимог експлуатації високовольтних вимикачів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2025. 98 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 15 назв; рис.: 19; табл. 23.

В магістерській кваліфікаційній роботі на спроектованій станції було обрано основне обладнання, а також структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ, а в місцевий район – 110 кВ. Була обрана схема власних потреб ЕС. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. На підставі розрахунків струмів КЗ здійснено вибір сучасної комутаційної апаратури, гнучких та жорстких шин, кабелів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів на ЛЕП високої напруги, акумуляторних батарей. Для ВРУ-330 кВ виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою.

Ключові слова: гідроелектростанція станція, високовольтний вимикач, , відкрита розподільна установка.

ABSTRACT

Derkach Andriy Anatoliyovych "Electrical part of a hydroelectric power plant with a capacity of 351 MW with units of the type GSV 1230-140-148 with an analysis of the requirements for the operation of high-voltage switches". Master's qualification work in the specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 98 p.

In Ukrainian. Bibliography: 15 titles; Fig.: 19; Table. 23.

In the master's qualification work, the main equipment was selected for the designed station, as well as the structural scheme of the station based on a technical and economic comparison of two options. Electricity is supplied to the system at a voltage of 330 kV, and to the local area - 110 kV. The scheme for the own needs of the EPP was selected. The calculation of short-circuit currents was carried out. Based on the calculations of short-circuit currents, a selection of modern switching equipment, flexible and rigid buses, cables, measuring current and voltage transformers, surge suppressors, high-frequency barriers on high-voltage power lines, and batteries was made. For the Open Switchgear-330 kV, a calculation of lightning protection and grounding device was performed.

Keywords: hydroelectric power station, high-voltage switch, open switchgear.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	11
2.2 Вибір основного обладнання	17
2.3 Вибір структурної схеми станції	17
2.4 Вибір схеми ВРУ-110 та 330 кВ	23
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	30
2.6 Розрахунок струмів КЗ.....	31
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	41
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	44
2.9 Вибір струмоведучих частин	45
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	51
2.11 Вибір акумуляторних батарей.....	54
2.12 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ.....	56
2.13 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.....	58
2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	60
3 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	61
3.1 Об'єм приймально-здавальних випробувань	61
3.2 Перевірка елементів заземлювального пристрою.....	61
3.3 Перевірка запобіжників.....	61
3.4 Перевірка кола фаза-нуль.....	62
3.5 Вимірювання опору заземлювальних пристроїв.....	66
4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ.....	71

4.1 Вимоги і завдання під час експлуатації розподільних установок.....	71
4.2 Експлуатація комплексних розподільних установок.....	73
4.3 Експлуатація вимикачів.....	75
ВИСНОВКИ.....	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	97
ДОДАТКИ.....	99

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВЗ – високочастотний загороджувач;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГЕС – гідроелектрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМІ – електромагнітний імпульс;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗА – захисні апарати;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЕС – конденсаційна електрична станція;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- МСЗ – максимальний струмовий захист;
- ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;
- РВ – розрядник вентильний;
- РЗА – релейний захист і автоматика;
- РУ – розподільна установка
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТГ – турбогенератор;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТО – технічне обслуговування;
- ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Рівень розвитку електроенергетичного комплексу безпосередньо впливає на економічний стан держави, розв'язання соціальних проблем та якість життя населення.

Електроенергетична галузь має свої специфічні особливості. Одна з ключових — це одночасність виробництва та споживання електроенергії. Ця особливість вимагає централізованого диспетчерського управління усім комплексом. Таке управління включає оперативні та технологічні функції, а також використання системної та протиаварійної автоматики для гарантування надійної та безпечної роботи обладнання [1].

Однією з найскладніших проблем є забезпечення стабільної роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в умовах недостатньої кількості маневрових генеруючих потужностей та високої частки базових потужностей. Для вирішення цієї проблеми необхідне введення нових, більш мобільних потужностей, які зможуть забезпечити оптимальне функціонування ОЕС. Наразі цю функцію виконують гідроелектростанції та акумулюючі електростанції, але їхньої потужності наразі недостатньо [2].

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування та розрахунок електричної частини гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148. Відповідно до поставленої мети в проекті розв'язуються такі **задачі**:

- Техніко-економічне обґрунтування вибору станції для виконання магістерської кваліфікаційної роботи;
- Розрахунок електричної частини станції ГЕС та аналіз техніко-економічних показників проектованої ГЕС;

– Розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації ГЕС;

– Аналіз вимог експлуатації високовольтних вимикачів.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина ГЕС.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань ЕС використовуються елементи теорії надійності.

Новизна одержаних результатів полягає у підтвердженні перспектив будівництва нових ГЕС.

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

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Стратегічною метою розвитку електростанції є її реконструкція на основі найсучасніших технологій, що забезпечує гнучкість, енергоефективність, економічну ефективність, екологічну стійкість, зовнішню конкурентоспроможність та ринково-орієнтовані умови експлуатації. Це забезпечує стабільне, надійне, безпечне та якісне електропостачання економічного та соціального секторів країни [3].

Забезпечення стабільного функціонування Єдиної енергетичної системи України в умовах недостатньої маневреності та високої частки базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для покращення структури генеруючих потужностей необхідне введення нових потужностей.

Завданням цієї кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини гідроелектростанції. Проектування нових гідроелектростанцій залишається актуальною темою й сьогодні. Гідроелектростанції будуються виключно для виробництва електроенергії або у складі водогосподарських споруд, які унікальним чином вирішують проблеми покращення судноплавства та коалесценції. Потік більшості річок характеризується значними нерівномірностями, тому на гідроелектростанціях створюються сезонні та багаторічні водосховища. Гідроенергетичні параметри гідроелектростанцій визначаються за допомогою водогосподарських розрахунків на основі статистично оброблених даних багаторічних спостережень за річковим стоком.

Вартість електроенергії від гідроелектростанцій значно нижча, ніж від теплових електростанцій, оскільки експлуатаційні витрати не включають витрати на паливо. Гідроелектростанції за рівнем електроенергії схожі на конденсаційні електростанції. Зазвичай вони розташовані далеко від центрів споживання, оскільки місце будівництва значною мірою визначається

природними умовами. Тому електроенергія виробляється з використанням власної напруги. Гідроелектростанції характеризуються низьким енергоспоживанням; їх ККД становить 85–90%. Енергетичні та техніко-економічні показники гідроелектростанцій сильно залежать від природних умов і можуть значно відрізнятись від станції до станції.

Структура генеруючих потужностей потребує суттєвих коригувань, оскільки енергомережа не може гарантувати оптимальне планування навантаження, вимоги до частоти, рівні напруги, а також ефективну співпрацю з енергомережами інших країн через брак маневрових та пікових потужностей.

Слід зазначити, що розвиток та нормальне функціонування електроенергетичної галузі неможливі без розвитку власної енергетики та суміжних галузей, здатних забезпечити енергетичний сектор сучасним, високоефективним обладнанням. Очевидно, що зношені, фізично та морально застарілі енергетичні потужності спричиняють значні проблеми в електроенергетиці: відносно низьку ефективність у виробництві, перетворенні, передачі та розподілі енергії, а також необхідність розширення ресурсів енергоблоків.

Лише на базі сучасних енергетичних потужностей можна привести електроенергетику України до світових стандартів, що забезпечить високу ефективність, надійність та безпеку експлуатації, зберігаючи при цьому екологічність усього паливно-енергетичного комплексу України.

Розвиток відновлюваних джерел енергії має особливе значення в Україні, враховуючи її високу енергозалежність. Тому розробка та будівництво нових гідроелектростанцій наразі є актуальним питанням.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанції задається графіком електричних навантажень району, який обслуговується. Потужність станції повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також втрати на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантаження відносно величину постійних та змінних втрат можна прийняти [2]:

- а) в мережах району: $\Delta P_{1*}' = 0,01$; $\Delta P_{2*}' = 0,06$;
 б) в мережах системи: $\Delta P_{1*}'' = 0,02$; $\Delta P_{2*}'' = 0,14$.

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P_{1*}' \cdot P_{p.\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P_{1*}'' \cdot P_{c.\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 85 = 0,85 \text{ MBm};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 200 = 4 \text{ MBm}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*}' \cdot P_{pt}^2 / P_{p.\max} \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*}'' \cdot P_{ct}^2 / P_{c.\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{p.\text{вуд}.t} &= \Delta P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ \Delta P_{c.\text{вуд}.t} &= \Delta P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{p.\text{вуд}.1} = 200 + 4 + 28 = 232 \text{ MBm};$$

$$\Delta P_{c.\text{вуд}.1} = \dots$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{с.вид.t}; \quad (2.4)$$

$$P_{вид.1} = 81,48 + 232 = 313,48 \text{ МВт};$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{ВПт} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}}\right) \cdot \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot P_{вид.max}; \quad (2.5)$$

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \frac{313,48}{351}\right) \cdot \frac{1}{100} \cdot 322,95 = 3,01 \text{ МВт};$$

Потужність, яка виробляється електростанцією:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВПт}; \quad (2.6)$$

$$P_{вир.1} = 313,48 + 3,01 = 316,49 \text{ МВА}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються добові графіки електричних навантажень для багатоводного та маловодного сезонів і річний графік за тривалістю навантаження. Дані розрахунку зводяться в таблиці 2.1 та 2.2.

За даними розрахунків будуємо добові графіки навантаження ($P_{р.вид.t}, P_{с.вид.t}, P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю $P_{вир.p}$ (рисунок 2.1).

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

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень
(багатоводний сезон/маловодний сезон)

Складові витрати потужності	Години доби				
	0÷11	11÷12	12÷18	18÷22	22÷24
Навантаження району: –%;	<u>90</u> 85	<u>85</u> 75	<u>95</u> 80	<u>100</u> 95	<u>75</u> 70
–МВт	76,5 <u>72,3</u>	72,3 <u>63,8</u>	80,8 <u>68</u>	85 <u>80,8</u>	63,8 <u>59,5</u>
Втрати потужності в мережах району, МВт:					
– постійні	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
– змінні	4,13	<u>3,69</u>	<u>4,61</u>	<u>5,10</u>	<u>2,87</u>
	<u>3,69</u>	<u>2,87</u>	<u>3,26</u>	<u>4,61</u>	<u>2,50</u>
Потужність, яка видається в район, МВт	<u>81,48</u> <u>76,84</u>	<u>76,84</u> <u>67,52</u>	<u>82,26</u> <u>72,11</u>	<u>90,95</u> <u>82,26</u>	<u>67,52</u> <u>62,85</u>
Навантаження системи: –%	<u>100</u> 20	<u>100</u> 30	<u>100</u> 30	<u>100</u> 40	<u>100</u> 20
–МВт	200 <u>40</u>	200 <u>60</u>	200 <u>60</u>	200 <u>80</u>	200 <u>40</u>
Втрати потужності в мережах системи, МВт:					
-постійні	4,0	4,0 <u>28</u>	4,0 <u>28</u>	4,0 <u>28</u>	4,0 <u>28</u>
-змінні	28	<u>2,52</u>	<u>2,52</u>	<u>4,48</u>	<u>1,12</u>
	<u>1,12</u>				
Потужність, що видається в систему, МВт	<u>232</u> <u>45,12</u>	<u>232</u> <u>66,52</u>	<u>232</u> <u>66,52</u>	<u>232</u> <u>88,48</u>	<u>232</u> <u>45,12</u>
Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт	<u>313,48</u> <u>121,96</u>	<u>308,84</u> <u>134,04</u>	<u>314,26</u> <u>138,63</u>	<u>322,95</u> <u>170,74</u>	<u>299,52</u> <u>107,97</u>
Витрати потужності на власні потреби станції, МВт	<u>3,01</u> <u>1,96</u>	<u>2,99</u> <u>2,03</u>	<u>3,02</u> <u>2,05</u>	<u>3,07</u> <u>2,23</u>	<u>2,94</u> <u>1,88</u>
Потужність, що виробляється генератора- ми станції, МВт	<u>316,49</u> <u>123,92</u>	<u>311,83</u> <u>136,07</u>	<u>317,28</u> <u>140,68</u>	<u>326,02</u> <u>172,97</u>	<u>302,46</u> <u>109,85</u>

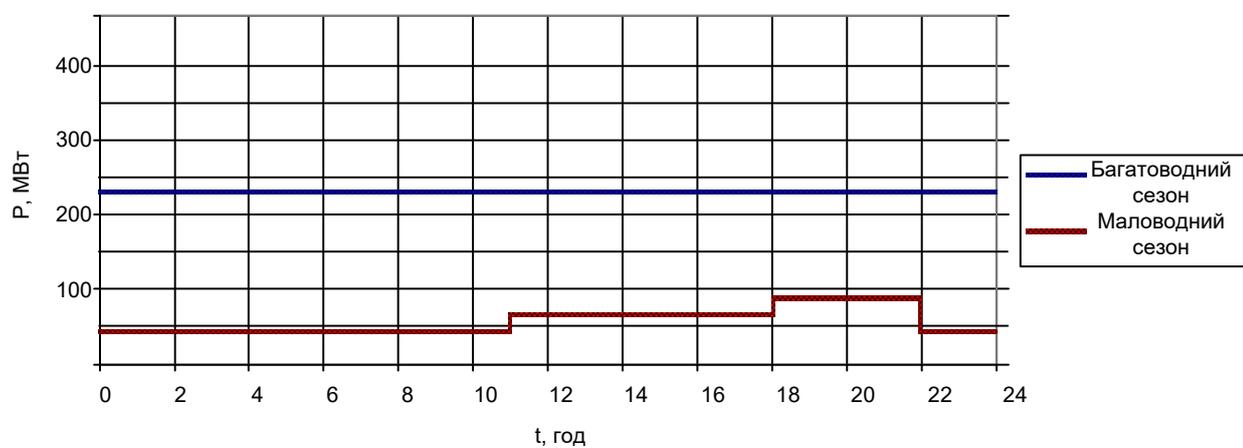
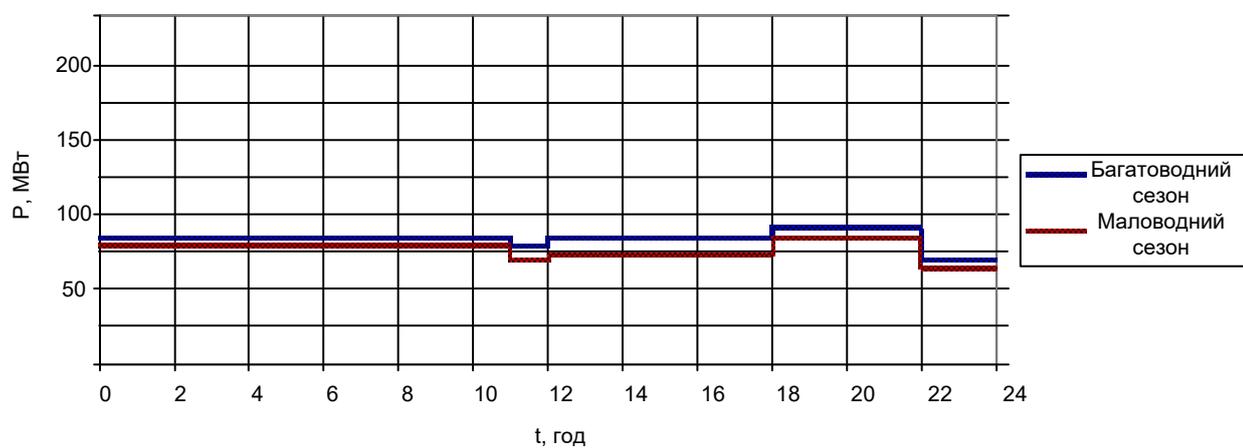
Примітка:

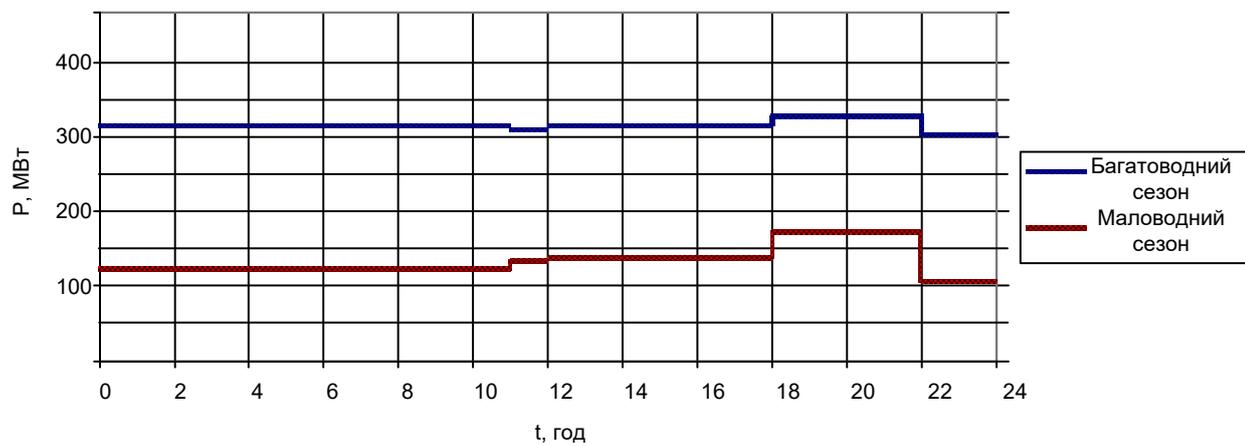
- 1) Максимальне навантаження власних потреб: $P'_{ВП} = 1\%$;
- 2) Коефіцієнт попиту: $K_n = 0,8$;

3) Тривалість багатоводного та маловодного сезонів: $t = 80/285$ діб.

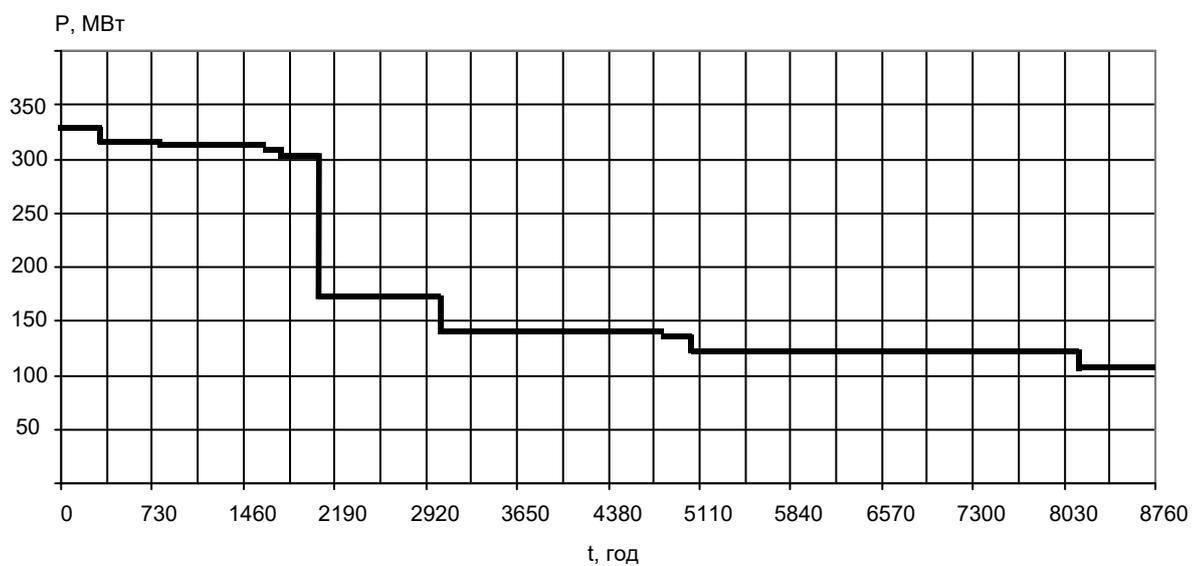
Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіку за тривалістю навантаження

P, МВт	326,02	317,28	316,49	311,83	302,46	172,97	140,68	136,07	123,92	109,85
t, год	320	480	880	80	160	1140	1710	285	3135	570
t _Σ , год	320	800	1680	1760	1920	3060	4770	5055	8190	8760





а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показники	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	326,02
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1 536 118,5
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	351
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	175,4
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,538
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_6 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,500
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4711,7
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4376,4
Коефіцієнт резерву	$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,077
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}i} \cdot t_i$	17 353,5
Загальна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	1 518 765
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	3101,3

2.2 Вибір основного обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики гідрогенератора типу ГСВ 1230-140-48

Параметри	Числове значення
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	137,6
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	117
$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$	0,85
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	13,8
$I_{\text{НОМ}}$, кА	5,76
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	125
Опори, в.о.:	
X_d''	0,20
X_d'	0,32
X_d	1,16
Система збудження	ТН

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2]:

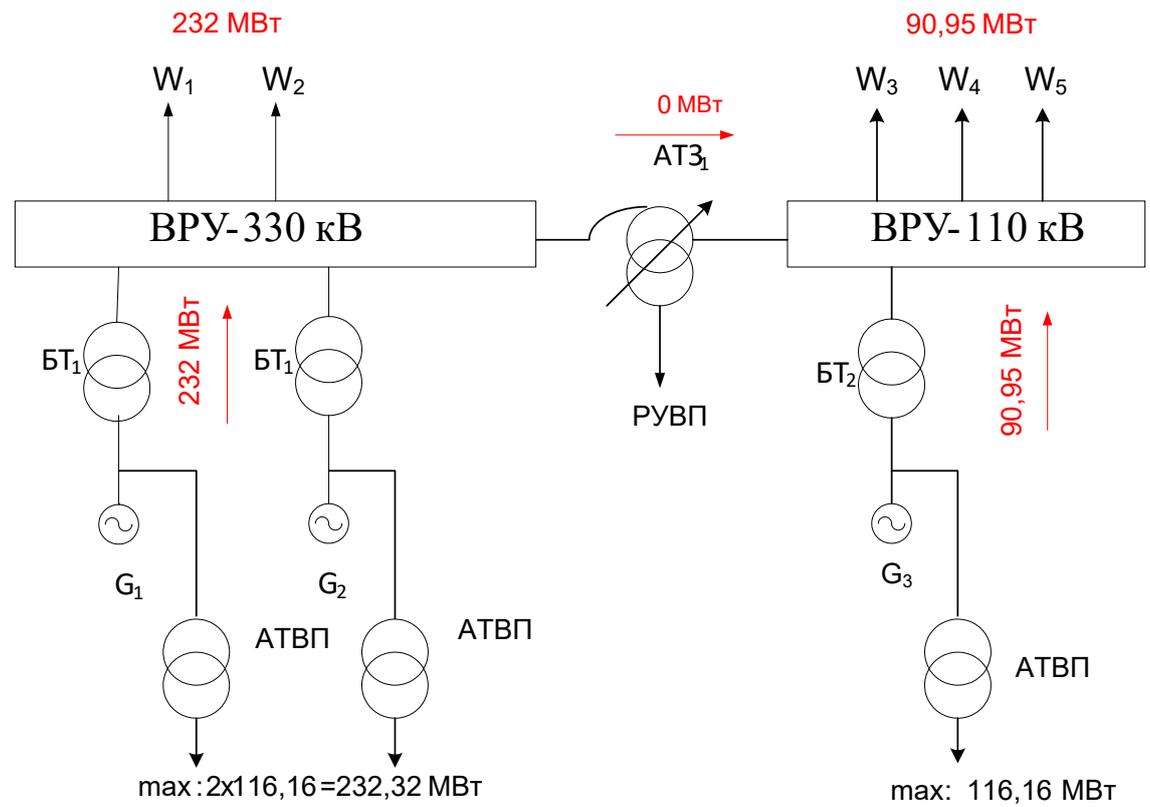
$$n = \left(\frac{P'_{\text{max}}}{P_{\text{гр}}} \right) + 1, \quad (2.7)$$

де P'_{max} – максимальна потужність, яка видається в район або в систему з врахуванням втрат, МВт;

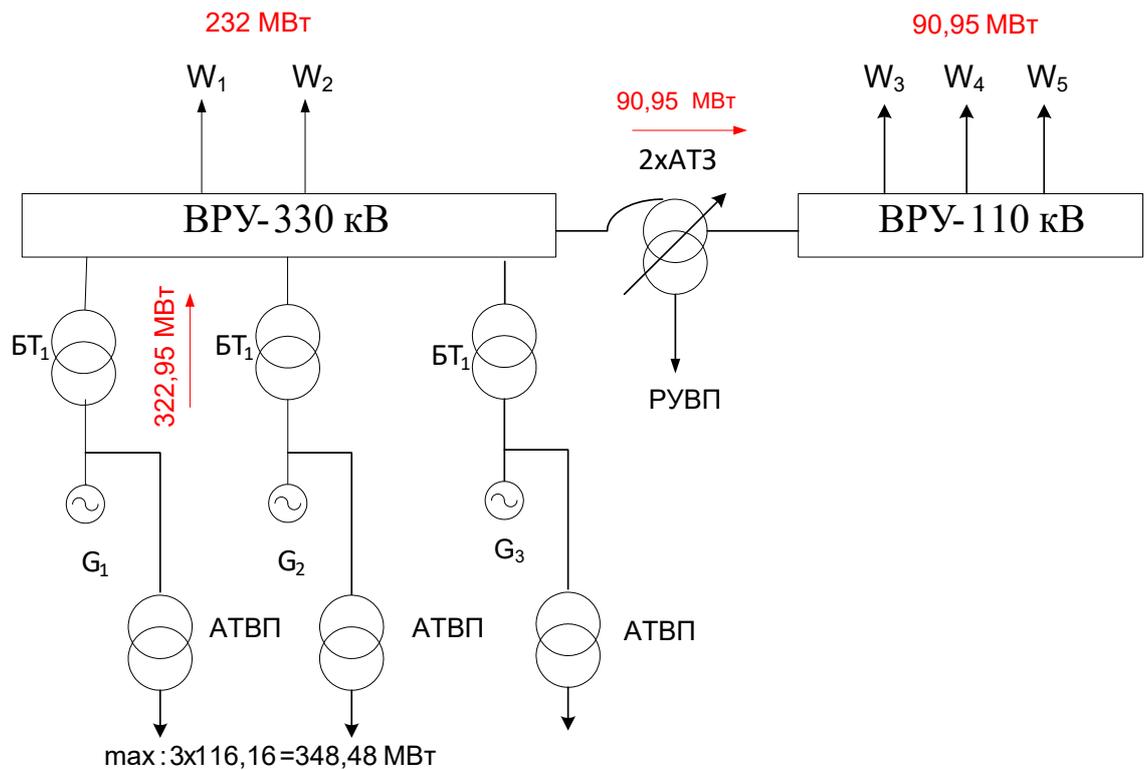
$P_{\text{гр}}$ – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{330} = (232/400) + 1 = 1,58 \approx 2$$

$$n_{110} = (90,95/50) + 1 = 2,82 \approx 3.$$



а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурних схем станції

Розрахункова потужність агрегатного трансформатора власних потреб [2,3]:

$$S_{\text{АТВП.розр}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.НОМ}} \quad (2.8)$$

$$S_{\text{АТВП.розр}} = \frac{1}{100} \cdot 0,8 \cdot 117 = 0,94 \text{ МВА}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,58 \cdot S_{\text{АТВР.розр}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,58 \cdot 0,94 = 1,49 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ.розр}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.макс}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ.розр}} = 137,6 - 0,94 = 136,66 \text{ МВА.}$$

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку :

а) максимальний режим:

$$S_{\text{ТЗmax}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{В.Лmax}} - S_{\text{р.макс}}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{max1}} = 137,6 - 0,94 - \left(\frac{90,95}{0,85} \right) = 136,66 - 107 = 29,66 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{max2}} = 0 - 0 - 107 = -107 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{min}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.макс}} - S_{\text{р.мін}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{min1}} = 137,6 - 0,94 - \left(\frac{62,85}{0,85} \right) = 136,66 - 73,94 = 62,72 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{min2}} = 0 - 0 - 73,94 = -73,94 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст.1}} - S_{\text{ВП.макс}} - S_{\text{р.макс}}; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{ав1}} = 0 - 0 - 107 = -107 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ав2}} = 0 - 0 - 107 = -107 \text{ МВА};$$

Для першого варіанту приймаємо до встановлення один автотрансформатор зв'язку типу АТДЦТН-125000/330/110.

Для другого варіанту структурної схеми встановлюємо два автотрансформатори зв'язку, розрахункова потужність яких визначається за виразом:

$$\left. \begin{aligned} S'_{\max} &= S_{\max}/1,4 \\ S'_{\min} &= S_{\min}/1,4 \\ S'_{ав} &= \frac{S_{ав}}{2} \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

$$S'_{\max} = 107/1,4 = 76,43 \text{ МВА};$$

$$S'_{\min} = \frac{73,94}{1,4} = 52,81 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав} = \frac{107}{2} = 53,5 \text{ МВА}.$$

Встановлюємо також автотрансформатори типу АТДЦТН-125000/330/110.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів [4]

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
АТВП	ТСЗ-1000/15	1,0	13,8/0,4	8	3,2	12	2,0
TR	Обмотка НН АТЗ	63	10,5	—	—	—	—
БТ ₁	ТДЦ–125000/330	125	347/13,8	11	125	380	0,55
БТ ₂	ТДЦ–125000/110	125	121/13,8	10,5	120	400	0,55
АТЗ	АТДЦТН–125000/330/110	125	330/115/10,5	ВС: 10 ВН: 35 СН: 24	100	345	0,45

Таблиця 2.6 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис.грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ ₁	2/3	2184	4368	6552
БТ ₂	1/0	1368	1368	–
АТЗ	½	2560	2560	5120
Вимикачі: –330 кВ	8/11	2560	20480	28160
–110 кВ	6/6	672	4032	4032
Разом:			32808	43864

Приведені затрати [2,3]:

$$Z = p_n K + U, \quad (2.15)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.

$$U = \frac{a}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W_m, \quad (2.16)$$

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

$B = 6,4$ коп/кВт·год – питома вартість електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W_\delta = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_e \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.17)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.;

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

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{T1} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= \left[2 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 380 \cdot \left(\frac{272,94}{125} \right)^2 \cdot 3101,3 \right] + \\ &+ \left[1 \cdot 120 \cdot 8760 + 400 \cdot \left(\frac{107}{125} \right)^2 \cdot 3101,3 \right] = [2190000 + 2800337] + \\ &+ [1051200 + 908974] = 4990337 + 1960174 = 6950511 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{T2} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{AT3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= \left[3 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 380 \cdot \left(\frac{379,94}{125} \right)^2 \cdot 3101,3 \right] + \\ &+ \left[2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left(\frac{107}{125} \right)^2 \cdot 3101,3 \right] = [3153600 + 3630390] + \\ &+ [1752000 + 391995] = 8927985 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,084 \cdot 27408 + 0,094 \cdot 5400) + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 6950511 = 2809,9 + 444,8 = 3253,8 \text{ тис. грн};$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 39832 + 0,094 \cdot 4032) + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 8927985 = 3724,9 + 571,4 = 4296,3 \text{ тис. грн};$$

Таблиця 2.7 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові затрат	Числове значення, тис. грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	30 808	43 864
Щорічні експлуатаційні витрати	3253,8	4296,3
Приведені затрати	7190,8	9560,0

$\Delta Z = 24,8\% > 5\%$, тобто приймаємо I варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схеми ВРУ-110 та 330 кВ

Для ВРУ-110 кВ, згідно рекомендацій [2,3], приймаємо типову схему «дві робочі та обхідна система збірних шин», яка дозволяє виводити вимикачі в ремонт без відключення приєднань.

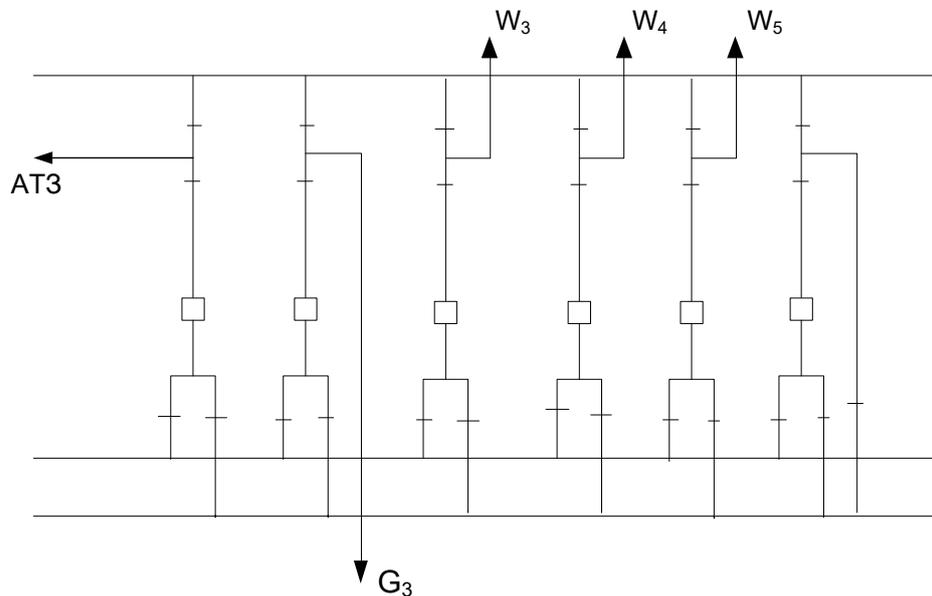


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

Для ВРУ-330 кВ намічаємо варіанти схеми [3,5]:

- схема «шини–трансформатори»;
- схема «4/3».

Приведені затрати [2]:

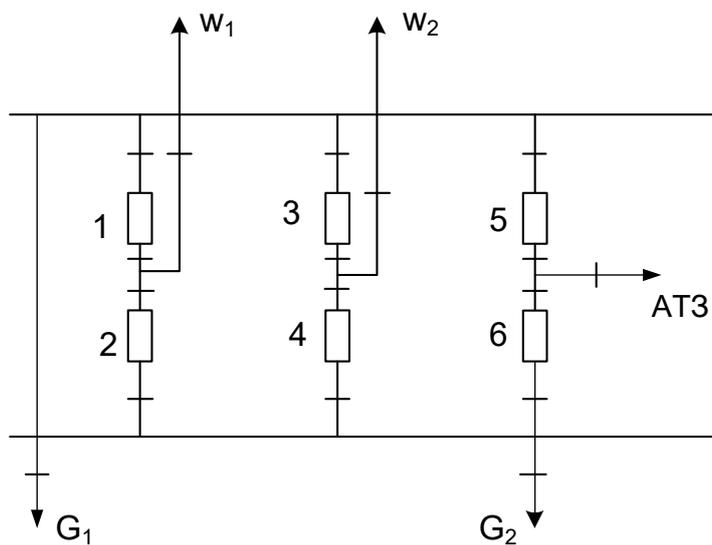
$$Z = p_n K + U + M(3), \quad (2.18)$$

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

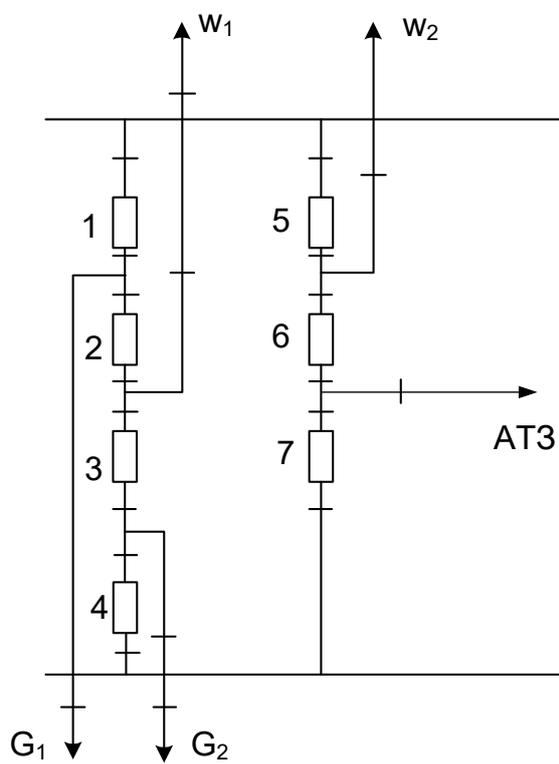
K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.;

$M(3)$ – очікуваний збиток через відмову вимикачів, тис.грн.



a)



б)

Рисунок 2.4 – Варіанти схеми ВРУ-330 кВ

$$K = n_k \cdot C_k;$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K;$$

$$M(3) = y_0 \sum K_j \sum \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.19)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн.;

$y_0 = 4,8$ грн/кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикачів, 1/рік;

T_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.8 – Дані для визначення надійності схеми ВРУ-330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	6	7
Вартість комірки, тис.грн	C_k	2560	2560
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів, 1/рік	$\omega_{Г.В} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{Л.В} = \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right)$	0,01326	0,01326
Коефіцієнти ремонтного (K_p) та нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot \frac{T_n}{8760}$	0,0046	0,0046
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9724	0,9678
Час простою елемента, год	$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}}$	1	1
	$T_{\text{ВП}} = T_B - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_n}$	75	75
Математичні очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{Г.В}$	0,008752	0,008710
	$K_p \cdot \omega_{Г.В}$	0,000041	0,000041
	$K_0 \cdot \omega_{Л.В}$	0,012894	0,012833
	$K_p \cdot \omega_{Л.В}$	0,000061	0,000061

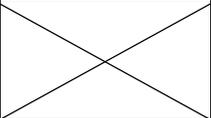
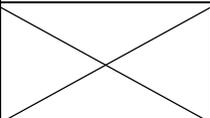
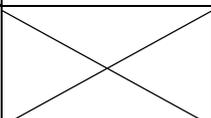
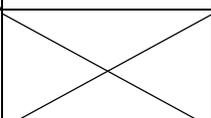
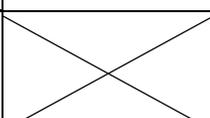
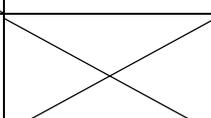
Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 330 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення Т _в , год	Частота планових ремонтів μ, 1/рік	Тривалість планового ремонту, Т _п , год
0,015	0,005	100	0,2	200

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(З)_1 &= 4,8 \cdot [0,008752 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 115,8 + 0,012894 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 90,6 + \\
 &+ 0,000041 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 115,8 + 0,000061 \cdot (12 \cdot 1 \cdot 90,6 + 4 \cdot 1 \cdot 115,8 + 4 \cdot 1 \\
 &\quad \cdot 232)] = \\
 &= 4,8 \cdot [2,03 + 4,67 + 0,05 + 0,000061 \cdot (1087,2 + 463,2 + 928)] \\
 &\quad = 33,12 \text{ тис.грн;} \\
 M(З)_2 &= 4,8 \cdot [0,008710 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 90,6 + 0,012833 \cdot 1 \cdot 90,6 + 0,000041(11 \cdot 1 \\
 &\quad \cdot 90,6 + \\
 &+ 2 \cdot 75 \cdot 90,6 + 2 \cdot 1 \cdot 115,8) + 0,000061 \cdot (11 \cdot 1 \cdot 90,6 + 2 \cdot 75 \cdot 90,6 + 2 \cdot 1 \\
 &\quad \cdot 206,8)] = \\
 &= 4,8 \cdot [1,58 + 1,62 + 0,000041 \cdot (996,6 + 13590 + 231,6) + \\
 &+ 0,000061 \cdot (996,6 + 13590 + 413,6)] = 4,8 \cdot [3,2 + 0,61 + 0,92] \\
 &\quad = 22,7 \text{ тис.грн;}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.10 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (I варіант)

Відмова елемента	Параметр поточу раптових відмов, 1/рік	Елементи, що відключилися та їх час відновлення						
		$K_0 = 0,9724$	$K_p = 0,0046$					
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6
Q_1 Л	0,01326	W, G-T ₀		W, G-T ₀ W-T _{ВП}	W, G-T ₀	2W, G-T ₀	W, G-T ₀	W, G, AT-T ₀
Q_2 Л	0,01326	W, G-T ₀	W, G-T ₀ W-T _{ВП}		2W, G-T ₀	W, G-T ₀	W, G, AT-T ₀	W, G-T ₀
Q_3 Л	0,01326	W, G-T ₀	W, G-T ₀	2W, G-T ₀		W, G-T ₀ W-T _{ВП}	W, G-T ₀	W, G, AT-T ₀
Q_4 Л	0,01326	W, G-T ₀	2W, G-T ₀	W, G-T ₀	W, G-T ₀ W-T _{ВП}		W, G, AT-T ₀	W, G-T ₀
Q_5 Г	0,009	G, AT-T ₀	G, AT-T ₀	W, G, AT-T ₀	G, AT-T ₀	W, G, AT-T ₀		G, AT-T ₀ AT-T _{ВП}
Q_6 Г	0,009	G, AT-T ₀	W, G, AT-T ₀	G, AT-T ₀	W, G, AT-T ₀	G, AT-T ₀	G, AT-T ₀ AT-T _{ВП}	

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku раптових відмов, 1/рік	Елементи, що відключилися та їх час відновлення							
		K0= 0,9678	Kp = 0,0046						
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7
Q1 Г	0,009	G-T0		G-T0 G-TBП	W, G-T0 D(W,G)- TBП	G+D(W,G)- T0 D(2G,W)- TBП	G-T0	W,G- T0	G+D(W,AT)- T0
Q2 Л	0,01326	W, G- T0	W,G-T0 G-TBП		W,G-T0 W-TBП	W,2G-T0 D(W,G)-TBП	W, G-T0	W, G- T0	W, G-T0
Q3 Л	0,01326	W, G- T0	W,2G-T0 D(W,G)-TBП	W,G-T0 W-TBП		W,G-T0 G-TBП	W, G-T0	W, G- T0	W, G-T0
Q4 Г	0,009	G-T0	G+D(W,G)-T0 D(W,2G)-TBП	W, G-T0 D(W,G)-TBП	G-T0 G-TBП		G+D(W,AT)- T0	G,AT- T0	G-T0
Q5 Л	0,01326	W-T0	W-T0	W,G-T0	W+D(W,G)- T0	W+D(W,2G)- T0		W-T0 W- TBП	W,AT-T0 D(W,AT)- TBП
Q6 Л	0,01326	W, AT-T0	W,AT-T0	W,AT-T0	W,AT-T0	W,AT-T0	W,AT-T0 W-TBП		W,AT-T0 AT-TBП
Q7 Г	0,009	AT-T0	AT+D(W,2G)- T0	AT+D(W,G)- T0	G,AT-T0	AT-T0	W,AT-T0 D(W,AT)- TBП	AT-T0 AT- TBП	

Таблиця 2.12 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, год.	K_0		K_p	
			$\omega_{Г.В}$	$\omega_{Л.В}$	$\omega_{Г.В}$	$\omega_{Л.В}$
І варіант						
W+G	90,6	1	–	4	–	12
		75	–	–	–	–
G+AT, W+G+AT	115,8	1	2	–	10	4
		75	–	–	–	–
2W+G	232	1	–	–	–	4
		75	–	–	–	–
II варіант						
G, W+G, G+D(W,G), G+D(W,AT)	90,6	1	2	2	11	11
		75	–	–	2	2
G+AT, W+D(W,G)	115,8	1	–	–	2	–
		75	–	–	–	–
W+2G	206,8	1	–	–	–	2
		75	–	–	–	–

Таблиця 2.13 – Приведені затрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	15360	17920
Щорічні експлуатаційні витрати	1443,84	1684,48
Очікуваний збиток	33,12	22,70
Приведенні затрати	3780,96	4395,18

$\Delta Z = 14\% > 5\%$, тобто приймаємо I варіант схеми ВРУ-330 кВ.

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Кожний гідрогенератор має агрегатний трансформатор власних потреб (АТВП), від якого отримують живлення споживачі власних потреб 0,4 кВ. До шин РУВП-0,4 кВ приєднано два резервних трансформатора власних потреб (РТВП), які зв'язують РУВП-0,4 кВ з РУВП-10 кВ. До шин РУВП-10 кВ приєднано споживачі 10 кВ та автотрансформатор зв'язку (АТЗ), сторона НН якого виконує функції пускорезервного трансформатора власних потреб (ТР).

Кожна секція 0,4 кВ розділяється на дві напівсекції, до яких підключаються відповідальні та невідповідальні споживачі. Відповідальні споживачі приймають участь в самозапуску електродвигунів.

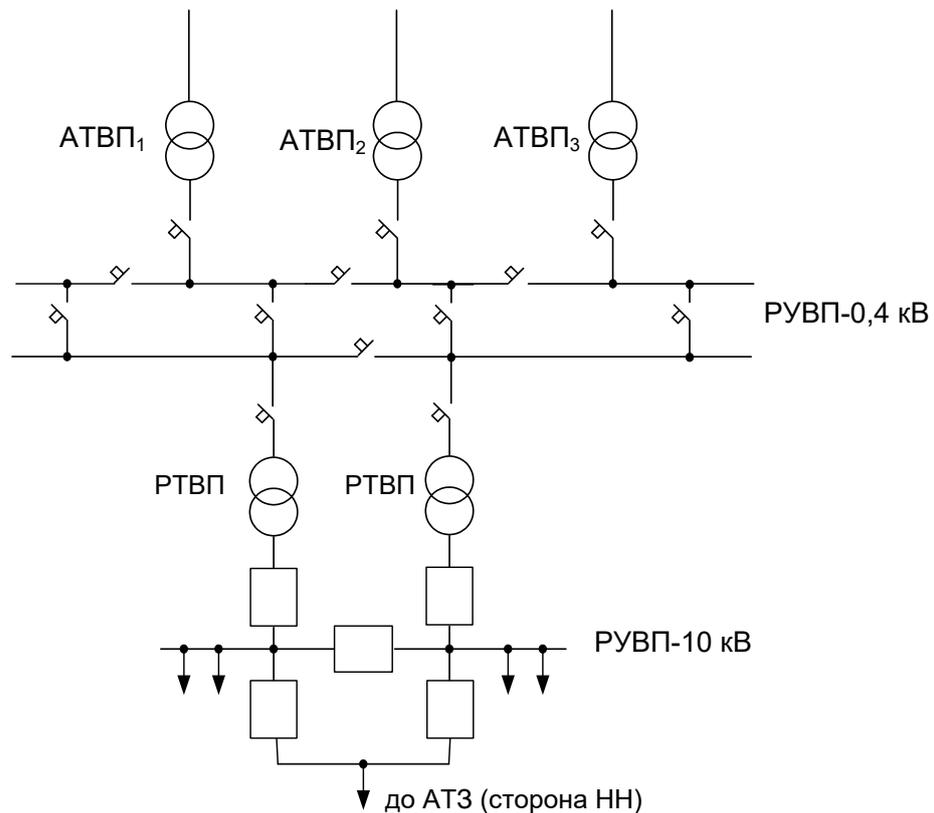


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів КЗ

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2,5]:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{\delta} = U_{\text{сер.ном.}}$$

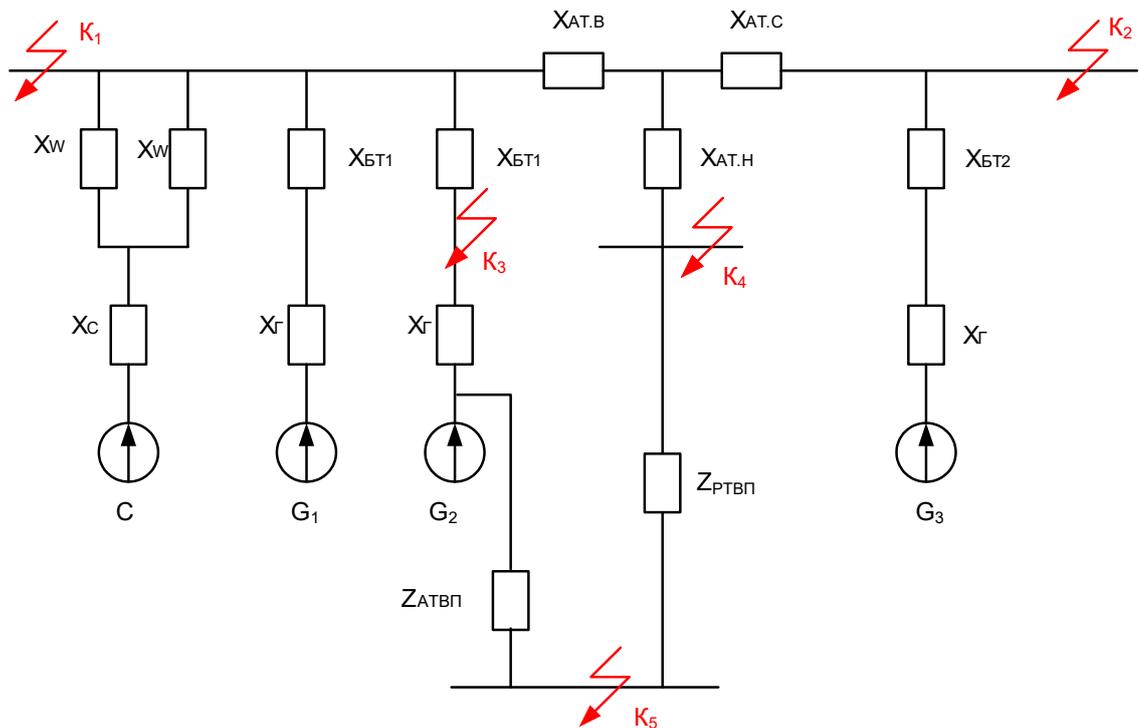


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

Генератор:

$$X_{Г} = X_{d}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Г.ном}}; \quad (2.20)$$

$$X_{Г} = 0,20 \cdot \frac{1000}{137,6} = 1,45;$$

Блочний трансформатор:

$$X_{БТ} = \frac{U_{К}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Т.ном}}; \quad (2.21)$$

$$X_{БТ1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88;$$

$$X_{БТ2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

ЛЕП:

$$X_W = X_{num} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp,ном}^2}; \quad (2.22)$$

$$X_W = 0,32 \cdot 142 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,39;$$

Енергосистема:

$$X_C = X_{C,ном*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{C,ном}}; \quad (2.23)$$

$$X_C = 0,22 \cdot \frac{1000}{26600} = 0,01;$$

Автотрансформатор зв'язку :

$$\left. \begin{aligned} X_{AT,B} &= \frac{X_B\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT,ном}}; \\ X_{AT,C} &= \frac{X_C\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT,ном}}; \\ X_{AT,H} &= \frac{X_H\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT,ном}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$\text{де} \quad \left. \begin{aligned} X_B\% &= 0,5 \cdot (U_{кВH} + U_{кBC} - U_{кCH}); \\ X_C\% &= 0,5 \cdot (U_{кBC} + U_{кCH} - U_{кВH}); \\ X_H\% &= 0,5 \cdot (U_{кВH} + U_{кCH} - U_{кBC}); \end{aligned} \right\}; \quad (2.25)$$

$$X_B\% = 0,5 \cdot (35 + 10 - 24) = 10,5\%;$$

$$X_C\% = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5\% \approx 0;$$

$$X_H\% = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5\%;$$

$$X_{AT,B} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

$$X_{AT,C} = 0;$$

$$X_{AT,H} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,96.$$

Спростимо заступну схему:

$$X_1 = X_C + \frac{X_W}{2};$$

$$X_1 = 0,01 + \frac{0,39}{2} = 0,21;$$

$$X_2 = X_{\Gamma} + X_{BT1};$$

$$X_2 = 1,45 + 0,88 = 2,33;$$

$$X_3 = \frac{X_2}{2} = \frac{2,33}{2} = 1,17;$$

$$X_4 = X_{\Gamma} + X_{BT2};$$

$$X_4 = 1,45 + 0,84 = 2,29.$$

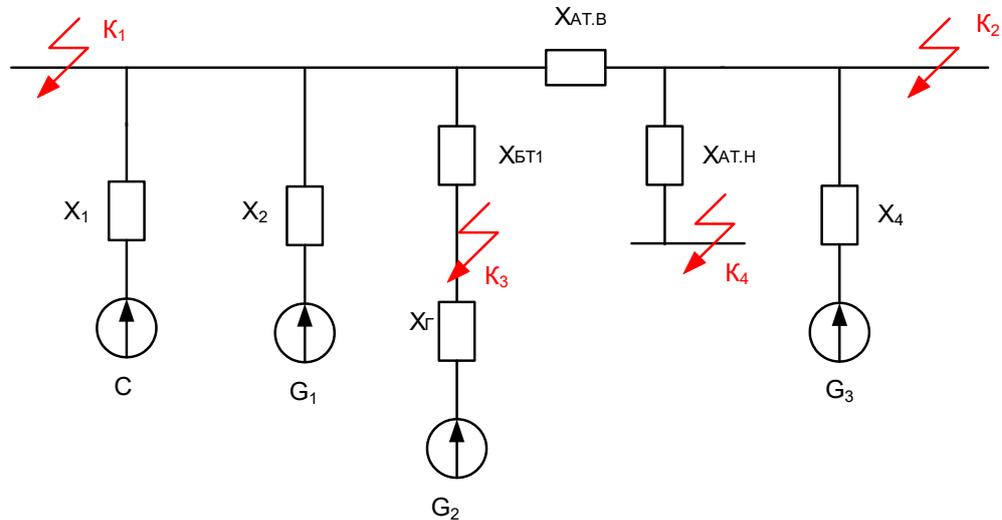


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [2]:

$$I_{п.0i} = \frac{E_*'' \cdot I_{\delta i}}{X_{рез.*i}}, \quad (2.26)$$

де $E_*'' = 1,13$ – для генераторів, або 1,0 – для системи та власних потреб;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном.i}}; \quad (2.27)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,70 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,88 \text{ кА};$$

$$I_{\dot{a}4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА.}$$

Складові струму КЗ:

$$\begin{aligned} \text{—періодична:} & \quad I_{\dot{i},\tau} = \gamma_{\dot{i},\tau} \cdot I_{\dot{i},0}; \\ \text{—аперіодична:} & \quad i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\dot{i},0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ \text{—ударний струм:} & \quad i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\dot{i},0}, \end{aligned} \quad (2.28)$$

де $\gamma_{\dot{i},\tau}$ – розрахунковий коефіцієнт;

K_y – ударний коефіцієнт;

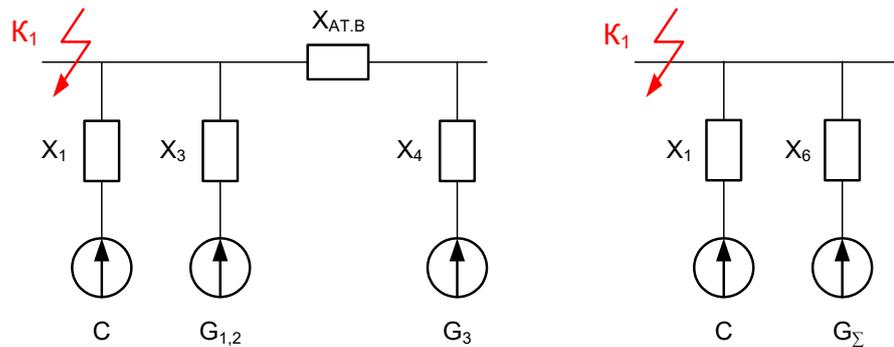
T_a – постійна часу кола КЗ, с ;

τ – розрахунковий час, с.

$$\tau = t_{\text{вв}} + 0,01, \quad (2.29)$$

де $t_{\text{вв}}$ – власний час вимикання вимикача, с.

K1



$$X_5 = X_4 + X_{AT.B};$$

$$X_5 = 2,29 + 0,84 = 3,13;$$

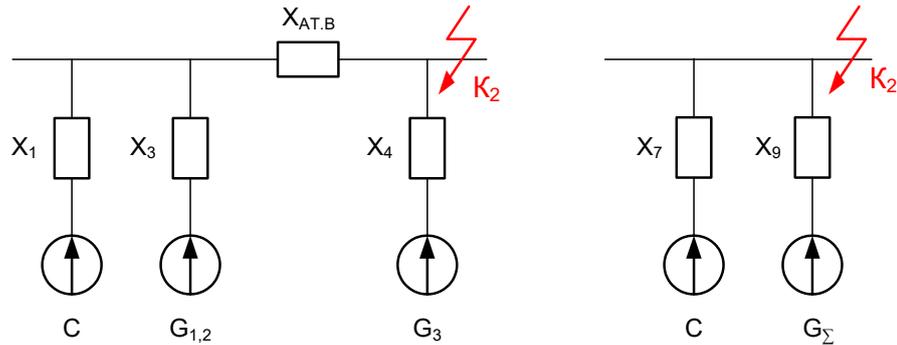
$$X_6 = \frac{X_3 \cdot X_5}{X_3 + X_5};$$

$$X_6 = \frac{1,17 \cdot 3,13}{1,17 + 3,13} = 0,85;$$

$$I_{П,OC} = 1 \cdot \frac{1,7}{0,21} = 8,1 \kappa A;$$

$$I_{П,OG_{\Sigma}} = 1,13 \cdot \frac{1,7}{0,85} = 2,26 \kappa A;$$

К2



Розділяємо $X_{AT.B}$ між X_1 та X_3 [2]:

$$\Delta X = X_{AT.B} \cdot (X_1 + X_3);$$

$$X_7 = X_1 + \frac{\Delta X}{X_3};$$

$$X_8 = X_3 + \frac{\Delta X}{X_1};$$

(2.30)

$$\Delta X = 0,84 (0,21 + 1,17) = 1,16;$$

$$X_7 = 0,21 + 1,16 / 1,17 = 1,20;$$

$$X_8 = 1,17 + 1,16 / 0,21 = 6,69;$$

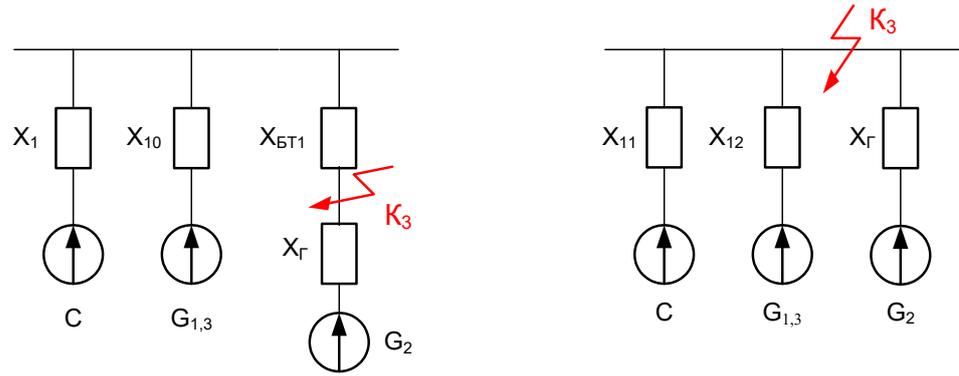
$$X_9 = \frac{X_8 \cdot X_4}{X_8 + X_4};$$

$$X_9 = \frac{6,69 \cdot 2,29}{6,69 + 2,29} = 1,71;$$

$$I_{П,OC} = 1 \cdot \frac{5,03}{1,2} = 4,19 \kappa A;$$

$$I_{П,OG_{\Sigma}} = 1,13 \cdot \frac{5,03}{1,71} = 3,32 \kappa A;$$

К3



$$X_{10} = \frac{X_2 \cdot X_5}{X_2 + X_5};$$

$$X_{10} = \frac{2,33 \cdot 3,13}{2,33 + 3,13} = 1,34;$$

Розділяємо $X_{БТ1}$ між X_1 та X_{10} :

$$\Delta X = X_{БТ1}(X_1 + X_{10});$$

$$X_{11} = X_1 + \Delta X / X_{10};$$

$$X_{12} = X_{10} + \Delta X / X_1;$$

$$\Delta X = 0,88 (0,21 + 1,34) = 1,36;$$

$$X_{11} = 0,21 + 1,36 / 1,34 = 1,22;$$

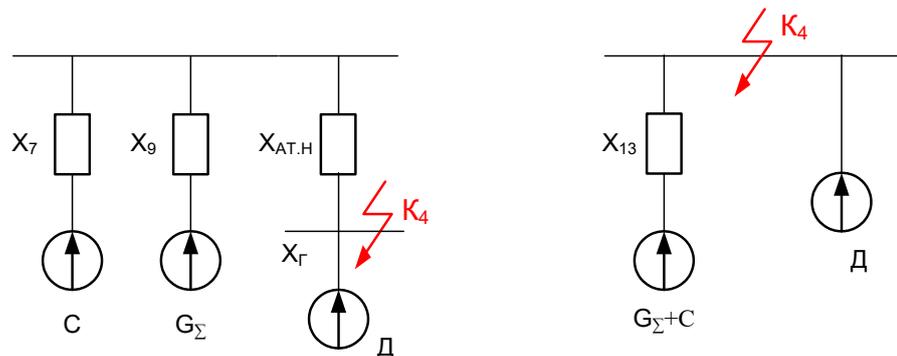
$$X_{12} = 1,34 + 1,36 / 0,21 = 7,82;$$

$$I_{П,OC} = 1 \cdot \frac{41,88}{1,22} = 34,33 \text{ кА};$$

$$I_{П,OG_{1,3}} = 1,13 \cdot \frac{41,88}{7,82} = 6,05 \text{ кА};$$

$$I_{П,OG_2} = 1,13 \cdot \frac{41,88}{1,45} = 32,64 \text{ кА}.$$

К4



$$X_{13} = \frac{X_7 \cdot X_9}{X_7 + X_9} + X_{AT.H};$$

$$X_{13} = \frac{1,2 \cdot 1,71}{1,2 + 1,71} + 1,96 = 2,67;$$

$$I_{П,OG_{\Sigma} + c} = 1 \cdot \frac{55,05}{2,67} = 20,62 \text{ кА};$$

$$I_{П,ОД} = 4 \cdot \frac{\Sigma P_{ном}}{U_{ном}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{TR,розр}}{U_{ном}}; \quad (2.31)$$

$$I_{П,ОД} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 1,49}{10} = 0,75 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі:

а) ВРУ–330 кВ	ВГБ – 330 У1	$t_{BB}=0,035$ с;
б) ВРУ–110 кВ	ВГБ – 110 У1	$t_{BB}=0,035$ с;
в) РУВП-10 кВ	ВР2 – 10 У2	$t_{BB}=0,035$ с.

Таюлиця 2.14 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	τ , с	T_a , с	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{П,\tau}$
К1 ВРУ-330 кВ	Система	0,045	0,04	1,780	0,32	1
	G_{Σ}	0,045	0,20	1,850	0,78	0,92
К2 ВРУ-110 кВ	Система	0,045	0,02	1,608	0,10	1
	G_{Σ}	0,045	0,20	1,850	0,78	0,98
К3 ГРУ-13,8 кВ	Система	0,045	0,04	1,780	0,32	1
	G_2	0,045	0,30	1,90	0,82	0,85
	$G_{1,3}$	0,045	0,20	1,850	0,78	1
К4 РУВП-10 кВ	G_{Σ} +Система	0,045	0,05	1,820	0,38	1

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{П,\tau}$ для генераторних віток [2,5]:

$$\boxed{K1} \quad I'_{ном} = \frac{3 \cdot 137,6}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,7 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{П,О}}{I'_{НОМ}} = \frac{2,26}{0,7} = 3,2; \quad \gamma_{П,\tau} = 0,92;$$

$$\boxed{\text{К2}} \quad I'_{НОМ} = \frac{3 \cdot 137,6}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,07 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{П,О}}{I'_{НОМ}} = \frac{3,32}{2,07} = 1,6; \quad \gamma_{П,\tau} = 0,98;$$

$$\boxed{\text{К3}} \quad \text{а) } G_2; \quad I'_{НОМ} = 5,76 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{П,О}}{I'_{НОМ}} = \frac{32,64}{5,76} = 5,7; \quad \gamma_{П,\tau} = 0,85;$$

$$\text{б) } G_{1,3}; \quad I'_{НОМ} = 2 \cdot 5,76 = 11,52 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{П,О}}{I'_{НОМ}} = \frac{6,05}{11,52} = 0,53 < 1; \quad \gamma_{П,\tau} = 1.$$

Таблиця 2.15 – Зведена таблиця струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	Струми КЗ, кА				Примітка
		$I_{П,О}$	$I_{П,\tau}$		i_y	
К ₁ ВРУ-330 кВ	Система	8,10	8,10	3,65	20,33	–
	G_{Σ}	2,26	2,08	2,49	5,90	–
	Сума	10,36	10,18	6,14	26,23	+
К ₂ ВРУ-110 кВ	Система	4,19	4,19	0,59	9,50	–
	G_{Σ}	3,32	3,25	3,65	8,66	–
	Сума	7,51	7,44	4,24	18,16	+
К ₃ ГРУ-13,8 кВ	Система	34,33	34,33	15,49	86,16	–
	$G_{1,3}$	6,05	6,05	6,65	15,78	–
	Сума (без G_2)	40,38	40,38	22,14	101,94	+
	G_2	32,64	27,74	37,74	87,44	–
	Повна сума	73,02	68,12	59,88	189,38	+
К ₄ РУВП-10 кВ	G_{Σ} +Система	20,62	20,62	11,05	52,92	+
	Двигуни ВП	0,75	0,43	0,35	1,74	–
	Сума	21,37	21,05	11,40	54,66	+

Визначасмо складові струмів КЗ від двигунів ВП [2]:

$$\left. \begin{aligned} I_{П,\tau,Д} &= I_{П,0,Д} \cdot e^{-\frac{\tau}{0,07}}; \\ i_{a,\tau,\delta} &= \sqrt{2} \cdot I_{П,0,Д} \cdot e^{-\frac{\tau}{0,04}}; \\ i_{y,\delta} &= \sqrt{2} \cdot K_{y,\delta} \cdot I_{П,0,Д}; \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$I_{П,τ,Д} = 0,75 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,07}} = 0,43 \text{ кА};$$

$$i_{a,τ,δ} = \sqrt{2} \cdot 0,75 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 0,35 \text{ кА};$$

$$i_{y,δ} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 0,75 = 1,74 \text{ кА};$$

Визначаємо струми КЗ в РУВП-0,4 кВ при живленні від АТВП та РТВП [6]:

а) живлення від РТВП

Опір енергосистеми:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{C.BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{П,0\Sigma}^{(3)}}; \quad (2.33)$$

$$X_{C.BH} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 21,37} = 0,28 \text{ Ом};$$

$$X_C = 10^3 \cdot X_{C.BH} \left(\frac{U_{T.номМН}}{U_{T.номВН}} \right)^2; \quad (2.34)$$

$$X_C = 10^3 \cdot 0,28 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,45 \text{ мОм.}$$

Опір трансформатора:

$$X_{1T} = 12,65 \text{ мОм}; \quad r_{1T} = 1,9 \text{ мОм};$$

$$X_{0T} = 12,65 \text{ мОм}; \quad r_{0T} = 1,9 \text{ мОм};$$

$$\frac{Z_T^{(1)}}{3} = 12,8 \text{ мОм.}$$

Номинальний струм:

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

Встановлюємо шинопровід типу ШЗМ 16 [6]:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}; \quad q = 2 \cdot (100 \times 8) \text{ мм}^2;$$

$$r_{шит} = 0,017 \text{ мОм/м}; \quad x_{шит} = 0,014 \text{ мОм/м.}$$

Приймаємо довжину шинопровода: $l = 10 \text{ м.}$

$$\text{Звідкіля:} \quad r_{ш} = 0,017 \cdot 10 = 0,17 \text{ мОм};$$

$$x_{ш} = 0,014 \cdot 10 = 0,14 \text{ мОм.}$$

Сумарний опір кола КЗ:

$$r_{\Sigma} = 1,9 + 0,17 = 2,07 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = 0,45 + 12,65 + 0,14 = 13,24 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{13,24^2 + 2,07^2} = 13,4 \text{ мОм.}$$

Струм трьохфазного металевого КЗ:

$$I_{Kmax}^{(3)} = \frac{U_{cp,ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}; \quad (2.35)$$

$$I_{Kmax}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,4} \text{ кА.}$$

Мінімальний струм трьохфазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги ($R_{пер} = 15 \text{ мОм}$):

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{U_{cp,ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{пер})^2}}; \quad (2.36)$$

$$r_{\Sigma}' = 2,07 + 15 = 17,07 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma}' = \sqrt{13,24^2 + 17,07^2} = 21,6 \text{ мОм};$$

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21,6} = 10,7 \text{ кА.}$$

Середнє значення струму трьохфазного КЗ:

$$I_{K.cp}^{(3)} = \frac{17,25 + 10,7}{2} = 14 \text{ кА.}$$

б) живлення від АТВП

$$X_{C.BH} = \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 73,02} = 0,11 \text{ Ом};$$

$$X_C = 10^3 \cdot 0,11 \cdot \left(\frac{0,4}{13,8}\right)^2 = 0,84 \text{ мОм};$$

$$\left. \begin{aligned} z_{ATBП} &= 10^4 \cdot \frac{U_{\kappa} \cdot U_{T,ном}^2}{S_{T,ном}}; \\ r_{ATBП} &= 10^6 \cdot \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{T,ном}^2}{S_{T,ном}^2}; \\ x_{ATBП} &= \sqrt{z_{ATBП}^2 - r_{ATBП}^2}; \end{aligned} \right\}$$

$$z_{ATBП} = 10^4 \cdot \frac{8 \cdot 0,4^2}{1000} = 12,8 \text{ мОм};$$

$$r_{ATBП} = 10^6 \cdot \frac{12 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,92 \text{ мОм};$$

$$x_{ATBП} = \sqrt{12,8^2 - 1,92^2} = 12,66 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma} = 1,92 + 0,17 = 2,09 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = 0,84 + 12,66 + 0,14 = 13,64 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{13,64^2 + 2,09^2} = 13,8 \text{ мОм};$$

$$I_{Kmax}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \text{ кА};$$

$$z_{\Sigma}' = \sqrt{13,64^2 + (2,09 + 15)^2} = 21,87 \text{ мОм};$$

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21,87} = 10,57 \text{ кА}.$$

$$I_{K.c.p}^{(3)} = \frac{16,75 + 10,57}{2} = 13,66 \text{ кА}.$$

Приймаємо за розрахунковий струм КЗ: $I_{K.c.p}^{(3)} = 14 \text{ кА}$.

Ударний струм КЗ:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K.c.p}^{(3)}; \quad (2.37)$$

$$i_y = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 14 = 25,66 \text{ кА}.$$

Струм підживлення від електродвигунів 0,4 кВ:

$$\left. \begin{aligned} I_{П,0,д} &= 2,29 \cdot I_{T.ном}; \\ i_{y,д} &= 3,22 \cdot I_{T.ном}; \end{aligned} \right\} \quad (2.38)$$

$$I_{П,0,д} = 2,29 \cdot 1,445 = 3,31 \text{ кА};$$

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

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K.c.p\Sigma}^{(3)} = 14 + 3,31 = 17,31 \text{ кА};$$

$$i_{y\Sigma} = 25,66 + 4,65 = 30,31 \text{ кА}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-330 кВ

Максимальні струми [2]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max БТ} = \frac{S_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.40)$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \cdot \frac{S_{AT, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.41)$$

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ A};$$

$$I_{\max BT} = \frac{137,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 253,7 \text{ A};$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 328,4 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{II,0}^2 \cdot (t_{\text{ВИМ}} + T_a); \quad (2.42)$$

$$B_k = 10,36^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 42,9 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми:

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

$$I_{\max BT} = \frac{137,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 761,2 \text{ A};$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 985,3 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 7,51^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 22,6 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор.

$$I_{\max G} = \frac{I_{G, \text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.43)$$

$$I_{\max ATBП} = \frac{S_{G, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.44)$$

$$I_{\max G} = 5760/0,95 = 6063,2 \text{ A};$$

$$I_{\max ATBП} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,9 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a} = (I_C^2 + B_{*ПГ} \cdot I_{П,0,Г}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{П,0,Г}) \cdot t_{\text{вим}} + \left(I_C^2 \cdot T_{a,c} + I_{П,0,Г}^2 \cdot T_{a,г} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{П,0,Г}}{\frac{1}{T_{a,c}} + \frac{1}{T_{a,г}}} \right), \quad (2.45)$$

де $I_C = 40,38$ кА; $I_{П,0,Г} = 32,64$ кА; $t_{\text{вим}} = 4$ с; $T_{a,c} = 0,20$ с; $T_{a,г} = 0,30$ с; $B_{*ПГ} = 0,50$; $T_* = 0,31$.

$$\begin{aligned} B_{\kappa} &= (40,38^2 + 0,5 \cdot 32,64^2 + 2 \cdot 40,38 \cdot 0,31 \cdot 32,64) \cdot 4 + \\ &+ \left(40,38^2 \cdot 0,2 + 32,64^2 \cdot 0,3 + \frac{4 \cdot 40,38 \cdot 32,64}{\frac{1}{0,2} + \frac{1}{0,3}} \right) \\ &= (1630,5 + 532,7 + 817,2) \cdot 4 + \\ &+ (326,1 + 319,6 + 632,9) = 11921,6 + 1278,6 = 13200,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

РУВП-10 кВ.

$$I_{\text{max}} = \frac{1,49 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,1 \text{ А};$$

$$B_{\kappa} = 21,37^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 159,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\text{max}} = 1445 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму [6]:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa,ср}^{(3)2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{a,ср}) + 1,5 \cdot I_{П,0,Д}^2 \cdot T_{a,ср} + 4 \cdot I_{П,0,Д} \cdot I_{\kappa,ср}^{(3)} \cdot T_{a,ср}, \quad (2.46)$$

де $t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_a$ – час вимикання КЗ, с;

$t_{\text{св}}$ – час спрацювання відсічки селективного автомату, с;

t_a – час гасіння дуги, с;

$T_{a,ср} = 0,03$ с – середнє значення часу затухання вільних струмів КЗ, с.

Встановлюємо автомат серії «Електрон» типу Е16:

$$U_{a,\text{ном}} = 660 \text{ В};$$

$$I_{a,\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$ГКС = 84 \text{ кА};$$

$$t_{CB} = 0,25 \text{ с};$$

$$t_a = 0,06 \text{ с}$$

$$B_{\kappa} = 14^2 \cdot (0,31 + 0,03) + 1,5 \cdot 3,31^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 3,31 \cdot 14 \cdot 0,03 = \\ = 19,04 + 0,49 + 5,56 = 25,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

ВРУ-330 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-330У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{max} = 824,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{п.т} = 10,18 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{a.т} = 6,14 \text{ кА}$	$I_{a,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} \\ = 19,74 \text{ кА}$	—
$I_{п.о} = 10,36 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 26,23 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 42,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРУ-110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-110У1	РНДЗ.1-110Б/1000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 985,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 7,44 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{a.т} = 4,24 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = \\ 19,74 \text{ кА}$	—
$I_{п.о} = 7,51 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 18,16 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 22,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{Е}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \\ \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРУ-10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2-10У2	Комірка КРУ типу КУ10С
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 86,1$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 20,62$ кА	$I_{вим.ном} = 31,5$ кА	–
$i_{а.т} = 11,05$ кА	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 31,5 = 15,54$ кА	–
$I_{п.о.} = 20,62$ кА	$I_{дин} = 31,5$ кА	–
$i_y = 52,92$ кА	$i_{дин} = 80$ кА	
$B_k = 159,8$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976$ кА ² ·с	

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-330 кВ.

а) збірні шини;

$$I_{max} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{\hat{I}, \hat{I}} = 10,36 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 26,23 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 300/204: $d = 29,2$ мм;

$$I_{доп} = 700 \text{ А};$$

$$D = 450 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 824,3 \text{ А} < I_{доп} = 2 \cdot 700 = 1400 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [2]:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (2.47)$$

де E_0 – початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см; E – напруженість поля біля поверхні проводів, кВ/см.

$$E_0 = 30,3m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.48)$$

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

r_0 – радіус проводу, см;

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

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.49)$$

де κ – коефіцієнт підсилення поля;

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус проводу, см;

U_{max} – максимальна допустима напруга електроустановки, кВ;

n – кількість проводів у фазі, шт.;

$D_{cp} = 1,26 \cdot D$ – середня геометрична відстань між проводами, см;

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см.}$$

При $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}; \\ r_{ек} &= \sqrt{r_0 \cdot a}; \end{aligned} \right\} \quad (2.50)$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі.

$$\kappa = 1 + 2 \cdot \frac{1,46}{40} = 1,073;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,46 \cdot 40} = 7,64 \text{ см};$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{567}{7,64}} = 24,1 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 24,1 = 25,8 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ кВ/см.}$$

б) відгалуження до блочного трансформатора;

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.51)$$

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

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

$$q_{\text{ек}} = 253,7 \cdot 0,95 / 1,1 = 219,1 \text{ мм}^2.$$

За умовою коронування приймаємо два проводи марки АС 300/204.

в) відгалуження до АТЗ;

$$q_{\text{ек}} = 328,4 / 1,5 \cdot 1,1 = 199 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два проводи марки АС 300/204.

ВРУ – 110кВ

а) збірні шини;

$$I_{\text{max}} = 985,3 \text{ А};$$

$$I_{\hat{i}} = 7,51 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 18,16 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 500/204: $d = 34,5 \text{ мм};$

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А};$$

$$D = 300 \text{ см}.$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см};$$

$$I_{\text{max}} = 985,3 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,725}} \right) = 30,5 \text{ кВ/см}.$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,725 \cdot \lg \frac{378}{1,725}} = 10,6 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 10,6 = 11,3 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,5 = 27,5 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора;

$$q_{\text{ек}} = 761,2 \cdot 0,95 / 1,1 = 657,4 \text{ мм}^2$$

Встановлюємо провід марки АС 650/79: $d = 34,7 \text{ мм}; \quad I_{\text{доп}} = 1100 \text{ А}.$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,735}}\right) = 30,5 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,735 \cdot \lg \frac{378}{1,735}} = 10,6 \text{ кВ/см;}$$

$$1,07 \cdot 10,6 = 11,3 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,5 = 27,5 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

в) відгалуження до АТЗ;

$$q_{\text{ек}} = 985,3 / 1,5 \cdot 1,1 = 597,2 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 600/72: $d = 33,2 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 30,6 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,66 \cdot \lg \frac{378}{1,66}} = 10,9 \text{ кВ/см;}$$

$$1,07 \cdot 10,9 = 11,7 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,6 = 24,8 \text{ кВ/см.}$$

Генератор

Встановлюємо пофазно екранований струмопровід генераторної напруги типу ГРТЕ-20-10000-300 [4]:

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

$$I_{\text{max}} = 6063,2 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 101,94 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\text{max}} = 1445 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,0}} = 17,31 \text{ кА};$$

$$i_y = 30,31 \text{ кА};$$

$$B_k = 25,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В РУВП-0,4 кВ встановлюємо шинопровід типу ШЗМ16 з параметрами:

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}; \quad q = 2(100 \times 8) = 1600 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1445 \text{ A} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (2.52)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{25,09 \cdot 10^6}}{90} = 55,7 \text{ мм}^2 < q = 1600 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на механічну міцність.

Шини на ізоляторах встановлюємо «плашмя», то момент інерції та опору визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} I_{\phi} &= \frac{b \cdot h^3}{6}; \\ W_{\phi} &= \frac{b \cdot h^2}{3}; \end{aligned} \right\} \quad (2.53)$$

$$I_{\phi} = 0,8 \cdot 10^3 / 6 = 133,3 \text{ см}^4;$$

$$W_{\phi} = 0,8 \cdot 10^2 / 3 = 26,7 \text{ см}^3;$$

Довжина прогону:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{I_{\phi}}{q}} \quad (2.54)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{133,3}{8 \cdot 2}} = 2,5 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,58 \text{ м}.$$

Приймаємо $l = 1,5 \text{ м}$; відстань між фазами: $a = 0,2 \text{ м}$.

Момент інерції полоси:

$$I_n = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.55)$$

$$I_n = 0,8 \cdot 10^3 / 12 = 66,7 \text{ см}^4;$$

Коефіцієнт форми: $k_{\phi} = 0,53$.

Сила взаємодії між полосами:

$$f_n = \frac{k_{\phi} \cdot i_y^2}{4b} \cdot 10^{-1}; \quad (2.56)$$

$$f_n = \frac{0,53 \cdot 30,3^2}{4 \cdot 0,008} \cdot 10^{-1} = 1521,6 \text{ Н/м}$$

Напруженість в матеріалі полоси:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12W_n}; \quad (2.57)$$

де $W_n = b \cdot h^2 / 6$;

$$W_n = 0,8 \cdot 10^2 / 6 = 13,3 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_n = \frac{1521,6 \cdot 2,5^2}{12 \cdot 13,3} = 59,6 \text{ МПа};$$

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} \cdot 10^{-2}; \quad (2.58)$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{30,31^2 \cdot 2,5^2}{26,7 \cdot 0,2} \cdot 10^{-2} = 18,6 \text{ МПа};$$

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

$$\sigma_{розр} = 18,6 + 59,6 = 78,2 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 90 \text{ МПа (АДЗ1Т1)}.$$

РУВП-10 кВ.

$$I_{П,0} = 21,37 \text{ кА};$$

$$i_y = 54,66 \text{ кА};$$

$$B_k = 159,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$I_{\max} = 1200 \text{ А}$ (при живленні споживачів власних потреб 10 кВ та РТВП від АТЗ).

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-81:

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

$$I_{\max} = 1200 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 54,66 \text{ кА} \leq i_{дин} = 81 \text{ кА}.$$

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-110 кВ.

Таблиця 2.16 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-110

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 309,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 18,16 \text{ кА}$	$i_{дин} = 25 \text{ кА}$
$B_k = 22,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,23 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 30 \text{ Ом}$

Примітка: а) $I_{2ном} = 1 \text{ А}$;

б) варіант виконання обмоток: 0,5/10Р;

в) схема з'єднання обмоток ТС: повна зірка;

г) $l_{розр} = 100 \text{ м}$,

Перевіряємо ТС на клас точності.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, ВА, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	-	0,5	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3-І680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4-І676	2,5	-	2,5
РАЗОМ:		6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів [2,5]:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2ном}^2}; \quad (2.59)$$

$$r_{прил} = \frac{6}{1^2} = 6 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.60)$$

$$r_{\text{пр}} = 30 - 6 - 0,1 = 23,9 \text{ Ом.}$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.61)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot \frac{100}{23,9} = 0,12 \text{ мм}^2;$$

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

Вторинне навантаження ТС:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} + 6 + 0,1 = 7,23 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо ТН типу НКФ-110-83У1 [4]:

$$U_{1\text{ном}} = \frac{110000}{\sqrt{3}B};$$

$$U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}B};$$

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

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

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт.	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{\text{прил}},$ шт.	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І680	2,0	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Лічильник реактивної енергії	І676	3,0	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							19	24,2

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19^2 + 24,2^2} = 30,8 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А.}$$

Для з'єднання приладів з ТН використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Для іншого обладнання розрахунки виконуємо аналогічно, а результати зводимо у таблицю 2.19.

Таблиця 2.19 – Вимірювальні трансформатори [4]

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Гідрогенератор	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/13,8 ЗНОМ-13,8
Автотрансформатор зв'язку		
- сторона ВН	ТВТ 330-I-2000/1	-
- сторона СН	ТВТ 110-I -1000/1	-
- сторона НН	ТШЛ-10-2000/5	ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1:		
- сторона ВН	ТВТ 330-I-2000/1	-
- сторона НН	ТШ-20-10000/5	-
Блочний трансформатор БТ2:		
- сторона ВН	ТВТ 110-I-1000/1	-
- сторона НН	ТШ-20-10000/5	-
Агрегатний ТВП:		
- сторона ВН	ТШ-20	-
- сторона НН	ТК-40	НТС-0,5
Резервний ТВП:		
- сторона ВН	ТШЛ-10	-
- сторона НН	ТК-40	-
ВРУ–330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-83У1
ВРУ–110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-83У1
РУВП-10 кВ	ТШЛ-10-2000/5	ЗНОЛ.06-10У3
РУВП-0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5 У3

2.11 Вибір акумуляторних батарей

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ) в головному корпусі і при віддаленому розміщенні ВРУ встановлюється також АБ в зоні ВРУ [2,5].

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- номінальна напруга батареї:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на елементі в режимі підзаряду:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці аварійного	$U_{\text{р}} = 1,75 \text{ В}$

розряду:

- напруга на елементі наприкінці зарядки:	$U_{\text{з}} = 2,75 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_{\text{о}} = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_{\text{д}} = 22$
- загальна кількість елементів:	$n = 130$

АБ має елементний комутатор для регулювання напруги та працює в режимі постійного підзаряду.

Таблиця 2.20 – Навантаження на акумуляторну батарею

Електроприймач	n, шт.	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Розрахункові аварійні навантаження, А	
						I _{ав}	I _{пошт}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	150	-	150	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососа ущільнень генератора	3	11	60	50	150	150	-
Електродвигун аварійного маслососа системи змащування турбіни	3	14	90	73	184	219	552
РАЗОМ:						574	607

Типовий номер АБ:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ав} / j, \quad (2.62)$$

$$N = 1,05 \cdot 574 / 25 = 24,1.$$

Перевіряємо АБ за струмом короткочасного аварійного навантаження (струмом поштовху):

$$N \geq I_{пошт} / 46; \quad (2.63)$$

$$N \geq 607 / 46 = 13,2;$$

Приймаємо типовий номер $N = 28$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{п} = I_{пошт} / N; \quad (2.64)$$

$$j_{п} = 607 / 28 = 21,7 \text{ А/Н.}$$

За допомогою рисунку 7.2 [2] визначаємо, що напруга у споживачів складає з врахуванням втрат в кабелі (5%):

$$U_{ш} = 92 \% > U_{ш,доп} = 85 \% .$$

Таким чином, остаточно приймаємо $N = 28$.

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{ном} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{пз} \cdot n_o; \end{aligned} \right\} \quad (2.65)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 28 = 29,2 \text{ А};$$

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

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

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗПд} &= 0,5 \cdot N; \\ U_{ПЗПд} &= U_{пз} \cdot n_d; \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

$$I_{ПЗПд} = 0,5 \cdot 28 = 1,4 \text{ А};$$

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

Встановлюємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахункові струми та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= I_{ном} + 5 \cdot N; \\ U_{ЗП} &= U_3 \cdot n; \end{aligned} \right\} \quad (2.67)$$

$$I_{ЗП} = 25 + 5 \cdot 28 = 165 \text{ А};$$

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

Встановлюємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

2.12 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- висота блискавковідвода: $h = 40 \text{ м};$

- розрахункова висота: $h_x = 24 \text{ м};$

При $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 40 = 26,7 \text{ м} > h_x = 24 \text{ м}$ радіус та ширина зони захисту

блискавковідводів складає [3]:

$$r_x = 1,5(h - 1,25h_x); \quad (2.68)$$

$$b_x = 3(h_0 - 1,25h_x); \quad (2.69)$$

де
$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.70)$$

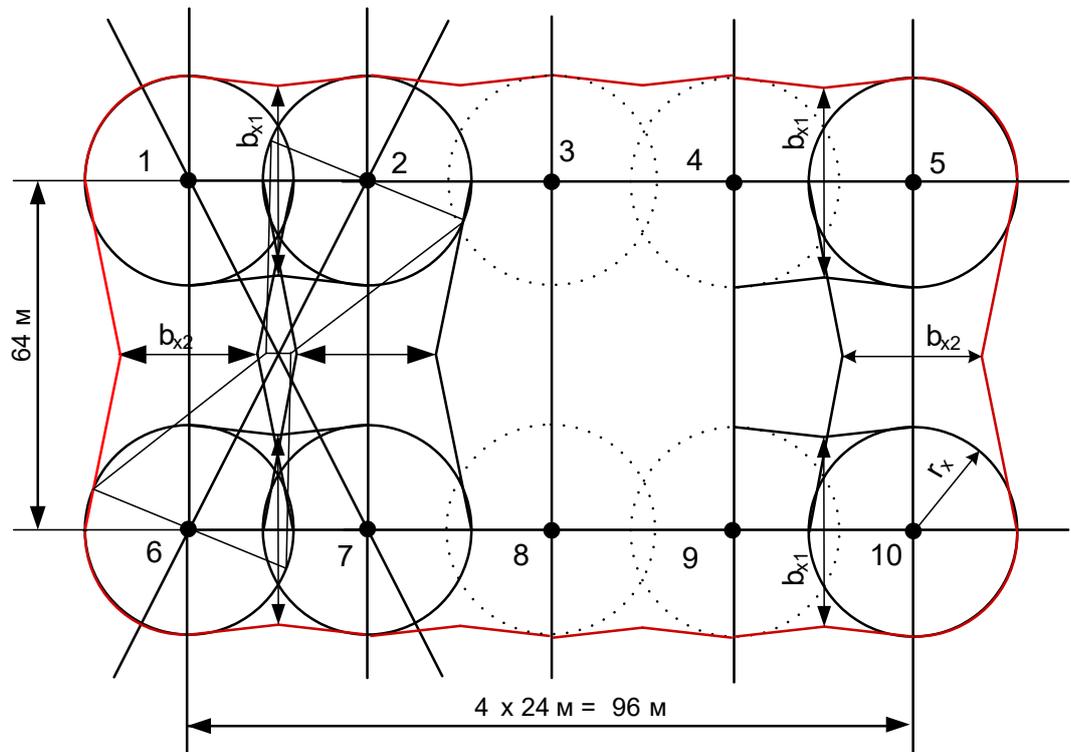
де L – відстань між блискавковідводами, м.

Таблиця 2.21 – Дані для побудови зони захистів блискавковідводів

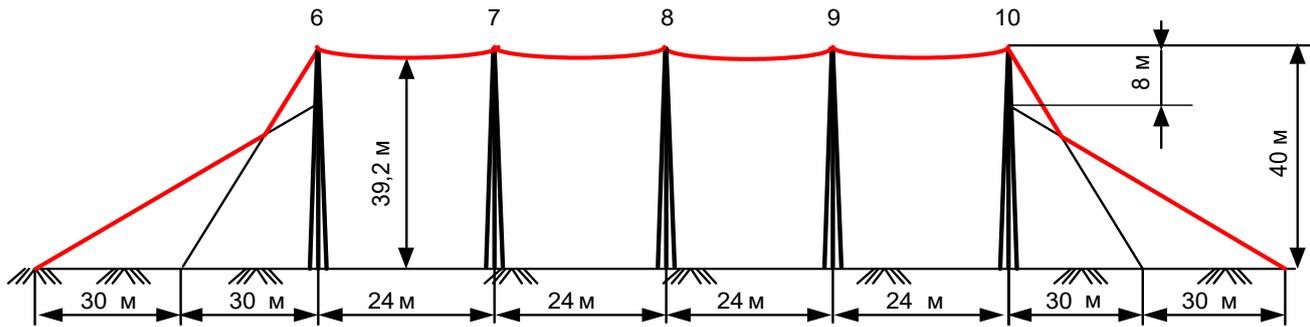
Пари блискавковідводів	$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	24	39,2	27,6	15
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	64	35,6	16,8	15
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	68,4	35,1	15,3	15

Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ наведено на рисунку 2.8 [7].

За результатами розрахунків будуюмо зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ, вид на яку зверху та знизу наведено на рисунку 2.8.



a)



б)

Рисунок 2.8 – Схема розташування блискаковідводів ВРУ-330 кВ та вид на зону захисту зверху (а) та збоку (б)

2.13 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

– площа ЗП: $S = 98 \times 80 = 7840 \text{ м}^2$;

– питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 940 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 188 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

– товщина верхнього шару ґрунту:

$$h = 2 \text{ м};$$

– глибина закладення ЗП:

$$t = 0,5 \text{ м};$$

– кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = 30 \text{ шт.};$$

– довжина вертикального заземлювача:

$$l_B = 3 \text{ м}.$$

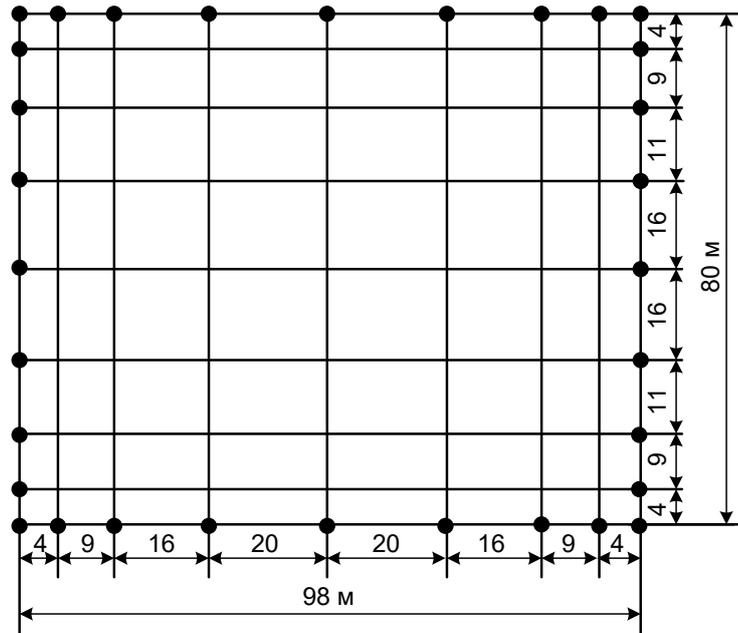


Рисунок 2.9 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{2(80+98)}{30} = 11,9 \text{ м.}$$

Визначаємо величини:

$$\sqrt{S} = \sqrt{7840} = 88,5 \text{ м;}$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 940 / 188 = 5;$$

$$a / l_B = 11,9 / 3 = 4;$$

$$\frac{h-t}{l_g} = \frac{2-0,5}{3} = 0,5;$$

$$\frac{l_g+t}{\sqrt{S}} = \frac{3+0,5}{88,5} = 0,04 < 0,1;$$

Опір ЗП в будь-який час повинен бути [5]:

$$R_3 = A \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_\Gamma + L_B}, \quad (2.71)$$

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

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

$L_\Gamma + L_B$ – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g+t}{\sqrt{S}}; \quad (2.72)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,04 = 0,41;$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}} / \rho_2 = 2,02$;

$$\text{Звідкіля } \rho_{\text{екв}} = 2,02 \cdot 188 = 380 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

$$L_{\Gamma} + L_{\text{В}} = (80 \cdot 9 + 98 \cdot 8) + 3 \cdot 30 = 1594 \text{ м.}$$

$$R_3 = 0,41 \frac{380}{88,5} + \frac{380}{1594} = 2 \text{ Ом} > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) системні «трос-опора»: $R_{\Pi 1} = 1,2 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор: $R_{\Pi 2} = 1,4 \text{ Ом}$;

$$R'_3 = \frac{2 \cdot 1,2 \cdot 1,4}{2 \cdot 1,2 + 2 \cdot 1,4 + 1,2 \cdot 1,4} = 0,49 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.}$$

2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники та обмежувачі перенапруг [4]:

а) ЛЕП-330 кВ, сторона ВН БТ ₁ та АТЗ	ОПН-330У1
б) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ ₂ та сторона СН АТЗ	ОПН-110У1
в) нейтраль БТ ₂	РВС-35У1
г) сторона НН БТ ₁ та БТ ₂	РВО-13,8У1
д) сторона НН АТЗ	РВО-10У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку пристроїв РЗА встановлюємо на лініях високочастотні загороджувачі типу ВЗ-1250-0,5У1.

3 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

3.1 Об'єм приймально-здавальних випробувань

Згідно ПУЕ заземлювальні пристрої, які вводяться в експлуатацію, підлягають приймально-здавальним випробуванням в наступному об'ємі [8, 9, 10]:

- перевірка елементів заземлювального пристрою;
- перевірка запобіжників в установках напругою до 1000 В;
- перевірка кола фаза–нуль в установках напругою до 1000 В з глухим заземленням нейтралі;
- вимірювання опору заземлювальних пристроїв;
- перевірка кола між заземлювачами та заземленими елементами.

3.2 Перевірка елементів заземлювального пристрою

Перевірка стану елементів заземлювального пристрою (ЗП) виконується в межах доступу для огляду.

При огляді перевіряється відповідність проекту перерізу, глибині закладення заземлювачів, надійність з'єднання елементів штучного заземлювача (труб, полос тощо), а також з'єднань штучного заземлювача з природними, відповідність проекту перерізу заземлювальних магістралей та провідників, правильність приєднання заземлювальних провідників до захищеного обладнання та до заземлювача, надійність зварних швів, захищеність заземлювальних провідників від механічних пошкоджень тощо.

3.3 Перевірка запобіжників

Запобіжники підлягають зовнішньому огляду, при якому перевіряється відповідність номінальної напруги запобіжника напрузі мережі, стан зовнішньої поверхні та внутрішніх частин, відсутність сколів, тріщин, забруднення

фарфорової ізоляції, цілість слюдяної прокладки, чистота розрядних поверхонь електродів.

Запобіжники повинні бути справні та відповідати номінальній напрузі електроустановки.

3.4 Перевірка кола фаза–нуль

Метою перевірки є визначення струму КЗ при замиканні між фазами та заземлювальними провідниками. Цей струм повинен мати визначену кратність по відношенню до номінального струму плавкої вставки або розчеплювача автомата захищеного приєднання.

Опір кола фаза–нуль складається з опорів фази трансформатора, фазного проводу та заземлювального проводу. При протяжних лініях та великих потужностях трансформаторів вимірювання опору петлі допустимо без врахування опору обмотки трансформатора.

Слід враховувати, що якщо в колі, де здійснюють вимірювання, є сталні провідники, їх опір при малих струмах значно більший, ніж при фактичних струмах КЗ. Тому, в таких випадках, опір при вимірюваннях декілька більший, ніж при фактичних струмах КЗ.

У відповідності з ПУЕ перевірка кола фаза–нуль повинна здійснюватися одним з методів [9,10]:

- безпосереднім вимірюванням струму однофазного замикання з використанням спеціальних приладів;
- вимірюванням повного опору кола з наступним визначенням струму однофазного КЗ.

3.4.1 Метод амперметра–вольтметра

Вимірювання виконується на відключеному обладнанні за схемою, яка наведена на рисунку 3.1. Живлення петлі здійснюється від зварювального або котельного трансформатора, а струм в колі повинен бути не менше 10 А.

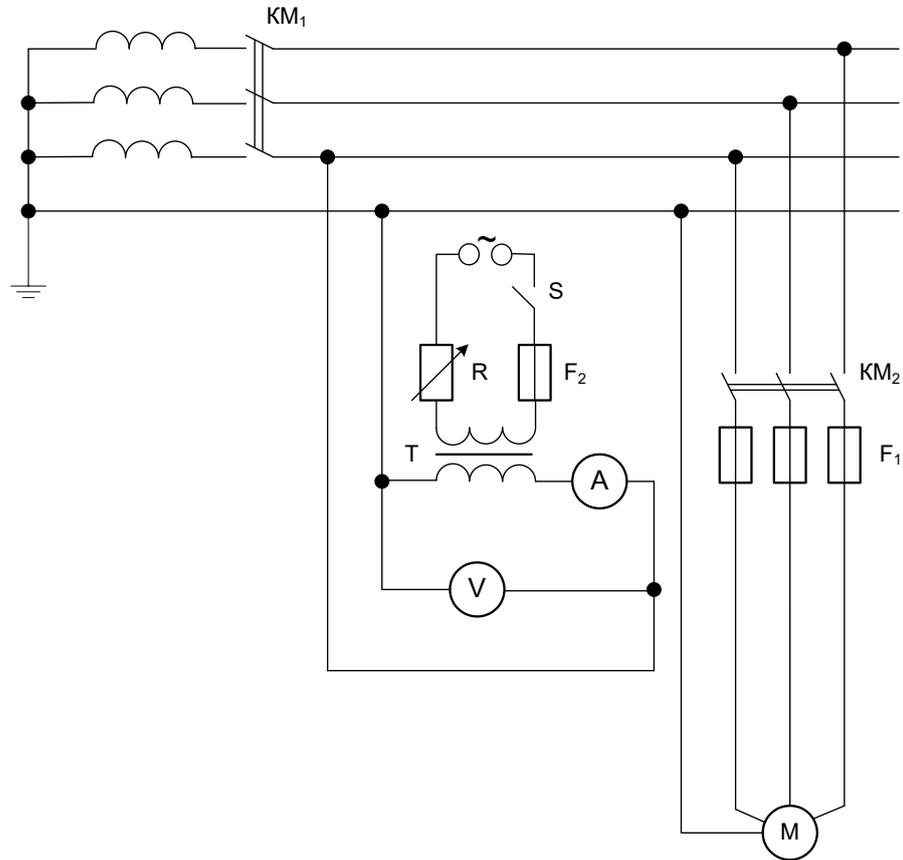


Рисунок 3.1 – Схема вимірювання опору кола фаза-нуль за допомогою амперметра та вольтметра

Для створення кола фазний провід приєднують до корпусу перевіряємого обладнання. Опір петлі визначається за формулою [9]:

(3.1)

Виміряне значення Z'_n може бути з достатньою для практичних розрахунків точністю арифметично складено з розрахунковим значенням повного опору однієї фази трансформатора $Z_T/3$.

Повний опір петлі визначається з виразу:

$$Z_n = Z'_n + \frac{Z_m}{3}, \quad (3.2)$$

а можливий струм однофазного КЗ – з виразу:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_n' + Z_m/3'} \quad (3.3)$$

де U_ϕ – фазна напруга;

Z_T – розрункове значення опору трансформатора.

Таблиця 3.1 – Розрахункові значення опорів силових трансформаторів з вторинною напругою 400/230 В при замиканнях на землю на вторинній стороні трансформатора

Потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформатора, кВ	Схема з'єднання обмоток трансформатора	Повний опір трансформатора $Z_T \cdot 10^{-3}$, Ом
25	6–10	У/У _Н	3110
40	6–10	У/У _Н	1949
63	6–10	У/У _Н	1237
	20		1136
100	6–10	У/У _Н	779
	20–35		764
160	6–10	У/У _Н	487
	6–10	Д/У _Н	165
	20–35	У/У _Н	478
250	6–10	У/У _Н	312
	6–10	Д/У _Н	106
	20–35	У/У _Н	305
400	6–10	У/У _Н	195
	20–35	У/У _Н	191
	6–10	Д/У _Н	66
630	6–10	У/У _Н	129
	20–35	У/У _Н	121
	6–10	Д/У _Н	42
1000	6–10	У/У _Н	81
	20–35	У/У _Н	77
	6–10	Д/У _Н	26
	20–35	Д/У _Н	31

3.4.2 Вимірювання приладом типу М-417

Прилад типу М-417 призначено для вимірювання опору кола фаза–нуль в мережах змінного струму промислової частоти напругою 380 В без відключення випробовуємого об'єкту. Робота приладу засновано на вимірюванні падіння напруги на вбудованому в прилад навантажувальному резисторі, який вмикається при вимірюванні в контролюєме коло. Падіння напруги на резисторі залежить від значення опору кола фаза–нуль, що дозволяє проградувати шкалу вимірювального приладу в Омах. Діапазон вимірювання приладу $0,1 \div 0,2$ Ом; основна похибка $\pm 10\%$ довжини робочої частини шкали.

3.4.3 Метод вимірювання струму однофазного КЗ

В енергосистемах використовуються прилади, які дозволяють виконувати безпосередньо вимірювання значення однофазного струму КЗ. Одним з них є прилад типу ИПЗ-Т, в якому здійснюється вимірювання струму однофазного КЗ через шунт, який має активний опір 0,00375 Ом. Для комутації в приладі використовується тиристор з фазовим керуванням. Тривалість протікання струму КЗ не перевищує 0,014 с, що забезпечує безпеку обслуговуючого персоналу у випадку дотику до корпусу електрообладнання при випробуваннях і не порушує нормальної роботи електроустановки. Падіння напруги на шунті в момент КЗ є пропорційним амплітудному значенню струма КЗ, яке підсилюється та запам'ятується на конденсаторі. Вимірювання напруги на конденсаторі здійснюється стрілочним приладом, шкала якого проградуєвана в діючих значеннях струму, який вимірюється. В схемі приладу передбачено вузол, який виключає вплив аперіодичної складової струму КЗ на результати вимірювань.

3.5 Вимірювання опору заземлювальних пристроїв

Для вимірювання опору заземлювальних пристроїв створюється штучне коло струму через заземлювач, який випробовується. Для цього на деякій відстані від нього розташовується допоміжний заземлювач, який сумісно з випробовувемим заземлювачем підключається до джерела живлення. Для вимірювання падіння напруги в опорі заземлювача, який випробовується, при проходженні через нього струму в зоні нульового потенціалу розташовується зонд [9,10].

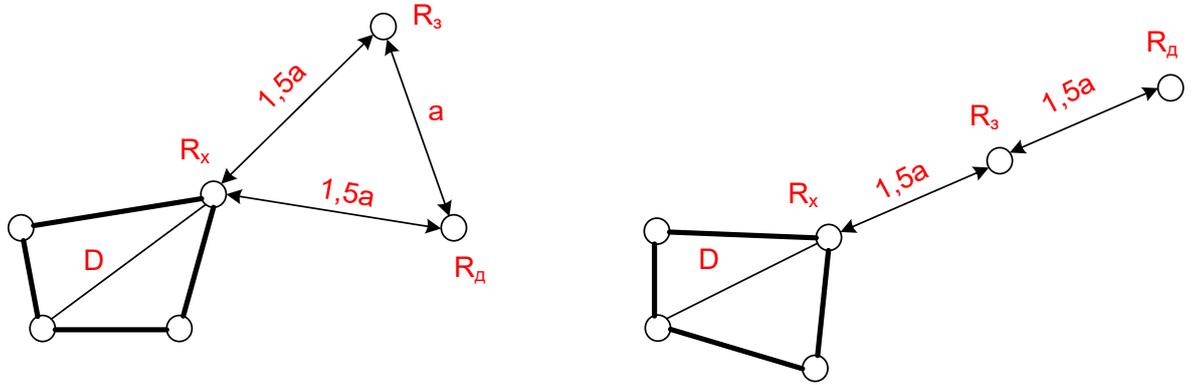
Точність вимірювань опору заземлювачів залежить від взаємного розташування випробовуємого та допоміжного заземлювачів і від відстані між ними. Для особливо точних вимірювань опорів складних заземлювачів достатніми є відстані між вимірювальними електродами та від електродів до випробовуємого заземлювача, які дорівнюють $5D$ (D – велика діагональ контуру заземлення). При великих розмірах заземлювача дотримання вказаних відстаней потребує значних витрат часу та зусиль. Тому у всіх випадках звичайних вимірювань потрібно використовувати схему, яка зображена на рисунку 3.2, яка забезпечує достатню точність вимірювань при значно менших відстанях. В якості розміру D потрібно приймати [9,10]:

- для заземлювальних сіток та заземлювачів, які складаються з заземлювальної сітки або контуру та вертикальних електродів, – довжину великої діагоналі;
- для заземлювачів, які складаються з вертикальних електродів, що розташовані в ряд та об'єднаних горизонтальною половою, – довжину полоси;
- для заземлювачів у вигляді одиничної горизонтальної полоси – довжину полоси.

Якщо заземлювачі являють собою залізобетонні фундаменти будівель або сталеві полоси, які прокладені для вирівнювання потенціалів, то в якості D

потрібно приймати найбільший розмір будівлі в плані. Розмір a потрібно приймати в залежності від розміру D , виходячі з наступних співвідношень [9]:

$D, \text{ м}$	> 40	$10 < D \leq 40$	≤ 10
$a, \text{ м}$	$\geq D$	≥ 40	~ 20



а) двохраненева;

б) однохраненева;

Рисунок 3.2 – Схеми розташування електродів при вимірюванні опорів складних заземлювачів та одиничних горизонтальних полюс

Для вимірювання опору одиничних вертикальних заземлювачів довжиною до 6 м потрібно використовувати схеми розташування електродів, які зображено на рисунку 3.3, а, б, а для заземлювачів довжиною більше 6 м – схеми рисунку 3.3, в, г. Відстань b потрібно приймати не менше $3l_v$, де l_v – довжина вертикального заземлювача.

Відносна похибка вимірювання, яка обумовлена зменшенням відстаней між електродами при вимірюваннях по схемам рисунків 3.2 та 3.3, не перевищує 5%.

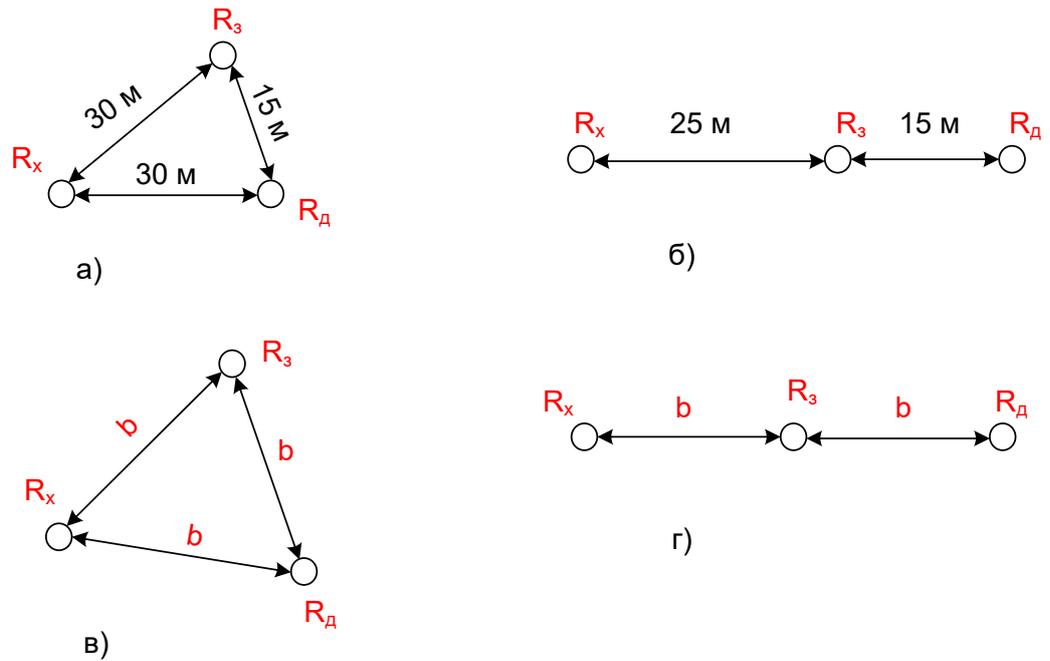


Рисунок 3.3 – Схеми розташування електродів при вимірюванні опору
 одиничних вертикальних заземлювачів:
 а, в – двохпроменевих; б, г – однопроменевих

Направлення рознесення електродів потрібно вибирати таким чином, щоб електроди не були ближче 10 м від підземних металевих конструкцій (кабелів з металевими оболонками, трубопроводів, заземлювачів опор повітряних ліній тощо). В деяких випадках при наявності великої кількості підземних комунікацій потрібно буде зробити декілька вимірювань при різних напрямленнях променів та різних відстанях a або b . З декількох вимірних значень в якості дійсного значення приймають найгірший результат.

В якості допоміжного заземлювача та зонда можуть використовуватися сталі нефарбовані електроди діаметром $10 \div 20$ мм і довжиною $0,8 \div 1$ м.

Промисловість випускає комплект приладдя ПЧ126М для вимірювання опору заземлювачів, який складається з футляру, котушок з проводом, металевих штирів, важеля та насадки.

Електроди потрібно забивати в щільний природний (не насипний) ґрунт на глибину не менше 0,5 м. В ґрунтах з великим питомим опором місця, де потрібно забивати допоміжні заземлювачі, ущільнюють або зволожують водою, розчином солі або кислоти. В якості допоміжних заземлювачів можуть бути використовані відрізки металевих труб, рейок та інші металеві предмети, які знаходяться в землі та не зв'язані з заземлювачем, який випробовується.

Кількість штирів у вимірювальному електроді залежить від потрібного опору електрода та від питомого опору поверхневого шару землі. Для потенціального електроду, в більшості випадків, достатньо одного штиря, а для струмового електроду в сухих пісчаних або мерзлих ґрунтах може потребуватися декілька з'єднаних електродів.

При вимірюванні опору заземлення опор ЛЕП, які з'єднані між собою тросом, останній повинен бути від'єднаним від випробовуємої опори.

Опір заземлювача не повинен перевищувати нормуємого значення в будь-який час року. Для отримання максимально можливого значення опору заземлювача протягом року (при наявності висихання землі літом і при найбільшому її промерзанні зимою) виміряні значення опору повинні бути збільшені на сезонний коефіцієнт К (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Сезонні коефіцієнти заземлювачів

Тип заземлювача	Розміри заземлювача	Глибина закладення 0,7÷0,8 м			Глибина закладення 0,5 м			Глибина закладення 0 м		
		К ₁	К ₂	К ₃	К ₁	К ₂	К ₃	К ₁	К ₂	К ₃
Горизонтальна полоса	l = 5 м	4,3	3,6	2,9	8,0	6,2	4,4	—	—	—
	l = 20 м	3,6	3,0	2,5	6,5	5,2	3,8	—	—	—
Заземлювальна сітка або контур	S = 400 м ²	2,6	2,3	2,0	4,6	3,8	3,2	—	—	—
	S = 900 м ²	2,2	2,0	1,8	3,6	3,0	2,7	—	—	—
	S = 3600 м ²	1,8	1,7	1,6	3,0	2,6	2,3	—	—	—

Продовження таблиці 3.2

Заземлювальна сітка або контур з вертикальними електродами довжиною 5м	$S = 900 \text{ м}^2$ ($n \geq 10$ шт.)	1,6	1,5	1,4	2,1	1,9	1,8	–	–	–
	$S = 3600 \text{ м}^2$ ($n \geq 15$ шт.)	1,5	1,4	1,3	2,0	1,9	1,7	–	–	–
Одиничний вертикальний заземлювач	$l = 2,5 \text{ м}$	2,0	1,75	1,5	–	–	–	3,8	3,0	2,3
	$l = 3,5 \text{ м}$	1,6	1,4	1,3	–	–	–	2,1	1,9	1,6
	$l = 5 \text{ м}$	1,3	1,23	1,15	–	–	–	1,6	1,45	1,3

Коефіцієнт K_1 приймають у випадку вимірювання при вологому ґрунті або у випадку, коли моменту вимірювання передувало випадання великої кількості осадків; K_2 – у випадку вимірювання при середній вологості ґрунту та при нормальній кількості осадків до вимірювання; K_3 – у випадку вимірювання при сухому ґрунті або у випадку, коли моменту вимірювання передувало випадання незначної кількості осадків.

4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

4.1 Вимоги і завдання під час експлуатації розподільних установок

Розподільні установки (РУ) на електростанціях та підстанціях — це комплекс будівель і обладнання, що слугує для приймання та розподілу електроенергії. Основними елементами РУ є власне розподільні установки, а також монтажні та з'єднувальні шини.

Існують відкриті та закриті РУ (рис. 4.1.) Останнім часом широкого поширення набули комплектні розподільчі установки (КРУ), які бувають як для внутрішньої установки, так і для зовнішньої (КРУЗ).



а)



б)

Рисунок 4.1 – Розподільні установки: а) РУ відкритого типу; б) комплектна розподільна установка закритого типу

До обладнання та приміщень розподільних установок будь-якої напруги висуваються наступні основні вимоги:

- Надійність обладнання: Усі установки РУ повинні відповідати паспортним даним і стабільно працювати як у звичайному режимі, так і під час коротких замикань. Установки та шини повинні мати достатню термічну та динамічну стійкість.

- **Стійкість ізоляції:** Ізоляція обладнання має витримувати можливі перепади напруги, що виникають внаслідок атмосферних впливів (наприклад, грози) та внутрішніх навантажень.

- **Стійкість до перевантажень:** Усе обладнання повинно надійно функціонувати при допустимих перевантаженнях.

- **Безпека для персоналу:** Територія РУ має бути безпечною та зручною для роботи персоналу під час усіх режимів експлуатації та ремонту.

- **Засоби захисту та герметизація:** На території РУ обов'язково повинні бути засоби захисту та протипожежні засоби. Вікна у закритих РУ слід щільно закривати, а всі отвори у стінах — герметизувати, щоб запобігти проникненню тварин та птахів. Покрівля має бути справною.

- **Контроль мікроклімату:** У приміщеннях закритих РУ необхідно підтримувати таку температуру та вологість, щоб ізоляція не зволожувалася. Температура не повинна перевищувати 40°C. Система вентиляції має бути ефективною.

- **Освітлення:** Усі приміщення РУ повинні бути обладнані як робочим, так і аварійним електроосвітленням.

Розподільні установки виконують низку оперативних завдань:

- **Відповідність режимів роботи:** Забезпечення того, що режими роботи РУ та окремих схем відповідають технічним характеристикам установок.

- **Безвідмовність систем:** Гарантування такої схеми розподільчих установок на станціях та підстанціях, яка забезпечує безперебійну роботу обладнання та безвідмовну вибірккову роботу установок РЗА (релейного захисту та автоматики) й автоматики.

- **Нагляд та обслуговування:** Забезпечення постійного нагляду та технічного обслуговування обладнання та приміщень РУ, а також оперативне усунення несправностей, оскільки їх розвиток може призвести до серйозних аварій.

- **Своєчасні випробування та ремонти:** Регулярне проведення випробувань та ремонтів обладнання.

- Дотримання процедур: Суворе дотримання встановленої послідовності та порядку операцій у РУ.

Зі зростанням споживчого навантаження, пропускна здатність вже встановлених установок часто стає недостатньою. Відповідність параметрів обладнання змінним умовам експлуатації в енергосистемах постійно контролюється. Це здійснюється шляхом моніторингу максимальних струмів навантаження та порівняння їх з номінальними даними приладів. Також проводяться розрахунки струмів короткого замикання при підключенні нового обладнання та зміні електричних схем.

Якщо виявляються невідповідності, здійснюється модернізація або заміна обладнання. Може також проводитися розбивка електричної мережі на окремі ділянки або впровадження автоматичних установок для обмеження струмів короткого замикання.

Спостереження за роботою приладів здійснюється під час зовнішніх оглядів РУ черговим та обслуговуючим персоналом.

4.2 Експлуатація комплексних розподільних установок

Комплектні розподільні установки (КРУ) можуть бути виготовлені у двох основних виконаннях: стаціонарному або висувному.

У стаціонарному виконанні обладнання міцно закріплене всередині кожної комірки КРУ. Натомість, у висувному виконанні такі елементи, як роз'єднувачі, секційні роз'єднувачі та трансформатори напруги, розміщуються на висувних візках. Ці візки можуть переміщатися всередині шафи і повністю витягуватися з неї.

Конструктивно, весь внутрішній простір шаф КРУ розділений металевими перегородками на окремі відсіки. Зазвичай це відсіки для:

- високовольтної апаратури;
- збірних шин;
- релейного захисту;

- вимірювання та керування.

Таке розділення відсіків необхідне для локалізації пожежі чи аварії, а також для полегшення обслуговування обладнання.

У висувних КРУ візок з автоматичним вимикачем може займати два фіксовані положення: робоче та випробувальне.

- У робочому положенні автоматичний вимикач знаходиться під навантаженням або під напругою (навіть якщо він вимкнений).
- У випробувальному положенні напруга з автоматичного вимикача знімається шляхом розмикання первинних роз'єднувальних контактів, які по суті замінюють роз'єднувачі. При цьому вторинні кола можуть залишатися замкнутими, що дозволяє перевіряти роботу вимикача (вмикання/вимикання).

Для безпечного та точного переміщення візка між робочим та випробувальним положенням (і навпаки) передбачений механічний пристрій керування. Він знижує зусилля, необхідні для переміщення візка, та забезпечує точне з'єднання роз'єднувальних контактів. Для проведення ремонту вимикача візок повністю витягується з шафи, переводячи його в ремонтне положення.

Для захисту персоналу від випадкового доторкання до струмоведучих частин КРУ оснащені спеціальними замками. Висувні КРУ мають автоматичні шторки, які блокують доступ до відсіку стаціонарних контактів, коли візок висунутий. Крім того, існує оперативне блокування, що запобігає виконанню некоректних або небезпечних операцій.

Під час експлуатації шаф КРУ суворо забороняється:

- примусово відкривати апарати та захисні огороження;
- відкручувати змінні частини шаф;
- піднімати або відкривати завіси, що перешкоджають доступу до відсіку, якщо там є напруга.

Графік перевірок та технічного обслуговування

Перевірки КРУ проводяться за встановленим графіком:

- При постійному чергуванні персоналу — не рідше одного разу на 3 дні.

- При обслуговуванні електроустановок виїзною бригадою — не рідше одного разу на місяць.

Під час візуального огляду контролюється:

- стан з'єднувачів, проводів, роз'єднувачів, первинних роз'єднувальних контактів, блокувань;
- ступінь забруднення та відсутність видимих пошкоджень ізоляторів;
- стан вторинних кіл (клемних рядів, гнучких з'єднувачів, роз'ємів, реле, вимірювальних приладів);
- робота кнопок управління вимикачами (перевіряється у тестовому положенні).

Рівень масла у вимикачах та апаратах перевіряється через оглядові вікна та захисні сітки. Оглядові люки, закриті захисною сіткою, використовуються для візуального огляду змонтованих шин без зняття напруги.

Перевіряється також робота освітлення та опалення у приміщеннях та шафах КРУ. Досвід експлуатації показав, що у КРУ зовнішньої установки відносна вологість повітря всередині шаф може значно підвищуватися (іноді до 100%), а поверхня ізоляторів зволожується при різких перепадах зовнішньої температури. Це може призвести до "перекриття" ізоляції по забрудненій поверхні. Щоб уникнути таких явищ, необхідно систематично очищати ізолятори від пилу та бруду. Ефективним методом боротьби з вологою на поверхні ізоляторів є їх покриття гідрофобними пастами.

4.3. Експлуатація вимикачів

Автоматичні вимикачі використовуються для комутації кіл у всіх режимах роботи:

- ▶ Вмикання та вимикання струмів навантаження;
- ▶ Струми короткого замикання;
- ▶ Струми намагнічування трансформатора;
- ▶ Струми зарядки ліній та шин.

Найскладнішим режимом роботи автоматичного вимикача є відключення струмів короткого замикання. Під час проходження струму короткого замикання вимикач піддається значним електродинамічним силам та високим температурам. Крім того, автоматичне або ручне повторне вмикання у разі неусунутого короткого замикання призводить до пробою контактного зазору та протікання імпульсного струму при низькому тиску через контакт, що призводить до передчасного зносу. Для збільшення терміну служби контакти виготовляються з металокераміки.

Конструкції автоматичних вимикачів включають різні принципи гасіння дуги та використовують різні газові середовища (трансформаторна олія, стиснене повітря, елегаз, тверді газоутворюючі матеріали тощо). Автоматичні вимикачі для станцій та підстанцій поділяються на такі групи:

- Масляні вимикачі з великим об'ємом масла;
- Масляні вимикачі великого об'єму;
- Масляні вимикачі малого об'єму;
- Повітряні автоматичні вимикачі;
- Електромагнітні автоматичні вимикачі серії ВЕМ;
- Автогазові вимикачі;
- Вакуумні автоматичні вимикачі;
- Вимикачі навантаження.

Кожна група автоматичних вимикачів має певні технічні характеристики, зазначені в каталогах, а також переваги та недоліки, що визначають межі її застосування.

4.3.1 Експлуатація масляних вимикачів

Основними конструктивними елементами масляних вимикачів є струмопровідні системи та контакти з дугогасними пристроями, ізоляційні конструкції, втулки, корпуси (баки), зубчасті механізми та приводи, допоміжні елементи.

В масляних вимикачах (рисунок 4.2) масло в баку використовується для гасіння дуги та відокремлення струмоведучих частин від заземлених конструкцій, в маломасляних вимикачах - для гасіння дуги, і не обов'язково для ізоляції. Їхні баки спеціально ізольовані від основи.



Рисунок 4.2 – Масляний вимикач

Гасіння дуги в масляних вимикачах забезпечується дією дугогасного середовища - масла. Цей процес супроводжується сильним нагріванням і розкладанням масла та утворенням газів.

У сучасних масляних вимикачах використовуються спеціальні дугогасні установки, які прискорюють відновлення електричної міцності зазору між контактами після вимкнення вимикача. У цьому випадку важливу роль відіграє швидкість руху контактів вимикача. Одним із способів підвищення швидкості роботи вимикача є збільшення кількості послідовних розривів на кожному полюсі вимикача.

Керування масляним автоматичним вимикачем здійснюється виконавчим механізмом. Приводи використовують різні види енергії, тому їх поділяють на ручні, пружинні, електромагнітні та пневматичні. Широко використовуються електромагнітні та пневматичні приводи.

Під час візуального огляду зовнішніх масляних автоматичних вимикачів перевіряється фактичне положення вимикача (увімкнено чи вимкнено); стан поверхні порцелянових входних кришок, ізоляторів та стрижнів; цілісність мембран запобіжних клапанів та відсутність витоку масла з газових труб; відсутність потоку масла та її рівень у баках та заливних горловинах. На слух визначається наявність тріщин або шумів усередині вимикача. За кольором термоплівки, приклеєної до контактних з'єднань, визначається, чи перегріваються контакти.

Рівень масла в баках повинен бути в межах допустимих змін рівня на шкалі індикатора рівня. Це надзвичайно важливо при гасінні електричної дуги та охолодженні газів, що утворюються в результаті горіння дуги. Високий рівень масла в баку зменшує об'єм повітряного простору над поверхнею масла. У таких умовах під час гасіння дуги масло може потрапити на кришку вимикача з небезпечним підвищенням тиску всередині резервуара, що може спричинити деформацію або навіть вибух резервуара. Взимку при температурі зовнішнього повітря нижче $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ умови гасіння дуги у вимикачах, встановлених на відкритому повітрі, значно погіршуються через збільшення в'язкості масла та, як наслідок, зниження швидкості спрацьовування. Для покращення умов роботи масляних вимикачів під час тривалих (більше добових) перепадів температури вмикають електропідігрів, який вмикають при температурі вище $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4.3.2 Експлуатація повітряних вимикачів

Конструктивні схеми повітряних вимикачів різні. На рисунку 4.3 показано приклад повітряного вимикача. Однак, до спільних елементів належать дугогасильні пристрої та пристрої для створення ізоляційної відстані між контактами вимикача у розімкнутому стані, ізоляційні конструкції, шунтуючі резистори, резервуари стисненого повітря та механізми керування.



Рисунок 4.3 – Повітряний вимикач 330 кВ

Дугогасильні пристрої складаються з порцелянових або сталевих камер, що містять рухомі та нерухомі контактні системи. Ізоляційна відстань у розімкненому стані повітряного вимикача забезпечується камерами. Після гасіння дуги в цих вимикачах рухомі контакти віддаляються від нерухомих контактів на повну ізоляційну відстань.

Дугогасильні пристрої та камери ізолювані від підлоги порцеляновими опорними ізоляторами, у заглибленнях яких проходять скловолокнисті повітряні канали та ланцюг керування клапанами, виготовлений з ізоляційного матеріалу.

Стиснене повітря виконує дві функції в пневматичних вимикачах: гасіння дуги та керування вимикачем. Гасіння дуги здійснюється потужним струменем стисненого повітря, спрямованим на контакти дугогасильного пристрою, ефективно відновлюючи електричну міцність зазору між ними.

Стиснене повітря зберігається в резервуарах на землі або в зоні високої напруги. Наземні резервуари зазвичай служать опорними точками. Системи гасіння дуги розташовані в резервуарах.

Робота повітряних вимикачів у потрібній послідовності контролюється стисненим повітрям.

Основними елементами системи керування є:

- ▶ Електромагніти для вмикання та вимикання;
- ▶ Пускові, проміжні та напірні клапани;
- ▶ Пневматичні приводи, що переміщують контакти автоматичного вимикача та його інших частин;
- ▶ Допоміжні контакти кіл керування та їх комутаційні механізми;
- ▶ Ізоляційні та металеві дроти, що з'єднують окремі елементи автоматичного вимикача;
- ▶ Ізоляційні та металеві дроти для з'єднання рухомих частин автоматичного вимикача, що знаходяться під різними потенціалами.

Повітряні вимикачі оснащені пристроями для вентиляції внутрішньої частини ізоляційних конструкцій та для регулювання тиску стисненого повітря в резервах автоматичного вимикача.

Тиск стисненого повітря в корпусах автоматичних вимикачів регулюється електричними контактними манометрами в шафі керування. Ці манометри використовуються для блокування автоматичного вимикача, тим самим запобігаючи його спрацьовуванню, якщо тиск стисненого повітря значно відхиляється від номінального значення.

Під час випробування повітряних автоматичних вимикачів фактичне положення всіх полюсів автоматичного вимикача перевіряється за допомогою індикаторних ламп та манометрів. Крім того, манометри використовуються для перевірки тиску стисненого повітря в корпусах та його подачі для вентиляції. Особлива увага приділяється загальному стану повітряного автоматичного вимикача, цілісності порцелянових кришок та ізоляторів, шунтуючих резисторів та ємнісних подільників напруги, а також ступеня забруднення поверхні порцелянового ізолятора. Перевіряється наявність витoku повітря через вушко. Контактні виводи шин та клем нагріваються контрольованим способом.

Технічне обслуговування пневматичних автоматичних вимикачів під час експлуатації здійснюється наступним чином:

- ▶ Конденсат, що накопичується в наземних резервуарах, видаляється один раз на місяць.
- ▶ У період дощів збільшується витрата повітря для вентиляції порожньої ізоляції.
- ▶ При температурі навколишнього середовища нижче -5°C вмикаються електронагрівачі в колонних розподільних щитах та щитах.
- ▶ Працездатність автоматичного вимикача перевіряється контрольними випробуваннями під високим тиском (не рідше двох разів на рік) шляхом увімкнення та вимкнення повітря.

Баки автоматичного вимикача повинні вентилуватися повітрям, очищеним від механічних домішок. Основне очищення та осушення повітря здійснюється в компресорному блоці.

Надійність з'єднання порцелянових та металевих деталей значною мірою залежить від якості гумових ущільнювачів та рівномірного розподілу зусилля при затягуванні гайок вздовж виступу ізолятора. Зношені гумові ущільнювачі не мають достатньої еластичності та продовжують деформуватися з часом. Щоб запобігти пошкодженню вимикачів, болти всіх з'єднань з прокладками слід перевіряти та підтягувати двічі на рік (навесні та восени). При цьому експлуатаційний персонал повинен візуально перевіряти цілісність гумових прокладок у місцях стиків ізоляторів камер пожежегасіння, відсіків та їх опорних колон. Забороняється працювати з вимикачем, якщо прокладки заклинили або пошкоджені.

4.3.3 Експлуатація вакуумних вимикачів

Основною особливістю вакуумного вимикача є здатність відключати струми короткого замикання.

Вимоги до вимикачів середніх і високих напруг сформульовані в міжнародних стандартах IEC 60694 і IEC 62271-100.

Вимикачі середньої напруги, як і інші електромеханічні комутаційні апарати, різняться залежно від середовища, в якому їхні контакти розмикаються і замикаються. Існують, зокрема, вакуумні, масляні, газові та повітряні вимикачі, водночас перші три види застосовують у мережах змінного струму, а повітряні вимикачі, які раніше застосовували в мережах змінного і постійного струму, нині застосовують тільки в мережах постійного струму.

Застосування того чи іншого дугогасильного середовища визначається електрофізичними властивостями, а також технологічними та експлуатаційними факторами. Криві, представлені на рис. 4.4, дають змогу порівняти електричну міцність різних середовищ, з яких найгіршим є повітря. Елегаз (гексафторид сірки) за тиску, близького до атмосферного (1 бар \approx 1 кГс/см²), має приблизно в 2,5 рази більшу електричну міцність. Ще кращим діелектриком є трансформаторне масло, яке застосовується також у вимикачах.

Однак трансформаторне масло та елегаз за електричною міцністю значно поступаються вакууму, з яким успішно конкурує елегаз високого тиску (5 бар і більше).

Вакуум є найефективнішим середовищем з погляду мінімуму енергії, що виділяється в дузі під час її гасіння (рис. 4.5). Таким чином, вакуумні комутаційні модулі або вакуумні камери (vacuum interrupter) мають найменші розміри. Вакуумні вимикачі виявляються найбільш невибагливими в експлуатації.

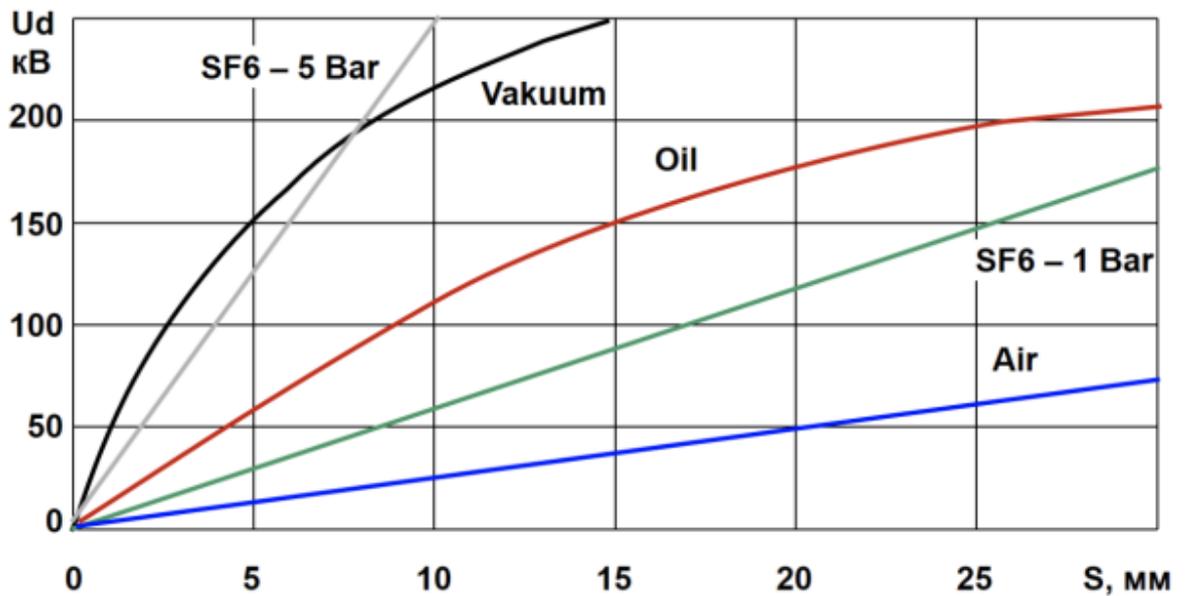


Рисунок 4.4 – Електрична міцність різних середовищ

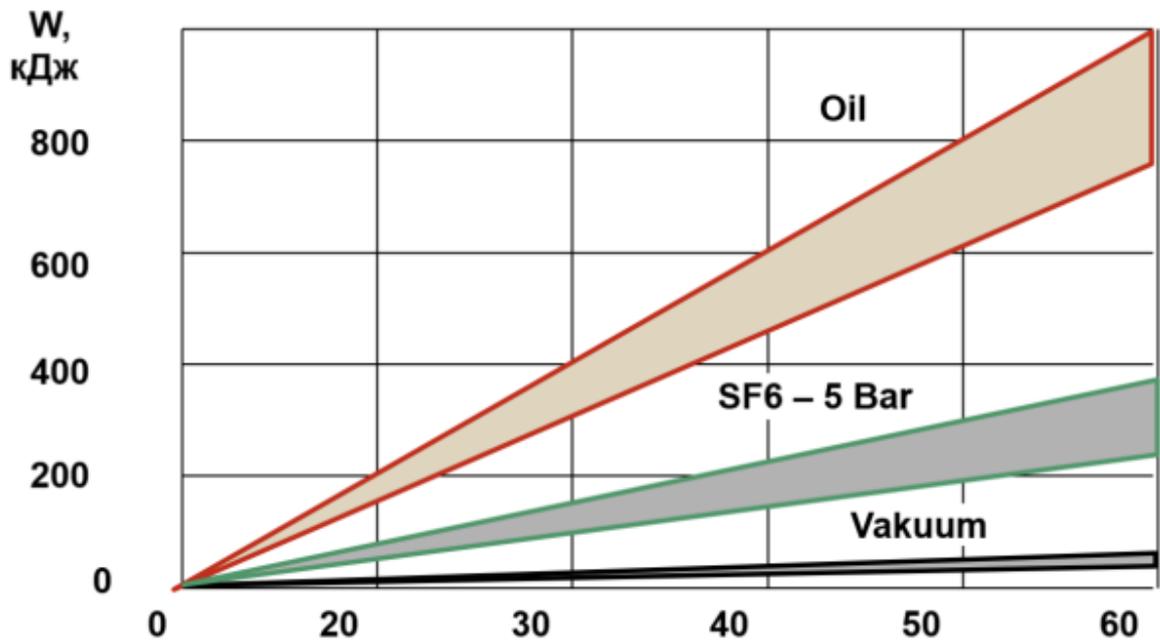


Рисунок 4.5 – Енергія в дузі під час її гасіння

Вакуумні вимикачі як тип комутаційних апаратів з'явилися на ринку електротехнічної продукції наприкінці 1970-х років. Завдяки подоланню недоліків комутації у вакуумі, виявлених на стадії початкових досліджень, як-от явище обрізання струму та пов'язані з ним перенапруги, повторне запалювання

дуги після проходження струму через нуль, приварювання контактів під час проходження струмів короткого замикання, завдяки створенню підхожих матеріалів для контактів та технічних рішень за конструкцією вакуумних переривників виробництво вакуумних вимикачів почало швидко зростати. На сьогодні в сегменті вимикачів середньої напруги вакуумні вимикачі займають приблизно 80% ринку, і цей показник має тенденцію до зростання.

Основою вакуумного вимикача є вакуумна камера, яка успішно відключає струми короткого замикання до 50 кА і забезпечує гасіння електричної дуги з першого ж проходу струму через нуль (рис. 4.6).

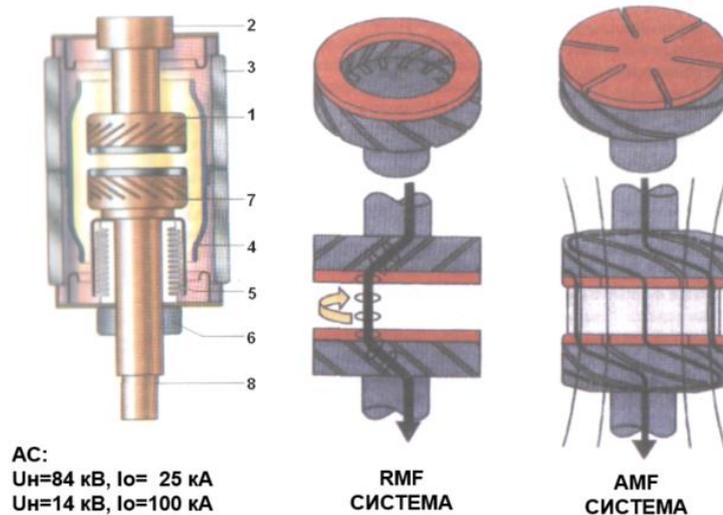


Рисунок 4.6 – Вакуумна камера та системи контактів

Вакуумні вимикачі випускають як із пружинно-моторними, так і з електромагнітними приводами.

Застосування вакуумних вимикачів охоплює широкий спектр сфер: від промислових підприємств до міської інфраструктури, де їх використовують для захисту та управління електричними мережами. Вони забезпечують високу надійність і безпеку експлуатації, мінімізуючи ризики аварій і полегшуючи процес обслуговування мереж.

Вакуумні вимикачі певних компаній виробників застосовують у своїй конструкції пружинно-моторний привід, з двоступеневим розведенням контактів (рис. 4.7).

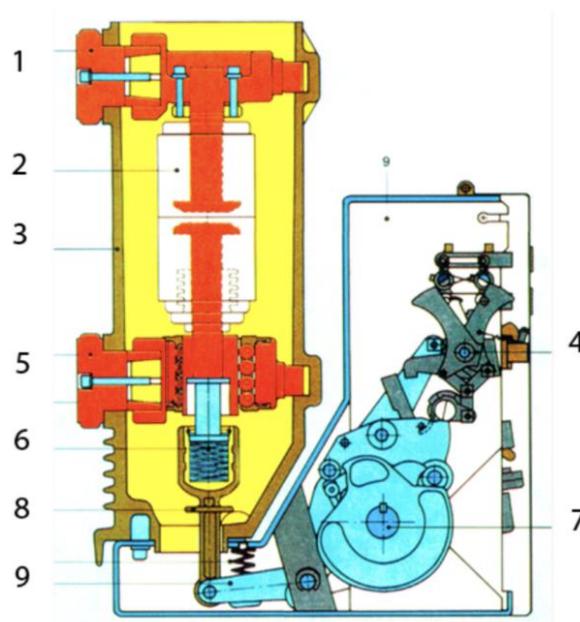


Рисунок 4.7 – Пристрій вакуумного вимикача ВБ4:

1 – нерухомий контакт, 2 – вакуумна камера, 3 – ізоляційний полюс вимикача, 4 – спусковий механізм приводу, 5 – рухомий контакт, 6 – натискна пружина, 7 – головний привід вимикача, 8 – тяговий ізолятор, 9 – приводний важіль.

Головна перевага приводу ВБ4 – висока механічна стійкість і особлива діаграма розведення силових контактів. Під час вимкнення вимикача, контакти розводяться не миттєво, що дає змогу уникнути високого рівня перенапруг.

Обслуговування вакуумних вимикачів ВВ/TEL. Огляд вимикачів ВВ/TEL проводиться згідно з графіком роботи оперативного персоналу групи підстанцій, але не рідше одного разу на місяць.

Під час огляду особливу увагу слід звертати на:

- відсутність пошкоджень ізоляторів та ступінь їхнього забруднення;
- відсутність нагріву контактних з'єднань вимикачів.

Усі виявлені під час роботи несправності необхідно записувати до журналу дефектів та негайно повідомляти начальника. Відомості про відключення коротких замикань заносяться до «Журналу автоматичних відключень».

Після кожного відключення короткого замикання вимикач обов'язково має бути оглянутий. Особлива увага приділяється відсутності тріщин та інших пошкоджень ізоляторів, а також надійності контактних з'єднань.

Капітальний ремонт вакуумних вимикачів ВВ/TEL не передбачений. Після закінчення терміну служби, вичерпання комутаційного або механічного ресурсу вимикач підлягає утилізації.

Поточний ремонт

Поточний ремонт вимикачів ВВ/TEL проводиться один раз на рік.

Послідовність виконання поточного ремонту:

- Зовнішній огляд вимикача для виявлення дефектів.
- Протирання опорної ізоляції ганчіркою, змоченою етиловим спиртом.
- Підтягування болтових з'єднань кріплення струмопровідних шин до виводів вимикача.
- Перевірка працездатності блокувальних пристроїв.
- Перевірка працездатності блоку управління вимикача.

Виконання поточного ремонту оформляється в ремонтній картці. Приклад запису: «Зроблено поточний ремонт вимикача згідно з технологічною картою № [номер]. Виконано пункти № [номери пунктів]. Виміряно такі характеристики вимикача: [перелік характеристик]. Вимикач придатний до експлуатації. [П.І.Б., підпис керівника ремонту], [П.І.Б. складу бригади]».

До профілактичного контролю входять такі основні види підготовки вимикачів до роботи:

- Перевірка загального стану вимикача (зовнішній огляд).
- Перевірка працездатності вакуумного вимикача (ВВ).
- Вимірювання опору головного кола.
- Випробування ізоляції змінною однохвилинною напругою.
- Протирання ізоляції.

1. Перевірка працездатності вимикача

Працездатність вимикача перевіряється після підключення кола керування до блоку управління (БУ) згідно зі схемою, наведеною в паспорті або керівництві з експлуатації (РЕ) БУ.

Перед перевіркою працездатності ВВ необхідно:

- Налаштувати входи управління, обравши резистори-еквіваленти блоку керування серії БУ/TEL312 відповідно до рекомендацій РЕ на БУ/TEL312.
- Перевірити функціонування БУ згідно з рекомендаціями РЕ для відповідного типу БУ.

Кожен вимикач має бути перевірений шляхом виконання не менше 5 циклів операцій «Вмикання – Вимикання» («В-В»). Також слід перевірити блокування повторних включень (блокування від "стрибання") та блокування включення при наявності команди відключення.

Усі перевірки слід виконувати з урахуванням рекомендацій, викладених у РЕ на БУ відповідного типу.

2. Вимір опору ізоляції

- Опір ізоляції полюса вимикача повинен бути не нижче 3000 МОм. Вимірювання проводиться мегомметром на напругу 2,5 кВ.
- Опір ізоляції вторинних кіл та обмоток електромагнітів керування повинен бути не менш ніж 10 МОм. Вимірювання проводиться мегомметром на напругу 1,0-2,5 кВ.

3. Вимірювання опору головного кола вимикача

Значення опору струмопроводу контуру кожного полюса не повинно перевищувати заводських норм:

- ВВ/TEL-10-12,5/630 – 100 мкОм;
- ВВ/TEL-10/6-6,3/630 – 100 мкОм;
- ВВ/TEL-10/6-8/800 – 60 мкОм.

Опори електромагнітів керування повинні відповідати паспортним даним з відповідною точністю вимірювання. Якщо заводські дані відсутні, отримані значення для однотипних вимикачів слід порівняти між собою.

Вимірювання перехідного опору головних контактів вимикача виконується безпосередньо на його контактних виводах. У разі недоступності до них, необхідно демонтувати ошиновку. Під час експлуатації вакуумного вимикача опір головних контактів, як правило, підвищується через вплив електричної дуги на поверхню контактів.

Вимірювання слід проводити повіреним приладом того ж типу або класу, яким проводилися виміри під час введення вимикача в експлуатацію. Якщо отримані результати більш ніж у 2 рази перевищують нормативне значення, необхідно виконати контрольне вимірювання приладом того ж класу, що й на заводі-виробнику (тестовий струм постійний 100 А, похибка до 1%).

Висновок виробника про можливість подальшої експлуатації виробу надається після отримання протоколів вимірів від замовника. Якщо вимірне значення не перевищує нормоване або вимірне при введенні в експлуатацію (якщо воно було вище) більш ніж у два рази, то подальша експлуатація вакуумного вимикача дозволяється, за умови, що реальна величина струму в даному осередку не перевищує допустиму величину, визначену за кривими на Рисунку 4 (діаграма максимально допустимих струмів навантаження ВВ/TEL залежно від перехідного опору головного кола).

Вимірювання електричного опору постійному струму (R) головного кола ВВ проводиться для контролю контактних з'єднань, включаючи стан поверхні контактів вакуумних дугогасних камер (ВДК). При випуску вимикачів завод вимірює опір струмопровідних кіл кожного полюса.

Виміряні споживачами значення R при введенні ВВ в експлуатацію можуть відрізнятися від паспортних даних з різних причин, включаючи використання різних вимірювальних приладів. Через невеликі значення R вакуумних вимикачів, підприємство рекомендує проводити вимірювання приладами, що забезпечують похибку не більше 5% в діапазоні 20-100 мкОм струмом не менш 10% від номінального, наприклад мікроомметри МКИ 200 з робочим вимірювальним струмом 200 А. Виміряні ними опори не повинні відрізнятися від нормованих значень більш ніж на 20% у бік збільшення.

Значення R , отримані перед введенням ВВ в експлуатацію, повинні використовуватися для порівняння зі значеннями, отриманими під час профілактичного контролю R в процесі експлуатації ВВ. У разі значного зростання опору слід з'ясувати причину його збільшення. Для цього необхідно повторно виміряти опір, попередньо виконавши вимикачем 5-7 операцій "В-В". При негативних результатах вимірювань слід перевірити контактні з'єднання верхнього струмознімання, включаючи наявність стандартної пружинної шайби та величину зусилля від зовнішньої ошиновки. Зусилля від ошиновки на струмопровідних виводах не повинно призводити до відхилення верхньої частини полюса більш ніж на 1 мм від його нормального положення. Також слід перевірити моменти затягування гайок кріплення шин до струмопровідних виводів ВВ. Вони повинні становити 30 Н·м для вимикачів на 630-1000 А і 70 Н·м для вимикачів на 1600 А.

Під час вимірювання опору в умовах експлуатації слід звертати увагу на відносну різницю значень R в полюсах ВВ. Різниця в 25 - 30% може свідчити про порушення контактного з'єднання в полюсі зі збільшеним значенням R . Після ошиновки вимикачів у комплектному розподільчому пристрої (КРП) слід виміряти перехідний опір (ПО) між виводами ВВ та струмопровідними шинами. При повторному вимірі опору під час профілактичних робіт обладнання КРП значення ПО не повинні перевищувати вихідні більш ніж на 20%, інакше необхідно провести ревізію болтових контактних з'єднань.

4. Випробування ізоляції змінною однохвилинною напругою

Випробуванню підлягає ізоляція фаза-земля, міжфазна ізоляція та поздовжня ізоляція вимикача (ізоляція між розімкнутими контактами ВДК) протягом 1 хвилини.

- Випробувальна напруга для нових вимикачів – 42 кВ.
- Випробувальна напруга для ВВ, встановлених у мережах 6 кВ – 32 кВ.
- Підйом напруги під час випробування проводиться плавно.

Випробування поздовжньої ізоляції ВВ має особливості, оскільки вакуумна ізоляція є самовідновлювальною – вона відновлює свою електричну

міцність після іскрового розряду між контактами ВДК. При появі таких розрядів електрична міцність ВДК лише зростає.

Під час випробувань перед введенням в експлуатацію іноді можуть виникати іскрові розряди при напрузі вище 32-34 кВ. У разі появи іскрових розрядів необхідно проводити випробування поздовжньої ізоляції полюсів ВВ пофазно. Рекомендується проводити випробування наступним чином: при виникненні розрядів слід зупинити підйом випробувальної напруги або трохи знизити її, а після витримки 5-10 с знову підвищити напругу до початку наступної серії розрядів. Серії розрядів швидко відновлюють та підвищують електричну міцність вакуумної ізоляції, так що захисний автомат від перевантаження, як правило, не встигає відключати випробувальну установку.

При випробуванні поздовжньої ізоляції та ВДК випробувальну напругу рекомендується прикладати до виводу нерухомого контакту ВВ. У випадках виникнення іскрових розрядів при напрузі нижче 28 кВ, а також невдалих спробах довести електричну міцність ВДК до напруги 38-42 кВ під час електричного тренування, необхідно повідомити про це підприємство для вжиття необхідних заходів, включаючи ті, що впливають з гарантійних зобов'язань.

Ізоляція вторинних кіл та обмоток електромагнітів керування випробовується напругою промислової частоти протягом 1 хвилини. Випробувальна напруга становить 1 кВ.

Періодичність випробування ізоляції підвищеною напругою – 1 раз на 5 років.

Результати випробувань поздовжньої ізоляції ВВ надають інформацію про електричну міцність ВДК та наявність у ній вакууму. При втраті вакууму електрична міцність ВДК становить близько 10 кВ, залежно від його остаточного значення. У цьому випадку захисний автомат, як правило, відключає випробувальну установку від перевантаження, так само, як і при перекритті зовнішньої ізоляції ВДК.

При випробуванні ВВ у складі КСО за наявності на збірних шинах (ЗШ) КСО робочої напруги, необхідно зняти зазначені шини перед випробуванням ВВ для запобігання перекриттю повітряної ізоляції між розподільчими шинами (ШР) та ЗШ, або прикладати випробувальну напругу до іншого виводу ВВ. Під час випробувань поздовжньої ізоляції вимикачів, що знаходяться в горизонтальному положенні, може з'являтися шум, викликаний вібрацією металевого екрану, вільно закріпленого всередині ВДК. Його поява не є небезпекою і не є дефектом.

5. Протирання ізоляції

Протирання ізоляції проводиться сухим безворсовим матеріалом.

6. Технічне обслуговування вимикачів, призначених для частих комутаційних операцій

З огляду на збільшення нормативного механічного та комутаційного ресурсу, пропонується змінити періодичність планових перевірок, що дозволяють судити про стан вимикача в процесі експлуатації.

Профілактичний контроль технічного стану вимикачів рекомендується проводити у такі терміни:

- при введенні в експлуатацію;
- перша перевірка – при досягненні вимикачем ресурсу 10 000 операцій "В-В";
- повторні перевірки – через кожні 25 000 циклів "В-В" з моменту введення в експлуатацію.

В обсяг профілактичного контролю входять: перевірка загального стану вимикача (зовнішнім оглядом), перевірка працездатності ВВ, вимірювання опору головного кола та випробування ізоляції змінною однохвилинною напругою, протирання ізоляції.

При досягненні вимикачем ресурсу 50 000 операцій "В-В" пропонується проведення операцій планово-попереджувального ремонту (ППР), який включає наступний перелік заходів:

- зовнішній огляд стану частин приводу, що піддаються тертю, та магнітної системи;
- заміна тяги, що передає зусилля від штока ручного відключення на вал вимикача, ІТЕА № 753225001;
- проведення операцій технічного обслуговування (ТО).

Для визначення коректних термінів проведення ТО та ППР, вимикачі, призначені для роботи з частими режимами комутацій, згідно з ГОСТ 18397386, повинні мати лічильник числа відключень.

При застосуванні вимикачів у колі електродвигунів 6-10 кВ необхідно враховувати можливість відключення вимикачем пускового струму загальмованого двигуна, що в ряді випадків може призводити до комутаційних перенапруг у їхньому колі. Аналогічні процеси можуть відбуватися при відключенні ненавантажених трансформаторів.

Найбільш ефективним способом обмеження комутаційних перенапруг є спосіб, розроблений підприємством, що полягає у шунтуванні ВДК обмежувачем перенапруг (ОПН). У деяких випадках, коли встановлення ОПН паралельно контактам неможливе з конструктивних міркувань, можливе використання традиційних засобів обмеження перенапруг — ОПН, що встановлюються між фазою та землею в кабельному відсіку за трансформаторами струму.

У всіх інших випадках (відключення струмів навантаження або короткого замикання) встановлення вакуумних вимикачів не потребує застосування засобів захисту від комутаційних перенапруг.

7. Вимірювання механічних характеристик

- Робота блок-контактів перевіряється шляхом замикання головних контактів із повним ходом рухомої частини вимикача.
- Механізм вільного розчіплювання перевіряється під час включення вимикача у двох положеннях головних контактів:
 - у момент замикання головних контактів;
 - у включеному положенні.

8. Перевірка напруги спрацьовування привода

Найменші значення напруг включення та відключення на виводах електромагнітів керування повинні відповідати наступним значенням (не більше):

- Найменша напруга включення:
 - ВВ/TEL-10-12,5/630 – 187 В (85%);
 - ВВ/TEL-10/6-6,3/630 – 187 В (85%);
 - ВВ/TEL-10/6-8/800 – 187 В (85%).
- Найменша напруга відключення:
 - ВВ/TEL-10-12,5/630 – 187 В (85%);
 - ВВ/TEL-10/6-6,3/630 – 187 В (85%);
 - ВВ/TEL-10/6-8/800 – 187 В (85%).

9. Вимір часу включення й відключення

- Власний час включення (не більше):
 - ВВ/TEL-10-12,5/630 – 0,1 с;
 - ВВ/TEL-10/6-6,3/630 – 0,07 с;
 - ВВ/TEL-10/6-8/800 – 0,07 с.
- Власний час відключення (не більше):
 - ВВ/TEL-10-12,5/630 – 0,018 с;
 - ВВ/TEL-10/6-6,3/630 – 0,01 с;
 - ВВ/TEL-10/6-8/800 – 0,01 с.

10. Випробування вимикача багаторазовим включенням-відключенням

Випробування проводиться в таких операціях та циклах:

- включення;
- відключення;
- включення-відключення;
- відключення – включення - відключення.

Операції «включення», «відключення» та «включення-відключення» без витримки часу проводяться на всіх вимикачах. Операція «відключення-

включення-відключення» проводиться на вимикачах, що працюють у режимі АПВ (автоматичного повторного включення).

Операції «включення» та «відключення» випробовуються три-п'ять разів, складними циклами – два-три рази. Операції вимикачем проводяться при номінальному навантаженні на електромагнітах керування.

11. Допустиме зношування контактів

Під час проведення поточних ремонтів необхідно контролювати допустиме зношування контактів, що визначається на рухомому контакті камери за шириною пофарбованої смуги (якщо така є).

12. Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача

Ця перевірка виконується під час проведення поточних ремонтів. Електромагніти керування вакуумних вимикачів повинні спрацьовувати:

- електромагніти включення – при напрузі не менш 0,85 $U_{ном}$;
- електромагніти відключення – при напрузі не менш 0,7 $U_{ном}$.

Тепловізійний контроль проводиться згідно з ГКД 34.20.302-2002 для оцінки нагріву контактів та контактних з'єднань струмопровідного контуру вимикачів.

Перед випробуваннями електричної міцності ізоляції необхідно очистити поверхню опорної ізоляції за допомогою чистого дрантя, змоченого етиловим спиртом (витрата спирту на один вимикач – 30 мл).

Електрична міцність вакуумних камер у процесі вироблення комутаційного ресурсу може дещо зменшуватися. Тому рекомендується перевіряти електричну міцність при напрузі, що дорівнює 80% випробувальної напруги, нормованої для даного класу електроустановки.

Якщо високовольтний полюс вимикача (кожен) не витримує впливу випробувальної напруги менш 80% нормованої і величина кожного наступного пробою має тенденцію до зниження, його подальша експлуатація заборонена.

У разі виходу з ладу вимикача, як у період гарантійного терміну, так і після його завершення, експлуатуюча організація в обов'язковому порядку повідомляє завод-виробник.

Розкриття пломб, огляд, ремонт провадиться тільки персоналом, акредитованим на даний вид робіт. Порушення цього правила у період гарантійного терміну призводить до анулювання гарантійних зобов'язань, а після закінчення гарантійного терміну – до можливого подорожчання ремонту.

Технічне обслуговування вимикачів повинно проводитися відповідно до "Міжгалузевих правил з охорони праці (правил безпеки) при експлуатації електроустановок", РД 153334.0303.150300. Вимикач серії ВВ/TEL є екологічно безпечним виробом.

При випробуванні ізоляції вимикачів при розімкнутих контактах ВДК поза шафи КРУ, для захисту персоналу від можливого рентгенівського випромінювання, необхідно встановити на відстані 0,5 м від вимикача захисний екран (1000 мм x 1500 мм), виконаний зі сталевого листа товщиною 2 мм або зі скла марки ТФ35 (ГОСТ 9541375) товщиною не менше 12,5 мм. При випробуванні викочувального елемента його фасадна перегородка може використовуватися як захисний екран.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу ГЕС потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

На спроектованій станції було обрано основне обладнання, а також структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ, а в місцевий район – 110 кВ. Була обрана схема власних потреб ЕС. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. На підставі розрахунків струмів КЗ здійснено вибір сучасної комутаційної апаратури, гнучких та жорстких шин, кабелів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів на ЛЕП високої напруги, акумуляторних батарей. Для ВРУ-330 кВ виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою.

Обидва розподільчі пристрої – відкриті розподільчі пристрої (ВРП). Для ВРУ-110 кВ, згідно рекомендацій, прийнято типову схему «дві робочі та обхідна система збірних шин», яка дозволяє виводити вимикачі в ремонт без відключення приєднань. За результатами розрахунку надійності схеми для ВРУ-330 кВ прийнято схему «шини–трансформатори».

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В роботі виконано аналіз вимог експлуатації різнотипних високовольних вимикачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с.
URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнеєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем/ Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E/ Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.
URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
6. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO₂ / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.
7. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
8. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
9. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.

10. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

11. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

12. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоророною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

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

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

15. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148 з аналізом вимог експлуатації високовольтних вимикачів»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

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

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Матвієнко С.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	73,8%
Загальна схожість	26,2%

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)

Деркач А.А.
(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)

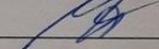
ДОДАТОК Б

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

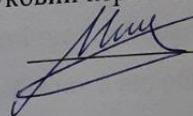
д.т.н., професор Комар В.О.(наук. ст., вч. зв., ініціал та прізвище)(підпис)

" 20 " 03 2025 р.

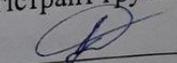
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 351 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ГСВ 1230-140-148 З
АНАЛІЗОМ ВИМОГ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ
ВИМИКАЧІВ
08-21.МКР.02.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Матвієнко С.В.

Магістрант групи ЕС-23мз

 Деркач А.А.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в впровадженні новітніх енергетичних технологій для забезпечення сталого розвитку. В зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій.;

б) наказ № 96 від 20 березня 2025 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148 з аналізом вимог експлуатації високовольтних вимикачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектростанції станції у центральному регіоні України.

технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148:

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва;

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

– показники технологічності: проектування ГЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;

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

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	20.03.25	25.03.25	
2.	1 Техніко-економічне обґрунтування	26.03.25	05.04.25	
3.	2 Електротехнічна частина	06.04.25	20.04.25	
4.	3 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	21.04.25	03.05.25	
5.	4 Експлуатація високовольтних вимикачів	04.05.25	18.05.25	
6.	Оформлення пояснювальної записки	19.05.25	23.05.25	
7.	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	24.05.25	04.06.25	
8.	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	05.06.25	10.06.25	
9.	Рецензування МКР	11.06.25	16.06.25	
10.	Захист МКР	За графіком		

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

9. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

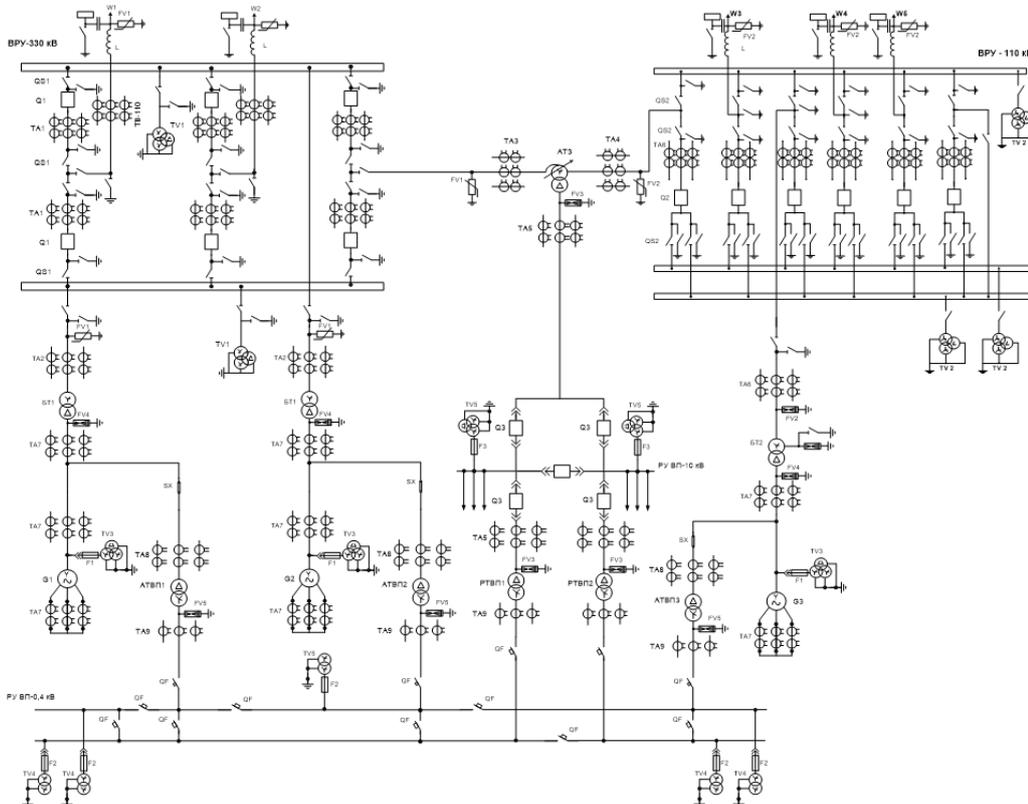
ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 351 МВт з агрегатами типу ГСВ 1230-140-148 з аналізом вимог експлуатації високовольтних вимикачів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-23мз спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
Деркач Андрій Анатолійович

1

Головна схема електричних з'єднань ГЕС



Позначення	Найменування	Тип
Q1-Q3	Розривники	РВ-1230-140-48
AT1	Автотрансформатор 30 ВР	ТДТ-3000/30
BT1	Включний трансформатор	ТДЦ-10000/330
BT2	Включний трансформатор	ТДЦ-10000/110
ATВП	Агрегатний трансформатор ВП	ТС-1000/15
РТВ1	Резервний трансформатор ВП	ТС-1000/15
Q1	Вимикач електричний	ВБ-1-10/1
Q2	Вимикач електричний	ВБ-10
Q3	Вимикач вакуумний	ВБ-10
QF	Автомат	БТЕ (Електронік)
Q51	Роз'єднувач	РВ-330-12300-100/1
Q52	Роз'єднувач	РВД-1-110/1000/1
L	Загороджувач височастотний	ВЗ-1230-0,5/1
РВ3	Обмежувач перенапруг	ОПН-330/1
РВ2	Обмежувач перенапруг	ОПН-110/1
РВ1	Розривник	РВ-10/1
РВ4	Розривник	РВ-13,2/1
РВ5	Розривник	РВ-0,4
TV1	Трансформатор напруги	НН-330-330/1
TV2	Трансформатор напруги	НН-110-330/1
TV3	Трансформатор напруги	НН-0,4-330/1
TV4	Трансформатор напруги	НН-0,4-110/1
TV5	Трансформатор напруги	НН0,06-10/3
TA1	Трансформатор струму	ТБ-330
TA2	Трансформатор струму	ТБТ-330-12000/1
TA3	Трансформатор струму	ТБТ-330-12000/1
TA4	Трансформатор струму	ТБТ-110-3300/1
TA5	Трансформатор струму	ТБТ-10-2000/1
TA6	Трансформатор струму	ТБ-110
TA7	Трансформатор струму	ТБ-0,1000/0,4
TA8	Трансформатор струму	ТБ-25
TA9	Трансформатор струму	ТБ-40
TV1	Трансформатор напруги	ТВ-13,8
F2	Плашки запобіжні	ФВ-2
F3	Плашки запобіжні	ФВ-10

2

Схеми ВРУ 110 кВ та 330 кВ

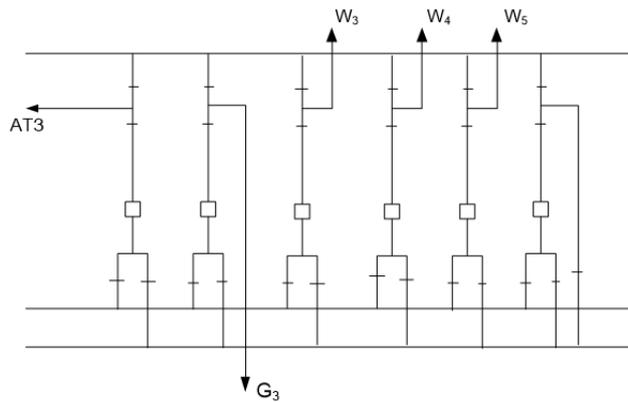


Рисунок 2 – Схема ВРУ-110 кВ
(схема «дві робочі та обхідна
система збірних шин»)

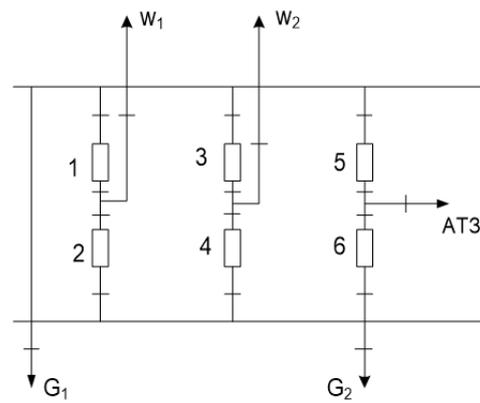


Рисунок 3 – Схема ВРУ-330 кВ
(схема «шини-трансформатори»)

3

Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

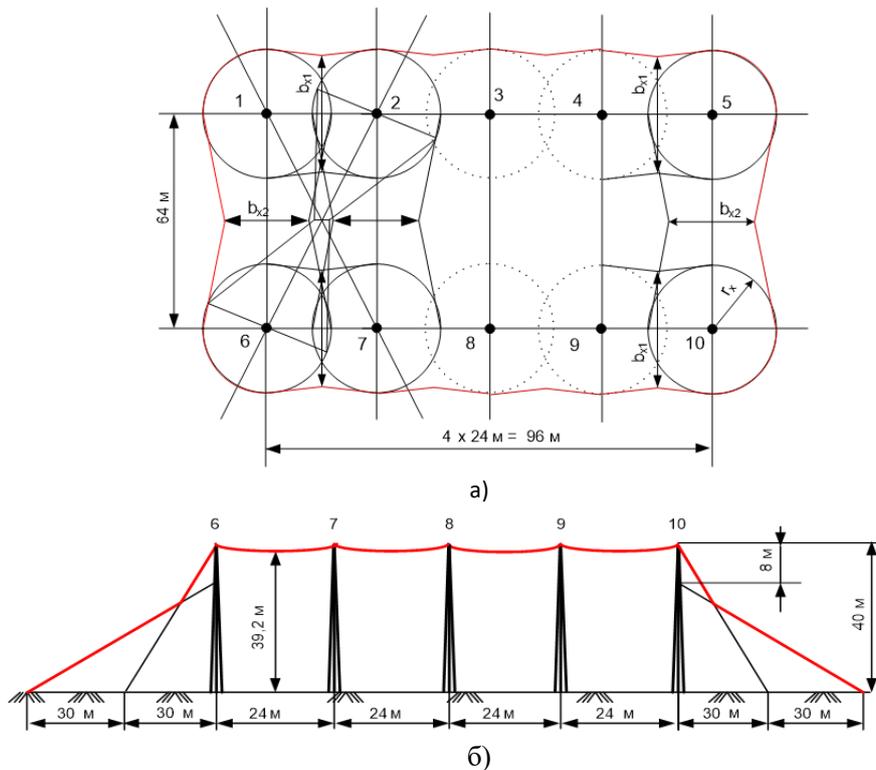


Рисунок 4 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ-330 кВ
та вид на зону захисту зверху (а) та збоку (б)

4

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = 98 \times 80 = 7840 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 940 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 188 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту:
 $h = 2 \text{ м}$;
- глибина закладення ЗП:
 $t = 0,5 \text{ м}$;
- кількість вертикальних заземлювачів:
 $n_b = 30 \text{ шт.}$;
- довжина вертикального заземлювача:
 $l_b = 3 \text{ м}$.

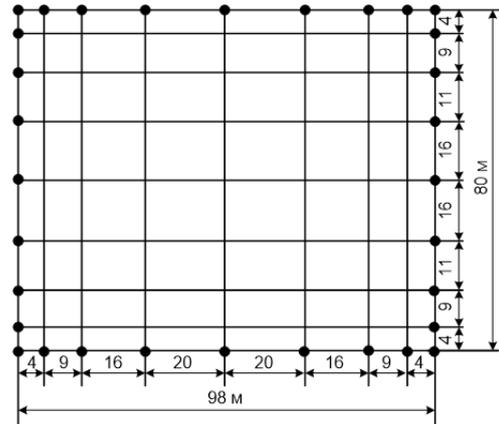


Рисунок 5 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

5

Експлуатація високовольтних вимикачів

Вимикачі призначені для комутації електричних кіл у всіх експлуатаційних режимах:

- ▶ увімкнення та включення струмів навантаження;
- ▶ струмів КЗ;
- ▶ струмів намагнічування трансформаторів;
- ▶ зарядних струмів ліній і шин.

Найважчим режимом для вимикача є відключення струмів КЗ. Під час проходження струмів КЗ вимикач піддається дії значних електродинамічних сил і високих температур.

У конструкції вимикачів закладено різні принципи гасіння дуги і використовують різні матеріали гасильного середовища.

6

Види високовольтних вимикачів

Вживані на станціях і підстанціях вимикачі розділяють на наступні групи:

- масляні вимикачі з великим об'ємом масла;
- масляні вимикачі з малим об'ємом масла;
- повітряні вимикачі;
- електромагнітні вимикачі;
- автогазові;
- вакуумні вимикачі;
- вимикачі навантаження.

Кожна з груп вимикачів володіє певними технічними характеристиками, вказаними в каталогах, і має переваги та недоліки, що визначають межі їх застосування.

7

Експлуатація високовольтних вимикачів

Експлуатація високовольтних вимикачів регламентується рядом нормативних документів, зокрема ПУЕ та ПТЕ та іншими галузевими нормами. Основними вимогами є забезпечення безпечної експлуатації, своєчасне технічне обслуговування та ремонт, а також дотримання вимог щодо технічного стану та параметрів вимикачів.

Основні вимоги до експлуатації високовольтних вимикачів:

•Дотримання нормативних документів:

•Всі роботи з високовольтними вимикачами, включаючи монтаж, експлуатацію, технічне обслуговування та ремонт, повинні проводитись відповідно до вимог ПУЕ та інших чинних нормативних документів.

•Організація безпечної експлуатації:

•Керівництво підприємства зобов'язане забезпечити безпечні умови праці при роботі з високовольтним обладнанням, включаючи проведення інструктажів з техніки безпеки, забезпечення необхідними засобами індивідуального захисту та дотримання правил електробезпеки.

8

Експлуатація високовольтних вимикачів

•Технічне обслуговування:

- Високовольтні вимикачі підлягають регулярному технічному обслуговуванню, яке включає:
- Перевірку технічного стану вимикача (стан ізоляції, контактної системи, приводів).
- Перевірку параметрів вимикача (час спрацювання, час відключення, час включення).
- Заміну необхідних деталей та вузлів.
- Регулювання параметрів вимикача.

•Регламентні роботи:

- Згідно з графіком планово-попереджувальних ремонтів (ППР), проводяться регламентні роботи, які включають: Огляд та чищення вимикача.
- Випробування вимикача під напругою.
- Вимірювання параметрів вимикача.
- Заміну зношених деталей та вузлів.

9

Експлуатація високовольтних вимикачів

•Ремонт високовольтних вимикачів:

•Ремонт високовольтних вимикачів проводиться у разі виявлення несправностей або при досягненні граничних показників технічного стану. Ремонт виконується кваліфікованим персоналом, який має відповідну групу допуску з електробезпеки

•Контроль параметрів:

•Необхідно проводити регулярний контроль параметрів вимикача (час спрацювання, час відключення, час включення) для забезпечення його надійної роботи.

•Облік роботи вимикача:

•Необхідно вести облік роботи вимикача, включаючи кількість спрацювань, час роботи, час перебування в черговому режимі, а також час проведення технічного обслуговування та ремонту.

Дотримання цих вимог дозволяє забезпечити надійну та безпечну експлуатацію високовольтних вимикачів, а також запобігти аварійним ситуаціям та забезпечити безперебійне електропостачання.

Дякую за увагу!

10