

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина атомної електростанції потужністю 880 МВт
(2xВВЕР-440) з дослідженням питань експлуатації комутаційних
апаратів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Шевчук С. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Нетребський В.В.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Опонент:

 к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ Войтук Ю.П.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

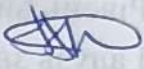
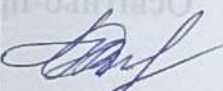
17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ Шевчуку Сергію Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина атомної електростанції потужністю 880 МВт (2xВВЕР-440) з дослідженням питань експлуатації комутаційних апаратів керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Станція типу АЕС потужністю 880 МВт. Відстань до енергосистеми 200 км ; паливо – уран; максимальна потужність, що віддається в систему 400 МВт; номінальна потужність системи 16000 МВА; номінальний опір системи 0,25 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 300 МВт; номінальна напруга району 150 кВ.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження особливостей експлуатації електрообладнання. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Графічна: 1. Головна схема електричних з'єднань. 2. ВРУ 330 кВ. 3. Засоби дослідження питань експлуатації комутаційних апаратів. 4. Блискавкозахист ВРУ 330 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

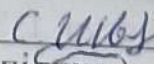
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС	 18.09.24	 1.12.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.24	26.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	27.09.24	2.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень,
3	Електротехнічна частина	3.10.24	2.11.24	розділ 1
4	Регулювання напруги	3.11.24	10.11.24	розділ 2
5	Економічна частина	11.11.24	16.11.24	розділ 3
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	17.11.24	24.11.24	розділ 4
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.24	2.12.24	розділ 5
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.24	5.12.24	пояснювальна записка плакати, презентація

Студент


(підпис)

Шевчук С. В.

Керівник роботи


(підпис)

Нетребський В. В.

АНОТАЦІЯ

Шевчук Сергій Володимирович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 880 МВт (2хВВЕР-440) з дослідженням питань експлуатації комутаційних апаратів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 107 с./ На укр. мові. рис.14, табл.32, бібліогр.22.

В данній роботі була спроектована АЕС, встановлена потужність якої 880 МВт. Спроектована станція призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району. Крім того, ця станція має запас резервної потужності.

Також були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, обслуговуючий обладнання електростанції.

ANNOTATION

Serhiy Volodymyrovych Shevchuk "The electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 880 MW (2xVVER-440) with a study of the operation of switching devices." Master's thesis. – Vinnytsia: VNTU. 2024 – 107 p./ In Ukrainian. speech fig. 14, table 32, bibliography 22.

In this work, a nuclear power plant was designed, the installed capacity of which is 880 MW. The designed station is designed to supply power to the power system and provide electricity to consumers in the local area. In addition, this station has a reserve of reserve power.

Power plant load schedules were also calculated, as well as technical and economic performance indicators of the plant were calculated. The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment was carried out.

ЗМІСТ

Вступ	8
Розділ 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	11
Розділ 2. Електротехнічна частина	13
2.1. Графіки електричних навантажень	13
2.2. Пошук і вибір силового обладнання	18
2.3. Обрання схеми організації станції	19
2.4. Вибір схем ВРУ-330 та 150 кВ	23
2.5. Вибір схеми власних потреб	28
2.6. Обчислення струмів короткого замикання	30
2.7. Значення максимальних струмів під'єднань та імпульсів струму з квадратичною характеристикою	43
2.8. Комутаційної апаратури	45
2.9. Обчислення елементів що проводять струми	47
2.10. Обираєм кабелі	51
2.11. Вимірювальні трансформатори	52
2.12. Вибір засобів обмеження перенапруг	57
2.13. Акумуляторна батарея	57
Розділ 3. Особливості експлуатації комутаційних апаратів	61
Розділ 4. Економічна частина	83
Розділ 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	90
5.1. Технічні рішення щодо безпечної експлуатації АЕС	91
5.2. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої станції	94
5.3. Розрахунок грозозахисту	99
1. Висновки	104
2. Список використаних джерел	106

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГРУ - генераторна розподільна установка;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
ОЕС – об’єднана електроенергетична система;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільна установка;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
АЕС – атомна електрична станція;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність проблеми.

В сучасних умовах зростання потреб в енергії, обмеженості природних ресурсів та значних втрат виробництва електроенергії внаслідок війни актуальним стає питання створення високоефективних та екологічно чистих енергосистем. Атомна енергетика, яка є одним із найнадійніших джерел енергії, відіграє ключову роль у забезпеченні стабільного енергопостачання. Водночас зростає потреба у вдосконаленні технологій автоматизованого проектування електроустановок, що сприяє створенню більш безпечних та ефективних систем.

Сьогодні особлива увага приділяється розробці енергосистем, які відповідають не тільки технічним, але й екологічним стандартам. Це й зменшення впливу на навколишнє середовище, скорочення викидів шкідливих речовин і впровадження сучасних рішень для забезпечення екологічної стабільності. У цьому контексті стратегічним завданням є проектування електричної частини АЕС потужністю 880 МВт з використанням сучасних важководних реакторів.

Також в сучасних реаліях з підвищенням вимог до надійності енергосистем вибір, розрахунок і експлуатація комутаційних апаратів набувають особливого значення. Ці пристрої забезпечують захист обладнання, стабільність системи та ефективне управління потоками електроенергії. Їх правильний вибір і застосування дозволяє знизити ризики аварій, підвищити надійність роботи і гарантувати безперебійне електропостачання.

Таким чином, дослідження, спрямовані на створення ефективних, екологічно чистих та надійних енергетичних систем, що відповідають сучасним стандартам безпеки, мають велике значення для розвитку атомної енергетики та забезпечення сталого регіонального розвитку.

Мета і завдання дослідження є розробка детального проекту електричної частини атомної електростанції потужністю 880 МВт, спрямованого на забезпечення високої надійності, ефективності та екологічної безпеки енергосистеми. Проект передбачає оптимізацію вибору та експлуатації комутаційного обладнання.

1. Техніко-економічне обґрунтування: Проведення комплексного аналізу проекту, включаючи оцінку витрат, очікуваної віддачі та потенційних ризиків для прийняття обґрунтованого інвестиційного рішення.

2. Розробка електричної схеми: Створення оптимальної схеми підключення АЕС, яка забезпечить мінімальні втрати енергії, стабільну роботу енергоблоків та ефективне розміщення обладнання.

3. Підбір обладнання: Вибір найбільш підходящих комутаційних апаратів, трансформаторів, систем накопичення енергії та інших елементів електрообладнання з урахуванням вимог до надійності, довговічності та безпеки.

4. Оцінка ефективності: Розрахунок ключових техніко-економічних показників АЕС для оцінки її продуктивності, економічної доцільності та впливу на довкілля.

5. Забезпечення безпеки: Розробка комплексу заходів для забезпечення безпечної експлуатації електрообладнання АЕС, включаючи охорону праці.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина АЕС.

Предметом дослідження є засоби і методи експлуатація комутаційних апаратів.

Методи дослідження за допомогою математичного моделювання оцінено навантаження, напруги та струми в різних експлуатаційних режимах. Паралельно проводився літературний огляд наукових праць, стандартів та нормативних документів, що стосуються проектування АЕС. Крім того, для

обґрунтування економічної доцільності проекту було розроблено техніко-економічне обґрунтування.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини АЕС, та у детальному дослідженні комутаційних апаратів які застосовуються в електричній частині АЕС.

Особистий внесок здобувача всі основні результати, що становлять зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були здобуті автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ АЕС

Україна має потужний атомно-промисловий комплекс, який включає:

- енергогенеруюча компанія ДП «НАЕК «Енергоатом», яка об'єднує декілька відокремлених підрозділів, зокрема атомні електростанції (АЕС): Запорізька, Рівненська, Південно-Українська та Хмельницька АЕС;
- підприємства з видобутку та первинної переробки уранової руди;
- проектні та науково-дослідні установи.

На цих чотирьох АЕС працюють 15 енергоблоків загальною встановленою потужністю 13 835 МВт. Серед них: 13 енергоблоків ВВЕР-1000 потужністю 1000 МВт кожен, а також два блоки ВВЕР-440 потужностями 415 і 420 МВт. У складі Об'єднаної енергетичної системи України ці АЕС працюють в базовому режимі.

Розвиток атомного промислового комплексу зумовлений такими чинниками:

- висока надійність і стабільність роботи;
- виробництво близько 50% всієї електроенергії в Україні;
- сприяння імплементації Кіотського протоколу шляхом скорочення викидів парникових газів (економія до 40 млн. тонн вугілля або 30 млрд. кубометрів газу щорічно).

Досягнення показників виробництва електроенергії на АЕС України до 2030 року планується шляхом реалізації таких заходів:

- продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків до 15 років;
- збільшення коефіцієнта використання встановленої потужності до 85%;
- будівництво близько 21 ГВт нових та заміщення атомних потужностей.

Для забезпечення енергетичної безпеки очікується, що у 2030 році виробництво електроенергії в Україні зросте більш ніж удвічі порівняно з 2005

роком. При цьому частка атомної енергетики залишиться на рівні 50%. Загальний обсяг виробленої електроенергії планується довести до 420 млрд кВт/год, з яких 219 млрд кВт/год буде вироблено АЕС.

Основними напрямками розвитку атомного промислового комплексу є:

1. Законодавче та нормативне регулювання.
2. Підвищення безпеки діючих енергоблоків та забезпечення стабільної та безпечної роботи атомних електростанцій.
3. Продовження терміну експлуатації енергоблоків з урахуванням економічної доцільності та відповідності вимогам ядерної та радіаційної безпеки відповідно до стандартів МАГАТЕ та світового досвіду.
4. Диверсифікація джерел постачання ядерного палива: планується співпраця з американськими партнерами щодо кваліфікації палива, проведення тендеру на його постачання та пошуку третього постачальника.
5. Розвиток нових енергетичних потужностей: введення в експлуатацію 21 ГВт нових та заміщення потужностей до 2030 року, а також завершення будівництва Ташлицької ГАЕС до 2010 року.
6. Розвиток ядерно-паливного циклу: після 2015 року планується забезпечити АЕС власним ядерним паливом шляхом розвитку виробництва урану та цирконію та будівництва заводу з виробництва тепловиділяючих збірок.
7. Поводження з радіоактивними відходами.
8. Поводження з ВЯП: розробка національної стратегії та створення сухого сховища для тимчасового зберігання такого палива.
9. Виведення з експлуатації енергоблоків після закінчення терміну експлуатації.
10. Участь у міжнародному проекті INPRO під егідою МАГАТЕ з розробки інноваційних ядерних реакторів та паливних циклів. Тому будівництво нових АЕС узгоджується з програмою розвитку атомної енергетики України.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень розрахунків

Режими роботи електричної станції (ЕС) визначаються графіками електричних навантажень обслуговуваного району. Потужність станції повинна повністю покривати потреби споживачів, враховуючи втрати потужності під час передачі електроенергії та витрати на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень враховуються відносні значення постійних та змінних втрат:

а) у мережах обслуговуваного району:

$$\Delta P_{1*}' = 0,01;$$

$$\Delta P_{2*}' = 0,06;$$

б) в мережах ОС:

$$\Delta P_{1*}'' = 0,02;$$

$$\Delta P_{2*}'' = 0,14.$$

Постійні втрати для р-н та системи [1]:

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

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 400 = 8 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 300 = 3 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який годинний інтервал протягом доби:

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

$$\Delta P_{2pt} = 0,061 \cdot 270^2 / 300 = 14,58 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,141 \cdot 320^2 / 400 = 35,84 \text{ МВт}.$$

$P_{\text{вид. t}}$, котра постачається в шини розподільчого пристрою напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{р.вид. t}} &= P_{pt} + \Delta P_{lp} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{\text{с.вид. t}} &= P_{ct} + \Delta P_{lc} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{\text{р.вид. t}} = 270 + 3,0 + 14,58 = 287,58 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{с.вид. t}} = 320 + 8 + 35,84 = 363,84 \text{ МВт}.$$

Загальна $P_{\text{вид. t}}$, котра надходить з шин електричної станції:

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

$$P_{\text{вид. t}} = 287,58 + 363,84 = 651,42 \text{ МВт}.$$

$P_{\text{вир t}}$, що виробляється електричною станцією:

$$P_{\text{вир t}} = P + P_{\text{вид. t}} \quad (2.5)$$

$$P_{\text{вир t}} = 651,4 + 33,1 = 684,5 \text{ МВт}.$$

Зідно з цим алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень (ГЕН) для літнього (182 доби) і зимового (183 доби) періодів, а також графіки за тривалістю навантаження (таблиці 2.1 і 2.2).

На основі отриманих результатів будуються добові графіки навантаження для зимового та літнього періодів ($P_{\text{с.вид.t}}$, $P_{\text{вир.t}}$, $P_{\text{р.вид.t}}$), також графік розподілу тривалості навантаження протягом року ($P_{\text{вир.річн}}$) (рисунк 2.1).

На основі річного графіка за тривалістю навантаження, вираховуєм техніко-економічні показники роботи електростанції.

Таблиця 2.1 - Розрахункові показники електричних навантажень за графіками (зимовий/літній періоди)

Складові витрат потужності	Час доби, год							
	0÷4	4÷8	8÷10	10÷15	15÷17	17÷19	19÷21	21÷24
Навантаження району:	<u>90</u>	<u>94</u>	<u>100</u>	<u>93</u>	<u>100</u>	<u>93</u>	<u>90</u>	<u>93</u>
%	85	89	95	88	95	88	85	88
МВт	<u>270</u>	<u>282</u>	<u>300</u>	<u>279</u>	<u>300</u>	<u>279</u>	<u>270</u>	<u>279</u>
	255	267	285	264	285	264	255	264
Втрати потужності в мережах району, МВт:								
- постійні	3	3	3	3	3	3	3	3
	<u>14,6</u>	<u>15,9</u>	<u>18</u>	<u>15,6</u>	<u>18</u>	<u>15,6</u>	<u>14,6</u>	<u>15,6</u>
- змінні	13	14,3	16,2	13,9	16,2	13,9	13	13,9
Потужність, яка віддається в район, МВт	<u>287,6</u>	<u>300,9</u>	<u>321</u>	<u>297,6</u>	<u>321</u>	<u>297,6</u>	<u>287,6</u>	<u>297,6</u>
	271	284,3	304,2	280,9	304,1	280,9	271	280,9
Навантаження системи, МВт	<u>80</u>	<u>90</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>90</u>	<u>80</u>
%	75	85	95	95	95	95	85	75
МВт	<u>320</u>	<u>360</u>	<u>400</u>	<u>400</u>	<u>400</u>	<u>400</u>	<u>360</u>	<u>320</u>
	300	320	380	380	380	380	320	300
Втрати в мережах системи, МВт,								
- постійні	8	8	8	8	8	8	8	8
	<u>35,8</u>	<u>45,4</u>	<u>56</u>	<u>56</u>	<u>56</u>	<u>56</u>	<u>45,4</u>	<u>35,8</u>
- змінні	31,5	40,5	50,5	50,5	50,5	50,5	40,5	31,5
Потужність, яка віддається в систему, МВт	<u>363,8</u>	<u>413,4</u>	<u>464</u>	<u>464</u>	<u>464</u>	<u>464</u>	<u>413,4</u>	<u>363,8</u>
	339,5	388,5	438,5	438,5	438,5	438,5	388,5	339,5
Сумарна потужність, яка віддається з шин ЕС, МВт	<u>651,4</u>	<u>714,3</u>	<u>785</u>	<u>761,6</u>	<u>785</u>	<u>761,6</u>	<u>701</u>	<u>661,4</u>
	610,5	672,8	742,7	719,4	742,7	719,4	659,5	620,4
Витрати на власні потреби ЕС, МВт	<u>33,1</u>	<u>34,8</u>	<u>36,7</u>	<u>36,1</u>	<u>36,7</u>	<u>36,1</u>	<u>34,5</u>	<u>33,4</u>
	32,0	33,7	35,6	35,0	35,6	35,0	33,3	32,3
Потужність, яка виробляється на ЕС, МВт	<u>684,5</u>	<u>749,3</u>	<u>821,7</u>	<u>797,7</u>	<u>821,7</u>	<u>797,7</u>	<u>735,5</u>	<u>694,8</u>
	642,5	706,5	778,3	754,4	778,3	754,4	692,8	652,7

Примітка. Коефіцієнт попиту:

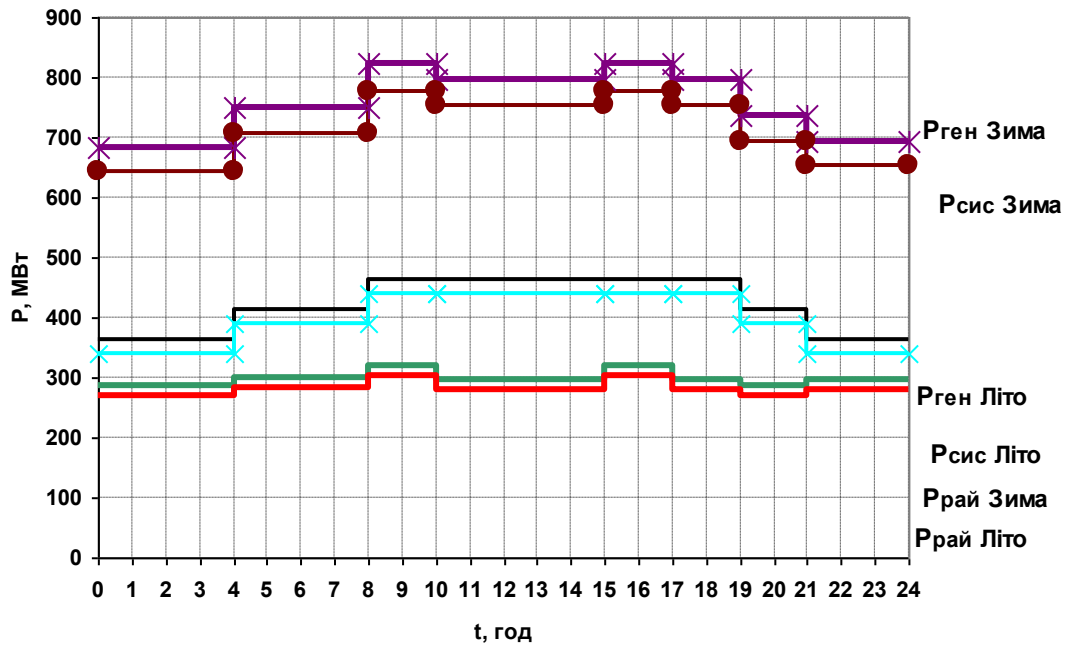
$K_{\Pi} = 0,8$

Тривалість літнього/зимового періода: 182/183 доби.

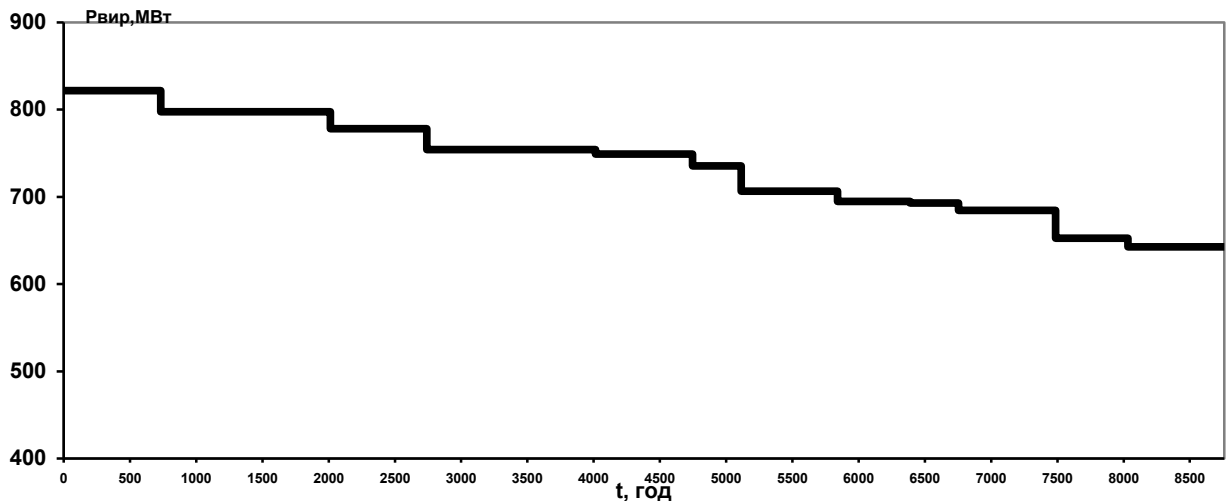
Максимальне навантаження власних потреб: $P'_{\text{вп}} = 5\%$.

Таблиця 2.2 - Інформація для побудови графіка тривалості навантаження протягом року

$t, \text{год}$	732,0	1281	728,0	1274	732,0	366,0	728,0	549,0	364,0	732,0	546,0	728,0
$t_{\Sigma}, \text{ГОД}$	732,0	2013	2741	4015	4747	5113	5841	6390	6754	7486	8032	8760
$P, \text{МВт}$	821,71	797,72	778,31	754,41	749,11	735,51	706,51	694,81	692,81	684,51	652,72	642,52



а) Графіки добового навантажень;



б) графік тривалості навантаження протягом року

Рисунок 2.1 – Графіки станційних електронавантажень

Таблиця 2.3 – ТЕП роботи станції

Показник	Формула	Отримане значення
$P_{\max}$ станції, МВт	$P_{\max}$	821,72
Виробіток електричної енергії за рік, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}ti} \cdot t_i$	6441704,92
Споживання електричної енергії ВП станції за рік, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}ti} \cdot t_i$	301868,33
Видавання електричної енергії з шин за рік, МВт·год	$E_{\text{р.вид}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	6139836,64
$P_{\text{вст}}$ електростанції, Мвт	$P_{\text{вст}}$	880
$P_{\text{сер}}$ електричної станції, МВт	$P_{\text{сер}} = E_p / 8760$	735,42
Коф. заповнення графіка	$K_3 = P_{\text{сер}} / P_{\max}$	0,8951
Коф. використання $P_{\text{вст}}$	$K_{\text{вст}} = P_{\text{сер}} / P_{\text{вст}}$	0,8362
Кількість годин викорис-тання $P_{\max}$	$T_{\max} = E_p / P_{\max}$	7839,53
Кількість годин тривалості використання $P_{\text{вст}}$	$T_{\text{вст.}} = E_p / P_{\text{вст}}$	7320,11
Коф. резерва	$K_{\text{рез}} = P_{\text{вст}} / P_{\max}$	1,0711
Час тах втрат потужності	$\tau = (0.124 + T_{\max} / 10^4)^2 \cdot 8760$	7222,21

2.2 Пошук і вибір СО

Таблиця 2.4 – ТХ турбогенераторів ТВВ-220-2ЕУЗ:

Параметр	Числове значення
Внутрішнє КЗ	0,57
$R_{ст}, \text{Ом}$	0,00155
$R_{рот}, \text{Ом}$	0,0877
Опори, внутрішньої обмотки: X''_d	0,1907
X'_d	0,275
X_d	1,88
X_2	0,2321
X_0	0,0861
$n_{ном}, \text{об/хв}$	3000,0
$P_{ном}, \text{МВт}$	220,0
$S_{ном}, \text{МВА}$	258,30
$U_{ном}, \text{кВ};$	15,750
$\cos\varphi_{ном}$	0,85
$I_{ном}, \text{кА}$	8,6251
Схема з'єднань обмотки статора	Y
Збудження:	ТН
- $U_{фном}, \text{В}$	316,0
- $I_{fx}, \text{А}$	1025,0
- $I_{фном}, \text{А}$	2680,0

Таблиця 2.5 – ТХ турбіни К-300-240

Тип турбіни	Цифровий показник
$P_{ном}, \text{МВт}$	440 (220×2)
$\eta, \%$	32
$P, \text{МПа}$	12,31
$t, ^\circ\text{C}$	268,0
ГЦН, шт	6
Парогенератори, шт	6

2.3 Обрання схеми організації станції

Число ліній електро передач:

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

$P'_{\max}$ — максимальна потужність, що передається в систему або район з урахуванням втрат, МВт

$P_{\text{гр.}}$ — гранична потужність ліній електропередач, МВт.

$$n_{150} = (321/125) + 1 = 3,58 \approx 4 \text{ шт};$$

$$N_{330} = (464/400) + 1 = 2,17 \approx 3 \text{ шт};$$

Потужність робочого трансформатора, розрахована для власних потреб:

$$S_{\text{твп.розр.}} = (P_{\text{вп.}}' / 100) \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.ном}}, \quad (2.8)$$

$$S_{\text{твп.розр.}} = (5/100) \cdot 0,801 \cdot 220 = 8,8 \text{ МВА.}$$

Потужність трансформатора пускового резерву, розрахована для власних потреб:

$$S_{\text{тр.розр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{твп.розр.}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{тр.розр.}} = 1,3 \cdot 8,8 = 11,439 \text{ МВА.}$$

Потужність блочного трансформатора за розрахунками:

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

$$S_{\text{БТ.розр.}} = 258,3 - 8,8 = 249,49 \text{ МВА.}$$

Оцінка перетоків потужності через автоматичний трансформатор зв'язку:

а) у режимі максимального навантаження.:

$$S_{\text{мах}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{вп.мах}} - S_{\text{р.мах}}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мах}} = 2 \cdot 258,3 - 2 \cdot 8,8 - 321/0,85 = 516,6 - 17,6 - 377,6 = 121,401 \text{ МВА};$$

б) у режимі мінімального навантаження:

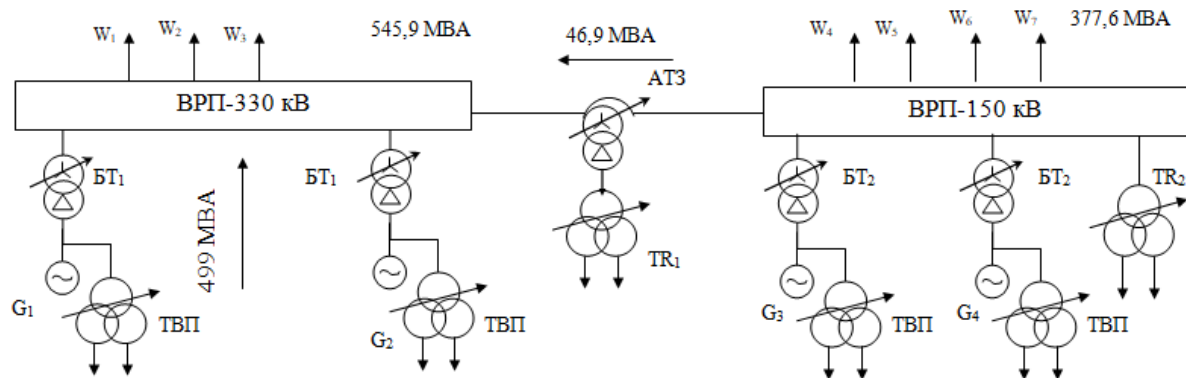
$$S_{\text{мін}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{вп.мах}} - S_{\text{р.мін}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мін}} = 516,6 - 17,6 - 271/0,85 = 180,2;$$

в) у аварійному режимі:

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

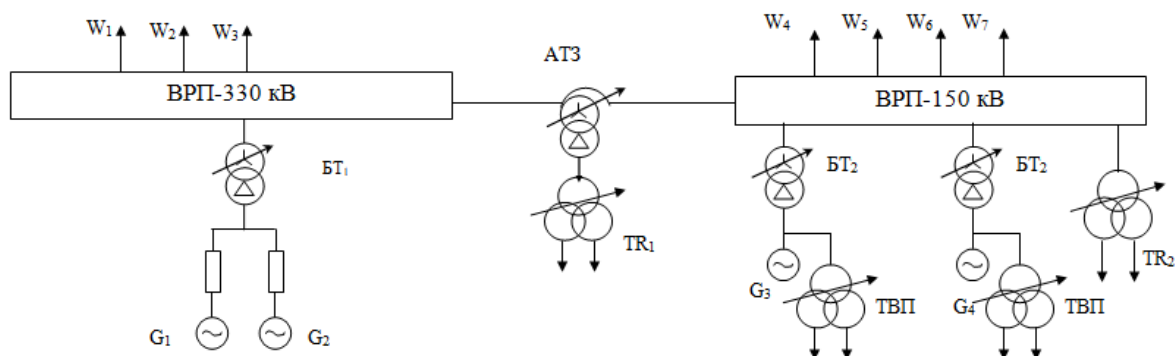
$$S_{\text{ав}} = 258,29 - 17,6 - 377,59 = -136,9 \text{ МВА.}$$



max: $249,9 \times 2 = 499$ МВА

max: $249,49 \times 2 = 499$ МВА

а)



б)

Рисунок 2.2 - Можливі варіанти станційних структурних схем

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики трансформаторів [2]

Позначка	Типи трансформаторів	$S_{\text{ном.}}$, МВА	$U_{\text{ном.}}$, кВ	U_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %	п, шт
БТ ₁	ТДЦ-250000/330	250	$\frac{347}{15,75}$	11	214	605	0,50	2
БТ ₂	ТДЦ-250000/150	250	$\frac{165}{15,75}$	11	170	640	0,50	2
БТ ₃	ТНЦ-630000/330	630	$\frac{347}{15,75}$	11,5	345	1300	0,35	1
АТ ₁	АТДЦТН-250000/330/150	250	$\frac{330}{158}$ 38,5	ВН:54 ВС:10,5 СН: 42	160	620	0,45	1
ТР ₁	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{36,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	1
ТР ₂	ТРДН-32000/150	32	$\frac{158}{6,3-6,3}$	10,5	31	115	0,70	1
ТВП	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	4

Таблиця 2.7 – Інвестиції в електроустановку

Устаткування	Кількість, штук	Вартість, тис. грн.	Інвестиції, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ ₁	2/0	26400	52800	-
БТ ₂	2/0	22880	45760	45760
БТ ₃	0/1	52160	-	52160
АТ ₁	11	24000	24000	24000
Вимикачі:				
-330 кВ	8/7	27200	217600	190400
-150 кВ	9/9	12480	112320	112320
- генераторні	0/2	2080	-	4160
Разом:			452480	428800

Приведені затрати

$$З = p_n \cdot K + U, \quad (2.14)$$

$p_n = 0,12$ — регламентований індекс ефективності інвестицій;

K — капітальні витрати на електроустановку, тис. грн;

U — річні витрати на експлуатацію, тис. грн.

$$U = a \cdot K / 100 + B \cdot \Delta W_T; \quad (2.15)$$

a — норма амортизаційних і обслуговувальних відрахувань, %;

$B = 6,4$ коп./кВт·год — вартість 1 кВт·год електроенергії, втраченої в трансформаторі;

ΔW_T — річні втрати електроенергії у трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 = 1/n \cdot \Delta P_k \cdot (S_{\max}/S_{T.\text{ном}})^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

n — кількість трансформаторів, що працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ — втрати трансформатора в режимах холостого ходу та короткого замикання, кВт;

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

$S_{\max}$ — максимальна потужність трансформатора, МВА;

τ — тривалість періоду максимальних втрат, год.

Розрахуємо кількість втрат електроенергії в трансформаторах станції:

$$\Delta W_{T1} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= [2 \cdot 214 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 605 (499/250)^2 \cdot 7222,2] + [2 \cdot 170 \cdot 8760 + \\ &+ 1/2 \cdot 640 (424,5/250)^2 \cdot 7222,2] + [160 \cdot 8760 + 620 \cdot (46,9/250)^2 \cdot 7222,2] = \\ &= (3749280 + 8738862) + (2978400 + 6679091) + (1401600 + 161647) = \\ &= 12\,488\,142 + 9\,657\,491 + 1\,563\,247 = 23\,708\,880 \text{ кВт·год}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{T2} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= [345 \cdot 8760 + 1300 (499/630)^2 \cdot 7222,2] + 9657491 + 1563247 = \\ &= (3022200 + 5859588) + 11220738 = 8881788 + 11220738 = \\ &= 20102516 \text{ кВт·год}. \end{aligned}$$

Щорічні витрати на експлуатацію:

$$U_1 = (0,0940 \cdot 15808,0 + 0,0840 \cdot 29440) + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 23708880,0 = 54762,80 \text{ тис.грн};$$

$$U_1 = (0,0940 \cdot 16224,0 + 0,0840 \cdot 26656) + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 20102516,0 = 50507,20 \text{ тис.грн.}$$

Щорічні затрати на експлуатацію:

$$З_1 = 0,12 \cdot 45248,0 + 5476,280 = 109060,40 \text{ тис.грн};$$

$$З_2 = 0,12 \cdot 42880,0 + 5050,720 = 101963,20 \text{ тис.грн.}$$

$\Delta Z = 6,5\% > 5\%$, тобто обираємо II варіант схеми станції.

2.4 Вибір схем ВРП-330 та 150 кВ

Для ВРУ-150 кВ, відповідно до рекомендацій, обирається схема «дві робочі та обхідна система збірних шин». Для ВРУ-330 кВ розглядаються два можливих варіанти схем:

а) схема «3/2»;

б) схема «4/3»

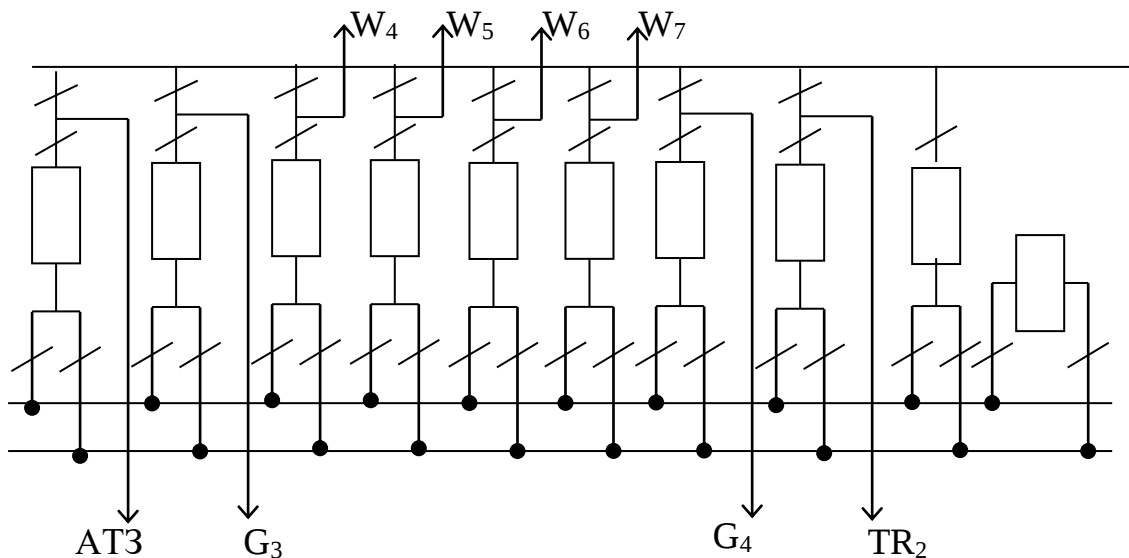
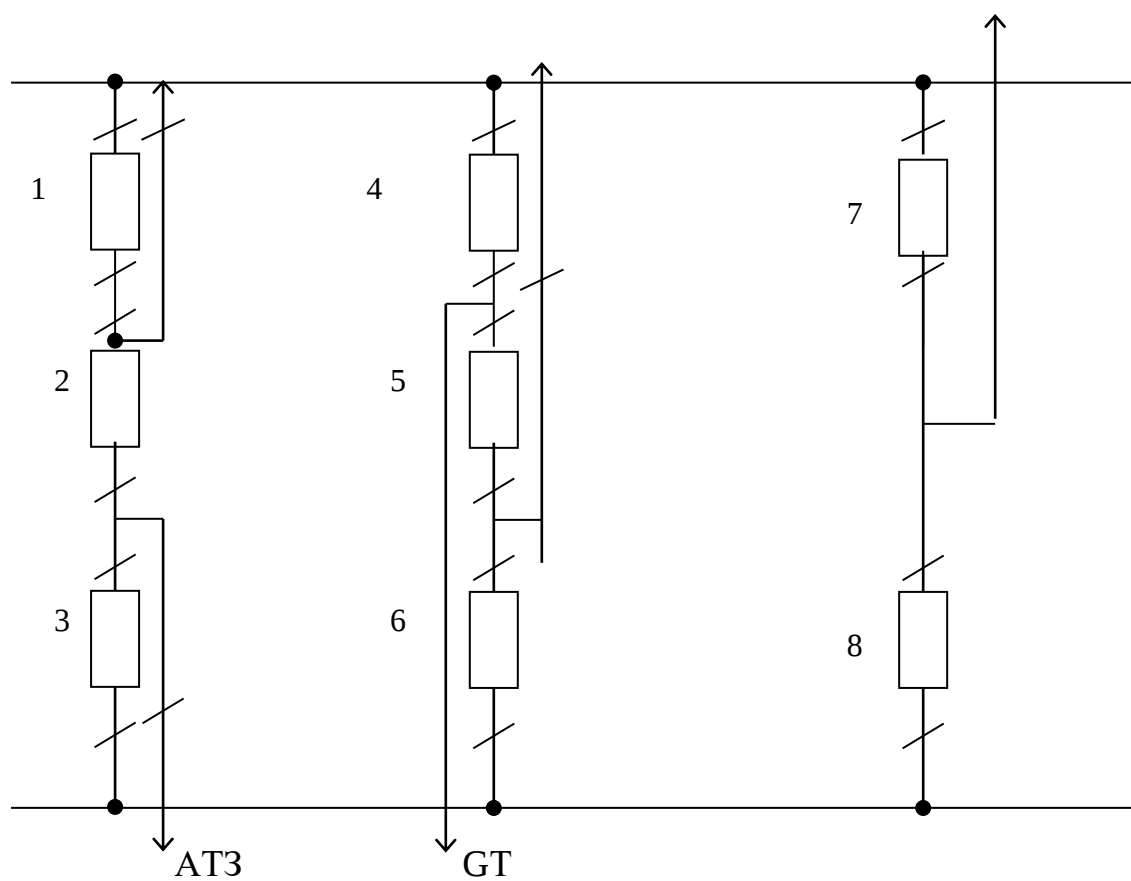
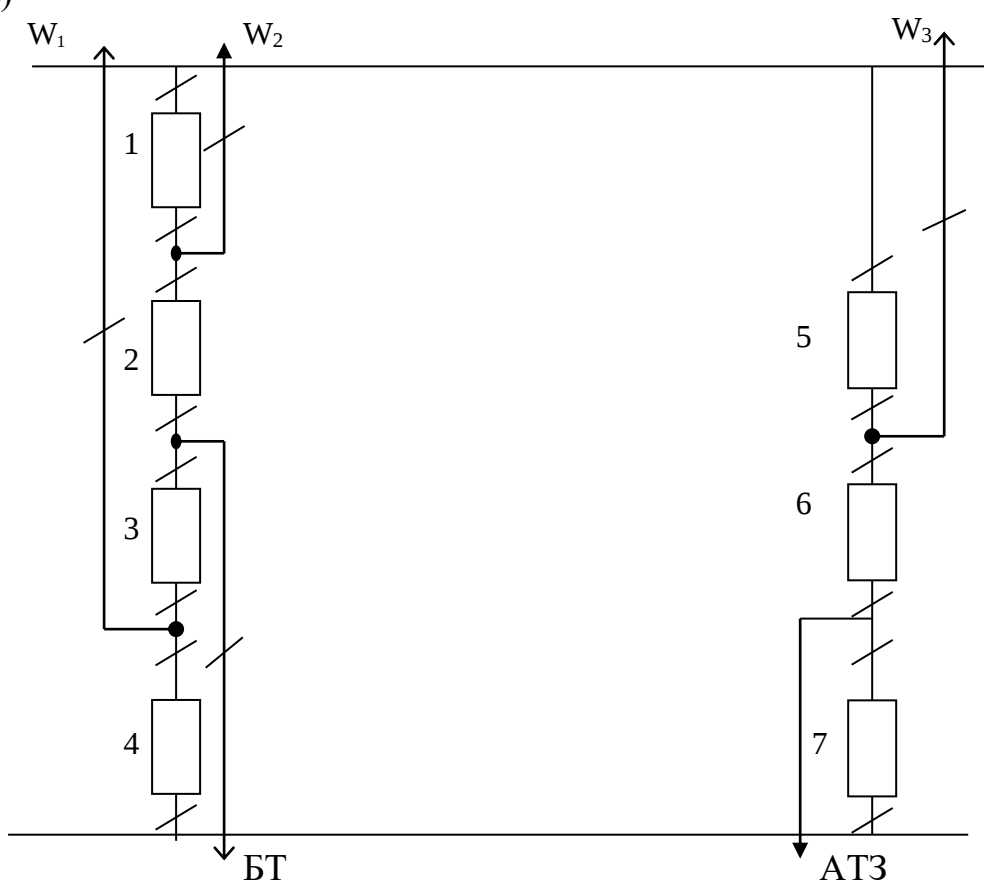


Рисунок 2.3 – Схема ВРП-150 кВ



a)



б)

Рисунок 2.4 – Варіанти схеми ВРУ-330 кВ

Приведені витрати:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.17)$$

$p_n = 0,15$ — нормативний коефіцієнт ефективності інвестицій;

$M(З)$ — прогнозована втрата.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.18)$$

n_k — кількість осередків, обладнаних вимикачами, шт.;

C_k — вартість одного вимикача, тис. грн.

$$U = (a/100) \cdot K, \quad (2.19)$$

$$M(З) = y_0 \cdot \sum K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot t_i, \quad (2.20)$$

$y_0 = 4,8$ грн/кВт·год — питома втрата;

K_j — коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i — інтенсивність потоку раптових відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i — втрата потужності, МВт;

t_i — тривалість простою елемента, год.

Таблиця 2.8 – Показники надійності вимикачів на елегазі 330 кВ

Складові показники потоку відмов, 1/рік		Термін відновлення, T_B , год	Частота запланованих ремонтів, μ , 1/рік	Час тривання планового ремонту, T_p , год
ω_1	ω_2			
0,015	0,005	100	0,2	250

Таблиця 2.9 – Початкові дані для розрахунку надійності схеми ВРП-330 кВ

Показники	Формула для розрахунків	Цифрове значення	
		I варіант	II варіант
Комірок з вимикачами, шт.	n_k	8	7
Показник інтенсивності раптових відмов лінійних і генераторних вимикачів, 1/рік	$\omega_{г.в.} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0090	0,0090
	$\omega_{л.в.} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,0150	0,0150
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів експлуатації ВРП.	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,005707	0,005707
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,954344	0,954344
Тривалість простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{вп} = T_{в} - (T_{в}^2 / 2 \cdot T_{\Pi})$	80	80
Математичне сподівання кількості відмов генераторних і лінійних вимикачів у нормальному та ремонтному режимах роботи.	$K_0 \cdot \omega_{г.в.}$	0,008589	0,008640
	$K_p \cdot \omega_{г.в.}$	0,000051	0,000051
	$K_0 \cdot \omega_{л.в.}$	0,014315	0,014401
	$K_p \cdot \omega_{л.в.}$	0,000086	0,000086

Таблиця 2.10 – Розрахункові параметри надійності схеми ВРП-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
АТ, W+АТ	39	1	1	1	6	10
		80	-	-	1	1
2W, АТ+ D(W,БТ)	64	1	-	-	1	4
		80	-	-	-	-
БТ, W+БТ БТ+ D(W,АТ)	360	1	1	1	7	10
		80	-	-	1	1
II варіант						
АТ, W+АТ, АТ+ D(3W,БТ) W+АТ+D(2W,БТ),2W+АТ+D(W,БТ) АТ+D(2W)+D(W,БТ)	39	1	1	1	6	9
		80	-	-	1	3
2W + D(W,БТ,АТ) D(2W) + D(W,БТ,АТ)	64	1	-	-	-	2
		80	-	-	-	2
W+БТ 2W + БТ+ D(W,АТ) D(2W,АТ) + W+БТ БТ+ D(3W,АТ)	360	1	-	2	-	13
		80	-	-	-	2
W+БТ+АТ+ D(2W)	464	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-

Прогнозована втрата внаслідок відмов вимикачів:

$$\begin{aligned}
 M(3)_1 &= 20 \cdot [0,00858901 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 39 + 1 \cdot 1 \cdot 360) + 0,014315 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 39 + 1 \cdot 1 \cdot 360) + \\
 &\quad + 0,000051 \cdot (6 \cdot 1 \cdot 39 + 1 \cdot 80 \cdot 39 + 1 \cdot 1 \cdot 64 + 7 \cdot 1 \cdot 360 + 1 \cdot 80 \cdot 360) + \\
 &\quad + 0,000086 \cdot (10 \cdot 1 \cdot 39 + 1 \cdot 80 \cdot 39 + 4 \cdot 1 \cdot 64 + 10 \cdot 1 \cdot 360 + 1 \cdot 80 \cdot 360)] = 280,64 \text{ тис.грн;} \\
 M(3)_2 &= 20 \cdot [0,008640 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 39 + 0,014401 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 39 + 2 \cdot 1 \cdot 360) + \\
 &\quad + 0,000051 \cdot (6 \cdot 1 \cdot 39 + 1 \cdot 80 \cdot 39) + 0,000086 \cdot (9 \cdot 1 \cdot 39 + 3 \cdot 80 \cdot 39 + 2 \cdot 1 \cdot 64 + \\
 &\quad + 2 \cdot 80 \cdot 64 + 13 \cdot 1 \cdot 360 + 2 \cdot 80 \cdot 360 + 1 \cdot 1 \cdot 464)] = 371,5 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.11 – Прораховані витрати варіацій схем ВРП-330 кВ

Складові витрати	Цифрові значення, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капітальні витрати	217600	190400
Щорічні витрати	18278,4	15993,6
Очікуваний збиток	280,64	371,5
Приведені затрати	51591,4	45444,5

2.5 Вибір схеми власних потреб

Система власних потреб (ВП) є життєво важливою для безпечної та безперебійної роботи атомної електростанції (АЕС). Пошкодження в цій системі можуть призвести до серйозних аварій, що загрожують як самій станції, так і навколишньому середовищу.

Споживачі електроенергії в системі ВП класифікуються за рівнем критичності:

- Споживачі першої категорії: Це обладнання, яке забезпечує безперервну роботу систем безпеки АЕС, таких як системи контролю та захисту реактора, системи аварійного охолодження та ін. Будь-яка перерва в їхньому живленні може призвести до небезпечних ситуацій.
- Споживачі другої категорії: До цієї групи належать споживачі, які забезпечують безпечне відведення тепла від реактора та локалізацію аварій. Вони потребують відновлення живлення протягом обмеженого часу після аварійної ситуації.
- Споживачі третьої категорії: Це допоміжне обладнання, яке не є критичним для безпеки АЕС. Вимоги до надійності живлення для цієї групи споживачів є менш жорсткими.

Для забезпечення надійного живлення кожної групи споживачів використовуються різні джерела живлення:

- Споживачі першої категорії: Живляться від акумуляторних батарей та агрегатів безперебійного живлення, що забезпечують живлення навіть за умови повної втрати зовнішнього живлення.
- Споживачі другої категорії: Живляться від дизель-генераторних установок, які автоматично запускаються в разі аварії.
- Споживачі третьої категорії: Живляться від основних і резервних трансформаторів власних потреб.

Така багаторівнева система живлення забезпечує високий рівень безпеки АЕС і мінімізує ризик виникнення аварійних ситуацій.

Ключові моменти, які були підкреслені у перефразуванні:

- Важливість системи ВП для безпеки АЕС.
- Класифікація споживачів за рівнем критичності.
- Різні джерела живлення для різних груп споживачів.
- Забезпечення високого рівня безпеки АЕС за рахунок багаторівневої системи живлення.

2.6 Обчислення I_{K3}

Створюємо еквівалентну схему електричної установки та визначимо її ключові параметри:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$$

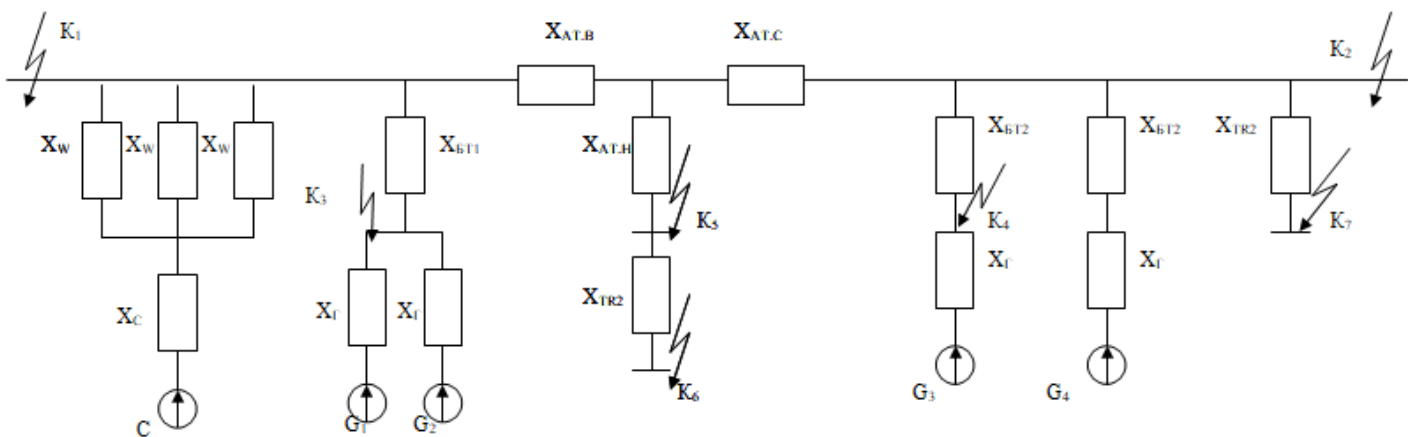


Рисунок 2.6 – Перетворена схема станції

- Генератор:

$$X_{\Gamma} = X_d'' \cdot S_6 / S_{6.\text{ном.}}; \quad (2.21)$$

$$X_{\Gamma} = 0,19059 \cdot 1000 / 258,30 = 0,74;$$

- Трансформатор пускового резерву:

$$X_{TR} = 1.875 \cdot U_K / 100 \cdot S_6 / S_{TR.HOM.}; \quad (2.22)$$

$$X_{TR1} = 1.875 \cdot 10.5 / 100 \cdot 1000 / 25 = 4.20;$$

$$X_{TR1} = 1.875 \cdot 10.5 / 100 \cdot 1000 / 32 = 3.28;$$

- Трансформатор блочний:

$$X_{BT} = U_K / 100 \cdot S_6 / S_{T.HOM.}; \quad (2.23)$$

$$X_{BT1} = 11.49 / 100 \cdot 1000 / 630 = 0.180;$$

$$X_{BT2} = 11 / 100 \cdot 1000 / 250 = 0.438;$$

- Лінії електропередач:

$$X_W = X_{ПІТ} \cdot l \cdot S_6 / U_{ср.НОМ}^2; \quad (2.24)$$

$$X_W = 0.32 \cdot 200 \cdot 1000 / 340^2 = 0.549;$$

- Автоматичний трансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} X_{AT.B} &= X_B \% / 100 \cdot S_6 / S_{AT.HOM.}; \\ X_{AT.C} &= X_C \% / 100 \cdot S_6 / S_{AT.HOM.}; \\ X_{AT.H} &= X_H \% / 100 \cdot S_6 / S_{AT.HOM.} \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

$$\left. \begin{aligned} X_B \% &= 0.5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBc} - U_{KCH}); \\ X_C \% &= 0.5 \cdot (U_{KBc} + U_{KCH} - U_{KBH}); \\ X_H \% &= 0.5 \cdot (U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBc}); \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

- Енергетична система:

$$X_c = X_{c.HOM.} \cdot S_6 / S_{c.HOM.}; \quad (2.25)$$

$$X_c = 0.25 \cdot 1000 / 16000 = 0.02;$$

$$X_B \% = 0.5 \cdot (54 + 10.5 - 42) = 11.25 \%;$$

$$X_C \% = 0.5 \cdot (10.5 + 42.0 - 54.0) = -0.75 \% \approx 0;$$

$$X_H \% = 0.5 \cdot (54.0 + 42.0 - 10.5) = 42.75 \%;$$

$$X_{AT.B} = 11.25 / 100 \cdot 1000.0 / 250.0 = 0.451;$$

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

$$X_{AT.H} = 42,75/100 \cdot 1000,0/250,0 = 1,71.$$

Спрощуємо заступну схему:

$$X_1 = X_c + X_w/3;$$

$$X_1 = 0,02 + 0,55/3 = 0,200;$$

$$X_2 = X_\Gamma + X_{BT2};$$

$$X_2 = 0,740 + 0,440 = 1,18;$$

$$X_3 = X_2/2 = 1,180/2 = 0,590;$$

$$X_4 = (X_\Gamma/2) + X_{BT1};$$

$$X_4 = (0,74/2) + 0,180 = 0,550;$$

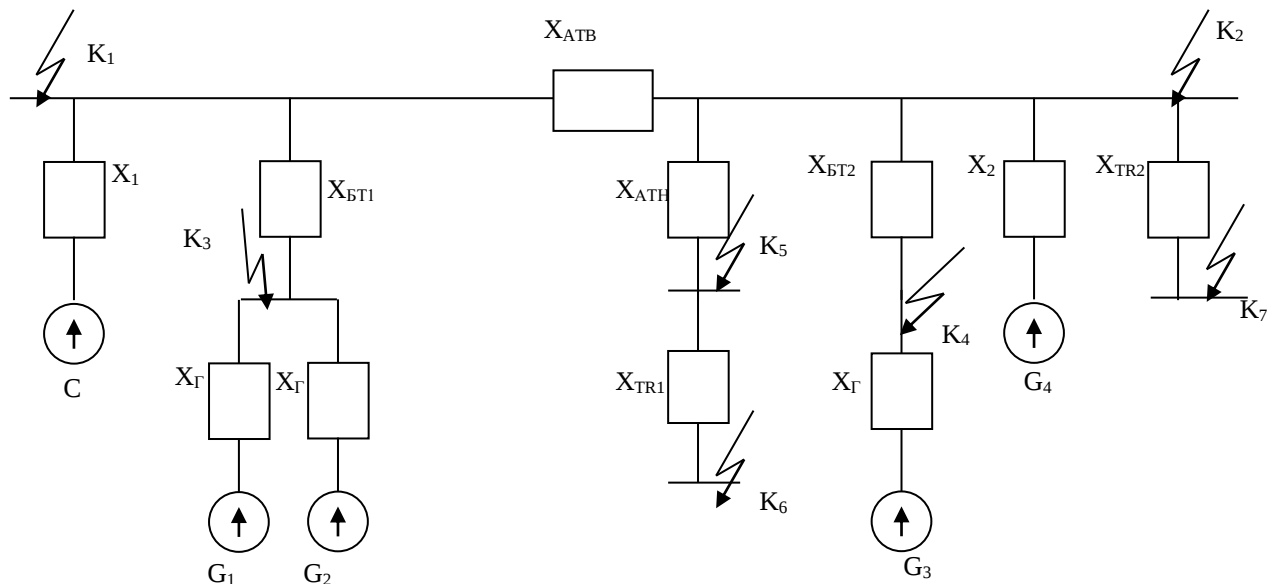


Рисунок 2.7 - Спрощена заступна схема.

Вихідне значення струму короткого замикання з періодичною компонентою:

$$I_{п,oi} = (E'' \cdot I_{bi}) / X_{рез*}; \quad (2.28)$$

- E'' для генераторів: 1,13;
- E'' для енергосистеми та власних потреб станції: 1;
- I_{bi} — базовий струм, кА;
- $X_{рез*}$ — результуючий опір контуру короткого замикання, внутрішньої обмотки.

Формула для визначення базового струму:

$$I_{\text{бi}} = S_{\text{б}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{сер.л.}} \quad (2.29)$$

Розрахунки базового струму:

$$I_{\text{б1}} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 340 = 1,7 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б2}} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 154 = 3,75 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б3}} = I_{\text{б4}} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 15,75 = 36,7 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б5}} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 37 = 15,62 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б6}} = I_{\text{б7}} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 91,75 \text{ кА}.$$

Елементи струмів КЗ:

$$- \text{ періодичну: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \quad (2.30)$$

$$- \text{ аперіодичну: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.31)$$

$$- \text{ ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \quad (2.32)$$

де $\gamma_{n,\tau}$ - розрахунковий індекс;

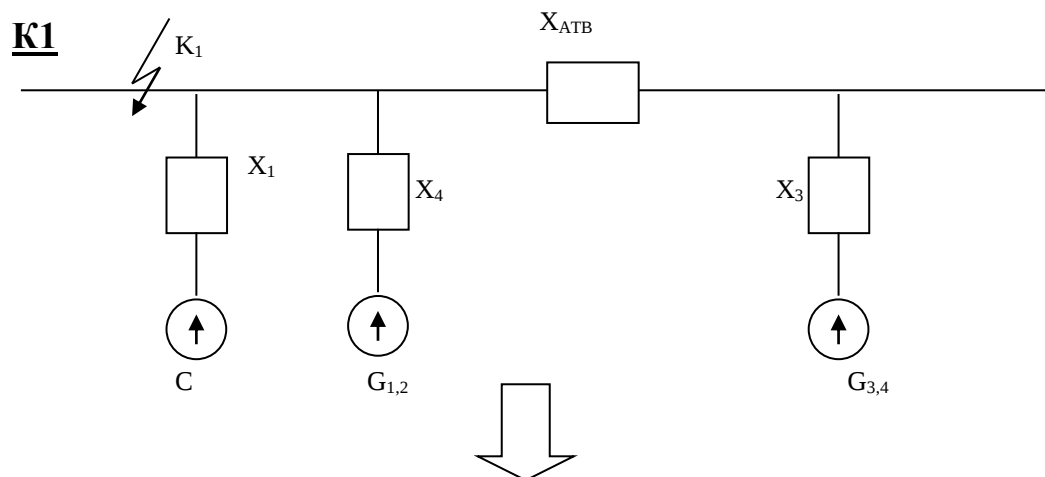
Ta — постійна часу контуру короткого замикання, с;

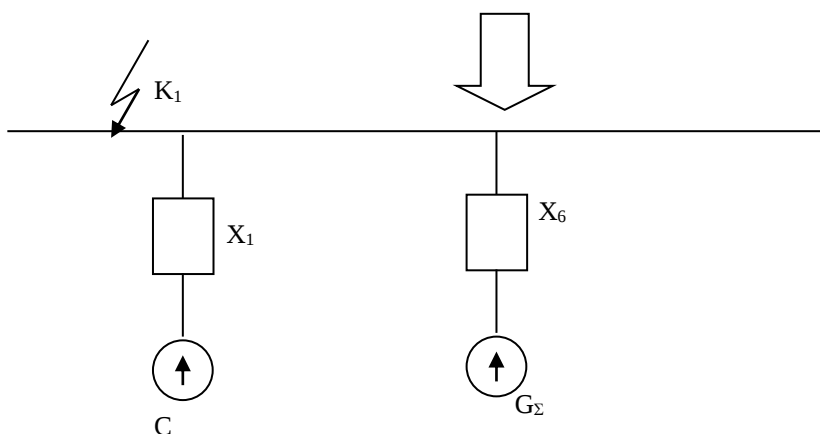
K_y — коефіцієнт ударного струму;

τ - розрахунковий час, с.

$$\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01; \quad (2.33)$$

$t_{\text{ВВ}}$ — індивідуальний час вимикання вимикача, с.





$$X_5 = X_3 + X_{ATB};$$

$$X_5 = 0,59 + 0,45 = 1,04;$$

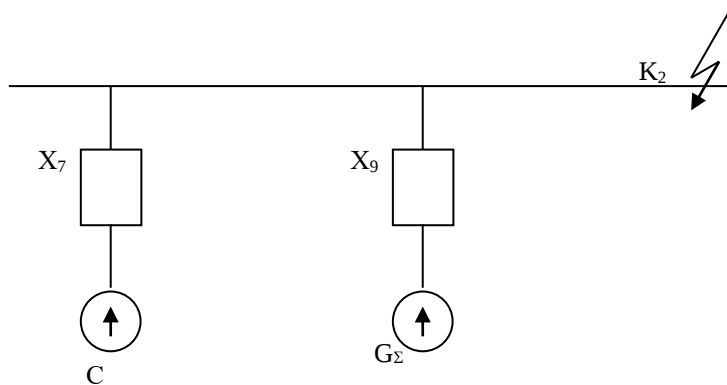
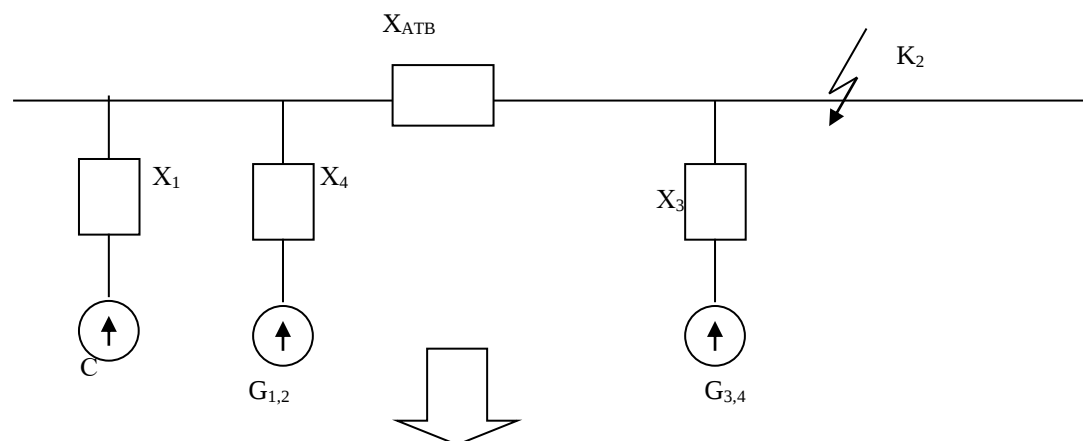
$$X_6 = X_4 \cdot X_5 / (X_4 + X_5);$$

$$X_6 = 0,55 \cdot 1,04 / (0,55 + 1,04) = 0,36;$$

$$I_{\Pi, O C} = 1,0 \cdot 1,7 / 0,2 = 8,5 \text{ kA.}$$

$$I_{\Pi, O G \Sigma} = (1,13 \cdot 1,7) / 0,36 = 5,34 \text{ kA.}$$

K2



Розподіляємо $X_{\text{АТВ}}$ між X_1 та X_4 :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{\text{АТВ}} \cdot (X_4 + X_1); \\ X_7 &= X_1 + \Delta X / X_4; \\ X_8 &= X_4 + \Delta X / X_1; \end{aligned} \right\} \quad (2.28)$$

$$\Delta X = 0,45 \cdot (0,2 + 0,550) = 0,339;$$

$$X_7 = 0,2 + (0,34 / 0,550) = 0,819;$$

$$X_8 = 0,55 + (0,34 / 0,20) = 2,249.$$

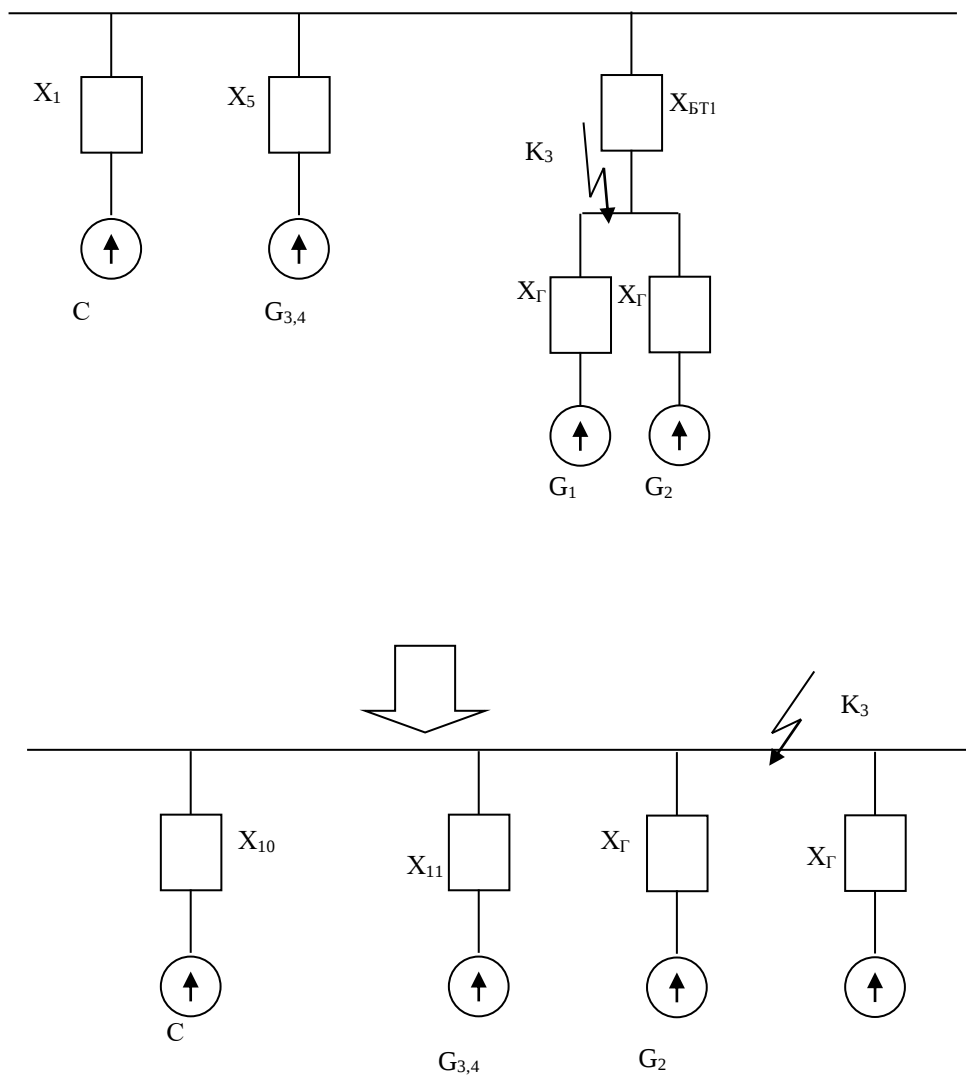
$$X_9 = X_8 \cdot X_4 / (X_8 + X_4);$$

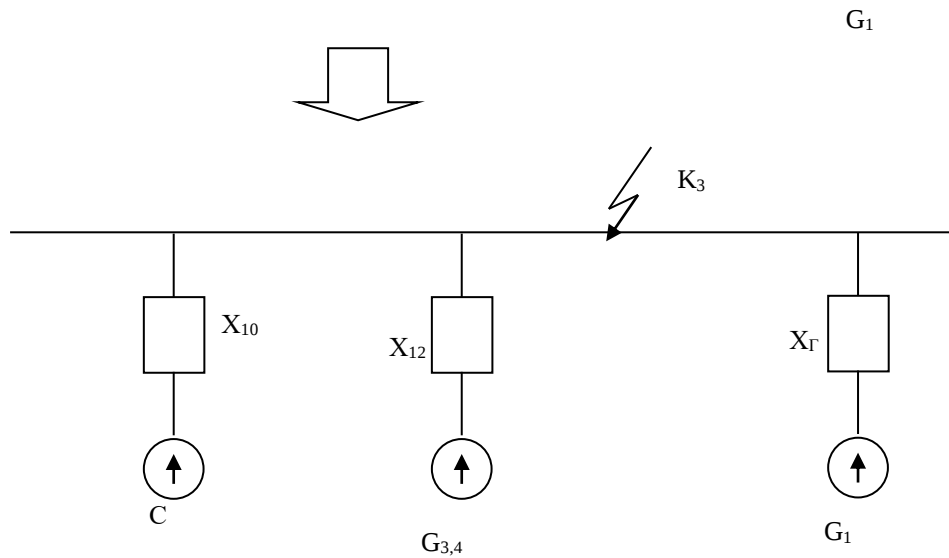
$$X_9 = 2,25 \cdot 0,59 / (2,25 + 0,59) = 0,47.$$

$$I_{\Pi, OC} = 1,0 \cdot 3,75 / 0,82 = 4,57 \text{ кА}.$$

$$I_{\Pi, OG\Sigma} = 1,13 \cdot 3,75 / 0,47 = 9,02 \text{ кА};$$

К3





Розподіляємо X_{BT1} між X_1 та X_5 :

$$\Delta X = X_{BT1} \cdot (X_1 + X_5);$$

$$X_{10} = X_1 + \Delta X / X_5;$$

$$X_{11} = X_5 + \Delta X / X_1.$$

$$\Delta X = 0,18 \cdot (0,2 + 1,04) = 0,22;$$

$$X_{10} = 0,2 + (0,22 / 1,04) = 0,41;$$

$$X_{11} = 1,04 + (0,22 / 0,2) = 2,14;$$

$$X_{12} = X_{11} \cdot X_{Г} / (X_{11} + X_{Г});$$

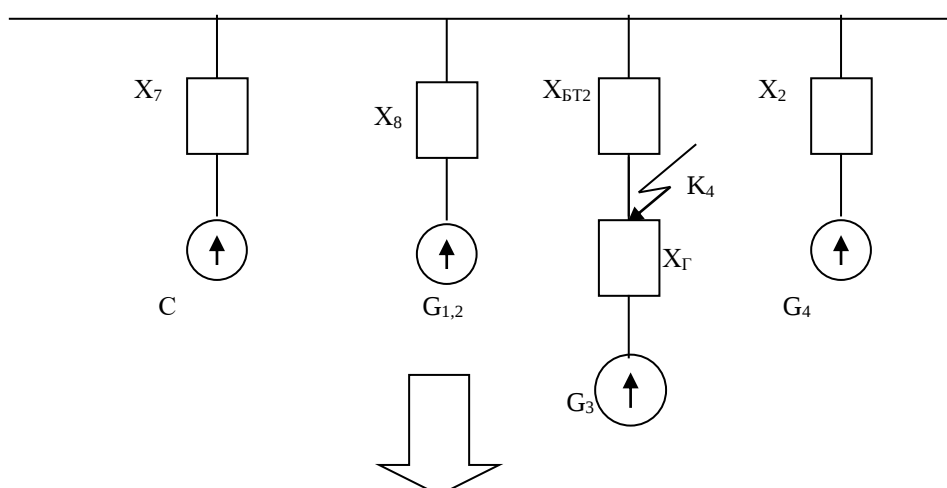
$$X_{12} = 2,14 \cdot 0,74 / (2,14 + 0,74) = 0,55.$$

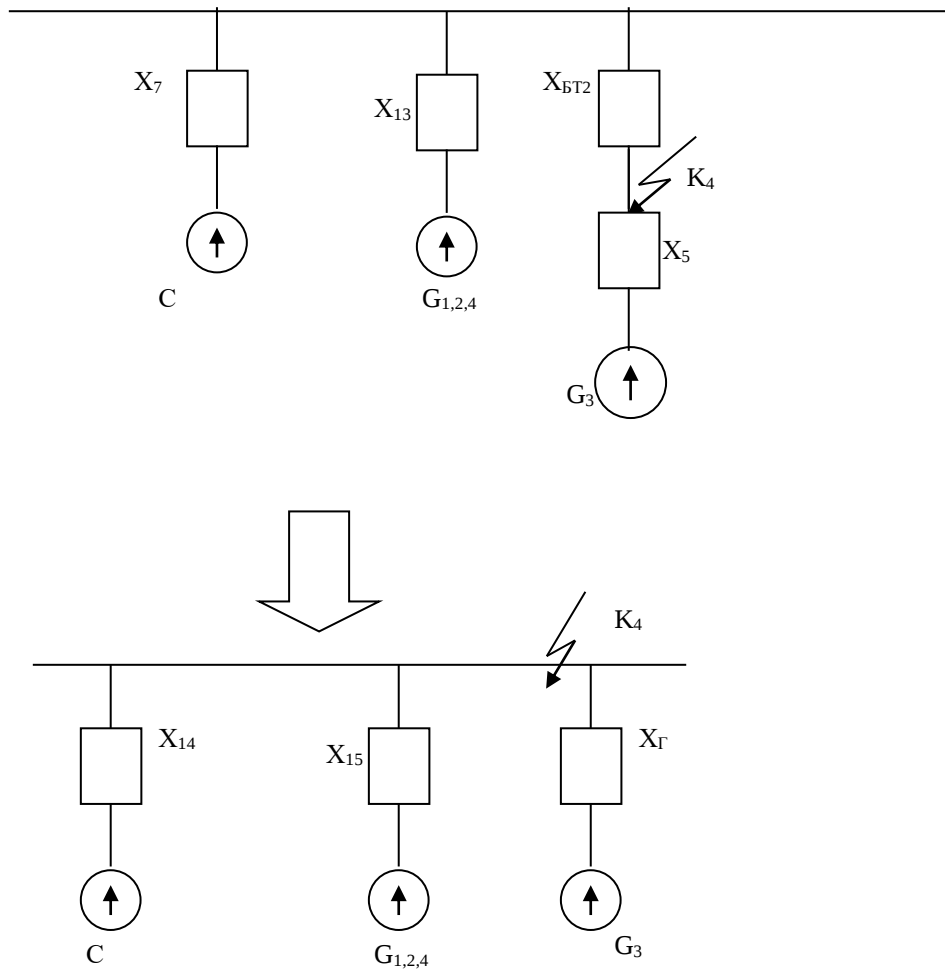
$$I_{П, O G1} = 1,13 \cdot 36,7 / 0,74 = 56,04 \text{ кА};$$

$$I_{П, O G2,3,4} = 1,13 \cdot 36,7 / 0,55 = 75,40 \text{ кА};$$

$$I_{П, O C} = 1,0 \cdot 36,7 / 0,41 = 89,51 \text{ кА}.$$

K4





$$X_{13} = X_8 \cdot X_2 / (X_8 + X_2);$$

$$X_{13} = 2,25 \cdot 1,180 / (2,25 + 1,180) = 0,770.$$

X_{BT2} між X_7 та X_{13} :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{BT2} \cdot (X_7 + X_{13}); \\ X_{14} &= X_7 + (\Delta X / X_{13}); \\ X_{15} &= X_{13} + (\Delta X / X_7); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 0,44 \cdot (0,82 + 0,77) = 0,70;$$

$$X_{14} = 0,82 + (0,70 / 0,77) = 1,73;$$

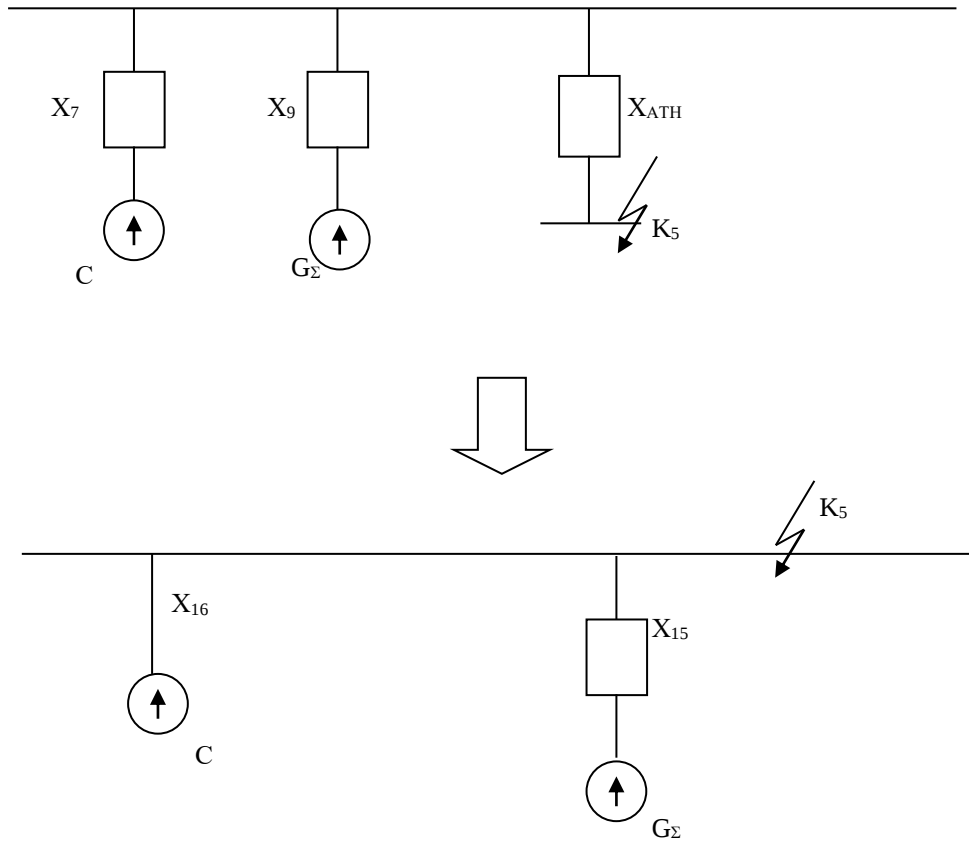
$$X_{15} = 0,77 + (0,70 / 0,82) = 1,62.$$

$$I_{\Pi, O G1,2,4} = 1,13 \cdot 36,7 / 1,62 = 25,6 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, O G3} = 1,13 \cdot 36,7 / 0,74 = 56,04 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi, O C} = 1 \cdot 36,7 / 1,73 = 21,2 \text{ кА};$$

K5



$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{ATH} \cdot (X_7 + X_9); \\ X_{16} &= X_7 + (\Delta X / X_9); \\ X_{17} &= X_9 + (\Delta X / X_7); \end{aligned} \right\}$$

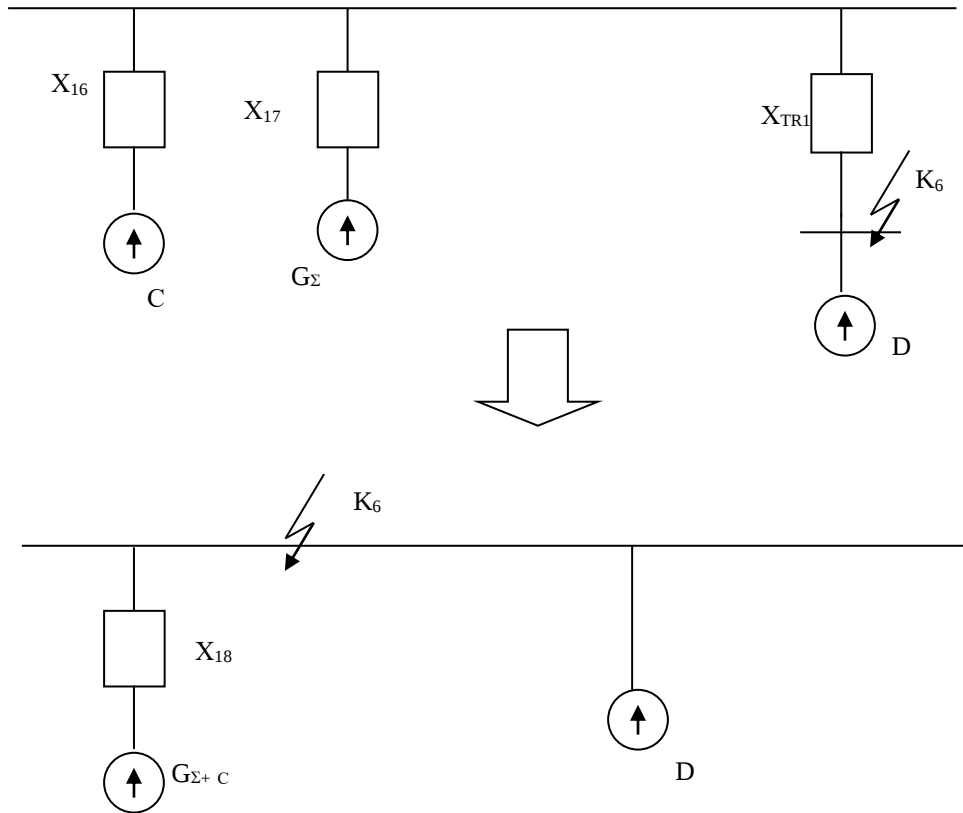
$$\Delta X = 1,710 \cdot (0,820 + 0,470) = 2,2101;$$

$$X_{16} = 0,821 + (2,210 / 0,470) = 5,521;$$

$$X_{17} = 0,470 + (2,210 / 0,820) = 3,17;$$

$$I_{\Pi, O G\Sigma} = 1,130 \cdot 15,62 / 5,520 = 3,21 \text{ кА}.$$

$$I_{\Pi, O C} = 1 \cdot 15,620 / 3,170 = 4,929 \text{ кА};$$

K6

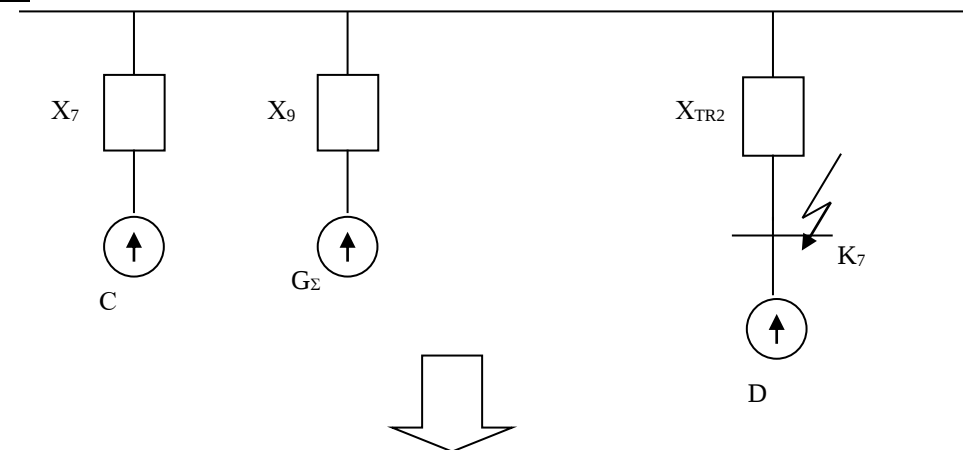
$$X_{18} = X_{16} \cdot X_{17} / (X_{16} + X_{17}) + X_{TR1};$$

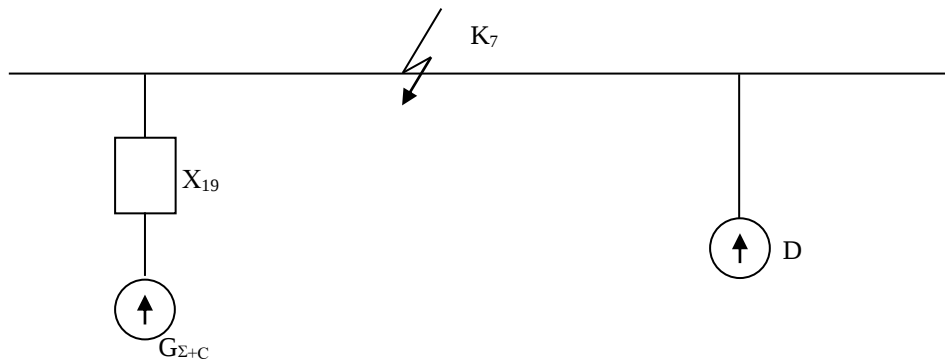
$$X_{17} = 5,520 \cdot 3,170 / (5,520 + 3,170) + 4,20 = 6,210;$$

$$I_{\Pi, O G \Sigma + C} = 1 \cdot 91,750 / 6,210 = 14,770 \text{ kA};$$

$$I_{\Pi, O D} = 4 \cdot \sum P_{HOM} / U_{HOM}; \quad (2.35)$$

$$I_{\Pi, O D} = 4 \cdot (1,250 \cdot 11,440) / 6 \cdot 2 = 4,769 \text{ kA};$$

K7



$$X_{19} = X_7 \cdot X_9 / (X_7 + X_9) + X_{TR2};$$

$$X_{19} = 0,82 \cdot 0,470 / (0,819 + 0,469) + 3,280 = 3,579;$$

$$I_{П,О G \Sigma+C} = 1 \cdot 91,75 / 3,58 = 25,63 \text{ кА};$$

$$I_{П,О D} = 4,77 \text{ кА};$$

Для РУВП-6 кВ обираємо точку K_7 за точку розрахункову короткого замикання.

Використовуємо:

а) ВРП-330 кВ:	ВГБ-330У1	$t_{BB} = 0,035 \text{ с};$
б) ВРП-150 кВ:	ВГБУ-220У1	$t_{BB} = 0,035 \text{ с};$
в) коло генераторів G_1 та G_2	КАГ-24-30/30000УЗ	-
г) сторона 35 кВ АТЗ	ВР35НС	$t_{BB} = 0,055 \text{ с};$
д) РУВП- 6 кВ:	ВР2	$t_{BB} = 0,055 \text{ с};$

Перерахуємо значення індексів $\gamma_{n,\tau}$ для віток генератора [2]:

К₁ G_{Σ}

$$I'_{НОМ} = S_{6,\Sigma} / \sqrt{3} \cdot U_{сер.НОМ.}; \quad (2.36)$$

$$I'_{НОМ} = 4 \cdot 258,30 / \sqrt{3} \cdot 340,0 = 1,759 \text{ кА};$$

$$I_{П,О} / I'_{НОМ} = 5,340 / 1,76 = 3;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,94;$$

Таблиця 2.12 – Показники для обрахунку елементів струму КЗ

Точка КЗ	Живильна лінія	$\tau, \text{с}$	$T_{a,c}$	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ ВРП - 330 кВ	Система G_Σ	0,0451	0,041	1,7801	0,301	1
		0,0451	0,261	1,9551	0,821	0,941
К ₂ ВРП - 150 кВ	Система G_Σ	0,0451	0,031	1,7171	0,211	1
		0,0451	0,261	1,9551	0,821	0,951
К ₃ Генератор G_1	Система G_1 $G_{2,3,4}$	0,0451	0,041	1,7801	0,301	1
		0,0451	0,3261	1,9701	0,871	0,831
		0,0451	0,261	1,9551	0,821	0,941
К ₄ Генератор G_3	Система $G_{1,2,4}$ G_3	0,0451	0,031	1,7171	0,211	1
		0,0451	0,261	1,9551	0,821	1
		0,0451	0,3261	1,9701	0,871	0,831
К ₅ Сторона 35 кВ АТЗ	Система G_Σ	0,061	0,021	1,6081	0,101	1
		0,061	0,261	1,9551	0,801	1
К ₆ РУВП - 6 кВ	$G_{\Sigma+\text{Система}}$	0,061	0,051	1,8221	0,301	1

К₂ G_Σ

$$I'_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 258,301 / \sqrt{3} \cdot 154,01 = 3,88 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 9,02 / 3,88 = 2,32;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,951;$$

К₃ G_1

$$I'_{\text{НОМ}} = 8,62501 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 56,04 / 8,625 = 6,5;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,83;$$

$G_{2,3,4}$

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 8,625 = 25,88 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п,о}} / I'_{\text{НОМ}} = 75,4 / 25,88 = 2,9;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,941;$$

Таблиця 2.13 - Сформована таблиця струмів КЗ.

Точка КЗ	Живильна лінія	$I_{n,o}$ кА	$I_{n,\tau}$ кА	$i_{a,\tau}$ кА	i_y кА	Примітка
К ₁ (ВРУ-330кВ)	Система G_{Σ}	8,51 5,341	8,501 5,021	3,601 6,171	21,331 14,721	
	Сума	13,841	13,521	9,771	36,051	Ком.Апарат+шини
К ₂ (ВРУ-150кВ)	Система G_{Σ}	4,57 9,02	4,57 8,57	1,35 10,43	11,06 24,86	
	Сума	13,59	13,14	11,78	35,92	Ком.Апарат+шини
К ₃ гене- ратор G_1	Система $G_{2,3,4}$	89,51 75,40	89,51 70,88	37,86 87,17	224,65 207,84	
	Сума (без G_1)	164,91	160,39	125,03	432,49	Ком.Апарат+шини осн.кола
	G_1	56,04	46,51	68,74	155,66	
	Повна сума	220,95	206,90	1993,77	588,15	Шини до трансформатора ВП
К ₄ гене- ратор G_3	Система $G_{1,2,4}$	21,201 25,601	21,201 25,601	6,281 29,601	51,321 70,571	
	Сума (без G_3)	46,81	46,81	35,881	121,89	шини осн. кола
	G_3	56,04	46,51	68,74	155,66	
	Повна сума	102,84	93,31	104,62	277,55	шини до трансформатора ВП
К ₅ сторона 35кВ АТЗ	Система G_{Σ}	4,93 3,20	4,93 3,20	0,70 3,61	11,18 8,82	
	Сума	8,13	8,13	4,31	20,00	Ком.Апарат+шини
К ₆ (РУВП-10кВ)	G_{Σ} +Система	25,63	25,63	10,84	65,84	Ком.Апарат.
	Двигуни ВП	4,77	2,06	1,5	11,10	
	Сума	30,40	27,69	12,34	76,94	шини

Вираховуєм компонентів струмів короткого замикання від електродвигунів ВП:

$$\left. \begin{aligned}
 - I_{n,\tau,D} &= I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\
 - i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\
 - i_{y,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot K_y.
 \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

$$I_{n,\tau,D} = 4,77 \cdot e^{-0,06/0,07} = 2,061 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau,D} = \sqrt{2} \cdot 4,77 \cdot e^{-0,06/0,04} = 1,501 \text{ кА};$$

$$i_{y,D} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 4,77 = 11,101 \text{ кА}.$$

2.7 Значення max струмів під'єднань та імпульсів струму з квадратичною характеристикою

ВРУ-330 кВ:

Мах струми:

$$I_{\max W} = P_{\text{гр}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi ; \quad (2.38)$$

$$I_{\max \text{БТ}} = S_{\text{Г.ном}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot 0,95 ; \quad (2.39)$$

$$I_{\max \text{АТЗ}} = 1,5 \cdot S_{\text{АТ.ном}} / \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}. \quad (2.40)$$

$$I_{\max W} = 400,01 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85 = 824,3 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{БТ1}} = 2 \cdot 258,3 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95 = 925,5 \text{ A}.$$

$$I_{\max \text{АТЗ}} = 1,5 \cdot 250 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 330 = 656,9 \text{ A};$$

Імпульс струму з квадратичною характеристикою:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а}}); \quad (2.41)$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання КЗ, с.

$$B_{\text{к}} = 13,84^2 \cdot (0,20 + 0,26) = 88,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

ВРП-150 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max W} = 125 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,85 = 566,7 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{БТ2}} = 258,3 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,95 = 1047,8 \text{ A}.$$

$$I_{\max \text{АТЗ}} = 1,5 \cdot 250 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 150 = 1445 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТР2}} = 32 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 150 = 123,3 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}} = 13,59^2 \cdot (0,20 + 0,26) = 85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Генератор G₁(G₂) :

$$I_{\max G} = I_{Г \cdot \text{НОМ}} / 0,95; \quad (2.42)$$

$$I_{\max G} = 8625 / 0,951 = 9078,901 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = 25000 / \sqrt{3} \cdot 15,751 = 917,501 \text{ A}.$$

$$\begin{aligned} B_K &= B_{\text{КП}} + B_{\text{КА}} = (B_{\text{ПС}} + B_{\text{ПГ}} + B_{\text{ПГС}}) + B_{\text{КА}} = \\ &= (I_c^2 + B_{\text{ПГ}}^* \cdot I_{\text{П,О,Г}} + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{\text{П,О,Г}}) t_{\text{ВИМ}} + \\ &+ (I_c^2 \cdot T_{\text{а,с}} + I_{\text{П,О,Г}}^2 \cdot T_{\text{а,Г}} + 4 \cdot I_c \cdot I_{\text{П,О,Г}} / (1/T_{\text{а,с}} + 1/T_{\text{а,Г}})); \end{aligned} \quad (2.43)$$

де $I_c = 164,91 \text{ кА}$; $I_{\text{П,О,Г}} = 56,04 \text{ кА}$; $t_{\text{ВИМ}} = 4 \text{ с}$; $B_{\text{ПГ}}^* = 0,3$; $T_* = 0,54$;

$$T_{\text{а,с}} = 0,26 \text{ с}; T_{\text{а,Г}} = 0,326 \text{ с}.$$

$$\begin{aligned} B_K &= (164,91^2 + 0,3 \cdot 56,04^2 + 2 \cdot 164,91 \cdot 56,04 \cdot 0,54 / 4 + (164,91^2 \cdot 0,26 + \\ &+ 56,04^2 \cdot 0,326 + 4 \cdot 164,91 \cdot 56,04 / (1/0,26 + 1/0,326)) = \\ &= 154473,201 + 13436,501 = 167909,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Генератор G₃:

$$I_{\max G} = 9078,91 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = 917,501 \text{ A}.$$

$$\begin{aligned} B_K &= (46,8^2 + 0,31 \cdot 56,04^2 + 2 \cdot 46,8 \cdot 56,04 \cdot 0,54 / 4 + (46,8^2 \cdot 0,26 + 56,04^2 \cdot 0,326 + \\ &+ 4 \cdot 46,8 \cdot 56,04 / (1/0,26 + 1/0,326))) = 23859,21 + 3109,31 = \\ &= 26968,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Сторона 35 кВ АТЗ:

$$I_{\max} = 25 \cdot 1000 / \sqrt{3} \cdot 35 = 412,9 \text{ A}.$$

$$B_K = 8,13^2 \cdot (0,20 + 0,26) = 30,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

РУВП – 6 кВ:

$$I_{\max \text{ТВП}} = I_{\max \text{ТР1}} = 25000 / \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2 = 1204,2 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТР2}} = 32000 / \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6 = 1541,41 \text{ A};$$

$$\begin{aligned} B_K &= I_{\text{П,О,С}}^2 \cdot (t_{\text{ВИМ}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{П,О,Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{\text{Д}} + T_{\text{а,сх}}) + \\ &+ 2 \cdot I_{\text{П,О,С}} \cdot I_{\text{П,О,Д}} \cdot (T'_{\text{Д}} + T_{\text{а,сх}}); \end{aligned} \quad (2.44)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{T_{\text{а,с}} \cdot I_{\text{н,о,с}} + T_{\text{а,Д}} \cdot I_{\text{н,о,Д}}}{I_{\text{н,о,с}} + I_{\text{н,о,Д}}} = ;$$

$$T_{\text{а,сх}} = 0,05 \cdot 25,631 + 0,04 \cdot 4,77 / 30,4 = 0,0481 \text{ с};$$

$$B_K = 25,63^2 \cdot (0,31 + 0,0481) + 4,77^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,048) + 2 \cdot 4,77 \cdot 25,631 \cdot (0,07 + 0,048) = 259,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

ВРУ-330 кВ:

Дані для розрахунку	Дані, що містяться в каталозі	
	ВГБ-330 У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 925,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 13,52 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 9,77 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot B_{\text{ном}} \cdot I_{\text{вим.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$	-
		-
$I_{\text{п,о}} = 13,84 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 36,05 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_K = 88,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРУ-150 кВ:

Дані для розрахунку	Дані, що містяться в каталозі	
	ВГБУ-220У1	РНД3.1-150/2000У1
$U_{\text{уст}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1445 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 13,14 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 11,78 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 19,74 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 13,59 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 35,92 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сторона 35 кВт АТЗ

Дані для розрахунку	Дані, що містяться в каталозі	
	ВР35НС	РНДЗ.1-35/1000У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 412,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{н,τ} = 8,13 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{а,τ} = 4,31 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ кА}$	-
$I_{н,о} = 8,13 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 20 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 30,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУВП-6 кВ

Дані для розрахунку	Дані, що містяться в каталозі	
	ВР2	Комірка КРУ типу КУ-10Ц
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1541,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{н,τ} = 25,63 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{а,τ} = 10,84 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 31,5 = 10,22 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{а,τ} = 46,98 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) = 54,63 \text{ кА}$	-
$I_{н,о} = 25,63 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_y = 65,84 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 259,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Генератор $G_1(G_2)$:

Обираєм вимикачі навантаження типу КАТ-24-30/30000УЗ:

$$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А};$$

$$i_{\text{дин}} = 500/360 \text{ кА};$$

$$I_T = 190/ \text{ кА};$$

$$t_T = 3/1 \text{ с.}$$

2.9 Обирання елементів, що проводять струм**ВРУ-330 кВ:**

а)

$$\text{Збірні шини : } I_{\text{мах}} = 925,5$$

$$I_{\text{п,о}} = 13,84 \text{ А} < 20 \text{ кА.}$$

$$i_y = 36,05 \text{ кА} < 50 \text{ кА.}$$

Використаємо два дроти типу АС 300/204 [3]:

$$d = 29,2 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 700 \text{ А};$$

$$D = 450 \text{ м};$$

$$a_{\text{доп}} = 1,4 \text{ м.}$$

Тестування при максимальному струмі:

$$I_{\text{мах}} = 925,5 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 700 = 1400 \text{ А.}$$

Перевірка на коронування:

- критична напруженість електричного поля на початковому етапі:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot (1 + 0,299/\sqrt{r_o}); \quad (2.45)$$

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

r_o – радіус проводу, см.

$$E_o = 30,29 \cdot 0,821 \cdot (1 + 0,299/\sqrt{1,46}) = 31 \text{ кВ/см};$$

- інтенсивності електричного поля навколо поверхні розщеплених проводів:

$$E = K \cdot 0,354 \cdot U_{\max} / (n \cdot r_0 \cdot \lg(D_{\text{cp}} / r_{\text{ек}})); \quad (2.46)$$

K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів у фазі;

$U_{\max}$ – максимально допустима напруга установки, кВ;

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

n – кількість проводів у фазі, шт.

$$D_{\text{cp}} = 1,2 \cdot D; \quad (2.47)$$

$$D_{\text{cp}} = 1,2 \cdot 450 = 540 \text{ см.}$$

При $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2\sqrt{3} \cdot r_0 / a; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^2}; \end{aligned} \right\} \quad (2.48)$$

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

$$K = 1 + 21,46 / 40 = 1,063;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{1,46 \cdot 40} = 7,62 \text{ см.}$$

$$E = 1,0629 \cdot 0,3539 \cdot 347 / (2 \cdot 1,46 \cdot \lg(567 / 7,619)) = 23,90 \text{ кВ/см};$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.49)$$

$$1,069 \cdot 23,89 = 25,59 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31 = 27,90 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відділення до блочного трансформатора:

$$I_{\max} = 925,50 \text{ А}$$

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = I_{\text{норм}} / j_{\text{ек}}; \quad (2.50)$$

$I_{\text{норм}}$ – струм у нормальному режимі, А;

$j_{\text{ек}}$ – економічна щільність струму, А/мм².

$$q_{\text{ек}} = 879,2 / 1 = 879,2 \text{ мм}^2.$$

Беремо два проводи марки АС 450/56: $d = 28,8$ мм; $I_{\text{доп}} = 880$ А;

в) відділення до АТЗ:

$$q_{\text{ек}} = 437,9/1 = 437,9 \text{ мм}^2.$$

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

ВРП-150 кВ

а) збірні шини;

$$I_{\text{max}} = 1445,0 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 13,590 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,920 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Обираємо два проводи марки АС 330/30: $d = 24,8 \text{ мм};$

$$I_{\text{доп}} = 750 \text{ А};$$

$$D = 350 \text{ см};$$

$$a_{\text{доп}} = 0,6 \text{ м};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см};$$

$$I_{\text{max}} = 1445 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 750 = 1500 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування:

$$E_o = 30,29 \cdot 0,819 \cdot (1 + 0,299/\sqrt{1,24}) = 31,5 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1 + 2 \cdot 1,24/20 = 1,124;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,24 \cdot 20} = 4,979 \text{ см} - \text{дорівнює радіусу};$$

$$E = 1,124 \cdot 0,354 \cdot 165 / (2 \cdot 1,24 \cdot \lg(441/4,98)) = 13,6 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 13,6 = 14,6 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,49 = 28,39 \text{ кВ/см}.$$

Завдання виконується.

б) ввідділення до блочного трансформатора:

$$q_{\text{ек}} = 995,40/1 = 995,40 \text{ мм}^2.$$

Обираємо провід марки АС 1000/56: $d = 42,4 \text{ мм};$

$$I_{\text{доп}} = 1400 \text{ А};$$

в) відділення до АТЗ;

$$q_{\text{ек}} = 963,3/1 = 963,3 \text{ мм}^2.$$

Використовуємо провід марки АС 1000/56.

г) відгалуження до TR_2 ;

$$q_{\text{ек}} = 123,3/1 = 123,3 \text{ мм}^2.$$

Використовуємо провід марки АС 120/27: $d = 15,4 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 375 \text{ А};$$

$$E_o = 30,29 \cdot 0,819 \cdot (1 + 0,299/\sqrt{0,77}) = 33,30 \text{ кВ/см};$$

$$E = 0,3539 \cdot 165 / (0,77 \cdot \lg(441/0,77)) = 27,480 \text{ кВ/см};$$

Умова виконується.

Сторона 35 кВ АТЗ.

$$I_{\text{max}} = 412,9 \text{ А4}$$

$$I_{\text{п,о}} = 8,13 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 20 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

Використовуємо провід марки АС 150/19: $d = 16,8 \text{ мм}$;

$$D = 150 \text{ см.}$$

Генератор G₃(G₄)

Виконуємо пофазний монтаж екранованого струмопроводу для генераторної напруги:

а) в головному колі типу ТЭКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 9078,9 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 155,66 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

б) на відділенні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст}} = 19,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 917,5 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 277,55 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 375 \text{ кА};$$

Генератор $G_1(G_2)$

Здійснюємо пофазне встановлення екранованого провідника генераторної напруги:

а) у основному колі типу ТЭКНЕ-20/20000-560У1:

$$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ} < U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 9078,90 \text{ А} < I_{ном} = 20000 \text{ А};$$

$$i_y = 432,9 \text{ кА} < i_{дин} = 560 \text{ кА};$$

б) на відділені до трансформатора ВП типу ТЭКНЕ-20/2000-750У1:

$$U_{уст} = 19,75 \text{ кВ} < U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 917,5 \text{ А} < I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 588,15 \text{ кА} < i_{дин} = 750 \text{ кА};$$

РУВП – 6 кВ:

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТКЗ-6-2000-81 [3]:

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 1541,39 \text{ А} < I_{ном} = 2000,0 \text{ А};$$

$$i_y = 76,41 \text{ кА} < i_{дин} = 81,0 \text{ кА};$$

2.10 Обираємо кабелі

Підбираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 2 АЗМ1-500/6000УХЛ1, що використовується як привід конденсатного насоса:

$$P_{ном} = 500,0 \text{ кВт}; U_{ном} = 6,0 \text{ кВ}; I_{ном} = 52,40 \text{ А}; \cos\varphi_{ном} = 0,92;$$

$$n_{ном} = 2980 \text{ об/хв.}; K_{п} = 6.$$

В спеціальному каналі сухого приміщення розміщується кабель, $v_0 = 35^\circ\text{C}$,

$$T_{max} = 50000 \text{ год.}$$

Обираємо кабель марки ААШв, $U = 6 \text{ кВ}$, трижильний.

Обраховуємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 52,4/1,4 = 37,4 \text{ мм}^2.$$

Обираємо кабель $3 \times 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп.ном}} = 110 \text{ А}$, корегуючий коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,870$; тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,870 \cdot 110,0 = 95,74 > 52,4 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість [2]:

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_K/C}; \quad (2.51)$$

$$q_{\text{min}} = \sqrt{259,4 \cdot 10^6 / 98} = 164,2 \text{ мм}^2 > q = 50 \text{ мм}^2.$$

Беремо переріз 185 мм^2 .

2.11 Вимірювальні трансформатори

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-330 кВ.

Таблиця 2.14 – Розрахункові та довідкові характеристики ТС ТВ 330

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 824,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 36,05 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_K = 88,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,14 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

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

2) 0,2/10P;

3) схема з'єднань ТС: **повна зірка**;

4) $I_{\text{розр}} = 175 \text{ м}$

Таблиця 2.15 - Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
Лічильник активної енергії	САЗ-И670	2,5	-	2,5
Разом:		6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 ; \quad (2.52)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} ; \quad (2.53)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}} ; \quad (2.54)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,9 = 0,22 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель з жилами $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 ; \quad (2.52)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} ; \quad (2.53)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}} ; \quad (2.54)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,9 = 0,22 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель з жилами $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,14 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$$

Встановлюємо ТН типу НКФ-330-73У1:

$$U_{1\text{ном}} = 330000 / \sqrt{3} \text{ кВ};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 ; \quad (2.52)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} ; \quad (2.53)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}} ; \quad (2.54)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,9 = 0,22 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель з жилами $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,14 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$$

Встановлюємо ТН типу НКФ-330-73У1:

$$U_{1\text{ном}} = 330000 / \sqrt{3} \text{ кВ};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

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

Перевіряємо ТН на клас точності.

Таблиця 2.16- Вторинне навантаження ТН типу НКФ-220-58У1

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Датчик активної потужності	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник активної енергії	САЗ- И670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3,0	7,3
Фіксуєчий прилад	ФПІ	3	-	1	0	1	3,0	-
Разом:							32	7,3

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{32^2 + 7,3^2} = 32,9 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил $q=1,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.17 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трасформатор	
	струму	напруги
1	2	3
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
ВРУ-150 кВ	ТВ-220	НКФ-150-58У1
Генератор	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/15 ЗНОМ-15
Блочний трансформатор БТ ₁ : - сторона ВН; - сторона НН	ТВТ 330-I ТШ-20-10000/5	- -
Блочний трансформатор БТ ₂ : - сторона ВН; - <u>сторона НН.</u>	ТВТ 150-I ТШ-20-10000/5	- -
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН: - сторона СН: - сторона НН	ТВТ 330-I ТВТ 150-I ТФЗМ 35 А	- - ЗНОМ-35-65У1

Пускорезервний трансформатор TR ₁ : - сторона ВН; - сторона НН.	ТВТ 35-I ТШЛ-10	- -
Пускорезервний трансформатор TR ₂ : - сторона ВН; - сторона НН.	ТВТ 150-I ТШЛ-10	- -
РУВП 6 кВ:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг

Для захисту обладнання від комутаційних і атмосферних перенапруг встановлюємо розрядники і обмежувачі перенапруг [3]:

- | | |
|--|------------|
| 1) ЛЕП-330 кВ, сторона ВН АТЗ та БТ : | ОПН-330У1; |
| 2) ЛЕП – 150 кВ, сторона ВН БТ та TR ₂ , сторона СН АТЗ | ОПН-150 У1 |
| 3) Сторона 35 кВ АТЗ | РВС-35 У1 |
| 4) РУВП-6 кВ | РВРД-6 У1 |
| 5) Генератор | РВС-15У1 |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку, релейного захисту, автоматики встановлюємо високочастотні загороджувачі на ЛЕП [3]:

- | | |
|---------------|------------------|
| а) ЛЕП-330 кВ | ВЗ-1250-0,5 У1 |
| б) ЛЕП-150 кВ | ВЗ – 630 -0,5 У1 |

2.13 Акумуляторна батарея

На АЕС акумуляторні батареї (АБ) виконують роль резервних джерел живлення для систем безпеки, управління та захисту (СКЗ), аварійного освітлення, а також забезпечують оперативний струм для пристроїв автоматики, сигналізації та релейного захисту. Типи та кількість батарей визначаються відповідно до таких вимог:

- Для кожного реакторного блоку встановлюються АБ, кількість яких відповідає числу систем безпеки. Вони функціонують у «буферному» режимі: основне навантаження підтримується випрямним пристроєм, а у разі зникнення напруги живлення повністю переходить на АБ. Після запуску дизель-генератора живлення знову передається через випрямний пристрій. Вибір батарей для систем безпеки здійснюється з урахуванням допустимого рівня напруги на шинах постійного струму, включаючи пікове навантаження на початку аварії. Оскільки їх використання обмежене коротким проміжком часу до запуску дизель-генератора, глибокий розряд не передбачається, а встановлення елементного комутатора (ЕК) не є необхідним.
- Для кожного дизель-генератора передбачена окрема АБ, яка забезпечує його автоматичний запуск.
- Споживачі СКЗ оснащуються окремими АБ із різними номінальними напругами: 24, 48, 110 та 220 В.

- Для пристроїв управління, автоматики та релейного захисту обладнання підвищеної напруги, яке знаходиться за межами основного корпусу, встановлюються АБ без ЕК у зоні ВРУ: одна батарея для ВРУ 110–220 кВ та дві – для ВРУ 330 кВ і вище.

Таблиця 2.18 – Навантаження загальноблочної батареї

Електроприймачі						Розрахункові аварійні навантаження, В	
Найменування	п, шт	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{п}}$, А
Постійне навантаження	-	-	-	30	-	30	30
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	200	-
Перетворювальний агрегат оператив-ного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного насоса масла ущільнень генератора	1	25	-	120	300	120	300
Електродвигун аварійного масла-насоса системи змащування	1	14	-	73	184	73	184
Разом:						453	544

Вихідні дані для розрахунку:

- | | |
|---|----------------------------------|
| - напруга на шинах | $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$ |
| - номінальна напруга батареї | $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$ |
| - кількість основних елементів батареї | $n_0 = 108$ |
| - кількість додаткових елементів батареї | $n_p = 22$ |
| - загальна кількість додаткових елементів батареї | $n = 130$ |
| - напруга на елементі в режимі підзаряду | $U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$ |
| - напруга на елементі в кінці аварійного розряду | $U_p = 1,75 \text{ В}$ |
| - напруга на елементі в кінці заряду | $U_3 = 2,75 \text{ В}$ |

Типовий номер АБ [2]:

$$N = 1.05 \cdot I_{ав} / j; \quad (2.55)$$

$$N = 1.05 \cdot 453 / 25 = 19,03.$$

Перевірка за тах струмом поштовху:

$$N = I_{п} / 46; \quad (2.56)$$

$$N = 544 / 46 = 11,83.$$

Беремо типорозмір СК-20.

Перевіряємо акумуляторну батарею за допустимою напругою при умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{п} = I_{п} / N; \quad (2.57)$$

$$j_{п} = 544 / 20 = 27,2 \text{ А/Н.}$$

Напруга у споживачів становить (рис. 7.2 [2]) з урахуванням падіння напруги в кабелі (5%) 88%, що перевищує допустиме значення 80%.

Розрахункові значення струму та напруги підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{пзп} &= I_{пост} + 0,15 \cdot N; \\ U_{пзп} &= U_{пз} \cdot n_o, \end{aligned} \right\} \quad (2.58)$$

$$I_{пзп} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33 \text{ А};$$

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

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

Струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{пзп.д} &= 0,5 \cdot N; \\ U_{пзп.д} &= U_{пз} \cdot n_d; \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

$$I_{пзп.д} = 0,05 \cdot 20 = 1 \text{ А};$$

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

Вибираємо ПЗП типу АРН-3.

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою :

$$\left. \begin{aligned} I_{зп} &= I_{пост} + 5 \cdot N; \\ U_{зп} &= U_z \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (2.60)$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ А};$$

$$U_{\text{зп}} = 2,751 \cdot 130,1 = 357,51 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

У проєкті розроблено електричну частину АЕС потужністю 880 МВт, яка передає енергію в регіон і енергосистему при напрузі 150 та 330 кВ.

Зроблено розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання, визначено структурну схему станції, схеми ВРУ для різних рівнів напруги та схему власних потреб.

На основі розрахованих струмів короткого замикання підібрано комутаційне обладнання, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, а також акумуляторну батарею.

РОЗДІЛ 3

КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ НА АЕС, ВИМОГИ, ДОСІДЖЕННЯ ТА ПОРІВНЯННЯ ПОВІТРЯНИХ, ВАКУУМНИХ І ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ

Електрична частина атомної електростанції (АЕС) відіграє ключову роль у виробництві, передачі та розподілі електроенергії, забезпечуючи стабільну роботу станції. Вона повинна відповідати високим стандартам надійності та безпеки, щоб запобігати аваріям і забезпечувати безперервне функціонування. Основними вимогами до електричної системи АЕС є:

1. Надійність обладнання

- Висока надійність компонентів: Усі елементи, включаючи генератори, трансформатори та розподільчі пристрої, мають бути довговічними, стійкими до зносу та характеризуватися мінімальним рівнем відмов.
- Планове обслуговування: Регулярні перевірки та технічне обслуговування дозволяють вчасно виявляти та усувати можливі несправності.

2. Резервування систем

- Дублювання ключових компонентів: Важливі системи, такі як система збудження генератора чи системи контролю, повинні мати резервні копії для забезпечення безперервної роботи навіть у разі відмови основного обладнання.
- Резервні джерела живлення: Для підтримки роботи основних систем, зокрема охолодження реактора, використовують резервні дизель-генератори та акумуляторні батареї у разі виходу з ладу основного генератора.

3. Системи аварійного захисту

- Релейний захист: Автоматично відключає обладнання при коротких замиканнях, перевантаженнях або інших аномальних режимах роботи.

- Автоматичні вимикачі: Швидко відключають пошкоджені ділянки системи, запобігаючи поширенню аварії.

4. Захист від зовнішніх впливів

- Електромагнітна стійкість: Компоненти повинні бути захищені від електромагнітних завад, таких як грози чи радіація.

- Захист від природних катастроф: Конструкції проєктуються з урахуванням можливих землетрусів, повеней або інших природних явищ.

5. Системи моніторингу та контролю

- Автоматизований моніторинг: Постійний контроль стану обладнання дозволяє оперативно виявляти зниження ефективності або несправності.

- Аварійна сигналізація: Звукова та візуальна сигналізація дозволяє персоналу швидко реагувати на проблеми.

6. Ізоляція та стійкість до перенапруг

- Якісна ізоляція: Забезпечує надійність високовольтних ліній та обладнання, запобігаючи коротким замиканням і перепадам напруги.

- Захист від перенапруг: Спеціальні пристрої оберігають обладнання від пошкоджень через стрибки напруги.

7. Безпека персоналу

- Захищений доступ: Обладнання повинно бути недоступним для випадкового контакту, щоб мінімізувати ризики.

- Засоби індивідуального захисту: Персонал має використовувати спеціальні захисні засоби, такі як ізоляційні рукавиці, каски тощо.

8. План реагування на надзвичайні ситуації

- Інструкції на випадок аварій: Розроблено сценарії для різних видів надзвичайних ситуацій, а персонал регулярно проходить тренування.

- Зв'язок з екстреними службами: Забезпечується координація з місцевими аварійними службами для оперативного реагування.

Комутаційні апарати

Комутаційні апарати забезпечують керування, захист та розподіл електроенергії на АЕС. Вони дозволяють безпечно підключати, відключати та перемикають частини електричної системи. Основні типи включають:

- **Вимикачі:** Захищають систему від перевантажень та коротких замикань.
- **Роз'єднувачі:** Забезпечують видиме роз'єднання електричних ланцюгів для проведення технічного обслуговування.
- **Контактори:** Використовуються для автоматичного управління електричними ланцюгами.

Дотримання цих вимог гарантує стабільність роботи АЕС і мінімізує ризик аварій із серйозними наслідками для персоналу, навколишнього середовища та населення.

1. Вимикачі

Призначення:

Забезпечують основні операції з комутації електричних ланцюгів, підключаючи та відключаючи обладнання й лінії під навантаженням. Крім того, виконують захист електромереж від коротких замикань і перевантажень.

Типи вимикачів:

- **Масляні:** Використовуються у високовольтних мережах. Гасіння дуги здійснюється за допомогою масла.
- **Елегазові:** Застосовують елегаз (SF_6) як ізоляційне та дугогасне середовище. Характеризуються високою ефективністю гасіння дуги та надійністю, тому широко використовуються на сучасних АЕС.
- **Вакуумні:** Дуга гаситься у вакуумному середовищі, що забезпечує тривалий термін служби та високу надійність. Підходять для середньої та високої напруги.
- **Повітряні:** Використовуються у низьковольтних мережах. Гасіння дуги відбувається у повітряному середовищі.

2. Роз'єднувачі

Призначення:

Забезпечують видимий розрив електричного кола для безпечного від'єднання обладнання від мережі, але використовуються лише за відсутності навантаження. Вони не призначені для роботи під навантаженням.

Особливості:

Роз'єднувачі забезпечують можливість візуальної перевірки стану розриву кола, що сприяє безпечному проведенню технічного обслуговування.

Типи роз'єднувачів:

- Лінійні: Використовуються для відключення ліній електропередачі.
- Заземлюючі: Додатково забезпечують заземлення відключеного обладнання для підвищення безпеки.
- З приводом: Оснащені механізмом для дистанційного керування, що підвищує зручність і безпеку експлуатації.

3. Контактори

Призначення:

Виконують часті операції з комутації електричних ланцюгів під навантаженням, зазвичай при меншій потужності, ніж вимикачі. Широко використовуються для автоматизації управління обладнанням.

Типи контакторів:

- Електромагнітні: Використовуються для керування електродвигунами, насосами, вентиляторами. Оснащені електромагнітним приводом, працюють на постійному або змінному струмі.
- Вакуумні: Застосовуються у середньовольтних мережах, мають високу довговічність завдяки використанню вакууму для гасіння дуги.
- Твердотільні (тиристорні): Позбавлені механічних контактів, що забезпечує безшумну роботу, високу швидкодію та надійність. Використовуються для частого включення/відключення.

Загальна класифікація комутаційних апаратів

1. За призначенням:
 - Захисні (наприклад, автоматичні вимикачі).
 - Комутаційні (роз'єднувачі).
 - Керуючі (контактори).
2. За класом напруги:
 - Низьковольтні (до 1 кВ).
 - Середньовольтні (1–35 кВ).
 - Високовольтні (понад 35 кВ).
3. За середовищем для гасіння дуги:
 - Повітряні.
 - Вакуумні.
 - Елегазові.
 - Масляні.

Вимоги до комутаційних апаратів на АЕС

Комутаційні апарати, що використовуються на атомних електростанціях, повинні відповідати високим стандартам надійності, швидкодії та безпеки. Вони забезпечують захист критично важливого обладнання та персоналу від можливих аварійних ситуацій. Це вимагає їхньої здатності працювати у складних умовах, витримувати часті комутації, а також забезпечувати стійкість до зовнішніх впливів, таких як електромагнітні завади та механічні пошкодження.

Основні характеристики та параметри комутаційних апаратів

1. Номінальна напруга
 - Визначає максимальну робочу напругу, за якої апарат може функціонувати без ризику пошкоджень або перевантажень.
 - На АЕС використовуються апарати середньої та високої напруги (зазвичай у діапазоні 6–750 кВ залежно від системи).
2. Номінальний струм

- Показує максимальний струм, який апарат може проводити без перегріву або збоїв у роботі.

- Для комутаційних апаратів АЕС важлива висока номінальна потужність, оскільки вони працюють у масштабних енергосистемах. Номінальний струм може досягати кількох тисяч ампер, залежно від напруги та потужності системи.

3. Вимикальна здатність (струм короткого замикання)

- Максимальний струм, який апарат здатний безпечно вимкнути у разі короткого замикання.

- На АЕС це один із ключових параметрів, адже апарати повинні миттєво реагувати на аварійні ситуації та вимикати великі аварійні струми.

4. Час спрацювання

- Показник, що відображає час, необхідний апарату для виконання комутації (вмикання чи вимикання) після отримання команди.

- Висока швидкодія є критично важливою на АЕС, оскільки швидкість реакції апарата впливає на захист обладнання та попередження серйозних аварій.

5. Електрична та механічна зносостійкість

- Здатність витримувати багаторазові комутаційні цикли без зниження продуктивності чи надійності.

- Комутаційні апарати на АЕС повинні мати підвищену зносостійкість через складні умови експлуатації та часту необхідність перемикань.

6. Ізоляційна здатність

- Забезпечує електричну ізоляцію між частинами, що перебувають під різною напругою.

- Для АЕС це особливо важливий параметр, оскільки пробій ізоляції може призвести до аварій, тому обладнання має відповідати найвищим стандартам безпеки.

Виконання цих вимог забезпечує стабільну, безпечну та ефективну роботу комутаційних апаратів в умовах атомної електростанції.

Вимикачі повітряні, елегазові та вакуумні

Повітряні вимикачі — це електричні пристрої, що використовуються для захисту електромереж від перевантажень, коротких замикань та інших аномальних станів. Їх основним середовищем для гасіння електричної дуги є стиснене повітря, що забезпечує швидке й безпечне припинення струму при розмиканні контактів.

Основні функції повітряних вимикачів

1. Захист від перевантажень
 - Автоматично відключають електромережу при перевищенні допустимого струму, запобігаючи перегріванню проводів і обладнання.
2. Захист від коротких замикань
 - У разі різкого збільшення струму через коротке замикання швидко розривають електричний ланцюг, що захищає від пошкоджень і запобігає пожежам.
3. Управління електричними ланцюгами
 - Використовуються для автоматичного або ручного ввімкнення і вимкнення електричних ланцюгів.
4. Захист при зниженні напруги
 - Деякі моделі оснащені функцією відключення при падінні напруги нижче допустимого рівня, що забезпечує захист обладнання від неправильної роботи.
5. Селективність захисту
 - Налаштовуються для відключення лише конкретної ділянки мережі при несправності, зберігаючи живлення в інших частинах системи.

Принцип роботи та конструкція

Гасіння дуги у повітряних вимикачах здійснюється за допомогою стисненого повітря. Ізоляція струмопровідних частин і дугогасильних пристроїв

забезпечується за допомогою фарфору або інших твердих ізоляційних матеріалів. Конструкція вимикачів варіюється залежно від їх номінальної напруги, способу ізоляції між контактами, а також подачі стисненого повітря в дугогасильний пристрій.

1. Контакти та камери

- Вимикачі на великі струми мають головні й дугогасильні контури.

Основний струм у ввімкненому стані проходить через головні контакти.

- При відключенні головні контакти розмикаються першими, після чого струм проходить через дугогасильні контакти, розташовані в камері.

2. Стиснене повітря

- Подається в дугогасильну камеру до розмикання контактів, створюючи сильне дуття, яке гасить дугу. Дуття може бути повздовжнім або поперечним.

3. Ізоляційний проміжок

- Утворюється шляхом розведення контактів у дугогасильній камері або за допомогою спеціального відділювача.

4. Конструктивні особливості

- Вимикачі для напруги до 35 кВ зазвичай мають один розрив на фазу, а для 110 кВ і більше — кілька розривів, залежно від потужності та напруги.

- Для напруги 330–500 кВ конструкції можуть мати від восьми до десяти розривів на фазу.

Сфери застосування

Повітряні вимикачі використовуються як у внутрішніх, так і у зовнішніх установках у мережах середньої напруги (до 500 кВ). Їх конструкція залежить від умов експлуатації, а також від вимог щодо безпеки та ефективності.

Повітряні вимикачі

Повітряні вимикачі широко застосовуються в установках напругою 110–500 кВ. Для відключення і гасіння дуги в цих пристроях використовується стиснене повітря під тиском 2–4 МПа.

Переваги повітряних вимикачів

1. Вибухо- та пожежобезпечність.
2. Висока швидкодія, що дозволяє виконувати швидкодіюче автоматичне повторне ввімкнення (АПВ).
3. Значна вимикальна здатність.
4. Ефективне вимкнення струмів ємності в лініях.
5. Зношування дугогасильних контактів в невеликому обсязі.
6. Не складний доступ до камер для гасіння дуги.
7. Спроможність виготовлення із великих вузлів серій.
8. Здатність до використання як у внутрішніх, так і у зовнішніх установках.

Недоліки повітряних вимикачів

1. Необхідність у компресорній станції.
2. Складна конструкція окремих вузлів та деталей.
3. Відносно висока вартість.
4. Неможливість інтеграції вмонтованих трансформаторів струму.

Вакуумні вимикачі

Електрична стійкість вакууму набагато перевищує стійкість повітряного проміжку при атмосферному тиску, що робить вакуумні дугогасильні камери ефективними у застосуванні.

Принцип роботи вакуумних вимикачів

- Контакти мають форму порожнистих конусів із радіальними прорізами, які створюють радіальне електродинамічне зусилля, спрямоване на переміщення дуги.

- Диски контактів розділені на три сектори зі спіральними прорізами, що сприяє руху дуги.
- Завдяки глибокому вакууму (10^{-4} – 10^{-6} Па) заряджені частки швидко дифундують у навколишнє середовище, і дуга гасне при першому переході струму через нуль.
- Контакти розташовані в герметичних скляних камерах із вакуумом, що виключає їх окислення та зменшує потребу в значних контактних натисканнях.

Характеристики вакуумних вимикачів

- Напруга: 10–110 кВ.
- Номінальний струм: до 3200 А.
- Струм відключення: до 31,5 кА.
- Хід рухомих контактів для напруги 100 кВ становить кілька міліметрів.
- Для запобігання перекриттям на поверхнях використовуються спеціальні екрани.

Переваги вакуумних вимикачів

1. Висока швидкодія.
2. Низька потужність керування.
3. Тривалий термін служби.
4. Широкий діапазон робочих температур.
5. Перспективність для вимикання струмів високої частоти при напрузі до 100 кВ.

Недоліки вакуумних вимикачів

1. Складність конструкцій при напрузі понад 100 кВ.
2. Значні витрати на організацію виробництва.

Економічність у експлуатації забезпечує популярність вакуумних вимикачів, особливо у країнах, таких як Японія, де 50% усіх вимикачів є вакуумними.

Елегазові вимикачі

Елегазові вимикачі є одним із найперспективніших напрямків у створенні сучасних вимикачів змінного струму для високої та надвисокої напруги. Вони вирізняються компактними розмірами, високою комутаційною здатністю та надійністю, що відповідає вимогам сучасної енергетики.

Елегаз (SF_6) має унікальні фізико-хімічні властивості, які роблять його ідеальним середовищем для гасіння дуги та ізоляції. Завдяки цьому елегазові вимикачі стають більш ефективними порівняно з масляними та повітряними аналогами. На сьогодні не існує альтернативних діелектриків, які б перевищували елегаз за ізоляційними, дугогасильними чи експлуатаційними характеристиками.

Переваги елегазового обладнання

1. Відсутність старіння: Елегаз не старіє і потребує мінімального догляду, на відміну від масляних вимикачів.
2. Компактність: Завдяки високій ефективності ізоляції, пристрої займають менше місця.
3. Довгий термін служби: Міжревізійні терміни значно подовжені, аж до повної відсутності необхідності технічного обслуговування.
4. Широкий діапазон напруг: Застосовуються для напруги від 6 до 1150 кВ.
5. Пожежобезпечність: Використання елегазу знижує ризик виникнення пожеж.
6. Підвищена безпека: Забезпечують безпечне обслуговування персоналу.

Сучасне застосування елегазових вимикачів

Інтенсивний розвиток елегазових вимикачів почався у 1980-х роках. Вони є перспективними для систем із напругою 110–1150 кВ і струмами вимкнення

до восьмидесяти кА. Елегазові вимикачі майже повністю витіснили інші типи апаратів у класах напруги 110 кВ і вище у технічно-розвинених країнах.

Провідні світові виробники електротехнічного обладнання активно почали виробництво комплексних розподільчих приладів з елегазовою ізоляцією (КРПЕ) та елегазових вимикачів для зовнішніх розподільчих приладів. Це пояснюється їх ефективністю, безпечністю та зручністю в експлуатації.

Елегазові вимикачі

Фізико-хімічні властивості елегазу

Шестифториста сірка (SF_6), відома як елегаз, є електронегативним газом, здатним захоплювати вільні електрони та перетворювати їх на важкі, малорухливі негативно заряджені іони. За нормальної температури ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$) і тиску 0,1 МПа елегаз є безбарвним і без запаху газом із щільністю, що в п'ять разів перевищує щільність повітря. Швидкість звуку в ньому за температури $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ становить 138,5 м/с (у повітрі — 330 м/с).

Елегаз має низьку теплоємність у каналі дуги, але високу теплопровідність гарячих газів навколо неї (при 2000 К). Це робить його ефективним середовищем для гасіння дуги. Чистий елегаз є негорючим, інертним і нагрівостійким до $800\text{ }^{\circ}\text{C}$. Він не має запаху, не є токсичним та неактивний у хімічному відношенні, як і азот.

Недоліки:

1. Розкладання вологоємних синтетичних ізоляційних матеріалів під час контакту з елегазом. Для уникнення цього використовують стійкі матеріали, наприклад тефлон.
2. Висока температура скраплення: за тиску 1,5 МПа вона становить $6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для уникнення скраплення у вимикачах передбачають автоматичні нагрівачі.
3. Розкладання під впливом електричної дуги або коронного розряду, що утворює хімічно активні сполуки, такі як нижчі фториди SF_2 , SF_4 .

Конструкція елегазових вимикачів

Елегазові вимикачі бувають двох основних типів: колонкові та бакові.

- Колонкові вимикачі:
 - Використовують відносно невелику кількість елегазу для заповнення, із витоками не більше 0,5% на рік завдяки якісним ущільнювальним матеріалам.
 - Оснащені самозмащувальними приводними механізмами, надійними дугогасильними камерами та перевіреними контактними системами.
 - Зручні для транспортування: постачаються в зібраному та протестованому вигляді або у вигляді готових блоків, що знижує витрати на монтаж.
 - Розраховані на роботу за температур від -45 °С до +40 °С.
- Бакові вимикачі:
 - Virізняются компактністю та значно меншими розмірами порівняно з масляними вимикачами.
 - Оснащені одним спільним приводом на три полюси та вбудованими трансформаторами струму.
 - Забезпечують високу сейсмостійкість, безпеку та стійкість до забруднень.

Бакові вимикачі є більш універсальними та надійними, що робить їх переважним вибором у багатьох сучасних енергетичних системах.

Елегазові вимикачі

Переваги конструкції

Елегазові вимикачі належать до групи газових вимикачів і забезпечують ефективне комутаційне вимикання завдяки використанню унікальних властивостей елегазу. Однією з ключових переваг бакових вимикачів є їх компактність, оскільки трансформатори струму вбудовані безпосередньо в конструкцію. Це дозволяє скоротити площу, необхідну для встановлення, та спростити монтаж.

Розроблені вимикачі навантаження з елегазом для напруг 35, 110 і 220 кВ. Моделі на 35 і 110 кВ оснащуються однією камерою на полюс, тоді як для 220 кВ використовуються дві камери на полюс. Крім того, створені вимикачі для двох і трьох напрямків, які замінюють кілька одиничних вимикачів, що забезпечує значну економію під час їх монтажу на підстанціях.

Особливості конструкції вимикачів навантаження

Елегазові вимикачі навантаження конструктивно нагадують віддільники, але мають додаткові пристрої для обертання дуги в елегазовому середовищі. Постійні магніти, вбудовані у рухомі та нерухомі контакти, створюють зустрічні магнітні поля. Під час розмикання контактів утворюється дуга, яка взаємодіє з цими полями. Це створює силу FFF, яка переміщує дугу по кільцевих електродах, сприяючи її швидкому гасінню.

Контактна система розміщується у фарфоровому корпусі, заповненому елегазом під тиском 0,3 МПа. Герметичність корпусу виключає втрати газу, а для компенсації можливих витоків передбачено підживлення з балона зі стисненим елегазом.

Гасіння дуги та переваги елегазу

Елегазові вимикачі ефективно відключають не лише струми навантаження, але й струми короткого замикання завдяки дугогасильним пристроям із автопневматичним дуттям. Гасіння дуги відбувається за рахунок інтенсивного охолодження потоком газу.

Елегаз має значно вищу дугогасну здатність порівняно з повітрям: при однакових умовах він може гасити дугу зі струмом у 4–4,5 рази більшим, ніж у повітрі. Це зумовлено його високими теплофізичними властивостями, зокрема здатністю захоплювати вільні електрони. Унаслідок цього кількість носіїв струму в дуговому каналі зменшується, що призводить до гасіння дуги, особливо після природного переходу струму через нуль.

На відміну від повітряних вимикачів, в елегазових майже не виникають перенапруги під час відключення ненавантажених трансформаторів і ліній. Це

зумовлено збереженням цілісності дугового каналу до природного нульового переходу струму, що забезпечує стабільну роботу і знижує потребу в шунтуючих опорах.

Елегазові дугогасильні пристрої (ДП)

На відміну від повітряних дугогасильних пристроїв, в елегазових системах газ, що витікає через сопло при гасінні дуги, не викидається в атмосферу, а повертається в герметичну камеру, заповнену елегазом під невеликим надлишковим тиском. Залежно від способу гасіння дуги в елегазі розрізняють кілька типів дугогасильних пристроїв:

1. Пристрої з поздовжнім дуттям
Використовують попередньо стиснений газ, що подається з резервуара, де підтримується високий тиск елегазу (1,5–2,0 МПа), у камеру з нижчим тиском (0,2–0,3 МПа). Цей тип має два ступені тиску.

2. Автокомпресійні пристрої

3. Створюють поздовжнє дуття за рахунок вбудованого компресійного механізму, який працює в межах одного рівня тиску.

4. Пристрої з електромагнітним дуттям
Гасіння дуги забезпечується її швидким переміщенням у нерухомому елегазі між кільцевими електродами. Цей рух створюється радіальним магнітним полем, що виникає від відключеного струму.

5. Пристрої з поздовжнім дуттям і підвищенням тиску через нагрів
Тиск елегазу збільшується внаслідок нагріву дуги, яка обертається в камері під впливом магнітного поля.

Поздовжнє дуття

Під час гасіння дуги елегаз із резервуара високого тиску (1,5–2,0 МПа) спрямовується до камери з низьким тиском (0,2–0,3 МПа). Після завершення процесу газ проходить через систему осушення й очищення, а потім за допомогою компресора повертається у високотисковану ємність. Уся система циркуляції елегазу є повністю замкнутою.

Виклики системи двох тисків

Використання двох рівнів тиску створює певні труднощі:

- При високому тиску (1,5 МПа) елегаз залишається газоподібним тільки за температури не нижче $+6\text{ }^{\circ}\text{C}$, тому у вимикачах передбачають нагрівальні елементи для підтримання стабільної температури.
- Потрібна автономна компресорна система та обладнання для очищення й осушення відпрацьованого елегазу.

Гасіння дуги

Ефективність гасіння досягається завдяки інтенсивному газодинамічному впливу потоку елегазу на дуговий стовп. У сучасних конструкціях елегазових дугогасильних пристроїв цей підхід є найбільш поширеним.

Процес гасіння відбувається в соплах, куди елегаз подається під високим тиском (0,5–0,6 МПа). Дуття може бути як одностороннім, так і двостороннім, але з несиметричним розподілом потоку.

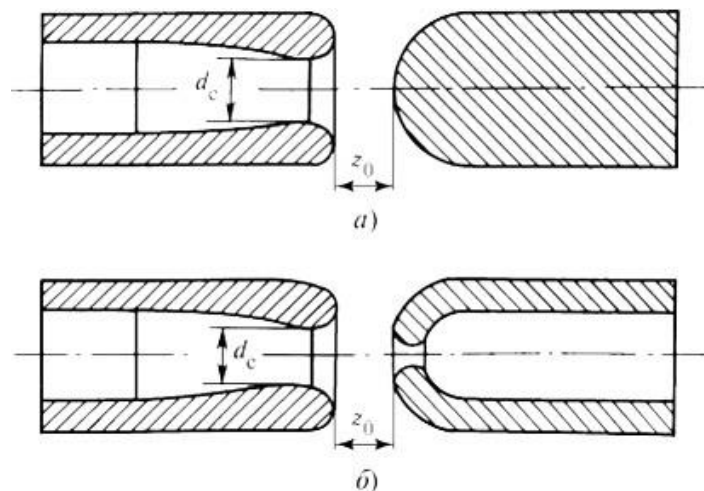


Рисунок 3.1 - Поздовжнє елегазове дуття

Головними характеристиками мережі поздовжнього дуття є діаметр d_c горловини сопла або площа перетину S_c , відстань z_0 , яка визначає відносне положення контактів, а також геометричні параметри дифузоров і конфузоров. Оптимальне гасіння дуги в таких системах, як і в повітряних вимикачах, значною мірою залежить від геометричних параметрів дуттєвої системи, особливо від форми вхідної частини (конфузора).

Альтернативний метод гасіння дуги в елегазовому середовищі є простішим у виготовленні та експлуатації. У ньому застосовується дугогасильний пристрій із автопневматичним дуттям.

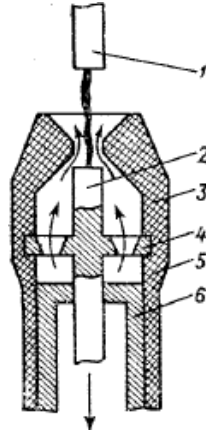


Рисунок 3.2 - Прилад з автопневматичним дуттям для гасіння дуги.

Під час вимкнення між нерухомим контактом (1) і рухомим контактом (2) утворюється дуга. Рухомий контакт (2) переміщується разом із соплом (3) з фторопласту (дугостійкого ізоляційного матеріалу), перегородкою (4) і циліндром (5), тоді як поршень (6) залишається нерухомим. Стискання елегазу спричиняє потік, який проходить через сопло (3), поздовжньо обдуває дугу та гасить її. Дугогасильний прилад знаходиться в баку з елегазом під тиском 0,20–0,28 МПа, що виключає потребу в підігріві газу.

Камери, для гасіння дуги такої конструкції мають велику відключну спроможність: номінальний струм відключення при одному розриві в напрузі 220 кВ становить 40 кА при великій вихідній швидкості поновлення напруги (понад 3 кВ/мкс). У відповідності до уніфікованих конструктивних приладів для гасіння дуги і камер такого типу створено модульну серію елегазових вимикачів для напруг до 750 кВ і відключної потужності до 50 ГВА.

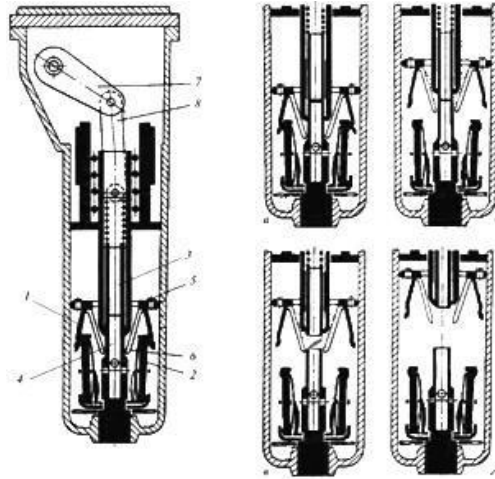


Рисунок 3.3 - Елегазовий автокомпресійний вимикач

У положенні (а) вимикач перебуває в нормальному увімкненому стані. Струм проходить через головні контакти (1, 2), а контакти для гасіння дуги (3, 4) замкнуті. Завдяки тому, що контакти для гасіння дуги були зроблені з дугостійкої металокераміки (CuW), контур, що веде струм, має підвищений опір, і через ці контакти зазвичай протікає лише 15–20%.

У положенні (б) розпочинається процес відключення. Рухомий поршень (5) разом із головним рухомим контактом (1) і соплом (6) зміщується від дії приводних важелів (7, 8). Це створює надлишок тиску в порожнині над поршнем порівняно із об'ємом під поршнем. Струм з основних контактів (1, 2) переключається на ланцюг для гасіння дуги контактів (3, 4).

У положенні (в) контакти (3, 4) розмикаються, і одночасно виникає двостороннє симетричне дуття через внутрішні порожнини контактів (3, 4). Енергія дуги нагріває елегаз, що підвищує перепад тиску та інтенсивність газового потоку. Це сприяє швидкому гасінню дуги.

Після гасіння дуги, у положенні (г), поршень продовжує рух, забезпечуючи вентиляцію міжконтактного проміжку. Це підтримує необхідну електричну міцність ізоляції.

Ефективність гасіння дуги в елегазі значно підвищується завдяки дуже малій постійній часу дуги, яка приблизно в 100 разів менша, ніж у повітряному середовищі.

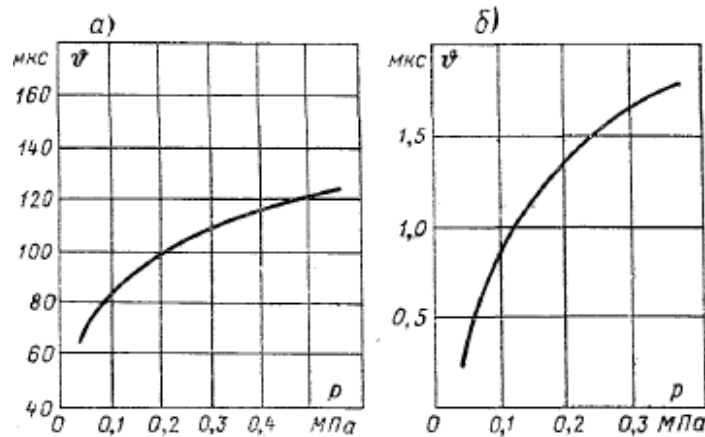


Рисунок 3.4 - Постійна часу дуги в повітрі (а) і в елегазі (б)

- Плюси елегазових вимикачів:
- Вибухобезпечність і пожежобезпечність.
- Швидкодія.
- Велика відключна спроможність.
- Мінімальний знос контактів для гасіння дуги.
- Спроможність створення серій з уніфікованими вузлами.
- Здатність до встановлення як всередині приміщень, так і на відкритому повітрі.

Недоліки:

- Необхідність використання спеціального обладнання для заправки, перекачування та очищення SF₆.
- Висока вартість гексафториду сірки (SF₆).

Елегазові вимикачі вже давно зайняли важливе місце на ринку високовольтного обладнання завдяки своїм унікальним характеристикам. У порівнянні з повітряними та вакуумними вимикачами, вони мають ряд переваг, що робить їх незамінними в багатьох енергетичних системах, зокрема на таких критичних об'єктах, як атомні електростанції.

Основну роль у роботі елегазових вимикачів відіграє гексафторид сірки (SF_6), який є їхнім діелектричним середовищем. Унікальні властивості цього газу забезпечують низку переваг:

- Висока діелектрична міцність. Гексафторид сірки має значно вищу діелектричну міцність порівняно з повітрям або вакуумом, що дозволяє зменшити розміри вимикачів і забезпечити надійну ізоляцію.
- Ефективне гасіння дуги. Завдяки високій теплопровідності та електронегативності, SF_6 швидко охолоджує та деіонізує дугу, що утворюється при розриві електричного кола.
- Хімічна інертність. Гексафторид сірки не взаємодіє з металами та іншими матеріалами, з яких виготовлено вимикачі, що підвищує їхню надійність і довговічність.
- Стійкість до температур. Елегазові вимикачі здатні працювати у широкому діапазоні температур, що дозволяє їхнє застосування в різних кліматичних умовах.

Я виконав порівняльну таблицю (3.1), досліджуваних мною типів вимикачів

Таблиця 3.1 - Порівняння елегазових, повітряних та вакуумних вимикачів

Характеристика	Елегазовий вимикач	Повітряний вимикач	Вакуумний вимикач
Діелектрична міцність	Висока	Низька	Висока
Швидкість гасіння дуги	Висока	Низька	Дуже висока
Хімічна інертність	Висока	Низька	Висока
Габарити	Середні	Великі	Компактні
Надійність	Висока	Середня	Висока
Довговічність	Висока	Середня	Висока
Вартість	Середня	Низька	Висока
Екологічність	Потенційні проблеми з утилізацією елегазу	Екологічно чистий	Екологічно чистий

Переваги елегазових вимикачів перед повітряними та вакуумними

1. Підвищена надійність. Завдяки своїм властивостям елегазові вимикачі забезпечують стабільну роботу навіть у складних умовах. Вони менш чутливі до забруднень і мають більший ресурс у порівнянні з повітряними вимикачами.
2. Довговічність. Термін служби елегазових вимикачів значно перевищує термін служби їхніх повітряних аналогів.
3. Швидке відключення. Елегазові вимикачі здатні оперативно реагувати на короткі замикання, мінімізуючи пошкодження обладнання та підвищуючи загальну безпеку.
4. Універсальність. Їх можна застосовувати для широкого спектра напруг і струмів, що робить їх придатними для різних енергосистем.

Недоліки елегазових вимикачів

1. Висока вартість. Елегазові вимикачі є дорожчими за повітряні, а іноді й за вакуумні аналоги.
2. Екологічний вплив. Гексафторид сірки (SF_6) є парниковим газом, що вимагає обережності при його утилізації та переробці.
3. Складність обслуговування. Експлуатація та технічне обслуговування цих вимикачів потребують спеціальних знань і обладнання.

Як обрати вимикач?

Вибір між елегазовими, повітряними та вакуумними вимикачами залежить від умов експлуатації, вимог до надійності, фінансових можливостей та інших факторів:

- Елегазові вимикачі є найкращим вибором для об'єктів, де важливі надійність і безпека, наприклад, на атомних електростанціях.
- Вакуумні вимикачі демонструють високу надійність і швидкодію, але менш ефективні для високовольтних систем через обмеження у конструкції.
- Повітряні вимикачі є найбільш економічним варіантом, але мають обмежене застосування через свої нижчі технічні характеристики.

Таким чином, елегазові вимикачі займають провідну позицію в сучасних енергосистемах, особливо в тих випадках, коли ключовими критеріями є надійність і безпека.

У третьому розділі проведено ґрунтовний аналіз комутаційних апаратів, що використовуються на атомних електростанціях, із акцентом на їх вибір, експлуатацію та діагностику. Розглянуто ключові параметри, які впливають на надійність і ефективність цих пристроїв, зокрема відключну спроможність, стійкість до зношування, простоту обслуговування, а також вплив на загальну стабільність енергосистеми.

Для порівняння були проаналізовані три основні типи вимикачів:

1. Повітряні вимикачі – мають просту конструкцію, але демонструють недостатню ефективність при високих напругах через складності гасіння дуги.
2. Вакуумні вимикачі – забезпечують відмінні характеристики в середніх напругах і довговічність, проте їх застосування обмежене у випадках надвисоких напруг.
3. Елегазові вимикачі (SF₆) – є найефективнішими для роботи в умовах високих напруг. Вони характеризуються високою відключною спроможністю, мінімальним зношуванням контактів та низькими експлуатаційними витратами, що робить їх оптимальним вибором для сучасних атомних електростанцій.

Таким чином, проведений аналіз доводить необхідність впровадження елегазових вимикачів у поєднанні із сучасними діагностичними методами для забезпечення безпеки, ефективності та стабільності електричної частини атомних електростанцій.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Капітальне будівництво – вираженні в грошовій формі витрати матеріальних і трудових ресурсів на відтворення основних фондів. Капітальні вкладення використовують для будівництва нових, реконструкції старих та розширення діючих підприємств, модернізація обладнання, впровадження нової техніки та технології, покращення умов праці, на житлове, комунальне та культурно-побутове будівництво в народному господарстві та енергетиці України різко скоротилось капітальне будівництво. Ріст інвестицій у цій галузі зумовлюється фізичним старінням обладнання та необхідністю розвитку економіки.

Структура капітальних затрат – співвідношення затрат на обладнання, інструмент та інвентар, будівельно-монтажні роботи, проектно-пошукові роботи та інше. Чим вища питома вага активної частини основних фондів у структурі капітальних затрат тим вища ефективність капіталовкладень, оскільки при цьому більша доля капіталовкладень затрачається безпосередньо на введення нових виробничих потужностей.

Для різних підприємств енергетики структура капітальних затрат змінюється в широкому діапазоні: ТЕЦ – 65%, ГЕС – 30%.

Капітальні затрати на спорудження АЕС визначаються по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначається по кошторисно-фінансовому розрахунку, що складається з тринадцяти розділів, кожна з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремим розділам і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші затрати у відсотковому відношенні, вказаному у таблиці 4.1. В практиці будівництва АЕС всі

затрати по розділам зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва АЕС починають з розділу II “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капітальних вкладень 1600-1800 грн/кВт. Менша величина відноситься до АЕС потужністю 3000 МВт і вище, більша – до АЕС потужністю 880 МВт.

Таблиця 4.1 - Розподіл затрат по розділам зведеного кошторисно-фінансового розрахунку.

№	Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	в % від розділу 2	В тому числі по видам			Загальна вартість в грн.
			будівельно-монтажні роботи	обладнання	інші затрати	
1	Підготовка території будівництва	1,8	50 134640000	2 5385600	48 129254400	269280000
2	Об’єкти основного виробництва	1700	70 10472000000	29,5 4413200000	0,5 74800000	14960000000
3	Об’єкти основного і обслуговуючого призначення	1	80 119680000	20 29920000	- -	149600000
4	Об’єкти енергетичного господарства	1,2	88 157977600	20 21542400	- -	179520000
5	Об’єкти транспортного господарства і зв’язку	3	93 41738400	7 3141600	- -	44880000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізація теплопостачання	2,8	90 376992000	10 41888000	- -	418880000
7	Благоустрій території	0,3	100 44880000	- -	- -	44880000
8	Тимчасові будівлі і споруди	4	80 478720000	10 59840000	10 59840000	598400000
9	Інші роботи і затрати	4	- -	- -	100 598400000	598400000
10	Утримка і авторський нагляд	0,15	- -	- -	100 22440000	22440000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5	- -	- -	100 74800000	74800000
12	Проектування та дослідницька робота	6,5	- -	- -	100 972400000	972400000
13	Прибутки і затрати по створенню водосховища	1	- -	- -	100 149600000	149600000
14	Підсумок		12202273600	4603192000	2081534400	18887000000

Визначимо питомі вкладення на один кВт встановленої потужності:

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}}{P_{вст}} = \frac{1888700000}{880000} = 21462,5$$

4.1. Розрахунок собівартості енергії на АЕС

Собівартість електроенергії – один з найважливіших економічних показників роботи АЕС. Вона являє собою сукупність всіх витрат на виробництво електроенергії в грошовому еквіваленті. Собівартість одиниці виробленої енергії визначається як відношення експлуатаційних витрат (сумарних затрат виробництва) до кількості енергії відпущеної з шин станції.

По діючій інструкції планування і облік собівартості електроенергії здійснюється по статтям калькуляції витрат або економічним елементам.

В курсовій роботі використовують, згідно рекомендацій, методику укрупненого розрахунку собівартості по економічним елементам, яка використовується в проектних інститутах. Річний кошторис витрат на виробництво енергії складається по чотирьом економічним елементам.

1. Амортизація основних фондів.
2. Паливо.
3. Інші витрати.

4.2 Амортизація основних фондів.

Зношування основних фондів потребує відшкодування їх вартості, яке здійснюється шляхом амортизації.

Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що

виготовляється. Відрізняють вартісне і натуральне зношування основних фондів. Амортизація пов'язана з вартісним відшкодуванням основних фондів. За натуральною формою зношування основних фондів відшкодування здійснюють у процесі їх відтворення, тобто капітального будівництва, ремонту та модернізації ОФ. Суму амортизаційних відрахувань включають до собівартості продукції, яка випускається у процесі експлуатації ОФ.

Відрізняють суму та норму амортизації. Сума амортизації – абсолютна величина відшкодування зношених ОФ за відповідний період часу. Суму амортизації визначають виходячи з первісної повної вартості ОФ та діючих норм амортизації.

Норми амортизації – встановлений середній процент, згідно якого нараховують суму амортизації. Норми амортизації бувають єдині і диференційовані на одиницю часу або одиницю продукції.

Амортизаційні відрахування при розрахунку собівартості відпущеної енергії нараховується лише з виробничих фондів станції.

При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних затрат беремо з таблиці 1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основних виробничих фондів АЕС розбиваємо на три основні групи:

1. Будівлі, споруди.
2. Транспорт, офісна техніка, засоби зв'язку.
3. Силові робочі машини, обладнання та інше.

Визначаємо вартість основних фондів першої групи:

$$\Phi_1 = 0,6 \cdot C_{БМР\Sigma} = 0,6 \cdot (12202273600 - 417384000) = 7070933760 \text{ грн.}$$

Визначаємо вартість основних фондів другої групи:

$$\Phi_2 = C_{mp} = 448800000 \text{ грн.}$$

Визначаємо вартість основних фондів третьої групи:

$$\begin{aligned} \Phi_3 &= 0,4 \cdot (C_{BMP\Sigma} - C_{mpBMP}) + (C_{обл\Sigma} - C_{mp.обл.}) + C_{ін\Sigma} = \\ &= 0,4 \cdot (12202273600 - 417384000) + (4603192000 - 31416000) + 2081534400 = \\ &= 11367266240 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Результати розрахунків амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2. Розрахунок амортизаційних відрахувань

Група основних фондів	Вартість ОФ грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Ф1	7070933760	5	353546688
Ф2	448800000	25	112200000
Ф3	11367266240	15	1705089936
Всього			2170836624

4.1.3. Розрахунок затрат на паливо

Усі особливості АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного палива відображає усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути відображено так:

$$\begin{aligned} C_{св} &= C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{тсв} + C_{вид} = \\ &= (550 + 70 + 1000 + 2000 + 6500 + 1100) \cdot 8 = 89760 \text{ грн / кг.} \end{aligned}$$

де $C_{поч}$ – ціна початкового ядерного палива;

$C_{зб}$ – ціна збагачення палива по U^{235} ;

$C_{виг}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{тсв}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{вид}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

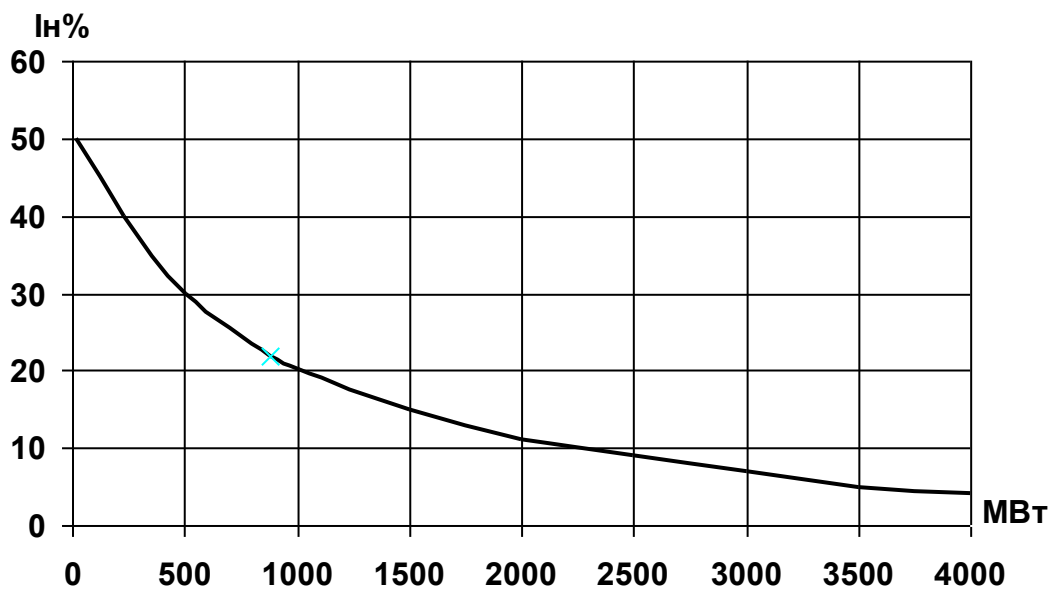
Визначимо затрати на паливо.

$$З_n = \frac{100 \cdot Ц_{св} \cdot E_{вир}}{24 \cdot B_{яз}^2 \cdot \eta_{AEC}^H} = \frac{100 \cdot 89760 \cdot 6441704,9 \cdot 10^3}{24 \cdot 26000 \cdot 32} = 2895670230 \text{ грн}$$

Визначаємо інші затрати в % від суми затрат на амортизацію і зарплату.

$$S_{ін} = \frac{(S_{амор} + S_{зн}) \cdot Ін}{100} = \frac{(2894082611 + 279721800) \cdot 23}{100} = 729975014 \text{ грн.}$$

де $Ін$ – процент інших витрат, що визначається по графіку.



4.3. Визначення собівартості відпущеної енергії.

Калькуляційною одиницею на електричних станціях є собівартість 1 кВт.год. відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва.

$$S = S_a + S_{зн} + S_{ін} + S_{п} = 2894082611 + 729975014 + 2895670230 = 6519727855 \text{ грн,}$$

тоді

$$C = S / E_{відп} = 6519727855 / 3835134032 = 1,7 \text{ грн/кВт*год.}$$

Для аналізу отриманих результатів необхідно визначити структуру собівартості електроенергії. Для цього величина кожної складової собівартості відноситься до сумарної собівартості і виражається в процентах.

Розрахунок собівартості та її структура подана у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 - Калькуляція затрат на виробництво відпущеної енергії.

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн	Собівартість енергії	
		грн/кВт*год	%
Амортизація	2170836624	0,73	42,5
Паливо	2895670230	0,76	45
Інші затрати	729975014	0,21	12,5
Сума	6519727855	1,7	100

4.4. Аналіз отриманих результатів

Зводимо основні розраховані дані в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 - Основні техніко-економічні показники АЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Величина
Потужність станції	МВт	880
Річний виробіток електроенергії	кВт*год	6441704900
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	188,87
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	214625
Собівартість відпущеної енергії кВт.год	грн	1,7

Виконавши розрахунки можемо зробити висновок, що спроектована електростанція є цілком рентабельна. Ціна на електроенергію становить 1,7 грн за 1кВт.год, що є цілком прийнятним на сьогоднішній день, виходячи з реальної економічної обстановки і існуючих тарифів.

Проаналізувавши отримані дані можна сказати, що спорудження такої електростанції є економічно доцільним.

РОЗДІЛ 5

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією засобів регулювання напруги.

Проектована АЕС потужністю 880 МВт, працюватиме на енергосистему напругою 330 кВ та місцевий район напругою 150 кВ. На станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Питання охорони праці передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

В подальшому плануються нові тенденції поліпшення умов праці шляхом збільшення одиничної потужності, застосуванням більш досконалих засобів контролю, апаратів безпеки, автоматизації управління, зменшення потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на виробництві.

Згідно [17] до основних небезпечних та шкідливих факторів, які діють на оперативний персонал машинної зали, відносять:

1) фізичні:

- підвищений рівень напруги в електричному колі замикання, яке може відбуватись через тіло людини;

- підвищений рівень шуму на робочому місці (через роботу вентиляційних систем);

- машини і механізми, що рухаються;
- недостатня освітленість робочої зони;
- недостатній рівень природного освітлення;
- підвищена та знижена температура робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;

2) психофізіологічні:

- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці);
- фізичні перевантаження (динамічні).

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації АЕС

5.1.1 Електробезпека

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Напруга живлення допоміжного обладнання здійснюється від чотирипровідної трифазної мережі 380/220 В. Категорія приміщення по небезпеці ураження електричним струмом з підвищеною небезпекою; так як існує імовірність одночасного дотику до металевих корпусів обладнання та металоконструкцій, що має зв'язок із землею.

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

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

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

- привести в неробоче положення вантаж, вмикаючий або вмикаючий пружини;

- вивісити плакати “Не вмикати! Працюють люди” – на ключах дистанційного керування і “Не відкривати! Працюють люди” – на закритих засувках;

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

Величина напруги оперативних кіл управління становить 380/220 В (фазна напруга “фаза - нуль” – 220 В), а лінійна (“фаза - фаза” – 380 В). Так як повітряні вимикачі знаходяться на відкритому повітрі, то категорія з умов небезпеки електротравматизму є особливо небезпечним.

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Категорія умов з небезпеки електротравматизму на КРУ є особливо небезпечним, так як присутні наступні фактори підвищеної небезпеки: підвищена температура повітря (більше 35°C), струмопровідна підлога, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металевих конструкцій, що мають зв'язок з землею.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- закрити на замок шторку відсіку, в якому струмопровідні частини залишились під напругою, та вивісити плакат “Стій! Напруга”;

- вивісити плакат “Працювати тут” у відсіку, де будуть проводитись роботи.

У разі виконання роботи за межами КРУ, на підключеному до нього обладнанні або на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, необхідно:

- викотити з комірки візок з вимикачем;
- шторку або двері закрити на замок та вивісити на них плакат “Не вмикати! Працюють люди ” або “Не вмикати! Робота на лінії”.

У такому разі допускається:

- за наявності блокування між заземлюючими ножами та візком з вимикачем – встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такого блокування або заземлюючих ножів у комірках КРУ:
- встановлювати візок у проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні;
- встановлювати в контрольне положення візок з викоченим для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи за межами КРУ на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з’єднанні з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення на КРУ.

Групи технічних рішень:

1) до технічних рішень із запобіганням електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – що передбачено проектом для запобігання контакту персоналу з нормально струмопровідними елементами або ж зменшення тяжкості наслідків при такому контакті:

- ізоляція нормально струмопровідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів (згідно з ПВЕ опір ізоляції нового

устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги);

- забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів (розміщення їх на недосяжній висоті, в недосяжних місцях, в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах, закриті клемові з'єднання);

2) технічними рішеннями щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально не струмопровідні елементи електроустаткування є: захисне заземлення, в якості якого використовуються природні заземлювачі; захисне занулення в мережі 380/220 В;

3) під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисті засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту згідно ГОСТ 12.4.011.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Інструменти, матеріали і органи управління повинні бути розташовані дугою навколо робочого місця і по можливості ближче до оператора, інструменти і матеріали повинні знаходитись на відповідних місцях, щоб виключити зайві рухи на їх пошук і вибір.

В процесі експлуатації енергетичного обладнання на ЕС з'являються ряд небезпечних і шкідливих факторів. До них належать і наявність поверхонь з високою температурою, конвенсійних і променевих теплових потоків, велике виділення вологи, застосування пожежонебезпечних матеріалів, наявність шуму і вібрації від генератора; вплив електромагнітних полів, які наводяться високою напругою; наявність балонів під тиском. Досить значний вплив на організм людини мають електромагнітні поля, які наводяться високою напругою і діють, як фізіологічне так і електричне. Фізіологічна дія сприймається людиною з

такими симптомами: відчуття переляку поколювання відкритих частин тіла, загальна недуга, головні болі.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт та допустиме опромінення.

Для підвищення уваги працівника, для покращення самопочуття і збереження здоров'я необхідно створити оптимальні кліматичні умови для комфортного перебування на робочому місці.

До категорії робіт IIб відносяться роботи, які виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, перенесення невеликих (до 10кг) вантажів, і які супроводжуються помірним фізичним напруженням.

Нормування параметрів в робочій зоні ЕС, згідно з [17, 18], наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування мікроклімату в робочій зоні ЕС

Період року	Допустимі		
	t, °C	W, °C	V, м/с
Холодний	13-23	75	Не більше
Теплий	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачена штучна приточна загальнообмінна вентиляція, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

Виробниче освітлення

Задачею освітлювальної установки виробничого приміщення є забезпечення достатньої освітленості робочої поверхні і створення сприятливого розподілу яскравості стін та стелі в полі зору. Електричне

освітлення подається на робоче, аварійне, евакуаційне, охоронне. Штучне освітлення проектується двох систем: загальне і комбіноване, коли до загального освітлення додають місцеве. Робоче освітлення слід встановлювати у всіх приміщеннях споруди, а також на ділянках територій, де виконуються роботи, рухається транспорт.

Штучне освітлення

Нормується величина освітленості E в люксах (СНіП 11-4-79/85).

Для умов, що розглядаються в проекті (розряд робіт V, підрозряд робіт Г), система освітлення – загальне, тип джерела освітлення люмінесцентні лампи, нормативне значення освітленості 100 лк (табл. 5.2).

Для забезпечення наведеного значення E передбачено: встановлення додаткових світильників.

Таблиця 5.2 – Нормування освітлення

Характеристики зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристики фона	Освітленість, лк
						Штучне освітлення
						При загальному освітленні
Малої точності	1-5	V	Г	середній великий	світлий середній	100

Виробничий шум

Відповідно до ГОСТ 12.1.003-83. нормуються допустимі рівні звукового тиску $L = 201g(P_1/P_0)$, дБА (P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і P_0 значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц)

залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A = 20 \lg(P_A/P_0)$, дБА (P_A – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Для умов виконання роботи (встановлення обладнання) – дивись табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для непостійного широкополосного шуму

Вид трудової діяльності	Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	80

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в проекті є: повітряні та масляні вимикачі, вода, трансформатори, генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні передбачено:

- 1) усунення, коливань у джерелі виникнення, ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються;
- 2) усунення коливань на шляху розповсюдження, звукоізоляція, звукопоглинання, багатошарові огорожі;
- 3) проектно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання, вибір перекриття;
- 4) організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувального ремонту; контроль за правильною експлуатацією, вибір малошумного обладнання та технологій.

На підприємствах повинно бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не менше одного разу в рік.

Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл, що проявляються в їх переміщенні у просторі, або зміні їх форми. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16...20 Гц і більше - одночасно як вібрація і звук. Джерелами вібрацій є різні технологічні процеси, станки, установки, вібростенди, механізми, машини (електродвигуни трансформатори, насоси, компресори, і т д), і їх робочі органи. В одних випадках причиною збудження вібрації є зворотно-поступальні рухи системи в інших - неврівноважені маси, які обертаються. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну.

Основними гігієнічними характеристиками вібрації, що визначають її дію на людину, є середньоквадратичні значення віброшвидкості V , м/с або логарифмічні рівні, дБ в октавних смугах частот.

Логарифмічні рівні віброшвидкості, дБ визначаються за формулою

$$L_v = 20 \cdot gV / 5 \cdot 10^{-8} \quad (5.1)$$

V – середньоквадратичне значення віброшвидкості, м/с;

$5 \cdot 10^{-8}$ – опорна віброшвидкість, м/с.

Наведемо в таблиці 5.4 допустимі рівні вібрації на постійних робочих і місцях.

Основними методами колективного вітрозахисту є зниження вібрації дією на джерела збудження, відстрочка від режиму резонансу; вібродемпферування, динамічне гасіння коливань і зміна конструктивних елементів установок та будівельних конструкцій.

Відстрочка від режиму резонансу досягається за рахунок відстрочки власних частот установки або її окремих вузлів і деталей від частоти вимушеної сили або зміни маси жорсткості установки, або встановлення нового робочого режиму.

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги зі середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях	1,3/ 108	0,45/ 99	0,22/ 93	0,2/ 92	0,2/ 92	0,2/ 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	2,8/ 115	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109

5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку грозозахисту:

а) висота блискавковідводу: $h = 37$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:

$$h_x = 24 \text{ м;}$$

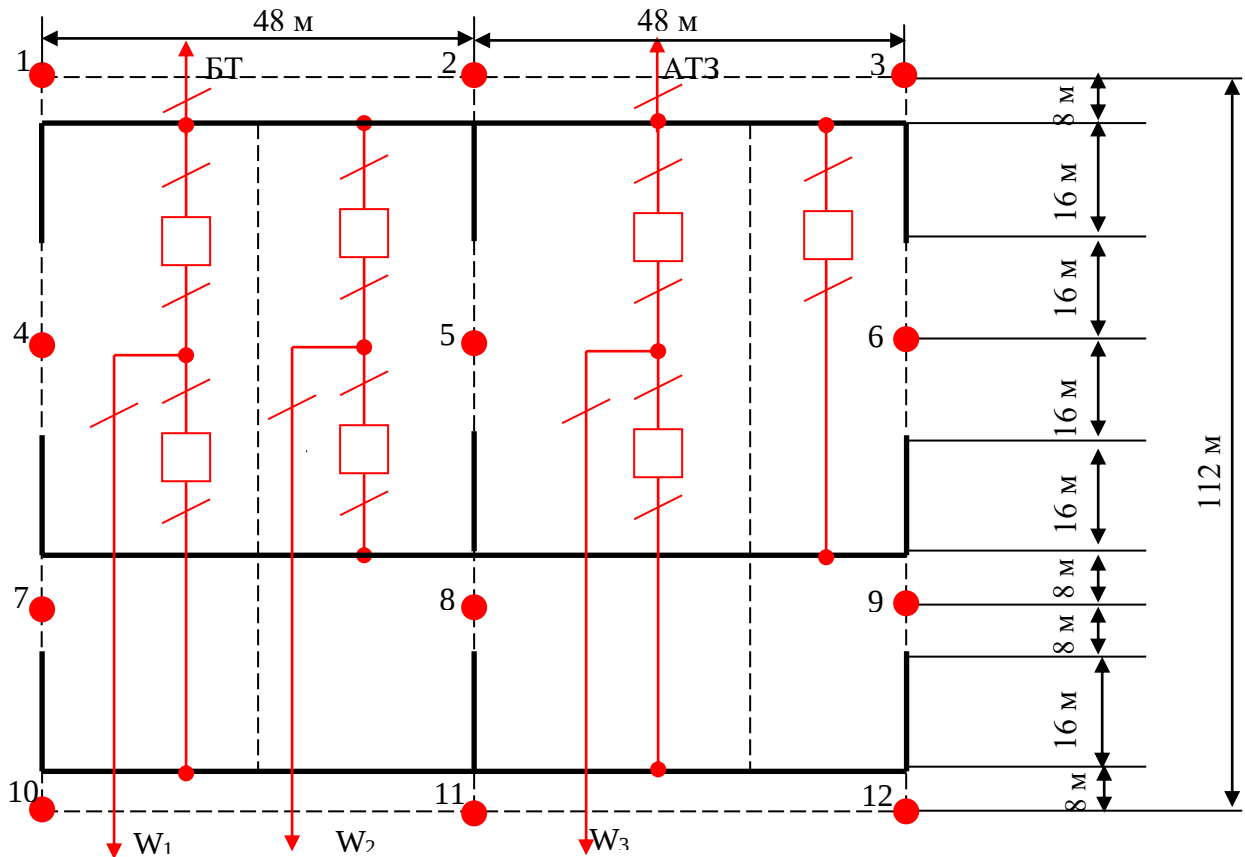


Рисунок 5.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Оскільки $2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 37 = 24,7 \text{ м} > h_x = 24 \text{ м}$, то радіус захисту і ширина зони захисту становлять:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x); \end{aligned} \right\} \quad (2.61)$$

$$\text{де } h_0 = 4 \cdot h \cdot \sqrt{9 h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.62)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 5.5 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12	48	34,4	13,2	10,5
1-4, 2-5, 3-6, 4-7, 5-8, 6-9	40	35,2	15,6	10,5
7-10, 8-11, 9-12	32	35,8	17,4	10,5
1-5, 2-4, 2-6, 3-5, 4-8, 5-7, 5-9, 6-8	62,5	32,7	5,4	10,5
7-11, 8-10, 8-12, 9-11	57,7	33,3	9,9	10,5

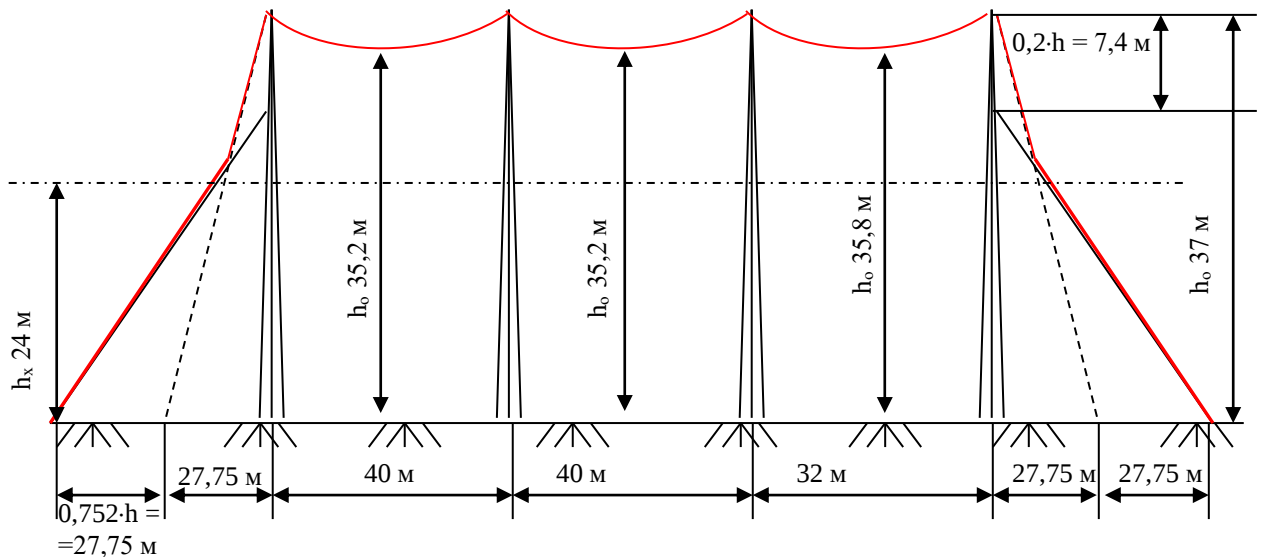


Рисунок 5.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ збоку

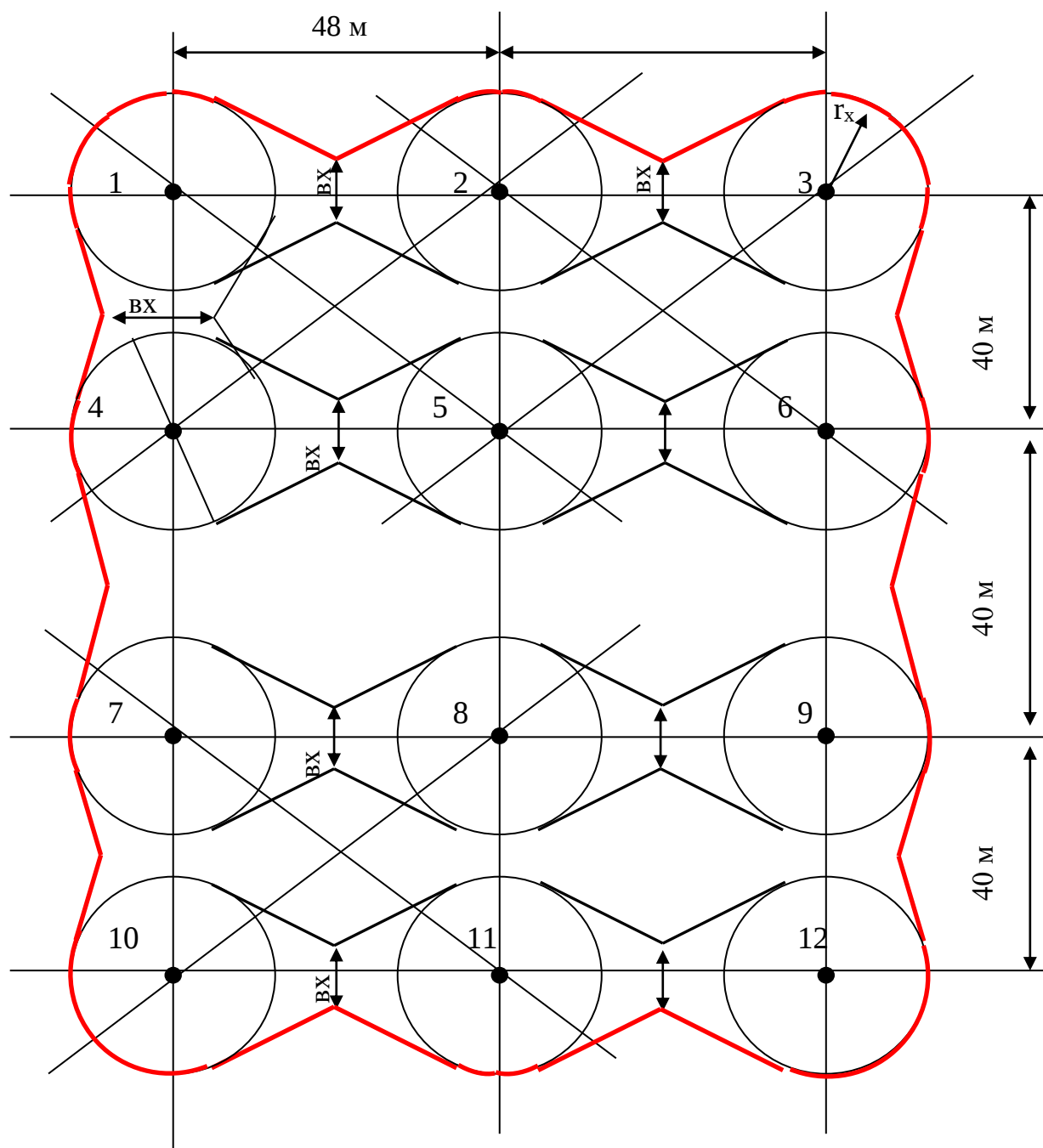


Рисунок 5.3 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кА зверху

Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (100 \times 120) = 1200 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2$ м;
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5$ м;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 36$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 3$ м.

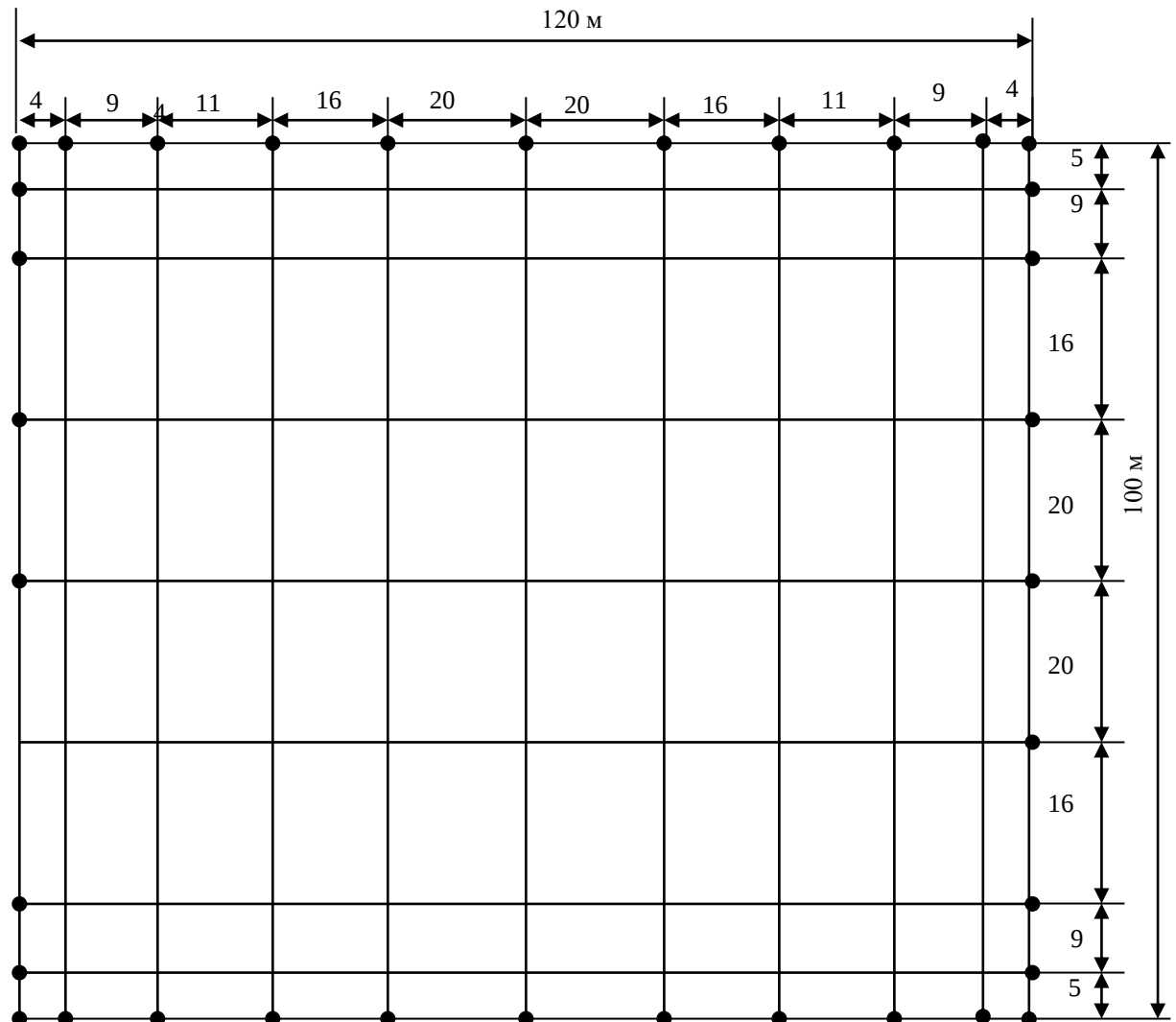


Рисунок 5.4 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = 2 \cdot (120 + 100) / 36 = 12,2 \text{ м};$$

Визначимо величини:

$$\sqrt{S} = \sqrt{12000} = 109,5 \text{ м};$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 1000 / 200 = 5;$$

$$a / l_B = 12,2 / 3 = 4;$$

$$h - t / l_B = (2 - 0,5) / 3 = 0,5;$$

$$l_b + t/\sqrt{S} = 3,5 + 0,5/109,5 = 0,03;$$

Опір ЗП:

$$R_3 = A \cdot \rho_{\text{екв}} / \sqrt{S} + \rho_{\text{екв}} / (L_{\Gamma} + L_{\text{в}}), \quad (2.63)$$

де A – функція відношення $l_b + t/\sqrt{S}$;

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

L_{Γ} , $L_{\text{в}}$ – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot l_b + t/\sqrt{S}; \quad (2.64)$$

$$A = 0,444 + 0,84 \cdot 0,03 = 0,4188.$$

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

Звідки

$$\rho_{\text{екв}} = 2,02 \cdot 200 = 404 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$R_3 = 0,4188 \cdot 404 / 109,5 + 404 / 2288 = 1,72 \text{ Ом} > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) система «трос-опора»: $R_{\text{п1}} = 1,2 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор: $R_{\text{п2}} = 1,5 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = 1,72 \cdot 1,2 \cdot 1,5 / (1,72 \cdot 1,2 + 1,72 \cdot 1,5 + 1,2 \cdot 1,5) = 0,48 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

ВИСНОВОК

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена розробці електричної частини атомної електростанції потужністю 880 МВт (2хВВЕР-440) з дослідженням експлуатації комутаційних апаратів. У роботі реалізовано низку завдань, які охоплюють всі ключові аспекти проектування, економічного обґрунтування та забезпечення надійної експлуатації електроустановок.

Проведено детальний аналіз перспективності будівництва атомної електростанції. Розраховано витрати на створення об'єкта та обґрунтовано його економічну доцільність. Оцінено внесок станції у забезпечення енергетичної стабільності регіону та країни. Встановлено, що впровадження станції дозволить зменшити залежність від традиційних джерел енергії та скоротити викиди парникових газів.

Розроблено електричну схему станції, яка враховує сучасні вимоги до енергосистем. Виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибір основного обладнання, включаючи трансформатори, кабельні лінії та комутаційну апаратуру. Розраховано струми короткого замикання та визначено параметри для забезпечення надійності обладнання. Запропонована схема мінімізує енергетичні втрати та забезпечує стабільну роботу станції.

Проаналізовано основні чинники, які впливають на працездатність комутаційного обладнання.

Оцінено економічні аспекти проекту, включаючи капітальні витрати на обладнання, експлуатаційні витрати та прогнозовані вигоди від роботи станції. Проведено порівняльний аналіз варіантів схем підключення станції, зокрема ВРУ-330 та ВРУ-150 кВ, з метою вибору найбільш економічно вигідного рішення.

Розроблено комплекс заходів для забезпечення безпеки експлуатації станції. Запропоновано технічні рішення щодо охорони праці та гігієни робочого середовища персоналу. Виконано розрахунки блискавкозахисту

відкритого розподільного пристрою 330 кВ. Впровадження цих рішень дозволить зменшити ризики для персоналу та обладнання.

У роботі виконано всебічний аналіз проектування та експлуатації атомної електростанції потужністю 880 МВт. Результати дослідження підтвердили технічну та економічну доцільність запропонованих рішень. Запропоновані технічні та організаційні заходи забезпечують високу надійність, безпеку та ефективність експлуатації електрообладнання, а також відповідність екологічним стандартам. Розроблений проект може бути використаний для впровадження в реальні енергетичні проекти, сприяючи сталому розвитку енергетичної галузі України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, ., В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.
8. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011р. 220с.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
- 10 Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
11. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
12. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми випробування електрообладнання. СОУ-Н ЕЕ 20.302: Київ. 2007. – 271 с.
13. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. - Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.

14. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
15. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
16. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р.
17. А. І. Шевченка. Strategy for artificial intelligence development in Ukraine. Home Page. URL: https://doi.org/10.15407/development_strategy_2023 .
18. О. М. Суходоля. Штучний інтелект в енергетиці. <http://www.niss.gov.ua/>. URL: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.09>.
19. Adamova S. Evaluation of the technical state of power transformers by the results of cadg. Scientific bulletin of the tavra agrotechnological state university. 2018. Т. 8, № 2. С. 2–9. URL: <https://doi.org/10.31388/2220-8674-2018-2-38>.
20. Artificial intelligence-based power transformer health index for handling data uncertainty / D. Rediansyah et al. IEEE access. 2021. Vol. 9. P. 150637–150648. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3125379> .
21. Next-Gen industrial AI energy sector. [siemens.com/innovation](https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:fef90d09-6876-4510-b29b-bb6d60374793/siemens-next-gen-industrial-ai-energy-sector.pdf). URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:fef90d09-6876-4510-b29b-bb6d60374793/siemens-next-gen-industrial-ai-energy-sector.pdf> .
22. В. В. Захарченко, В. В. Нетребський, Я. С. Таранюк, С. В. Шевчук «Роль штучного інтелекту в управлінні безпекою та ефективністю атомної енергетики». Матеріали конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2024) », Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1:<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2024/paper/view/22171>

ДОДАТКИ

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., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 880
МВт (2ХВВЕР-440) З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ**

08-13.МКР.0025.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи 2ЕС-23м

_____ Шевчук С. В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) 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 № 310 від 17 вересня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування АЕС потужністю 880 МВт та аналіз методів і засобів застосування комутаційних апаратів.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Список використаних джерел розробки:

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

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

4. Вимоги до виконання.

Передбачається спорудження Т у центральному регіоні

– Станція типу АЕС потужністю 880 МВт. Відстань до енергосистеми 200 км; паливо – уран; максимальна потужність, що віддається в систему 400 МВт; номінальна потужність системи 16000 МВА; номінальний опір системи 0,25 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 300 МВт; номінальна напруга району 150 кВ..

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південнемаш”, “Рівненський

завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

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

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

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

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб АЕС, виконати проектування резервного живлення.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.24	26.09.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	27.09.24	2.10.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.24	2.11.24	розділ 2
4	Дослідження комутаційних апаратів	3.11.24	10.11.24	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.24	16.11.24	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.24	24.11.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.24	2.12.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.24	5.12.24	плакати, презентація

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 порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

а

Додаток В

Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ 3/2 (Варіант-I)

Елемент, що відмовив	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення								
		$K_0=0,954344$	$K_p = 0,005707$							
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8
Q_1 Л	0,015	W-T ₀	-	W-T ₀ W-T _{вп}	W, AT-T ₀ D(W,AT)- T _{вп}	W-T ₀	БТ,W-T ₀	W+ D(БТ,W)- T ₀	W-T ₀	2W-T ₀
Q_2 Л	0,015	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀ W-T _{вп}	-	W, AT-T ₀ W-T _{вп}	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀
Q_3 Г	0,009	AT-T ₀	W, AT-T ₀ D(W,AT)- T _{вп}	AT-T ₀ AT-T _{вп}	-	W+ D(БТ,W)- T ₀	W, AT-T ₀	AT-T ₀	W, AT-T ₀	AT-T ₀
Q_4 Г	0,009	БТ - T ₀	БТ - T ₀	БТ,W - T ₀	БТ+ D(AT,W)- T ₀	-	БТ -T ₀ БТ -T _{вп}	БТ,W-T ₀ D(БТ,W)- T _{вп}	БТ -T ₀	БТ,W-T ₀
Q_5 Л	0,015	W, БТ - T ₀	БТ,W - T ₀	БТ,W - T ₀	БТ,W - T ₀	БТ,W - T ₀ БТ - T _{вп}	-	БТ,W - T ₀ W - T _{вп}	БТ,W - T ₀	БТ,W - T ₀
Q_6 Л	0,015	W-T ₀	W+ D(AT,W)- T ₀	W, AT-T ₀	W-T ₀	БТ,W - T ₀ D(БТ,W)- T _{вп}	W-T ₀ W-T _{вп}	-	2W-T ₀	W - T ₀
Q_7 Л	0,015	W-T ₀	W-T ₀	2W - T ₀	W+ D(AT,W)- T ₀	W-T ₀	БТ,W - T ₀	W+ D(БТ,W)- T ₀	-	W-T ₀ W - T _{вп}
Q_8 Л	0,015	W - T ₀	W+ D(AT,W)- T ₀	AT,W - T ₀	W - T ₀	W+ D(БТ,W)- T ₀	2W-T ₀	W - T ₀	W-T ₀ W - T _{вп}	-

Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ 4/3 (Варіант-II)

Елемент , що відмови в	ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення							
		$K_0=0,96005$ 1	$K_p = 0,005707$						
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7
Q_1 Л	0,01 5	$W-T_0$	-	$W-T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$D(2W,AT)+$ $W, \text{БТ}-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$D(W,AT)+ W+$ $D(W, \text{БТ})-T_0$ $D(2W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}+$ $D(W,AT)$	$W+ D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_0$	$2W-T_0+ D(W, \text{БТ},$ $AT)$ $W+D(2W, \text{БТ},$ $AT, T_3)-T_{\text{вп}}$	$D(W, \text{БТ})+ W+$ $D(W,AT)-T_0$ $D(W,AT)-T_{\text{вп}}+$ $D(2W, \text{БТ})$
Q_2 Л	0,01 5	$W, \text{БТ}-T_0$	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	-	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $\text{БТ}+D(3W,AT)-$ $T_{\text{вп}}$	$2W, \text{БТ}+D(W,AT)$ $-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$2W, \text{БТ}+D(W,AT)$ $-T_0$ $D(2W)+ D(W,$ $AT, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$	$2W, \text{БТ}+D(W,AT)$ $-T_0$ $D(2W,AT)+ D(W,$ $\text{БТ})-T_{\text{вп}}$
Q_3 Л	0,01 5	$W, \text{БТ}-T_0$	$2W, \text{БТ}+D(W,AT)$ $-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $\text{БТ}+D(3W,AT)-$ $T_{\text{вп}}$	-	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$2W, \text{БТ}+D(W,$ $AT)-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, \text{БТ}, AT_3+$ $D(2W)-T_0$ $D(2W,AT)+$ $D(W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$
Q_4 Л	0,01 5	$W-T_0$	$W+D(W, \text{БТ})$ $+D(W,AT)-T_0$ $D(2W, \text{БТ})+$ $D(W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, \text{БТ}+D(2W,AT)$ $-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	-	$W + D(W, \text{БТ})+$ $D(W,AT)-T_0$ $D(2W, \text{БТ})+$ $D(W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, AT+D(2W,$ $\text{БТ})-T_0$ $AT+$ $D(3W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$	$W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_0$
Q_5 Л	0,01 5	$W - T_0$	$W+D(2W, \text{БТ}, A$ $T)-T_0$	$2W +D(W, \text{БТ},$ $AT)-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$W + D(W, \text{БТ})+$ $D(W,AT)-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, AT+D(2W,$ $\text{БТ})-T_0$ $D(2W, \text{БТ})+$ $D(W,AT)-T_{\text{вп}}$	-	$W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$W, AT+D(2W,$ $\text{БТ})-T_0$
Q_6 Л	0,01 5	$W, AT-T_0$	$W, AT+D(2W, \text{БТ})$ $-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$2W, AT+D(W,$ $\text{БТ})-T_0$ $D(2W)+ D(W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$2W, AT+D(W,$ $\text{БТ})-T_0$ $D(2W, \text{БТ})+$ $D(W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, AT +D(2W,$ $\text{БТ}, AT)-T_0$ $AT+ D(3W, \text{БТ})-$ $T_{\text{вп}}$	$W, AT +D(2W,$ $\text{БТ}, AT)-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	-	$W, AT+D(2W,$ $\text{БТ})-T_0$ $AT+$ $D(3W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$
Q_7 Г	0,09	$AT-T_0$	$W, AT+D(2W, \text{БТ})$ $-T_0$ $D(W,AT)+$ $D(2W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$	$AT+ D(2W)+$ $D(W, \text{БТ})-T_0$ $D(W, \text{БТ})+$ $D(2W,AT)-T_{\text{вп}}$	$W, AT+D(2W,$ $\text{БТ})-T_0$ $W +D(2W, \text{БТ},$ $AT)-T_{\text{вп}}$	$AT+ D(3W, \text{БТ})-$ T_0	$W, AT +D(2W,$ $\text{БТ})-T_0$ $D(W,AT)+$ $D(2W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$	$AT+$ $D(3W, \text{БТ})-T_0$ $AT+$ $D(3W, \text{БТ})-T_{\text{вп}}$	-

Розрахункові параметри надійності схеми ВРП-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{\text{вп}}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
I варіант						
АТ, W+АТ	39	1	1	1	6	10
		80	-	-	1	1
2W, АТ+ D(W,БТ)	64	1	-	-	1	4
		80	-	-	-	-
БТ, W+БТ БТ+ D(W,АТ)	360	1	1	1	7	10
		80	-	-	1	1
II варіант						
АТ, W+АТ, АТ+ D(3W,БТ) W+АТ+D(2W,БТ),2W+АТ+D(W,БТ) АТ+D(2W)+D(W,БТ)	39	1	1	1	6	9
		80	-	-	1	3
2W + D(W,БТ,АТ) D(2W) + D(W,БТ,АТ)	64	1	-	-	-	2
		80	-	-	-	2
W+БТ 2W + БТ+ D(W,АТ) D(2W,АТ) + W+БТ БТ+ D(3W,АТ)	360	1	-	2	-	13
		80	-	-	-	2
W+БТ+АТ+ D(2W)	464	1	-	-	-	1
		80	-	-	-	-

ДОДАТОК Д

(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 880
МВт (2ХВВЕР-440) З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ**

Мета і завдання дослідження є розробка детального проекту електричної частини атомної електростанції потужністю 880 МВт, спрямованого на забезпечення високої надійності, ефективності та екологічної безпеки енергосистеми. Проект передбачає оптимізацію вибору та експлуатації комутаційного обладнання.

6. Техніко-економічне обґрунтування: Проведення комплексного аналізу проекту, включаючи оцінку витрат, очікуваної віддачі та потенційних ризиків для прийняття обґрунтованого інвестиційного рішення.

7. Розробка електричної схеми: Створення оптимальної схеми підключення АЕС, яка забезпечить мінімальні втрати енергії, стабільну роботу енергоблоків та ефективне розміщення обладнання.

8. Підбір обладнання: Вибір найбільш підходящих комутаційних апаратів, трансформаторів, систем накопичення енергії та інших елементів електрообладнання з урахуванням вимог до надійності, довговічності та безпеки.

9. Оцінка ефективності: Розрахунок ключових техніко-економічних показників АЕС для оцінки її продуктивності, економічної доцільності та впливу на довкілля.

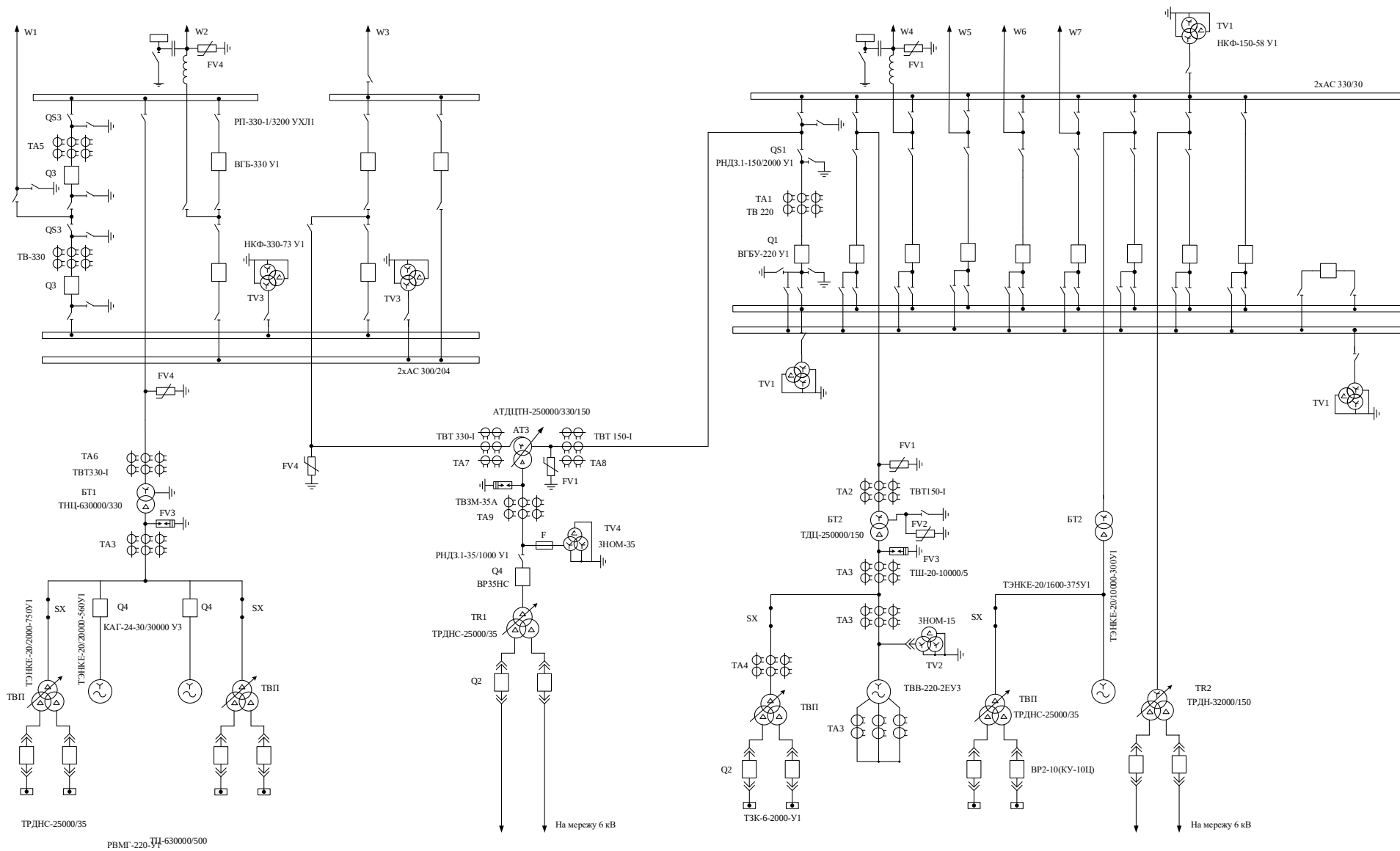
10. Забезпечення безпеки: Розробка комплексу заходів для забезпечення безпечної експлуатації електрообладнання АЕС, включаючи охорону праці.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина АЕС.

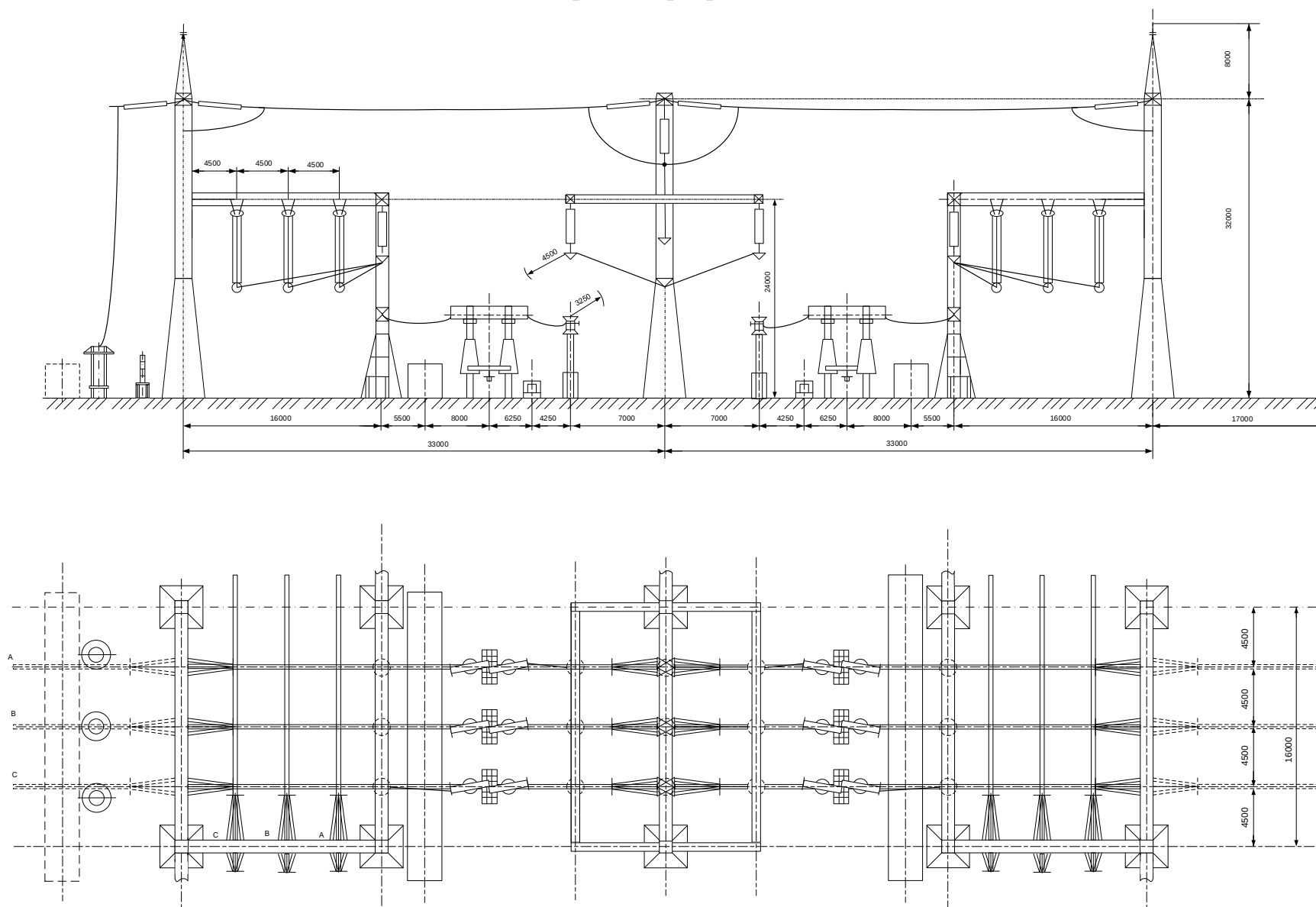
Предметом дослідження є засоби і методи експлуатація комутаційних апаратів.

Методи дослідження за допомогою математичного моделювання оцінено навантаження, напруги та струми в різних експлуатаційних режимах. Паралельно проводився літературний огляд наукових праць, стандартів та нормативних документів, що стосуються проектування АЕС. Крім того, для обґрунтування економічної доцільності проекту було розроблено техніко-економічне обґрунтування.

Головна схема електричних з'єднань АЕС



План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ



Вид захисту блискавководів ВРУ – 330 кВ зверху та збоку

