

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням питань стійкості»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва курсу, підготовка, спеціальності)

Довгань С.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Вишневський С.Я.

(прізвище та ініціали)

« 31 » травня 2023 р.

Опонець:

Курніца М.В.

(прізвище та ініціали)

« 5 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 05 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

20.03

2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Довгань Сергій Васильвич

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням питань стійкості»

керівник роботи к.т.н., ст. викладач. ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

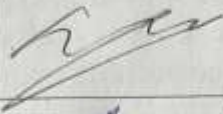





2. Строк подання студентом роботи 31 травня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75; Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 250 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1850 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 400 МВт; номінальна потужність системи 20000 МВА; номінальний опір системи 0,11 в.о.; номінальна напруга системи 330кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження питань стійкості. 4. Техніко-економічна частина 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Головна схема електричних з'єднань станції. 2. План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 3. Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ. 4. Схема установки постійного струму. 5-7. Спеціальна частина. 8. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневецький С.Я., к.т.н., ст.викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.Є. к.т.н., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 21 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	20.03.2023	21.03.2023
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	22.03.2023	24.03.2023
3	Електротехнічна частина	25.03.2023	27.04.2023
4	Дослідження питань стійкості	28.04.2023	03.05.2023
5	Робота з ДАКАР	04.05.2023	09.05.2023
6	Техніко-економічна частина	10.05.2023	18.05.2023
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	19.05.2023	19.05.2023
8	Оформлення пояснювальної записки	20.05.2023	25.05.2023
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.05.2023	30.05.2023
	Рецензування МКР	01.06.2023	04.06.2023
	Захист МКР	06.06.2023	12.06.2023

Студент

(підпис)

Довгань С.В.

Керівник роботи

(підпис)

Вишневецький С.Я.

ЗМІСТ

Анотація.....	
Annotation.....	
Вступ.....	
1 Техніко-економічне обґрунтування.....	
2 Електротехнічна частина.....	
2.1 Графіки електричних і теплових навантажень.....	
2.2 Вибір основного обладнання.....	
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції.....	
2.4 Вибір електричних схем станції.....	
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання	
2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....	
2.7 Вибір комутаційного обладнання.....	
2.8 Вибір струмоведучих частин.....	
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	
3 Дослідження питань стійкості	
3.1 Поняття статичної та динамічної стійкості ЕС	
3.2 Вплив регуляторів на стійкість.....	
3.3 Засоби підвищення стійкості	
3.4 Використання комплексу ДАКАР для аналізу стійкості.....	
4 Розрахунок техніко-економічних показників АЕС.....	
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	
4.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої АЕС.....	
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	
4.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	
5 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	
5.1 Нормативна база.....	
5.2 Вимоги до кваліфікації персоналу з обслуговування та ремонту елегазового обладнання.....	
5.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги.....	
5.4 Розрахунок заземлення для ВРП високої напруги.....	

5.5	Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....
5.6	Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ЕС у надзвичайних ситуаціях.....
	Висновки.....
	Список використаної літератури.....
	Додатки.....
	Додаток А Протокол перевірки плагіат.....
	Додаток Б Технічне завдання.....
	Додато В Презентація.....

АНОТАЦІЯ

Довгань С.В. Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням питань стійкості Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2023 – 107 с./ На Укр. мові. Рис. 28 , таб 20 , бібліогр. 17 назв.

Магістерська дипломна робота присвячена проектуванню електричної частини атомної електростанції з дослідженням питань стійкості. Робота складається з п'яти розділів, які охоплюють широкий спектр тематики пов'язаної з електричними системами станції, економічними показниками та охороною праці у надзвичайних ситуаціях.

У вступі роботи розглянуто актуальність теми, а також сформульовані мета і завдання дослідження. У розділі "Техніко-економічне обґрунтування" проведено аналіз проектування атомної електростанції.

У розділі "Електротехнічна частина", досліджені основні аспекти проектування електричної частини атомної електростанції. В ньому розглянуті питання, пов'язані з графіками електричних і теплових навантажень, вибором основного обладнання, головною схемою електричних з'єднань, електричними схемами станції, розрахунком струмів короткого замикання, розрахунком термічної дії струмів короткого замикання, вибором комутаційного обладнання, струмоведучих частин та вимірювальних трансформаторів.

У розділі "Дослідження питань стійкості", розглядаються питання, пов'язані зі статичною та динамічною стійкістю електричних систем. Досліджується вплив регуляторів на стійкість, а також розглядаються засоби підвищення стійкості системи. Також проводиться аналіз стійкості за допомогою комплексу ДАКАР.

У розділі "Розрахунок техніко-економічних показників АЕС", проводиться розрахунок різних техніко-економічних параметрів атомної електростанції. Розглядається техніко-економічне обґрунтування проектування станції, визначення кошторисної вартості проекту, розрахунок собівартості електроенергії на станції та визначення собівартості відпущеної електроенергії.

У розділі "Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях", розглядаються питання охорони праці та безпеки персоналу в атомній

електростанції. Аналізується нормативна база, вимоги до кваліфікації персоналу, розрахунок блискавкозахисту та заземлення для високовольтних розподільних пристроїв, визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах сейсмічних хвиль, а також розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини електростанції у надзвичайних ситуаціях.

Отже, магістерська дипломна робота надає комплексний огляд проектування електричної частини атомної електростанції з особливим акцентом на дослідження питань стійкості. Результати досліджень допоможуть покращити якість проектування та функціонування атомних електростанцій, забезпечуючи надійну та безпечну роботу електричної частини станцій у різних умовах експлуатації.

Ключові слова: атомна електростанція, енергетична безпека, ефективність, економічність, техніко-економічний аналіз, стійкість, генерація електроенергії, екологічна прийнятність.

ANNOTATION

Dovhan S.V. Design of the Electrical Part of Nuclear Power Plant with Stability Analysis. Master's Thesis. Vinnytsia: VNTU, 2023 - 107 p. (In Ukrainian). Fig. 28, Tab.207, Bibliography 17 references.

The master's thesis is dedicated to the design of the electrical part of a nuclear power plant with a focus on stability analysis. The thesis consists of five chapters that cover a wide range of topics related to the electrical systems of the plant, economic indicators, and occupational safety in emergency situations.

The introduction of the thesis discusses the relevance of the topic and formulates the research objectives. The chapter "Technical and Economic Justification" analyzes the design of a nuclear power plant.

In the chapter "Electrotechnical Part," the main aspects of designing the electrical part of a nuclear power plant are investigated. It addresses issues related to electrical and thermal load profiles, selection of main equipment, primary electrical connection scheme, electrical diagrams of the plant, calculation of short-circuit currents, calculation of thermal effects of short-circuit currents, selection of switching equipment, current-carrying components, and measurement transformers.

The chapter "Stability Analysis" examines issues related to static and dynamic stability of electrical systems. It investigates the influence of regulators on stability and explores means of enhancing system stability. Additionally, stability analysis is conducted using the DACAR complex.

In the chapter "Calculation of Technical and Economic Indicators of NPP," various technical and economic parameters of a nuclear power plant are calculated. It covers the technical and economic justification of plant design, determination of project cost estimate, calculation of electricity cost at the plant, and determination of the cost of delivered electricity.

The chapter "Occupational Safety and Emergency Situations" addresses the issues of occupational safety and personnel security at a nuclear power plant. It analyzes the regulatory framework, qualification requirements for personnel, calculation of

lightning protection and grounding for high-voltage distribution devices, determination of the operational performance area of relay protection and automation under seismic conditions, and the development of measures to enhance the stability of the electrical part of the power plant in emergency situations.

In summary, the master's thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical part of a nuclear power plant with a particular emphasis on stability analysis. The research findings will contribute to improving the quality of design and operation of nuclear power plants, ensuring the reliable and safe operation of the electrical part under various operating conditions.

Keywords: nuclear power plant, energy security, efficiency, economic viability, technical and economic analysis, stability, electricity generation, environmental acceptability.

ВСТУП

Атомна енергетика є однією з ключових галузей енергетики, яка забезпечує стале та ефективне виробництво електроенергії в багатьох країнах світу. Використання атомних електростанцій (АЕС) вирішує проблеми енергетичної безпеки, забезпечує незалежність від імпорту вугілля та нафти, а також сприяє зменшенню викидів парникових газів.

Ця робота присвячена дослідженню проектування електричної частини атомної електростанції з урахуванням питань стійкості. Розглядаються проблеми, пов'язані з вибором оптимальних схемних рішень, ефективним використанням ресурсів та економічною доцільністю виробництва електроенергії.

Необхідно фокусуватись на ситуації в Україні, де планується будівництво нової АЕС. Україна, як країна з великим промисловим навантаженням, потребує стабільного та надійного джерела електроенергії, що забезпечується атомними електростанціями.

У цій роботі здійснюється аналіз використання атомних електростанцій у всьому світі. Досліджуються загальні тенденції, кількісні показники та прогнози зростання кількості АЕС, а також висвітлюються країни-лідери в цій галузі.

Дана робота базується на аналізі актуальних наукових джерел, стандартів, технічних звітів та документів Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ), що дозволяє забезпечити наукову обґрунтованість та достовірність отриманих результатів.

Актуальність

Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням питань стійкості є актуальною та важливою проблемою в енергетичній галузі. Зростання світового попиту на електроенергію, зменшення резервів традиційних енергетичних ресурсів та погляди на зменшення викидів парникових газів ставлять під загрозу енергетичну безпеку багатьох країн.

Україна, як країна з великим промисловим потенціалом, також стикається з цими викликами. Потреба у стабільному, безперебійному та доступному джерелі електроенергії стає все більш актуальною. Проектування електричної частини

атомної електростанції є одним із раціональних варіантів, який може забезпечити надійне та стабільне електропостачання на велике промислове навантаження.

Дослідження питань стійкості у проектуванні атомних електростанцій є надзвичайно важливим, оскільки забезпечення стійкості роботи системи електропостачання є критичним чинником для безперебійного функціонування станції та підтримки енергетичної безпеки. Розробка оптимальних рішень та впровадження заходів для забезпечення стабільності електричних мереж та мінімізації впливу зовнішніх факторів на роботу електростанцій є важливою задачею сучасної енергетики.

Актуальність даної роботи підкріплюється сучасними науковими матеріалами та публікаціями як в українській, так і в іноземній літературі. Високий рівень зацікавленості наукової спільноти у питаннях проектування електричної частини атомної електростанції та дослідження питань стійкості підтверджує необхідність проведення докладних та комплексних досліджень у цій області.

Мета дослідження Метою даного дослідження є проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням питань стійкості. Основним завданням є визначення оптимальних схемних рішень та розробка електричних систем, що забезпечують стійку роботу станції при великому промисловому навантаженні. При цьому, дослідження має на меті врахування специфіки роботи атомної електростанції та забезпечення її ефективності та економічності порівняно з іншими видами генерації електроенергії.

Задачі дослідження:

1. Вивчення основних елементів та компонентів електричної частини атомної електростанції.
2. Аналіз технічних вимог, стандартів та нормативних документів, які регулюють проектування електричних систем атомних електростанцій.
3. Визначення оптимальних схемних рішень для електричної частини атомної електростанції з урахуванням вимог ефективності, надійності та економічності.

4. Проведення чисельних експериментів та аналіз результатів з метою підтвердження працездатності та стійкості розроблених схемних рішень.

Основні завдання дослідження:

1. Вивчення теоретичних основ проектування електричної частини атомних електростанцій та дослідження питань стійкості.

2. Визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини атомної електростанції з урахуванням вимог ефективності, надійності та економічності.

3. Проведення експериментальних досліджень та чисельного моделювання для оцінки стійкості роботи розроблених схемних рішень.

4. Аналіз та порівняння результатів досліджень з існуючими рішеннями в галузі електричних систем атомних електростанцій.

Об'єкт дослідження Об'єктом дослідження є електрична частина атомної електростанції, яка включає в себе електричні схеми, компоненти, устаткування та системи, необхідні для забезпечення стійкої та ефективної роботи станції при великому промисловому навантаженні. Дослідження охоплює аналіз та оптимізацію схемних рішень, визначення оптимальних параметрів та режимів роботи електричної частини атомної електростанції з метою забезпечення стійкості, ефективності та економічності.

Предмет дослідження Предметом дослідження є проектування електричної частини атомної електростанції та дослідження питань стійкості. В рамках дослідження розглядаються аналіз проектування електричних систем атомних електростанцій, вивчення основних елементів та компонентів електричної частини, аналіз вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, проведення чисельних експериментів та аналіз результатів.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

На сьогоднішній день АЕС широко використовуються у всьому світі як джерело електроенергії. За даними Міжнародної агенції з атомної енергії (МАГАТЕ), на початок 2021 року в світі працювало 443 комерційні атомні реактори у 30 країнах. Основні країни-лідери у використанні АЕС включають:

1. Сполучені Штати Америки: Загалом у США працює близько 93 атомних реакторів, які забезпечують близько 20% від загального обсягу виробництва електроенергії в країні.

2. Франція: Франція є однією з провідних країн у використанні АЕС. Приблизно 70% електроенергії у Франції виробляється завдяки атомним станціям, які налічують 56 реакторів.

3. Китай: Китай активно розвиває свою атомну енергетику і на даний момент має близько 50 атомних реакторів, працюють понад 11% від загального обсягу виробництва електроенергії в країні.

4. Японія: Японія має 6 атомних станцій з 15 реакторами, які забезпечують близько 5% електроенергії в країні. Проте, внаслідок аварії на АЕС "Фукушіма-1" в 2011 році, Японія зменшила свою залежність від атомної енергетики.

Прогнози зростання кількості АЕС в світі варіюються. За прогнозами МАГАТЕ, у середньому до 2040 року кількість атомних реакторів може збільшитись на 45-55 одиниць порівняно з поточним рівнем.

В Україні на даний момент працюють 4 атомні електростанції: Запорізька, Рівненська, Южно-Українська та Хмельницька. Вони виробляють близько 50% електроенергії в країні. Україна має намір збільшити свою залежність від атомної енергетики шляхом будівництва нових атомних блоків та модернізації існуючих.

Отже, використання АЕС поступово розширюється у всьому світі, і цей тренд очікується і надалі. Лідерами в цій галузі залишаються країни, які активно розвивають свою атомну енергетику та мають значний вклад у виробництво електроенергії з АЕС.

Однією з переваг АЕС є висока енергетична потужність. Це особливо важливо для забезпечення сталого постачання електроенергії великим промисловим підприємствам, що мають високі вимоги до стійкості електропостачання. АЕС здатна працювати без перерви, забезпечуючи енергію для великого обсягу виробничих процесів, що є важливим фактором для промислового розвитку.

Україна має значні резерви у використанні атомної енергетики, оскільки вона має одну з найбільших кількостей ядерних електростанцій у світі. Використання АЕС в Україні має важливе значення для забезпечення енергетичної безпеки та незалежності країни. Крім того, українські АЕС мають позитивний вплив на економіку країни, створюючи робочі місця та сприяючи розвитку інфраструктури в енергетичному секторі.

Загалом, АЕС в Україні та по всьому світу є важливим джерелом стабільного електропостачання для великого промислового навантаження. Враховуючи ефективність, стійкість та економічність, АЕС виявляється конкурентоспроможним в порівнянні з іншими видами генерації електроенергії. Порівнюючи АЕС з іншими видами генерації електроенергії, такими як теплові, гідроелектростанції, сонячні та вітроелектростанції, важливо враховувати їх переваги і недоліки з ефективності та економічності.

Теплові електростанції, які використовуються для виробництва електроенергії, спалюють вугілля, газ або. Однак, цей процес супроводжується великими викидами парникових газів та негативним впливом на довкілля. Крім того, витрати на паливо можуть бути значними, особливо в разі залежності від імпорту.

Гідроелектростанції використовують енергію потоків води для генерації електроенергії. Вони є досить ефективними та стійкими джерелами енергії, але їх впровадження обмежене наявністю водних ресурсів та необхідністю будівництва великих водосховищ, що може мати негативний вплив на екосистему річок та рівнин.

Сонячні та вітроелектростанції є відновлюваними джерелами енергії, які використовують сонячне випромінювання та вітровий потік для генерації електроенергії. Вони є екологічно чистими джерелами енергії, але їхній потенціал обмежений залежністю від погодних умов, що може призводити до незбалансованості в енергопостачанні.

З урахуванням особливостей АЕС, вона виявляється привабливою з точки зору ефективності та економічності. Ядерна енергія має високий показник енергетичної виходу, а витрати на паливо відносно невеликі. Крім того, АЕС не залежить від погодних умов, що забезпечує стабільне електропостачання в будь-який час. Також варто враховувати, що використання ядерної енергії допомагає знизити викиди парникових газів, що сприяє боротьбі зі зміною клімату.

Зважаючи на вищезазначені фактори, виконання проекту АЕС в Україні підтверджує його доцільність та перспективність. АЕС може забезпечити стабільне та ефективне електропостачання великого промислового навантаження, сприяючи економічному розвитку країни та зменшенню викидів парникових газів. Враховуючи порівняння з іншими видами генерації електроенергії, АЕС виявляється одним із найефективніших та стійких джерел енергії для промислових потреб.

Узагальнюючи, розробка та реалізація проекту АЕС в Україні є важливим кроком для розвитку енергетики країни. Посилення використання АЕС сприятиме забезпеченню енергетичної безпеки, розвитку економіки та зниженню впливу на довкілля.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних і теплових навантажень

Електричні станції, працюючи відповідно до режиму, оперують залежно від графіків електричних і теплових навантажень, які вимагають обслуговування від певного району. З метою забезпечення оптимальної роботи електричних станцій, необхідно враховувати втрати енергії, пов'язані з її передачею від місця виробництва до місця перетворення, а також витрати на власні потреби станції. Потужність електричних станцій повинна бути достатньою, щоб забезпечити ефективне покриття графіків навантажень, з урахуванням зазначених факторів. Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району $P_{P\text{MAX}}$ і системи $P_{C\text{MAX}}$.

Передача електроенергії пов'язана з енергетичними втратами, які розділяються на постійні, що не залежать від струму навантаження, та змінні, що пропорційні квадрату струмів навантаження. При проведенні розрахунків необхідно враховувати величину цих втрат, щоб отримати точні результати.

$$\begin{aligned} \text{а) у мережах місцевого району} \quad & \Delta P'_1 = 0.01; \\ & \Delta P'_2 = 0.06; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{б) у мережах системи} \quad & \Delta P''_1 = 0.02; \\ & \Delta P''_2 = 0.15; \end{aligned}$$

Втрати, які відносяться до постійних, в районі та системі розраховуються за допомогою спеціальних формул і залишаються постійними протягом усього добового періоду.

$$\Delta P_{1P} = \Delta P'_1 P_{P\text{MAX}} = 0.01 \cdot 400 = 4 \text{ (МВт)} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1C} = \Delta P'_1 P_{C\text{MAX}} = 0.02 \cdot 1850 = 37 \text{ (МВт)} \quad (2.2)$$

Змінні втрати в будь-якій частині доби

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \frac{P_{pt}^2}{P_{p\text{max}}}; \quad \Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \frac{P_{ct}^2}{P_{c\text{max}}}; \quad (2.3)$$

Наприклад, 0-1 зима:

$$\Delta P_{2pt} = 0.06 \cdot \frac{\left(\frac{80 \cdot 400}{100}\right)^2}{400} = 15,36(\text{МВт})$$

$$\Delta P_{2ct} = 0.14 \cdot \frac{\left(\frac{80 \cdot 1850}{100}\right)^2}{1850} = 135,98(\text{МВт})$$

Розрахунки для інших частин доби виконуються у подібний спосіб. Отримані результати вимірювань узагальнюються та представляються в таблиці 2.1.

Потужність, що віддається в місцевий район та систему відповідно:

$$P_{p \text{ від } t} = P_{p t} + \Delta P_{lp} + \Delta P_{2p t}; \quad (2.4)$$

$$P_{c \text{ від } t} = P_{c t} + \Delta P_{lc} + \Delta P_{2c t}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{p \text{ від } t} = \left(\frac{80 \cdot 400}{100}\right) + 4 + 37 = 339,36(\text{МВт})$$

Наприклад, 0-1 зима:

$$\Delta P_{c \text{ від } t} = \left(\frac{80 \cdot 1850}{100}\right) + 15,36 + 135,98 = 1295(\text{МВт})$$

Аналогічним чином проводимо розрахунки для інших періодів доби. Отримані результати вимірювань збираються і систематизуються у таблиці 2.1.

Сумарна потужність, що віддається із шин електростанції:

$$P_{\text{від } t} = P_{p \text{ від } t} + P_{c \text{ від } t} \quad (2.6)$$

Наприклад, 0-1 зима: $P_{\text{від } t} = 339,36 + 1295 = 1674,24(\text{МВт})$

Аналогічний підхід застосовується для розрахунків інших періодів доби. Отримані результати вимірювань узагальнюються та представляються у таблиці 2.1.

Залежно від значення , можна приблизно визначити витрату електроенергії на власні потреби (В.П.) електростанції:

$$P_{\text{в.п.}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від } t}}{P_{\text{уст}}}\right) \cdot \frac{P_{\text{в.п.}} \cdot P_{\text{від.макс.}}}{100}; \quad (2.7)$$

Наприклад, 0-1 зима: $P_{\text{в.п.}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1674,24}{2760}\right) \cdot \frac{6 \cdot 2556,814}{100} = 101,36(\text{МВт})$

де $P_{уст} = 2760$ (МВт) - встановлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{сн} = 6\%$ - В таблиці 2.1 наведено відсоток максимального навантаження на власні потреби відносно встановленої потужності електростанції по [3]., таблиця 1.1;

$P_{від\ max} = 2556,814$ (МВт) - максимальна потужність, що віддається із шин станції.

Аналогічні обчислення проводяться для інших частин доби. Отримані результати заносимо до таблиці 2.1.

Потужність ,яка виробляється електростанцією:

$$P_{вир.t} = P_{від.t} + P_{в.п.t}; \quad (2.8)$$

0-1 зима $P_{вир.t} = 1674.24 + 101,36 = 1775,6$ (МВт)

Аналогічним чином виконуються розрахунки для інших частин доби. Отримані результати вимірювань систематизуються в таблиці 2.1.

Згідно з наведеним алгоритмом, проводиться розрахунок графіків електричних навантажень для зимової та літньої доби. Отримані дані узагальнюються в таблиці 2.1.

Надано дані, які використовуються для побудови графіків електричних навантажень.

Таблиця 2.1 - Розрахункові дані електричних навантажень

Період доби, г		0-1	1-4	4-8	8-10	10-15	15-17	17-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	зима	70	70	70	100	100	100	80	80
	літо	65	65	65	95	95	100	75	75
Навантаження місцевого району, МВт	зима	280	280	280	400	400	400	320	320
	літо	260	260	260	380	380	400	300	300
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	4	4	4	4	4	4	4	4
	літо	4	4	4	4	4	4	4	4
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	15,36	15,36	18,59	20,31	18,59	16,14	24	19,44
	літо	13,5	13,5	16,14	17,75	16,14	13,86	21,66	17,34
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	340	340	375	393	375	349	428,00	383,00
	літо	318	318	349	366	349	322	405,00	361,00
Навантаження системи, %	зима	70	70	70	100	100	100	80	80
	літо	65	65	65	95	95	100	75	75
Навантаження системи, МВт	зима	1295	1295	1295	1850	1850	1850	1480	1480
	літо	1203	1203	1203	1758	1758	1850	1387,5	1387,5
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	37	37	37	37	37	37	37	37
	літо	37	37	37	37	37	37	37	37
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	136	136	136	277,5	277,5	277,5	177,6	177,6
	літо	117,2	117,2	117,2	250,4	250,4	277,5	156,09	156,09
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1468	1468	1468	2165	2165	2165	1694,6	1694,6
	літо	1357	1357	1357	2045	2045	2165	1580,6	1580,6
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1807	1807	1843	2557	2539	2513	2122,6	2078
	літо	1674	1674	1705	2411	2393	2486	1986,3	1941,9
Витрати на власні потреби, МВт	зима	101,4	101,4	102,3	122,2	121,7	121	110,13	108,89
	літо	97,67	97,67	98,52	118,1	117,6	120,2	106,34	105,11
Потужність що виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1909	1909	1945	2679	2661	2634	2232,7	2186,9
	літо	1772	1772	1803	2529	2511	2607	2092,6	2047

Використовуючи річний графік за тривалістю, проведемо аналіз техніко-економічних показників роботи електричної станції.:

- Максимальне навантаження станції $P_{\max} = 2679.01(\text{МВт})$;

- Річний виробіток електроенергії $E_{\Gamma} = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} \cdot t_i$;

$$E_{\Gamma} = 18493182.58(\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

- Установлена потужність станції $P_{\text{уст}} = 1000 + 4 \cdot 440 = 2760 \text{МВт}$;

- Середнє навантаження станції $P_{\text{cp}} = \frac{E_{\Gamma}}{T}$;

$$P_{\text{cp}} = \frac{18493182,58}{8760} = 2111.09(\text{МВт}).$$

- Коефіцієнт заповнення графіка $K_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$;

$$K_{\zeta} = \frac{2111.09}{2679.01} = 0,79.$$

- Коефіцієнт використання встановленої потужності $K_{\nu} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{уст}}}$;

$$\hat{E}_{\delta} = \frac{2111.09}{2760} = 0.76.$$

- Число годин використання максимальної потужності $T_{\max} = \frac{E_{\Gamma}}{P_{\max}}$;

$$T_{\max} = \frac{18493182,58}{2679.01} = 6903(\text{ч}).$$

- Число годин використання встановленої потужності $T_{\text{уст}} = \frac{E_{\Gamma}}{P_{\text{уст}}}$

$$T_{\text{уст}} = \frac{18493182,58}{2760} = 6700,43(\text{ч}).$$

- Коефіцієнт резерву $K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\max}}$;

$$K_{\text{рез}} = \frac{2760}{2679,01} = 1,03.$$

За вказаними даними, побудуємо добові графіки навантаження системи, місцевого району і електричної станції для зимового та літнього періодів (рисунок 2.1, рисунок 2.2 і рисунок 2.3). Крім того, створимо річний графік за тривалістю, використовуючи 183 дні для зимового періоду та 182 дні для літнього періоду (рисунок 2.4).

Для побудови графіків навантаження, які відображають потужність, що передається в місцевий район, використовуємо дані з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності для зимового періоду, а потім для літнього періоду. На вертикальній осі відображаємо значення потужності для кожного періоду, а на горизонтальній осі - тривалість навантаження протягом доби, вимірювану в годинах.

За аналогічним принципом будуємо графіки навантажень для потужності, яка передається в систему, для зимового та літнього періодів, а також графік потужності, що виробляється генераторами АЕС, для цих же періодів.

Для побудови річного графіка навантаження ми використовуємо дві осі. По вертикалі відображаємо потужність, що виробляється генераторами АЕС, зменшену у відповідності до ступеня зменшення. По горизонталі відкладаємо кількість годин протягом року. Час тривалості навантаження визначається шляхом множення тривалості навантаження протягом доби на тривалість відповідного періоду. Графік складається з усіх значень потужності, які наведені в останній графі таблиці.

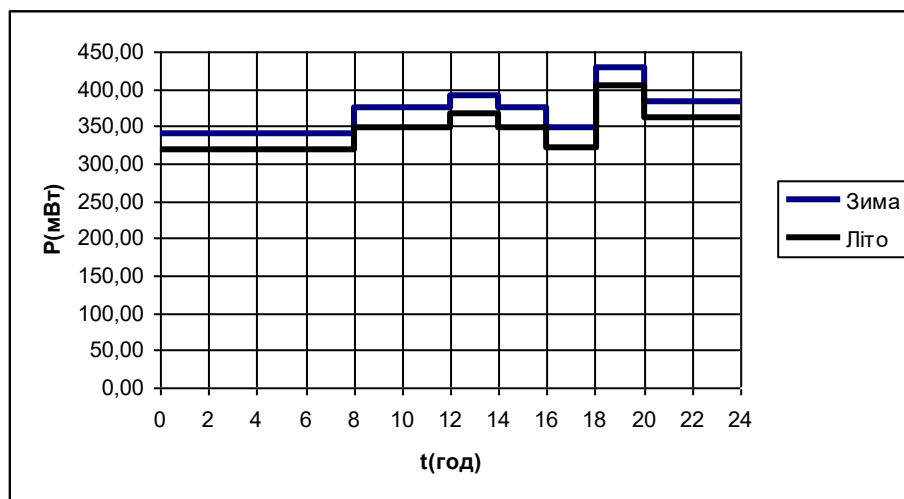


Рисунок 2.1 - Потужність що віддається в місцевий район



Рисунок 2.2 - Потужність що віддається в систему

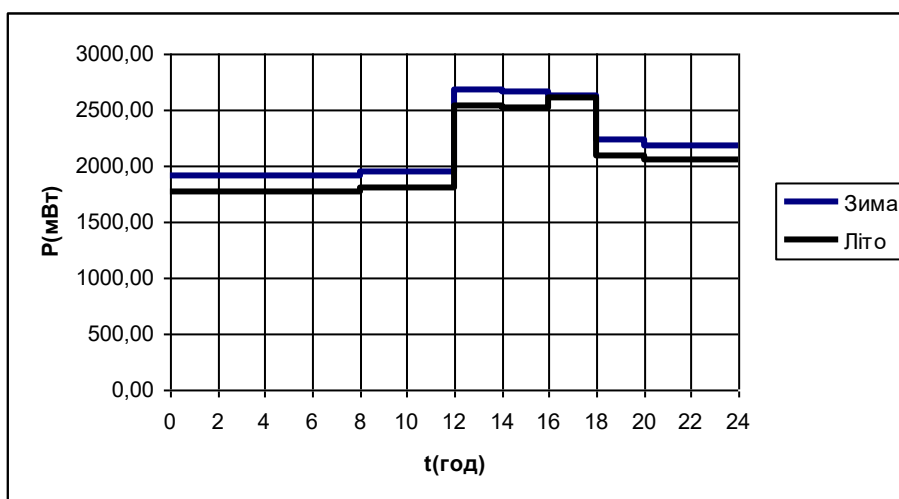


Рисунок 2.3 - Потужність що виробляється генераторами ЕС

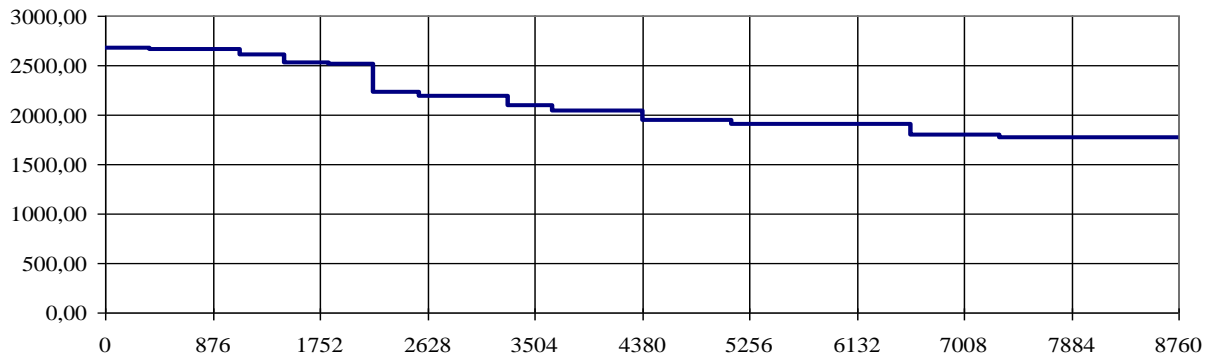


Рисунок 2.4 – Річний графік навантаження

2.2 Вибір основного обладнання

Вибір турбін

У проектуванні АЕС тип та одинична потужність встановлюваних турбін визначаються на основі типу та встановленої потужності станції. На даній АЕС використовуються турбіни типу К. Відповідно до поставленого завдання, для даної АЕС вибирається 1 турбіна типу К-1000-60/1500 та 8 турбін типу К-220-44.

Таблиця 2.1 Параметри турбіни

ТИП ТУРБИНИ	К-1000-60/1500	К-220-44
Номінальна потужність, МВт	1000	220
Тиск свіжої пари, Атм	60	44
Температура свіжої пари, °С	274	255
Температура проміжного перегріву, °С	-	-
Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні, т/ч	-	1445
Кількість	1	8

Вибір генераторів.

Відповідно до поставленого завдання, встановлюється тип реактора ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) потужністю 1000 МВт, а також ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) потужністю 440 МВт в кількості 4 штук.

Таблиця 2.2 – Параметри реакторних установок.

Тип реактора	Електрична потужність МВт	ККД, %	Параметри пари перед турбіною		Кількість ГЦН, шт	Кількість петель головного реакторного контура (кількість парогенераторів).
			Тиск, Мпа	Температура, °С		
ВВЕР-1000	1000	33	15,7	289	4	4
ВВЕР-440(2x220)	440(2x220)	32	12,3	268	6	6

Вибір електричних генераторів

Кількість та одинична потужність генераторів повинні відповідати кількості та електричній потужності турбін. З цією метою вибираємо турбогенератори типу ТВВ-1000-2УЗ та ТВВ-220-2ЕУЗ з номінальними параметрами:

Таблиця 2.3 Параметри турбогенераторів

Тип генератора	ТВВ-1000-2УЗ	ТВВ-220-2ЕУЗ
Повна номінальна потужність, МВА	1111	258,3
Активна номінальна потужність, МВт	1000	220
Номінальна напруга U_n , Кв	24	15,75
Коефіцієнт потужності $\cos \phi$	0,9	0,85
Надперехідний індуктивний опір x_d''	0,269	0,1906
Кількість	1	8

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

Вибір головної схеми електричних з'єднань є важливим етапом в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повну структуру елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції і вид палива, кількість та потужність агрегатів станції, графіки навантажень споживачів і їх склад, а також дані про систему.

Вибір схеми приєднання станції до системи

При проектуванні схеми приєднання станції до системи, необхідно вибрати напругу, на якій буде постачатися електроенергія, а також визначити кількість ліній та пропускну спроможність для кожної напруги. Згідно з поставленим завданням і враховуючи методичні рекомендації [3], для з'єднання з системою ми вибираємо напругу 330 кВ, а для районної мережі - 150 кВ. Далі розраховуємо необхідну кількість ліній електропередач для зв'язку станції з системою і місцевим районом, враховуючи відстань до системи, яка в даному випадку становить 250 км. Кількість ліній можна визначити за допомогою наступних формул.:

$$\text{Для системи:} \quad n_{\text{леп330}} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.9)$$

$$n_{\text{леп330}} = \frac{2164,5}{400} + 1 = 7 (\text{ліній});$$

$$\text{Для місцевого району:} \quad n_{\text{леп150}} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.10)$$

$$n_{\text{леп150}} = \frac{428}{120} + 1 = 5 (\text{ліній});$$

Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між розподільними пристроями (РП) різних напруг, а також склад блоків генератор-трансформатор і вид електромагнітних зв'язків між РП, які можуть бути трансформаторні або автотрансформаторні.

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з урахуванням потужності, яка передається з шин різних напруг. При цьому важливо дотримуватись мінімального перетоку струму з одного РП до іншого як у нормальних, так і в аварійних режимах роботи.

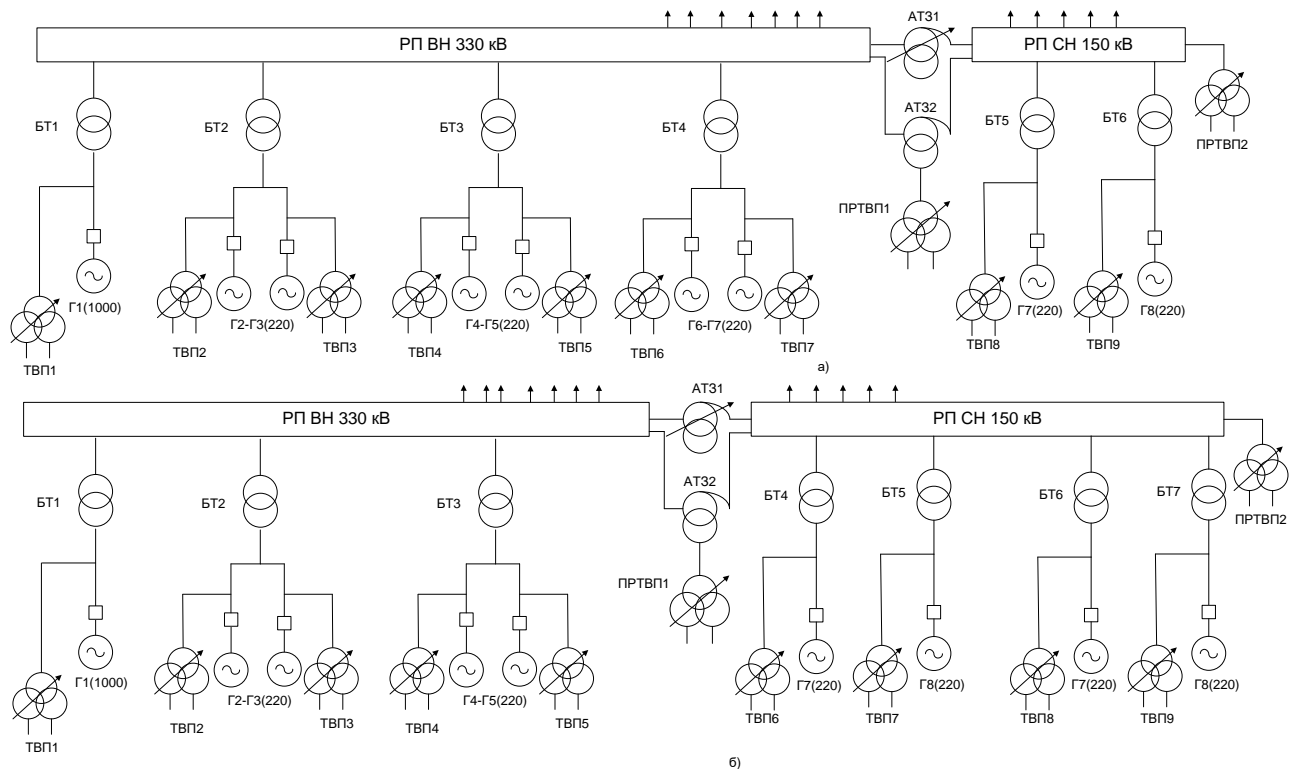


Рисунок 2.5 - Структурна схема АЕС.

Переток надлишкової потужності буде здійснюватися через автотрансформаторний зв'язок (АТЗ), який з'єднує розподільні пункти (РП) напруги 330 кВ та 150 кВ. Вибір АТЗ здійснюється з метою забезпечення надійності. Таким чином, структурна схема електричної частини АЕС включає два РП - 330 кВ та 150 кВ, які з'єднані через АТЗ.

Для розгляду маємо два варіанти структурної схеми електричної станції:

а) Блоки розташовані між РП наступним чином: до РП 330 кВ - три блоки потужністю 440 МВт і один блок потужністю 1000 МВт, до РП 150 кВ - два блоки потужністю 220 МВт (рисунок 2.5 а).

б) Блоки розташовані між РП наступним чином: до РП 150 кВ - чотири блоки потужністю 220 МВт, до РП 330 кВ - два блоки потужністю 440 МВт і один блок потужністю 1000 МВт (рисунок 2.5 б).

Вибір блочних трансформаторів

При виборі трансформаторів враховуються їхня кількість, тип та номінальна потужність. Рекомендується використовувати трифазні трансформатори. У випадках, коли неможливо встановити трифазні трансформатори, можна застосувати групи з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Всі трансформатори та автотрансформатори, за винятком двообмоткових блочних трансформаторів, повинні мати пристрої для регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Наведемо умови та формули для визначення номінальної потужності трансформаторів. При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуються наступні умови:

а) Якщо генератор включається в блок із трансформатором, а до цього блока підключене лише навантаження власних потреб ([3, таблиця 1.1])

$$S_{\text{ном Т1}} \geq S_{\text{ном Г}} - S_{\text{вп}}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{ном Т}} \geq 258,3 - 0,05 \cdot 258,3 = 245,385 \text{ (МВА)};$$

де
$$S_{\text{вп}} = \frac{P'_{\text{вп}} \% \cdot S_{\text{ном Г}}}{100}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{вп}} = \frac{5 \cdot 258,3}{100} = 12,915 \text{ (МВА)};$$

де
$$S_{\text{ном Т}} \geq 1111 - 55,55 = 1055,45 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{вп}} = \frac{P'_{\text{вп}} \% \cdot S_{\text{ном Г}}}{100}; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{вп}} = \frac{5 \cdot 1111}{100} = 55,55 (\text{МВА});$$

Отже вибираємо трансформатори для РП ВН 330 кВ та РП СН 150 кВ.

Параметри трансформаторів заносимо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 - Параметри блочних трансформаторів

Тип	S _{ном} , МВ А	Напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт					U _к %			I _x %	Вартість, тис. грн.
		ВН	СН	НН	P _x	P _к			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН						
ТНЦ- 1250000 /330	1250	347	—	24	715	—	2200	—	—	14,5	—	0,55	----	
ТНЦ- 630000 /330	630	347	—	15,75	345	—	1300	—	—	11,5	—	0,35	----	
ТДЦ- 250000 /150	250	165	—	15,75	190	—	640	—	—	11	—	0,50	----	

Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір автотрансформаторів зв'язку потрібно здійснити окремо для обраних варіантів структурної схеми а) та б).

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) здійснюється на підставі аналізу потоків потужностей між РП в різних режимах, зокрема:

а) режим максимальних навантажень у місцевому районі:

$$S_{\text{р(max)}} = \sum_{i=1}^n \left(S_{\text{ном.г.і}} - \frac{P_{\text{в.п.ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) - \frac{P_{\text{р.отд.мах}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}$$

Варіант структурної схеми:

а)

$$S_{p(\max)} = 2 \cdot (258,3 - 12,915) - \frac{428}{0,85} = 12,7 \text{ (МВА)} \quad (2.14)$$

$$S_{p(\max)}^I = S_{p(\max)} / 1.4 = 12.7 / 1.4 = 6.35 \text{ (МВт)} \quad (2.15)$$

б)

$$S_{p(\max)} = 4 \cdot (258,3 - 12,915) - \frac{428}{0,85} = 478 \text{ (МВА)} \quad (2.16)$$

$$S_{p(\max)}^I = S_{p(\max)} / 1.4 = 478 / 1.4 = 341.4 \text{ (МВт)} \quad (2.17)$$

де $S_{\text{ном.г.}}$ - номінальна потужність генераторів, включених на шини місцевого району;

$S_{\text{с.н.ном}}$ - потужність власних потреб за умов роботи генераторів з номінальним навантаженням;

$S_{\text{р.отд.мак}}$ - максимальна потужність, що віддається з шин станції до місцевого району (таблиця 1.1).

б) режим мінімальних навантажень для місцевого району за умови роботи генераторів з номінальною потужністю

$$S_{p(\min)} = \sum_{i=1}^n \left(S_{\text{ном.г.і}} - \frac{P_{\text{в.п.ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) - \frac{P_{\text{р.отд.мін}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}$$

Варіант структурної схеми:

а)

$$S_{p(\min)} = 2 \cdot (258,3 - 12,915) - \frac{317,5}{0,85} = 117,2 \text{ (МВА)} \quad (2.18)$$

$$S_{p(\min)}^II = S_{p(\min)} / 1.4 = 117.2 / 1.4 = 83.7 \text{ (МВт)} \quad (2.19)$$

б)

$$S_{p(\min)} = 4 \cdot (258,3 - 12,915) - \frac{317,5}{0,85} = 608 \text{ (МВА)} \quad (2.20)$$

$$S_{p(\min)}^II = S_{p(\min)} / 1.4 = 608 / 1.4 = 434 \text{ (МВт)} \quad (2.21)$$

де $S_{\text{в.п.ном}}$ - мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

в) аварійна відмова найпотужнішого генератора в період максимальних навантажень, якщо генератор підключений до шин місцевого району

$$S_{\text{р.(ав)}} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{\text{ном.г.i-1}} - S_{\text{в.п.ном.i-1}}) - S_{\text{р.отд.мах}}$$

Варіант структурної схеми:

$$\text{а) } S_{\text{р.(ав)}} = 258,3 - 12,915 - \frac{428}{0,85} = -258,14 \text{ (МВА)} \quad (2.22)$$

$$S_{\text{р(max)}}^{\text{III}} = S_{\text{р(ав)}} / 2 = 258,14 / 2 = 129,07 \text{ (МВт)} \quad (2.23)$$

$$\text{б) } S_{\text{р(ав)}} = 3 \cdot (258,3 - 12,915) - \frac{428}{0,85} = 237,6 \text{ (МВА)} \quad (2.24)$$

$$S_{\text{р(max)}}^{\text{III}} = S_{\text{р(ав)}} / 2 = 237,6 / 2 = 118,8 \text{ (МВт)} \quad (2.25)$$

де $S_{\text{в.п.}}$ - потужність власних потреб блоків місцевого району, які залишились в роботі.

За найбільшим значення ($S_{\text{р.мах}}$, $S_{\text{р.мін}}$, $S_{\text{р.авр}}$) визначається потужність автотрансформаторів зв'язку. Таким чином встановлюємо два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦН-250000/330/150, які працюють на паралельну роботу.

Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність працюючих трансформаторів власних потреб (ТВП) вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. Розрахункова потужність ТВП визначається:

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{ном.г.}} \cdot K_{\text{П}}$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,85 = 9,35 \text{ (МВА)} \quad (2.26)$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,05 \cdot 1000 \cdot 0,85 = 42,5 \text{ (МВА)} \quad (2.27)$$

Тому вибираємо трансформатори власних потреб ТВП типу ТРДНС-63000/35 та ТРДНС-25000/35 .

Таблиця 2.5 - Параметри автотрансформаторів зв'язку

Тип	S _{ном} , МВ	Напруга кВ			Втрати				U _к , %			I _х , %	Ва ртіс ть
					P _х Вт	P _к Вт			ВН- СН	ВН- НН	СН - НН		
		ВН	СН	НН		ВН- СН	ВН- НН	СН - НН					
АТДЦТН- 250000 /330/150	250	330	158	38,5	160	620	-	-	10,5	54	42	0,45	1890

Таблиця 2.6 - Параметри трансформаторів власних потреб

Тип	S _{ном} , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U _к %	I _х %	Вар-ть, тис.
		ВН	НН	P _х	P _к			
ТРДНС- 63000/35	63	24	6,3- 6,3	50	250	ВН-НН 12,7 НН ₁ -НН ₂ 40	0,45	535
ТРДНС- 25000/35	25	15,75	6,3	25	115	ВН-НН 10,5 ---	0,65	310

Вибір резервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного РТВП повинна забезпечити заміну найпотужнішого працюючого ТВП електричного блока. Перевантаження ТВП не допускається, оскільки встановлюємо генераторні вимикачі і станція складається з шести

блоків, то згідно [1] встановлюємо два РТВП. РТВП1 приєднуємо до ВРП 150 кВ, а РТВП2 на відгалуження від низької сторони АТ. Згідно [1] їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{рртвп}} = S_{\text{ТВП(мак)}}$$

$$S_{\text{рртвп}} = 63(\text{МВА})$$

Отже вибираємо резервний трансформатор власних потреб РТВП1 типу ТРДН-63000/150 та РТВП2 типу ТРДНС-63000/35 .

Таблиця 2.7- Параметри резервних трансформаторів власних потреб

Тип	S _{ном} , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U _к %	I _х %	Вар-ть, тис.
		ВН	НН	P _х	P _к			
ТРДН- 63000/150	63	158	6,3- 6,3	52	235	ВН-НН 10,5 -----	0,65	510
ТРДНС- 63000/35	63	36,75	6,3- 6,3	50	250	ВН-НН 12,7 НН ₁ -НН ₂ 40	0,45	535

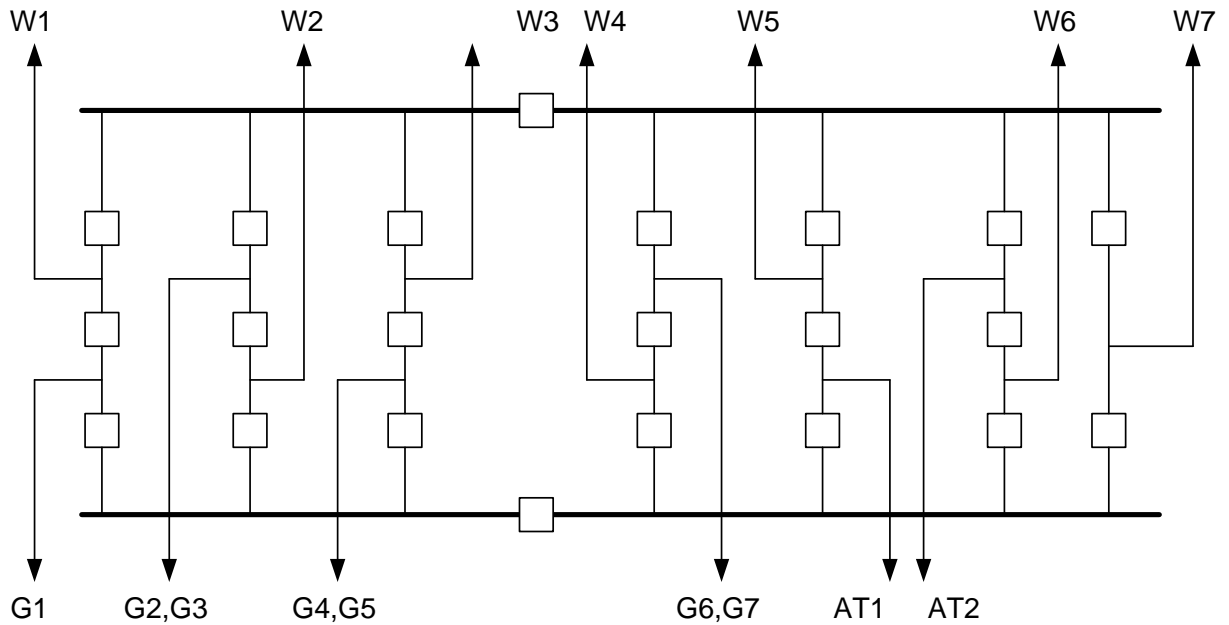
З урахуванням вимог технічного завдання, для якого неможливо підібрати необхідне обладнання для варіанту б структурної схеми, приймаємо для подальших розрахунків варіант а.

2.4 Вибір електричних схем станції

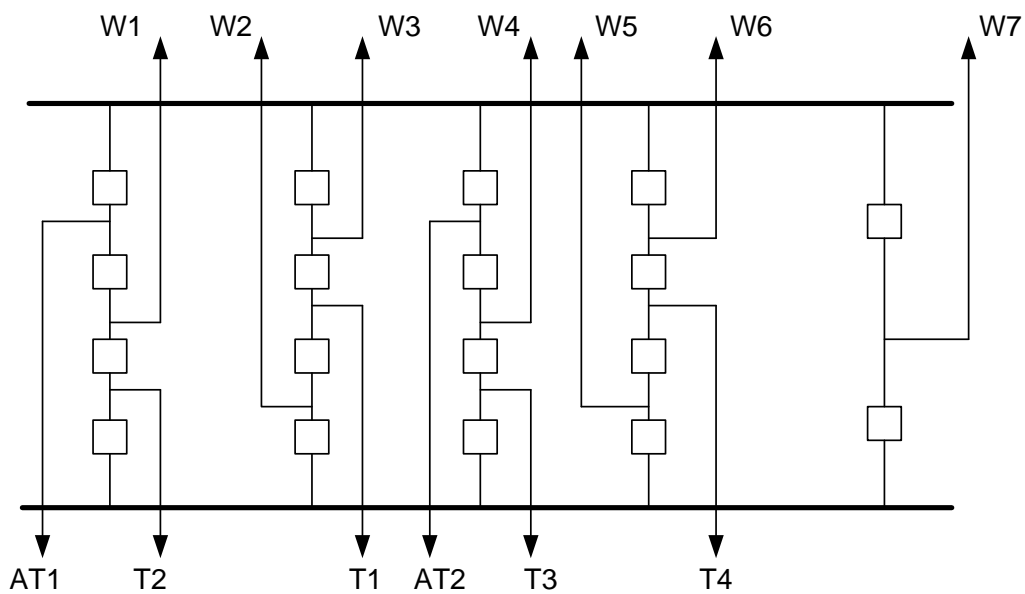
Вибір схем РП станцій

Схеми розподільних підстанцій підвищених напруг (35 кВ і вище) є необхідною частиною електричних схем атомних електростанцій (АЕС). З метою забезпечення надійності та економічності роботи станції, схеми

підвищених напруг (35 кВ і вище) повинні враховувати наступні вимоги:



а)



б)

Рисунок 2.6 Схеми розподільчих пристроїв

а) та б) – варіанти для високої напруги

1. Ремонт вимикачів напругою 110 кВ і вище повинен здійснюватись без відключення приєднання.

2. Відключення ліній електропередачі (ЛЕП) від розподільних підстанцій (РП) має виконуватись за допомогою не більше двох вимикачів.

3. Відключення трансформаторів блоків від РП повинно здійснюватись за допомогою не більше трьох вимикачів.

4. Автотрансформатори зв'язку між двома РП мають бути відключені за допомогою не більше шести вимикачів на обидва РП та не більше чотирьох вимикачів на одному з РП.

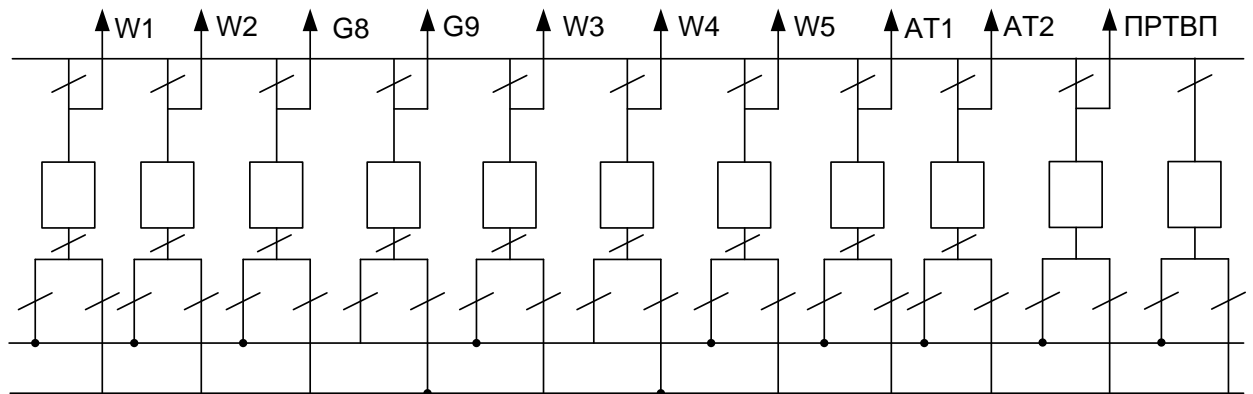


Рисунок 2.7 - Схема розподільчого пристрою середньої напруги

5. Відмови вимикачів РП в нормальному та ремонтному режимах не повинні призводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, підключених до шин однієї підстанції, а також до одночасного відключення кількох ліній, що може порушити стійкість системи.

6. При відмовах вимикачів в нормальному режимі РП не повинен відключатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП - не більше двох блоків.

З метою запобігання можливості втрати багатьох блоків при відмові вимикача, в схемах збірні шини секціонуються.

Для забезпечення більшої гнучкості та надійності трансформаторного (автотрансформаторного) зв'язку між РП, кожен з трансформаторів підключається до РП через свій власний вимикач.

Техніко-економічне порівняння варіантів схем РП

Для вибору оптимальної схеми електричних з'єднань розподільних підстанцій (РП) станції розглядаються не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти. Економічна доцільність схеми визначається за допомогою мінімізації приведених затрат, які представлені наступною формулою:

$$Z = p_n K + B + M(Z_0) \rightarrow \min,$$

де p_n - нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n=0,15$); K - капіталовкладення в спорудження електроустановки; B - річні експлуатаційні витрати; $M(Z_0)$ - очікувані збитки від недопостачання електроенергії.

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначається на основі загальних показників. У разі, якщо кількість трансформаторів у порівнюваних схемах є однаковою, капіталовкладення в РП оцінюються за кількістю вимикачів у комірках.

:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}},$$

де $C_{\text{ком}}$ - вартість комірки.

Другою складовою розрахункових витрат є річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W,$$

де α_a, α_o - відрахування на амортизацію і обслуговування, % ($\alpha_a + \alpha_o = 8,4\%$);

β - вартість 1 кВт·год. втрат електроенергії; ΔW - втрати електроенергії.

В випадку ідентичності ліній електропередач, типів трансформаторів та їх кількості втрати потужності при визначенні затрат не враховуються.

Розрахуємо капіталовкладення K та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РП, враховуючи, що вартість однієї комірки 330 кВ становить $C_{\text{ком}}=19636$ тис. грн.:

Для варіанту а):

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 22 \cdot 2700 = 59400 \text{ (тис.грн.)} \quad (2.28)$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{8,4}{100} \cdot 59400 = 4989,6 \text{ (тис.грн.)} \quad (2.29)$$

Для варіанту б):

$$K = n \cdot C_{\text{ком}} = 18 \cdot 2700 = 48600 \text{ (тис.грн.)} \quad (2.30)$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{8,4}{100} \cdot 48600 = 4084 \text{ (тис.грн.)} \quad (2.31)$$

Для розрахунку очікуваних збитків використовується формалізований таблично-логічний метод. Суть розрахунку полягає у визначенні математичного очікування кількості відключень елементів, які комутуються в розподільних підстанціях (ліній, трансформаторів, генераторів), розбитті РП на електрично-незв'язані частини, а також тривалості простою елементів, що відключаються.

У випадку, якщо варіанти відрізняються лише кількістю та схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ліній електропередачі є однаковою, в розрахунках очікуваного збитку враховуються лише показники надійності вимикачів. Вихідні дані для розрахунку включають параметри відмови вимикачів РП (ω_1 та ω_2), час відновлення вимикача (T_v), періодичність відмов (μ) та тривалість планових ремонтів (T_n). Ці значення наведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Параметри відмов вимикача.

Нап- руга, кВ	Тип вимикача або мережі	Складова параметра поточу від- мов, 1/рік		Час віднов- лення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонтів, T_n , год.
		ω_1	ω_2			
330	Елегазовий	0,015	0,005	120	0,2	250

Для врахування в розрахунках очікуваного збитку від відмов трансформаторів та ліній необхідно скористатися їх показниками надійності, які наведені в таблиці 2.8.

Розрахунок очікуваного збитку $M(З)$ виконується за наступним алгоритмом. У порівнюваних варіантах схем відрізняються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, які відключають лінії електропередачі, відносяться до лінійних, а інші - до генераторних. Зазначені лінійні та генераторні вимикачі виділяються та позначаються на схемі розподільних підстанцій.

Визначаємо параметри потоку раптових відмов для генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{г.в} = k_{рв} \omega_1; \quad \omega_{л.в} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right),$$

де $k_{рв} = 0,6$ - коефіцієнт, що характеризує долю раптових відмов; ω_1, ω_2 - параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.8); l - довжина лінії електропередачі, км.

Визначимо параметри потоку відмов:

$$\omega_{г.в} = k_{рв} \omega_1 = 0,6 \cdot 0,015 = 0,0009 \text{ (1/рік)} \quad (2.32)$$

$$\omega_{л.в} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{1}{100} \right) = 0,06 \cdot \left(0,015 + 0,005 \cdot \frac{250}{100} \right) = 0,00165 \text{ (1/рік)} \quad (2.33)$$

Розрахуємо коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_o режимів роботи РП:

$$k_p = \frac{\mu T_n}{8760};$$

$$k_o = 1 - nk_p,$$

де n - кількість вимикачів в РП.

Необхідно обчислити коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_o режимів роботи обох варіантів РП:

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760} = \frac{0,2 \cdot 250}{8760} = 0,0057 \quad (2.34)$$

Для варіанту а):

$$k_o = 1 - nk_p = 1 - 18 \cdot 0,0057 = 0,89726 \quad (2.35)$$

Для варіанту б):

$$k_o = 1 - nk_p = 1 - 18 \cdot 0,0057 = 0,89726 \quad (2.36)$$

У разі відмови вимикача, елемент (блок, лінія електропередачі та ін.) може бути введений в роботу затримкою часу T_0 , що відповідає виконанню перемикачів в розподільних підстанціях, або затримкою часу $T_{в;п}$, яка відповідає введенню в роботу за допомогою одного з двох вимикачів в разі, коли один з них перебував у плановому ремонті, а інший - у аварійному простойі.:

$$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}},$$

де $T_{\text{вим}}$ - період, необхідний для обслуговуючого персоналу визначити місце та характер пошкодження, для електростанцій $T_{\text{вим}} = 0,3$ години. m - кількість роз'єднувачів, які необхідно відключити для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення живлення; T_p - час, необхідний для відключення роз'єднувача ($T_p = 0,1$ години); $T_{\text{бл}}$ - час запуску блока з гарячого стану після відключення навантаження через відмову вимикача ($T_{\text{бл}} = 0,5$ години)..

Тоді:

$$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}} = 0,3 + 2 \cdot 0,1 + 0,5 = 1 \text{ (год.)}$$

Час одночасного простою вимикача, який вийшов з ладу, і вимикача, який знаходиться у ремонті,

$$T_{\text{в;п}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}}.$$

В нашому випадку:

$$T_{\text{в;п}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}} = 120 - \frac{120^2}{2 \cdot 250} = 91,2 \text{ (год.)} \quad (2.37)$$

Обчислюється математичне очікування кількості відмов генераторних вимикачів як у нормальному, так і в ремонтному режимах.:

$$k_0 \omega_{\text{Г.В}}; \quad k_p \omega_{\text{Г.В}}.$$

Аналогічно для лінійних вимикачів

$$k_0 \omega_{\text{Л.В}}; \quad k_p \omega_{\text{Л.В}}.$$

Для виконання розрахунків складається таблиця 2.8.1 та 2.8.2 для варіантів схеми РП а) та б) відповідно. У лівому стовпці перераховані елементи і,

пов'язані з відмовами, що розглядаються, та відповідні параметри потоку випадкових відмов. В верхньому рядку наведені вимикачі, які перебувають у ремонті, та відповідні коефіцієнти K_j для режимів роботи РП (K_o або K_p).

Для кожної комбінації i та j здійснюється оцінка наслідків відмови i -го елемента у j -му режимі. Визначаються відключені елементи (блоки, трансформатори зв'язку, лінії) та розбиття РП на електрично незв'язані частини. Обчислюється математичне очікування таких відмов і тривалість вимушеного простою відключених елементів або роботи з розділенням РП. Результати оцінки та розрахунків записуються в три рядки клітини таблиці (на перетині i -го рядка та j -го стовпця). Відключені елементи позначаються своїми кодами і номерами (наприклад, G1, T1, W1 і т.д.), а розділення - кодом D з вказівкою в дужках приєднань, які розділилися (наприклад, D (G1, W1) і т.д.).

Після заповнення таблиці 2.9 здійснюється вибірка, яка представлена в таблиці 2.9.1 та 2.9.2 для варіантів схеми РП а) та б) відповідно. Ця вибірка характеризує надійність розглянутої схеми. З таблиці 2.9 вибираються відмови з однаковими наслідками (наприклад, втрата однієї лінії та одного генератора з математичним очікуванням $\omega \cdot t$ протягом часу T_o), і кількість таких відмов записується на перетині відповідного рядка (втрата лінії та генератора, час T_o) і стовпця ($\omega \cdot t$).

Об'єм вибірки може варіюватись в залежності від схеми РП.

Збиток, спричинений перервою електропостачання внаслідок відмови вимикачів, можна обчислити за допомогою наступного виразу.:

$$M(З) = y_o \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i,$$

де y_o - питомий збиток, $y_o = 57,2$ грн/кВт·год.; k_j - коефіцієнт режиму схеми (k_o або k_p); P_i - потужність, яка втрачається; T_i - час простою елемента (T_o або $T_{в, n}$).

Таблиця 2.8.1 - Розрахункові показники надійності схеми

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [Год]	Ko		Kp	
			WЛВ	WГВ	WЛВ	WГВ
W1, G1	892,5	1	1	0	22	1

G1	892,5	1	0	1	0	17
T2	353,5	1	0	1	0	17
T2,W2	353.5	1	1	0	22	1
W3,T3	353,5	1	1	0	22	1
T3	353.5	1	0	1	0	17
T4	353.5	1	0	1	0	16
T4,W4	353.5	1	1	0	22	1
W2,D(G1,W1)	492.5	1	0	0	1	0
T3,D(G1,W1)	917.5	1	0	0	0	1
D(G1,W1)	492.5	1	0	0	0	2
T2,W1	353.5	1	0	0	1	1
W2,G1	892.5	1	0	0	1	1
W3,W1	164.5	1	0	0	2	0
T3,G1	1317.5	1	0	0	0	2
T2,D(G1,W1)	917.5	1	0	0	0	1
W3,D(G1,W1)	492.5	1	0	0	1	0
G1,D(W2,T2)	917.5	1	0	0	0	1
T3,D(W2,T2)	378.5	1	0	0	0	1
W3,T2	353.5	1	0	0	1	1
T3,W2	353.5	1	0	0	1	1
G1,D(T3,W3)	917.5	1	0	0	0	1
T2,D(T3,W3)	378.5	1	0	0	0	1
D(G1,W1,W2,T2,T3,W3)						
D(W4,T4,W5,AT1,AT2,W7,W6)	542.5	1	0	0	0	2
W5,T4	353.5	1	0	0	1	1
AT2,T4	353.5	1	0	0	0	2
W6,W4	164.5	1	0	0	2	0
W7,T4	353.5	1	0	0	1	1
W7,W4	164.5	1	0	0	2	0
W4,D(W5,AT1)	164.5	1	0	0	1	0
W6,D(W5,AT1)	164.5	1	0	0	1	0
W7,D(W5,AT1)	164.5	1	0	0	2	0
W7,W5	164.5	1	0	0	2	0
T4,D(W5,AT1)	353.5	1	0	0	0	1
AT2,D(W5,AT1)	3	1	0	0	0	1
W4,D(AT2,W6)	164.5	1	0	0	1	0
AT1,D(AT2,W6)	3	1	0	0	0	1
W7,D(AT2,W6)	164.5	1	0	0	2	0
W7,W6	164.5	1	0	0	2	0
T4,D(AT2,W6)	353.5	1	0	0	0	1
W5,D(AT2,W6)	164.5	1	0	0	1	0
D(G1,W1)	492.5	91.2	0	0	1	1
G1	892.5	91.2	0	0	1	1

T2	353.5	91.2	0	0	1	1
T3	353.5	91.2	0	0	1	1
D(G1,W1,W2,T2,T3,W3)						
D(W4,T4,W5,AT1,AT2,W6,W7)	542.5	91.2	0	0	0	2
T4	353.5	91.2	0	0	1	1

Таблиця 2.9.2 - Розрахункові показники надійності схеми

Елементи, що відключились	P,[МВт]	t,[год]	К _о		К _р	
			W _{ЛВ}	W _{ГВ}	W _{ЛВ}	W _{ГВ}
T2,W1	353.5	1	1	0	16	1
T2	353.5	1	0	1	0	5
G1,W3	892.5	1	1	0	17	0
W2,G1	892.5	1	1	0	17	0
T3,W4	353.5	1	1	0	16	0
T3	353.5	1	0	1	0	5
T4,W6	353.5	1	1	0	17	0
W5,T4	353.5	1	1	0	17	0
T2,W1,AT1	353.5	1	0	0	2	0
T2,D(AT1,W1)	353.5	1	0	0	0	1
T3,D(AT1,W1,T2)	378.5	1	0	0	0	1
AT1,AT2	3	1	0	0	0	2
T3,D(W1,T2)	378.5	1	0	0	0	1
W3,D(AT1,W1)	164.5	1	0	0	1	0
W2,T2	353.5	1	0	0	1	1
AT2,D(AT1,W1)	3	1	0	0	0	1
T3,T2	778.5	1	0	0	0	2
W6,D(AT1,W1)	164.5	1	0	0	1	0
W5,T2	353.5	1	0	0	1	1
W7,D(AT1,W1)	164.5	1	0	0	1	0
W7,T2	353.5	1	0	0	1	1
T2,D(W3,G1,W2)	517.5	1	0	0	0	1
W2,G1,W3	892.5	1	0	0	2	0
W2,D(W3,G1)	492.5	1	0	0	1	0
T3,D(W3,G1,W2)	517.5	1	0	0	0	1
W5,D(W3,G1,W2)	92.5	1	0	0	1	0
W7,D(W3,G1,W2)	92.5	1	0	0	2	0
T2,D(G1,W2)	917.5	1	0	0	0	1
T3,D(G1,W2)	917.5	1	0	0	0	1
W6,W3	164.5	1	0	0	2	0
W5,D(G1,W2)	492.5	1	0	0	1	0

W7,W3	164.5	1	0	0	2	0
W7,D(G1,W2)	492.5	1	0	0	1	0
AT1,D(W3,G1)	492.5	1	0	0	0	1
AT2,D(W3,G1)	492.5	1	0	0	0	1
T3,W2	353.5	1	0	0	1	1
W6,D(W3,G1)	492.5	1	0	0	1	0
W5,W2	164.5	1	0	0	2	0
W7,D(W3,G1)	492.5	1	0	0	1	0
W7,W2	164.5	1	0	0	2	0
AT1,D(W3,G1,W2)	92.5	1	0	0	0	1
W3,D(G1,W2)	492.5	1	0	0	1	0
AT2,D(W3,G1,W2)	92.5	1	0	0	0	1
W6,D(W3,G1,W2)	92.5	1	0	0	1	0
T2,D(AT2,W4,T3)	378.5	1	0	0	0	1
T3,W4,AT2	353.5	1	0	0	2	0
T3,D(AT2,W4)	353.5	1	0	0	0	1
T2,D(W4,T3)	378.5	1	0	0	0	1
AT1,D(AT2,W4)	3	1	0	0	0	1
W3,D(AT2,W4)	164.5	1	0	0	1	0
W6,D(AT2,W4)	164.5	1	0	0	1	0
W5,T3	353.5	1	0	0	1	1
W7,D(AT2,W4)	164.5	1	0	0	1	0
W7,T3	353.5	1	0	0	1	1
T2,D(W6,T4,W5)	353.5	1	0	0	0	1
W2,D(W6,T4,W5)	139.5	1	0	0	1	0
T3,D(W6,T4,W5)	353.5	1	0	0	0	1
W5,T4,W6	353.5	1	0	0	2	0
W7,D(W6,T4,W5)	139.5	1	0	0	2	0
T2,D(T4,W5)	378.5	1	0	0	0	1
T3,D(T4,W5)	378.5	1	0	0	0	1
W7,W6	164.5	1	0	0	2	0
W7,W5	164.5	1	0	0	2	0
W3,D(W6,T4,W5)	139.5	1	0	0	1	0
T2	353.5	91.2	0	0	1	1
D(W3,G1)	492.5	91.2	0	0	2	0
D(W3,G1,W2)	92.5	91.2	0	0	2	0
G1	892.5	91.2	0	0	2	0
D(G1,W2)	492.5	91.2	0	0	2	0
T3	353.5	91.2	0	0	1	1
T4	353.5	91.2	0	0	2	0

Для кожного варіанту схеми РП проведемо визначення збитку від перерви

електропостачання, спричиненого відмовами вимикачів:

Для варіанту а):

$$M(З) = 281,64 \text{ (тис. грн.)}$$

Аналогічно для варіанту б):

$$M(З) = 346,84 \text{ (тис. грн.)}$$

Визначаємо мінімальні приведені затрати для обох варіантів схем РП:

Для варіанту а):

$$З = r_n K + B + M(З_6) = 0,15 \cdot 431992 + 36287 + 281,64 = 101367,4 \text{ (тис. грн.)} \quad (2.38)$$

Для варіанту б):

$$З = r_n K + B + M(З_6) = 0,15 \cdot 353448 + 29689 + 346,84 = 83053,08 \text{ (тис. грн.)} \quad (2.39)$$

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними таблиці 2.10

Таблиця 2.10 - Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	А	Б
Капітальні затрати	431992	353448
Щорічні витрати	36287	29689
Очікуваний збиток	281,64	346,84
Розрахункові затрати	101367,4	83053

Варіанти схеми РП розрізняються за розрахунковими затратами 31 та 32, які відрізняються більш ніж на 5%. З цих причин кінцевим варіантом обирається варіант б) схеми РП 4/3.

Вибір системи електрозабезпечення власних потреб електричної станції

При виборі системи електрозабезпечення для власних потреб електричної станції враховуються блочні та загальностанційні навантаження, які отримують живлення від робочих трансформаторів власних потреб. Блочне навантаження живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб

Резервне живлення власних потреб здійснюється за допомогою

резервних магістралей, які підключені до резервних трансформаторів власних потреб. Резервні магістралі розділені на секції через 2-3 блоки. Кожен блок має дві секції живлення для власних потреб.

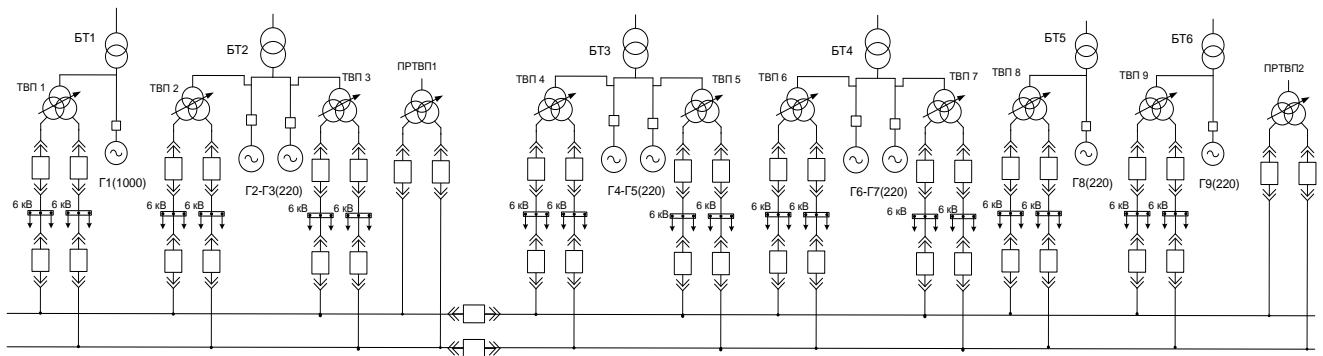


Рисунок 2.8 - Схема власних потреб ЕС.

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також уставок релейного захисту і автоматики, здійснюється розрахунок струмів короткого замикання (КЗ). Основною метою розрахунку є визначення періодичної складової струму КЗ для найбільш важкого режиму роботи мережі. Аперіодичну складову враховують приблизно, вважаючи, що вона має максимальне значення у розглядуваній фазі.

Розрахунок струмів КЗ виконується у такій послідовності:

- складається розрахункова схема;
- на основі розрахункової схеми створюється електрична схема заміщення;
- шляхом послідовних перетворень заступна схема спрощується до найбільш простої форми, де кожне джерело живлення або група джерел, що мають певну значення результуючої ЕДС, пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором.

Знаючи результуючу ЕДС джерела і результуючий опір, за законом Ома визначається початкове значення періодичної складової струму КЗ. Потім

визначається ударний струм, а при необхідності - періодична і аперіодична складові струму КЗ для заданого моменту часу.

Електрична заступна схема установки

На розрахунковій схемі електроустановки визначаються точки, в яких передбачається виникнення короткого замикання (КЗ). Потім для обраної точки КЗ створюється еквівалентна електрична заступна схема, яка відповідає вхідним даним розрахункової схеми, але всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюються електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути виражені відносними або іменованими одиницями. При розрахунках в іменованих одиницях всі опори схеми повинні бути виражені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеню). Таке приведення є необхідним, якщо між джерелом і точкою КЗ існує один або кілька ступенів трансформації.

У випадку розрахунків відносними одиницями необхідно заздалегідь привести всі опори елементів еквівалентної схеми до однакових базових умов.

Таким чином, для обраної точки КЗ складається еквівалентна електрична заступна схема, яка відповідає вихідним даним розрахункової схеми, але всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюються електричними.

(рисунок 2.11).

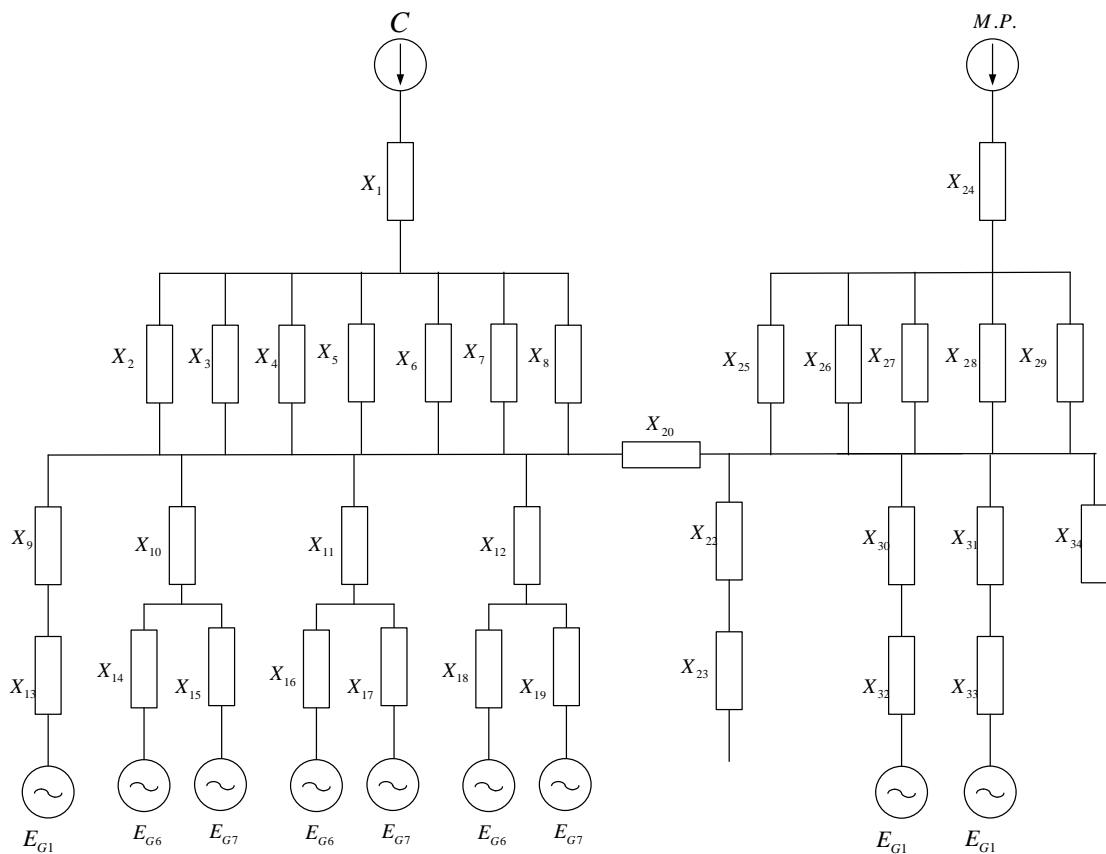


Рисунок 2.11 - Електрична заступна схема

Для проведення розрахунків використовується система відносних одиниць. З метою забезпечення однакових базових умов, всі опори елементів еквівалентної схеми будуть приведені до однакових значень відповідно до методичних вказівок. [3, таблиця 5.1–5.3].

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*1} = 0,11 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,0055; \quad (2.40)$$

- ЛЕП 330:

$$X_{*2-8} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,32 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,692; \quad (2.41)$$

- ЛЕП 150:

$$X_{*25-29} = X_{y\partial} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{154^2} = 2,53; \quad (2.42)$$

- блочних трансформаторів БТ1:

$$X_{*9} = \left(\frac{u_{\kappa \theta-H} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \right) = \left(\frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1250} \right) = 0,116; \quad (2.43)$$

- блочних трансформаторів БТ2-БТ4:

$$X_{*10-12} = \frac{u_{\kappa \theta-H} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,183; \quad (2.44)$$

- блочних трансформаторів БТ5-БТ6:

$$X_{*30,31} = \frac{u_{\kappa \theta-H} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275; \quad (2.45)$$

- генераторів G₁:

$$X_{*13} = X_{d*НОМ}'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 0,324 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,292; \quad (2.46)$$

- генераторів G₂- G₉:

$$X_{*14,15,16,17,18,19,32,33} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,738; \quad (2.47)$$

- РТВП 1:

$$- X_{*34} = 1,875 \cdot \frac{u_{\kappa \theta-H} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,125; \quad (2.48)$$

- РТВП 2:

$$X_{*23} = 1,875 \cdot \frac{u_{\kappa \theta-H} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,779; \quad (2.49)$$

- АТЗ:

$$u_{\kappa B} \% = 0,5 \cdot (u_{\kappa B-H} \% + u_{\kappa B-C} \% - u_{\kappa C-H} \%) = 0,5 \cdot (54 + 10,5 - 42) = 11,25\%; \quad (2.50)$$

$$X_{*B} = X_{*20} = \frac{\left(\frac{u_{\kappa B} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \right)}{2} = \frac{11,25 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 250} = 0,225; \quad (2.51)$$

$$X_{*C} = 0;$$

$$u_{\kappa H} \% = 0,5 \cdot (u_{\kappa B-H} \% + u_{\kappa C-H} \% - u_{\kappa B-C} \%) = 0,5 \cdot (54 + 42 - 10,5) = 42,75\%; \quad (2.52)$$

$$X_{*H} = X_{*20} = \frac{\left(\frac{u_{\kappa H} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \right)}{2} = \frac{42,75 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 250} = 0,855. \quad (2.53)$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

Значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць обчислюється за допомогою відповідної формули., кА:

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

де E''_* – ЕРС джерела, в.о.; $x_{рез*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов; I_B – базисний струм, кА:

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

К1 Підготовляємо розрахункову схему, у якій враховуються лише елементи, що впливають на точку КЗ К1, та спрощуємо цю схему до найпростішого вигляду. (рисунок 2.12).

$$X_{*35} = X_{*1} + \frac{x_{*2}}{7} = 0,0055 + \frac{0,692}{7} = 0,104; \quad (2.54)$$

$$X_{*36} = X_{*9} + X_{*13} = 0,116 + 0,292 = 0,408; \quad (2.55)$$

$$X_{*37} = X_{*38} = X_{*39} = \frac{x_{*14}}{2} = \frac{0,738}{2} = 0,369; \quad (2.56)$$

$$X_{*40} = X_{*41} = X_{*30} + X_{*32} = 0,275 + 0,738 = 1,013; \quad (2.57)$$

$$X_{*42} = X_{*43} = X_{*44} = X_{*10} + X_{*37} = 0,183 + 0,369 = 0,552; \quad (2.58)$$

$$X_{*45} = \frac{x_{*40}}{2} = \frac{1,013}{2} = 0,5065; \quad (2.59)$$

$$X_{*47} = X_{*45} + X_{*20} = 0,5065 + 0,225 = 0,7315; \quad (2.60)$$

$$X_{*48} = \frac{x_{*46} \cdot x_{*47}}{x_{*46} + x_{*47}} = \frac{0,184 \cdot 0,7315}{0,184 + 0,7315} = 0,147. \quad (2.61)$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,698 \text{ (кА)}. \quad (2.62)$$

$$I_{ПОС} = \frac{E''_{*C}}{X_{*35}} \cdot I_B = \frac{1}{0,104} \cdot 1,698 = 16,327 \text{ (кА)}; \quad (2.63)$$

$$I_{ПОГ1} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*36}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,408} \cdot 1,698 = 4,702 \text{ (кА)}; \quad (2.64)$$

$$I_{ПОГ2-9} = \frac{E''_{*G2-9}}{X_{*48}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,147} \cdot 1,698 = 13,052 \text{ (кА)}; \quad (2.65)$$

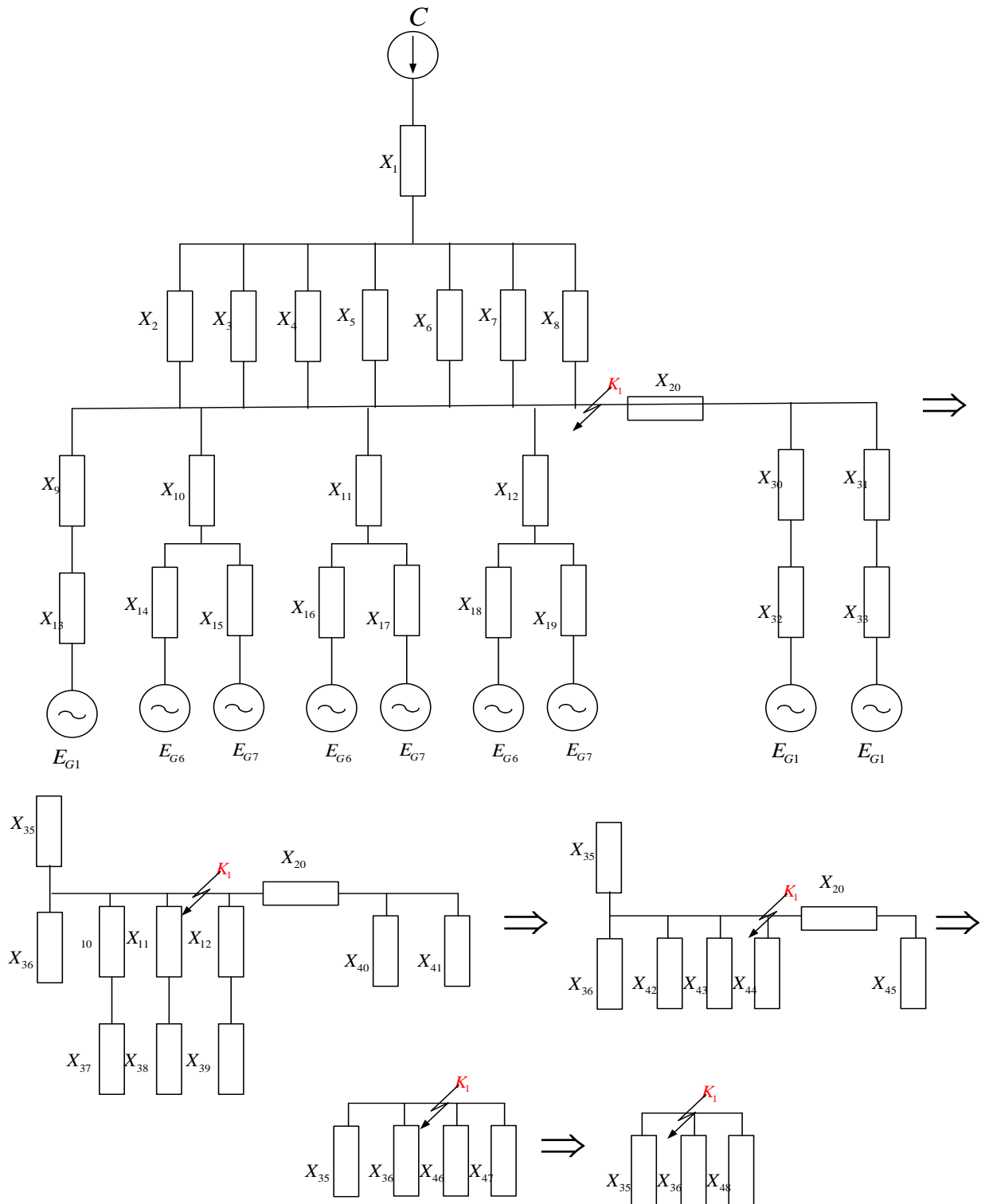


Рисунок 2.12 - Електрична заступна схема для точки К1

Для точок К2, К3, К4, К5 також виконується аналогічний розрахунок струмів короткого замикання, як для точки К1.

К6 На рисунку 2.13 наведена електрична заступна схема, яка використовується для розрахунку струмів короткого замикання в точці К6.

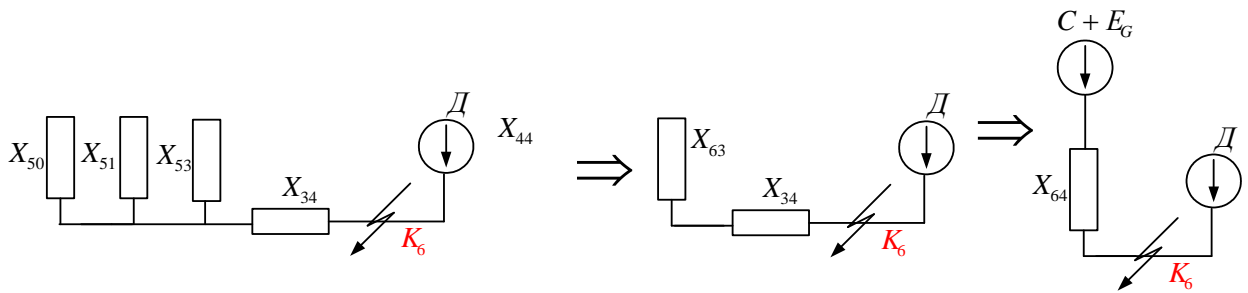


Рисунок 2.13 - Електрична заступна схема для точки К6

$$X_{*63} = \frac{X_{*50} \cdot X_{*51} \cdot X_{*53}}{X_{*50} \cdot X_{*51} + X_{*51} \cdot X_{*53} + X_{*50} \cdot X_{*53}} = \frac{0,5036 \cdot 1,975 \cdot 0,891}{0,5036 \cdot 1,975 + 1,975 \cdot 0,891 + 0,5036 \cdot 0,891} = 0,276$$

$$X_{*64} = X_{*63} + X_{*34} = 0,276 + 3,125 = 3,401;$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,642 \text{ (кА)}. \quad (2.66)$$

Визначимо початкове значення для періодичної складової струму КЗ:

$$\text{для генераторів і системи: } I_{ПО\ C,G} = \frac{E''_{C,G}}{X_{*64}} \cdot I_B = \frac{1}{3,401} \cdot 91,642 = 26,946 \text{ (кА)}; \quad (2.67)$$

для двигунів:

$$I_{ПО\ Д} = 1,25 \cdot 4 \cdot \Sigma P_{ном} / 2U_{ном},$$

де $\Sigma P_{ном}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв'язані з місцем КЗ, $U_{ном}$ – номінальна напруга двигунів.

Згідно [1] при живленні від РТВП:

$$\Sigma P_{ном} = S_{ном\ РТВП} = 63 \text{ (МВт)};$$

$$I_{ПО\ Д} = 1,25 \cdot 4 \cdot 63 / 2 \cdot 6,3 = 25 \text{ (кА)}. \quad (2.68)$$

Розрахунок для точки К7 струмів КЗ в проводимо аналогічно К6.

Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу

Значення ударного струму короткого замикання, яке зазвичай спостерігається через 0,1 секунди після початку короткого замикання, визначається за допомогою відповідного виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot k_y$$

де $I_{по}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

k_y - ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [3, таблиця 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a и k_y беремо з [3, таблиця 5.7].

Для вибору комутаційної апаратури, перш за все, необхідно знати значення періодичної і аперіодичної складових струму короткого замикання (КЗ) для часу $t > 0$.

$\tau = t_{\text{вл відк}} + 0,01$ с Розрахунковий час, для якого необхідно визначити ці струми КЗ, обчислюється шляхом врахування власного часу відключення вимикача (τ). Для сучасних вимикачів, цей час зазвичай не перевищує 0,2 секунди.

$$\text{Аперіодична складова струму КЗ: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

Для вибору τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.11 - Час відключення вимикачів

НА ВРП 330 кВ	ЛТВ – 330 – 40/3150 У1	$t_{\text{вл відк}} = 0,04$ С	$\tau = 0,05$ С
На ВРП 150 кВ	ЛТВ – 150 – 35,5/3150 У1	$t_{\text{вл відк}} = 0,05$ с	$\tau = 0,06$ с
Для ВП 6.3 кВ	КУ – 6 – 40 / 3200 У3	$t_{\text{вл відк}} = 0,075$ с	$\tau = 0,085$ с
НА НН АТЗ	ВВК – 35 – 40/2000 У1	$t_{\text{вл відк}} = 0,05$ с	$\tau = 0,06$ с

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо в таблицю 2.12

Таблиця 2.12 - Результати розрахунків $I_{\text{по}}$

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}$, кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К ₁	Система	16,327	0,05	0,04	1,78	0,286
	Генератори 1	4,702	0,05	0,3	1,967	0,846
	Генератор 2-9	13,052	0,05	0,26	1,955	0,825
К ₂	Система	7,444	0,06	0,04	1,78	0,223
	Генератори 1	2,145	0,06	0,3	1,967	0,818

	Генератор 2-9	13,116	0,06	0,26	1,955	0,793
	М. р.	2,764	0,06	0,03	1,717	0,135
К ₃	Система	79,92	0,05	0,04	1,78	0,286
	Генератори 2-9	63,81	0,05	0,26	1,955	0,825
	Генератор 1	93,093	0,05	0,44	1,978	0,892
К ₄	Система	32,155	0,05	0,04	1,78	0,286
	Генератори 1	9,263	0,05	0,3	1,967	0,846
	Генератори 2-8	38,604	0,06	0,26	1,965	0,793
	Генератор 9	56,128	0,06	0,326	1,97	0,831
К ₅	Система	5,364	0,05	0,04	1,78	0,286
	Генератори 1	1,545	0,05	0,3	1,967	0,846
	Генератори 2-9	9,449	0,05	0,26	1,965	0,825
К ₆	Генератори + С	26,946	0,085	0,077	1,884	0,331
	Ел. Двигуни в.п.	25	0,085	0,07	1,65	0,119
К ₇	Генератори + С	19,044	0,085	0,077	1,884	0,331
	Ел. Двигуни в.п.	25	0,085	0,07	1,65	0,119

Проведемо розрахунок складових струму короткого замикання (КЗ) та ударного струму КЗ для точок К1 і К6. Аналогічно, розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для точок К2, К3, К4, К5 буде виконаний так само, як для точки К1.

К₁ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 16.327 \cdot 1,78 = 41.099 \text{ (кА)}; \quad (2.69)$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4.702 \cdot 1,967 = 13,07 \text{ (кА)}; \quad (2.70)$$

$$i_{yG2-9} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2-9} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 13.052 \cdot 1,955 = 36.086 \text{ (кА)}; \quad (2.71)$$

Аперіодична складова:

$$i_{atC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 16.327 \cdot 0,286 = 6.603 \text{ (кА)}; \quad (2.72)$$

$$i_{atG1} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot e^{-\tau/T_{ag1}} = \sqrt{2} \cdot 4.702 \cdot 0,846 = 5.625 \text{ (кА)}; \quad (2.73)$$

$$i_{atG2-9} = \sqrt{2} \cdot I_{noG2-9} \cdot e^{-\tau/T_{ag2-9}} = \sqrt{2} \cdot 13.052 \cdot 0,825 = 15.228 \text{ (кА)}; \quad (2.74)$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [3, стор. 20] приймаємо, що $I_{n\tau} = I_{no} = const$.

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 16.327 \text{ (кА)};$$

Застосовуючи методику, яка описана в джерелі [3, рисунок 5.3], проводимо розрахунок періодичних складових струму короткого замикання (КЗ).

$$I'_{ном\ G1} = \frac{S_{ном\ G1}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\ K3}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1.886 \text{ (кА)}; \quad (2.75)$$

$$I'_{ном\ G2-9} = \frac{8 \cdot S_{ном\ G2-9}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\ K3}} = \frac{8 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 3.5 \text{ (кА)}; \quad (2.76)$$

$$\frac{I_{но\ G1}}{I'_{ном\ G1}} = \frac{4.702}{1.886} = 2,49; \text{ по [1, рисунок 5.3]:} \quad \frac{I_{нт\ G1}}{I_{но\ G1}} = 0,94 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{птG1-5} = 0,94 \cdot 4,702 = 4,419 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{но\ G2-9}}{I'_{ном\ G2-9}} = \frac{13.052}{3,5} = 3,729; \quad \text{по [1, рисунок 5.3]:} \quad \frac{I_{нт\ G2-9}}{I_{но\ G2-9}} = 0,9 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{птG2-9} = 0,9 \cdot 13,052 = 11,747 \text{ (кА)}.$$

К6 Здійснюємо розрахунок короткого замикання (КЗ) в системі власних потреб електростанції, використовуючи рекомендації, наведені у джерелі [4].

Ударний струм:

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{но(C+G)} \cdot k_{yC+G} = \sqrt{2} \cdot 26.946 \cdot 1,884 = 71.794 \text{ (кА)}; \quad (2.77)$$

де k_{yC+G} визначається по кривим [1, рисунок 5.5].

$$i_{y(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{но(D)} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 1,65 = 58.336 \text{ (кА)}. \quad (2.78)$$

Аперіодична складова:

$$i_{ат(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{по(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{а,C+G}} = \sqrt{2} \cdot 26.946 \cdot 0,332 = 12.635 \text{ (кА)}; \quad (2.79)$$

де $T_{а,C+G}$ визначається по кривим [1, рисунок 5.5] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{ат(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{по(D)} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 0,119 = 4.222 \text{ (кА)}. \quad (2.80)$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{пт(C+G)} = I_{по(C+G)} = 26.946 \text{ (кА)};$$

$$I_{пт(Д)} = I_{по(Д)} \cdot e^{-\tau/0,07} = 25 \cdot 0,297 = 7.423 \text{ (кА)}. \quad (2.81)$$

Таблиця 2.13- Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{но}$, кА	$I_{нт}$, кА	$i_{ат}$, кА	$i_{у}$, кА	При-мітки
К ₁ шини 330 кВ	Система	16,327	16,327	6,603	41,099	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератор 1	4,702	4,419	5,625	13,07	
	Генератор 2-9	13,052	11,747	15,228	36,086	
	Σ	34,081	32,493	27,456	90,255	
К ₂ шини 150 кВ	Система	7,444	7,444	2,347	18,738	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератор 1	2,145	2,145	2,466	5,967	
	Генератор 2-9	13,115	12,722	14,709	36,262	
	М. р.	2,764	2,764	0,527	6,712	
	Σ	25,469	25,075	20,048	67,679	
К ₃ генератор Г1	Система	79,92	79,92	32,324	201,18	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 2-9	63,81	62,534	74,448	176,42	
	Σ	143,73	142,454	106,772	377,41	
	Генератор 1	93,093	87,714	117,43	260,41	
	Σ	236,823	230,18	224,202	638,006	
К ₄ генератор Г9	Система	32,155	32,155	13,005	80,943	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 1	9,263	9,263	11,082	25,767	
	Генератор 2-8	38,604	38,604	43,293	106,73	
	Σ	80,022	80,022	67,38	213,44	
	Генератор 9	56,128	47,147	65,962	156,373	
	Σ	136,15	127,169	133,342	369,813	
К ₅ НН АТЗ	Система	5,364	5,364	2,169	13,503	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератор 1	1,545	1,545	1,848	4,298	
	Генератор 2-9	9,449	9,449	11,024	26,125	
	Σ	16,358	16,358	15,041	43,926	
К ₆ ПРТВП1	Генератор + С	26,946	26,946	12,635	71,794	Для вибору вимикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	25	7,423	4,222	58,336	
	Σ	51,946	34,369	16,857	130,13	

У таблиці 2.13 наведено результати розрахунків складових струмів короткого замикання (КЗ) і ударного струму для всіх точок КЗ. В даному розділі було виконано розрахунок струмів КЗ, використовуючи методи еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечують точність розрахунків з похибкою не більше 15%. Ця точність дозволяє подальше вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин та інших елементів системи.

2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

При виникненні короткого замикання (КЗ) в провіднику відбувається додаткове нагрівання, що перевищує нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм в робочому режимі, нагрів провідника може досягти критичних значень, що призводить до плавлення або обвуглювання ізоляції, деформації та плавлення струмоведучих частин тощо.

Одним з критеріїв термічної стійкості провідника є його допустима температура під час КЗ. Тому провідник або апарат вважають термостійким, якщо їхня температура в процесі КЗ не перевищує встановленого допустимого значення.

Оцінка термічної стійкості провідника здійснюється шляхом визначення B_k , що є наближеним методом через складну залежність струму КЗ від часу.

Тепловий імпульс розраховується по-різному залежно від розташування точки КЗ. Виділяються три характерні випадки:

- 1) Віддалене КЗ;
- 2) КЗ близько до генераторів;
- 3) КЗ близько до групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначається за формулою

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{відк} + T_a)$$

де $t_{відк}$ - час відключення (час дії струму КЗ).

Даний метод рекомендується для розрахунку теплового імпульсу в ланцюгах високовольтних розподільних пунктів (ВРП).

К₁ (шини РП ВН)

$t_{\text{відк}} = 0,2$ (див. [1] таблиця (6.2.))

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$W_k = 34,081^2 \cdot (0,3 + 0,2) = 580,757 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.82)$$

К₂ (шини РП СН)

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$W_k = 25,469^2 \cdot (0,3 + 0,2) = 324,335 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.83)$$

К₃ (на шинах Г1)

Найбільш складним випадком є визначення теплового імпульсу при короткому замиканні (КЗ) у непосредственній близькості до генераторів. У цьому випадку окремо враховуються імпульси періодичних і аперіодичних складових квадратичного струму КЗ.

Імпульс квадратичного струму, що походить від періодичних складових струмів генераторів і системи, має три компоненти, які обумовлені періодичним струмом системи (Впс), періодичним струмом генераторів (Впг) і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів (Впгс):

$$W_{\text{кп}} = W_{\text{кпс}} + W_{\text{кпг}} + W_{\text{кпг+с}}$$

$$W_{\text{кп}} = 82633,25 + 10746,22 + 61013,9 = 154393,37 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.84)$$

де

$$W_{\text{кпс}} = I_{\text{с}}^2 t_{\text{відк}}$$

$$W_{\text{кпс}} = 143,73^2 \cdot 4 = 82633,25 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.85)$$

$$W_{\text{кпг}} = W_{*\text{пг}} I_{\text{пог}}^2 t_{\text{відк}}$$

$$W_{\text{кпг}} = 0,31 \cdot 93,093^2 \cdot 4 = 10746,22 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.86)$$

$$W_{\text{кпс+г}} = 2I_{\text{с}} \cdot T_* \cdot I_{\text{пог}} \cdot t_{\text{відк}}$$

$$W_{\text{кпс+г}} = 2 \cdot 143,73 \cdot 0,57 \cdot 93,093 \cdot 4 = 61013,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.87)$$

$$t_{\text{відк}} = 4 \text{ (с) (див. [1] таблиця (6.2.))}$$

$T_* = 0,57$ $V_{*пг} = 0,31$ - тепловий і струмовий імпульси, що відносяться до періодичної складової струму генератора ТВВ-1000, можна знайти у відповідних джерелах, зокрема у [3] (див. рисунок 6.2.).

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи можна визначити за допомогою відповідного виразу:

$$V_{ка} = I_c^2 T_{ac} + I_{пог}^2 T_{ар} + \frac{4I_c I_{пог}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{ар}}}$$

$$V_{ка} = 143,73^2 \cdot 0,04 + 93,093^2 \cdot 0,44 + \frac{4 \cdot 143,73 \cdot 93,093}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,44}} = \quad (2.88)$$

$$= 4934,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$V_k = V_{кп} + V_{ка}$$

$$V_k = 154393,37 + 4934,9 = 159328,27 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.89)$$

К4 (на шинах Г2)

$$V_{кп} = V_{кпс} + V_{кпг} + V_{кпг+с}$$

$$V_{кп} = 25614,08 + 3906,4 + 20481,12 = 50001,16 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.90)$$

де

$$V_{кпс} = I_c^2 t_{відк}$$

$$V_{кпс} = 80,022^2 \cdot 4 = 25614,08 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.91)$$

$$V_{кпг} = V_{*пг} I_{пог}^2 t_{відк}$$

$$V_{кпг} = 0,31 \cdot 56,128^2 \cdot 4 = 3906,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.92)$$

$$V_{кпс+г} = 2I_c \cdot T_* \cdot I_{пог} \cdot t_{відк}$$

$$V_{кпс+г} = 2 \cdot 80,022 \cdot 0,72 \cdot 56,128 \cdot 4 = 20481,12 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}. \quad (2.93)$$

$t_{відк} = 4$ (с) (див. [1] таблиця (6.2.))

$T_* = 0,57$ $V_{*пг} = 0,31$ - тепловий і струмовий імпульси, що виникають внаслідок періодичної складової струму генератора ТВВ-220, можна визначити у відносних одиницях за допомогою відповідних формул, які наведені в джерелі [3] на рисунку (6.2.).

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають з виразу:

$$B_{ка} = I_c^2 T_{ac} + I_{пог}^2 T_{ар} + \frac{4I_c I_{пог}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{ар}}}$$

$$B_{ка} = 80,022^2 \cdot 0,04 + 56,128^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 80,022 \cdot 56,128}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,326}} =$$

$$= 1923,2 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \quad (2.94)$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}$$

$$B_k = 50001,6 + 1923,2 = 51924,8 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}). \quad (2.95)$$

K_5 (на стороні низької напруги АТЗ)

$t_{відк} = 0,2$ (див. [1] таблиця (6.2.))

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

$$B_k = 16,358^2 \cdot (0,3 + 0,2) = 133,79 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}). \quad (2.96)$$

K_6 (на шинах ПРТВП1)

При виникненні короткого замикання поблизу групи електродвигунів, такої як система відповідної потужності на електростанції, необхідно враховувати їх вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму короткого замикання з урахуванням електродвигунів рекомендується використовувати відповідну формулу:

$$B_k = I_{пос}^2 \cdot (t_{відк} + T_{а сх}) + I_{по Д}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_Д + T_{а сх}) + 2 \cdot I_{по Д} \cdot I_{пос} \cdot (T'_Д + T_{а сх})$$

$$B_k = 26,946^2 \cdot (0,2 + 0,074) + 25^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,074) +$$

$$+ 2 \cdot 26,946 \cdot 25 \cdot (0,07 + 0,074) = 441,397 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}) \quad (2.97)$$

де

$$T_{а сх} = \frac{T_{ac} I_{пос} + T_{а Д} I_{по Д}}{I_{пос} + I_{по Д}}$$

$$T_{а сх} = \frac{0,077 \cdot 26,946 + 0,07 \cdot 25}{26,946 + 25} = 0,074 (\text{с}). \quad (2.98)$$

$$t_{\text{відк}} = 0,2 \text{ с (див. [1] таблиця (6.2.))}$$

$I_{\text{пос}}, I_{\text{по д}}, T_{\text{ас}}, T_{\text{а д}}, T'_{\text{д}}$ - параметри режиму КЗ (див. [3] розділ (5.6.)).

$$T'_{\text{д}} = 0,07 \text{ с}$$

Таблиця 6.1 - Результати розрахунку теплових імпульсів.

т. КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅	К ₆
$B_{\text{к}},$ кА ² ·с	580.757	324.335	159328,27	51924,8	133,79	441,397

2.7 Вибір комутаційного обладнання

При виборі комутаційних апаратів проводиться перевірка відповідності їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, які можуть виникнути під час експлуатації..

Таблиця 2.14 - Вибір комутаційних апаратів.

Розрахункові дані	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП -330 кВ	ЛТВ-420Е2	РП-330Б-2/3200УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 420 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2,046 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$i_{\text{а,т}} = 27,456 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 32}{100} = 18,102 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,т}} = 32,493 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}}$ $= 73,4 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}) =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + \frac{32}{100}) = 74,67 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,0}} = 34,081 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{y}} = 90,255 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 580,757 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2\text{с}$
ВРП -150 кВ	ЛТВ D1/В	РНД31 – 150/2000 У1
$U_{\text{уст}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 170 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,443 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}$

$i_{a,\tau} = 20,048 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 2,64}{100} = 13,254 \text{ кА}$	-
$I_{п,\tau} = 25,075 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном.}} = 40 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{a,\tau}$ $= 55,509 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{26,4}{100}\right) = 66,27 \text{ кА}$	-
$I_{п,0} = 25,469 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 35,5 \text{ кА}$	-
$i_y = 67,679 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 324,335 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Генератор 220 МВТ	ВВГ – 20 – 160/12500 У3	РВП – 20/12500 У3
$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 9,967 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 67,38 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 160 \cdot 3,6}{100} = 7,919 \text{ кА}$	-
$I_{п,\tau} = 80,022 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном.}} = 160 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{a,\tau}$ $= 180,548 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 160 \cdot \left(1 + \frac{3,6}{100}\right) = 234,193 \text{ кА}$	-
$I_{п,0} = 56,128 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	-
$i_y = 213,44 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 410 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 490 \text{ кА}$
$B_k = 51924,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 102400 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 129600 \text{ кА}^2\text{с}$
АТЗ НН	ZAP1-FP40	РНД31 -35/2000 У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1,039 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 2 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 15,041 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31}{100} = 11,879 \text{ кА}$	-
$I_{п,\tau} = 16,358 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном.}} = 40 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{a,\tau}$ $= 38,174 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{31}{100}\right) = 68,448 \text{ кА}$	-

$I_{п,0}=16,358$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	-
$i_y = 43,926$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 133,79$ кА ² с	$I_{терм}^2 t_{терм} = 4800$ кА ² с	$I_{терм}^2 t_{терм} = 992,25$ кА ² с
РПВП 6 кВ	ВР-6К	
$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	
$I_{max} = 1,039$ кА	$I_{ном} = 4$ кА	
$i_{а,τ} = 12,635$ кА	$i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 2}{100} = 8,91$ кА	
$I_{п,τ} = 26,946$ кА	$I_{отк.ном.} = 40$ кА	
$I_{п,0} = 26,946$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	
$i_y = 71,794$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	
$B_k = 441,397$ кА ² с	$I_{терм}^2 t_{терм} = 4800$ кА ² с	

На генератор ТВВ-1000-2УЗ приймаємо генераторний вимикач навантаження КАГ – 24 – 30/30000 УЗ.

Обрані комутаційні апарати гарантують надійну комутацію елементів електричних схем як у робочому, так і у аварійному режимах..

2.8 Вибір струмоведучих частин

При виборі збірних шин ВРП-330 кВ керуємося робочим максимальним струмом найпотужнішого підключення, яким є генератор.

Згідно [3] :

$$I_{р.макс} = \frac{S_{ном \Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0.95} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0.95} = 2.046 \text{ (кА)}. \quad (3.99)$$

Вибираємо шини з проводу 2хАС 600/72, каталожні дані взято з [3,с.624].

$$I_{доп. макс} = 1050 \cdot 2 = 2070 \text{ А}; d = 33,2 \text{ мм.}$$

Перевірка по допустимому струму :

$$I_{доп} = 2 \cdot 1050 = 2100 \text{ А} > I_{р.макс} = 2046 \text{ А}. \quad (2.99)$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 30,612 \text{ (кВ/см)}. \quad (2.99)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу.

$r_0 = d/20 = 1,66$ см. – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}},$$

де k – коефіцієнт, що враховує кількість проводів у фазі n [3, таблиця 7.4]:

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,66}{40} = 1,083; \quad (2.100)$$

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, таблиця 7.4]:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,66 \cdot 40} = 8,149 \text{ (см)}; \quad (2.101)$$

$D_{\text{ср}}$ - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)}; \quad (2.102)$$

де D - відстань між сусідніми фазами. [3, таблиця 7.3];

де U_{\max} – максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ($U_{\max}=347$ кВ);

$$E = 1,083 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{567}{8,149}} = 21,748 \text{ (кВ/см)}. \quad (2.103)$$

$$0,9 \cdot 30,612 = 27,551 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 21,748 = 23,27 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова задовольняється, тому проводи не піддадуться коронуванню.

Перевірка на термічний вплив не проводиться, оскільки шини виконані як голі проводники на відкритій території.

Здійснимо перевірку шин на електродинамічну стійкість, використовуючи методику, яка описана у джерелі [3, стор. 44].

Виконаємо розрахунок сил, що виникають внаслідок тривалого протікання струмів при двофазному короткому замиканні.:

$$f = 0.15 \cdot \frac{I_{\text{по}}^2}{D} = 0.15 \cdot \frac{34,081^2}{4,5} = 38,717 \text{ (Н/м)}, \quad (2.104)$$

де $I_{\text{по}}$ -періодична складова струму при трифазному КЗ, кА;

D - відстань між сусідніми фазами, м.

Визначимо силу тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням міжфазних розпорок:

$$q = 1.1 \cdot 9.8 \cdot m \cdot n = 1.1 \cdot 9.8 \cdot \frac{2 \cdot (1603 + 567)}{1000} = 46,785 \text{ (кг)}, \quad (2.105)$$

де m - маса 1 м струмопроводу, кг;

n - кількість проводів у фазі.

Виконаємо розрахунок еквівалентного часу швидкодії захисту на основі імпульсу:

$$t_{\text{екв}} = t_3 + 0,05 = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ (с)},$$

де t_3 - дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, ($t_3=0,1 \div 0,2$) с;

Виконуємо розрахунок співвідношення $\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{екв}}}$, де h позначає максимальну розрахункову стрілу провисання проводу в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі. За даними з джерела [3] для ВРП значення h дорівнює 2,5 метра.

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{екв}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54.$$

За допомогою діаграми, яка наведена на рисунку 4.8 [3], для значення $f/g = 38.717/46.785 = 0.83$ визначаємо відношення $b/h = 0.27$, де b відображає відхилення проводу в метрах. Звідси отримуємо $b = 0,27 \cdot 2,5 = 0,675$ метра.

Визначимо максимально допустиме значення відстані, на яку може відхилитись провід:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{4,5 - 0,018 - 1,4}{2} = 1,541 \text{ (м)}. \quad (2.106)$$

де d -діаметр струмопроводу, м;

$a_{\text{доп}}$ - найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого сближення, з таблиці 7.3 [3].

$$b < b_{\text{доп}}, \text{ умова виконується.} \\ 0,675 < 1,541$$

Гнучкі струмопроводи з розщепленими фазами піддаються перевірці щодо електродинамічної взаємодії між провідниками однієї фази. Розглядаються зусилля, які діють на кожен провідник внаслідок взаємодії з усіма іншими $(n-1)$ провідниками:

$$f_{\text{ц}} = \frac{n-1}{n} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{п0}}^2}{d} = \frac{2-1}{2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{34081^2}{0.018} = 3226 \text{ (Н/м)}. \quad (2.107)$$

Питоме навантаження на кожен провід від взаємодії при КЗ:

$$\gamma_{\text{ц}} = f_{\text{ц}} / g = 3226 / 600 = 5.377 \text{ МПа/м}, \quad (2.108)$$

де g – переріз проводу, мм^2 .

Питоме навантаження на провід від власної ваги:

$$\gamma_1 = 9,8 \cdot m / g = 9.8 \cdot 1.603 / 600 = 0.035 \text{ МПа/м}. \quad (2.109)$$

Зафіксувавши максимальне значення навантаження на фазу в нормальному режимі, $T_{\text{ф.мах}} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$, визначаємо максимальне напруження, що виникає в проводі в цьому режимі:

$$\sigma_{\text{мах}} = T_{\text{ф.мах}} / n \cdot g = 100 \cdot 10^3 / 2 \cdot 600 = 83.333 \text{ МПа}. \quad (2.110)$$

Допустима відстань між розпорками в середині фази:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\text{мах}} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\text{мах}} \cdot 24 \cdot \beta}{(\gamma_k + k \cdot \gamma_1) \cdot (\gamma_k - k \cdot \gamma_1)}} = \\ = 1.8 \cdot 83.333 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(1.8-1) \cdot 83.333 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(5.377 + 1.8 \cdot 0.035) \cdot (5.377 - 1.8 \cdot 0.035)}} = 4.45 \text{ м}, \quad (2.111)$$

де k – коефіцієнт допустимого збільшення механічної напруженості в проводі при КЗ;

β – коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу (для алюмінію

$$\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}.$$

Отже, згідно [3], встановлюємо внутрішньофазні розпорки через 4,4 м.

Вибір шин на ділянці схеми ВРП 330 кВ – БТ1

Вибір перерізу проводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}},$$

де $I_{\text{норм}}$ – струм нормального режиму (без перевантажень); $J_{\text{ек}}$ – нормована густина струму, [А/мм²], [3, таблиця 4.5].

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,833 \text{ [кА]}; \quad (2.112)$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{1833}{1} = 1833 \text{ [мм}^2\text{]}. \quad (2.113)$$

Вибираємо

АС 1000/56 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 1200 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп. макс}} = 1200 \cdot 2 = 2400 \text{ А}$$

$$q = 1000 \text{ мм}^2 \Rightarrow q_{\Sigma} = 1000 \cdot 2 = 2000 \text{ [мм}^2\text{]};$$

$$d = 42,4 \text{ мм};$$

$$r_0 = 21,2 \text{ мм};$$

$$q_{\Sigma} = 2000 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{\text{ек}} = 1833 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

Виконуємо перевірку шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,12}} \right) = 29,948 \text{ (кВ/см)}, \quad (2.114)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу.

$r_0 = d/20 = 2,12 \text{ см}$. – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}},$$

де k – коефіцієнт, що враховує кількість проводів у фазі n [3, таблиця 7.4]:

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{2,12}{40} = 1,106; \quad (2.115)$$

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, таблиця 7.4]:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{2,12 \cdot 40} = 9,2 \text{ (см)}; \quad (2.116)$$

D_{cp} - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)}, \quad (2.117)$$

де D - відстань між сусідніми фазами. [3, таблиця 7.3]

U_{\max} – максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ($U_{\max}=347$ кВ);

$$E = 1,106 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 2,12 \cdot \lg \frac{567}{9,2}} = 18,06 \text{ (кВ/см)}. \quad (2.118)$$

$$0,9 \cdot 29,948 = 26,95 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 18,06 = 19,32 \text{ (кВ/см)}.$$

Оскільки умова виконується, проводи не будуть піддаватись коронуванню. Вибір шин для інших ділянок схеми здійснюється за аналогічним алгоритмом, і отримані результати об'єднуються в таблицю 2.15.

Таблиця 2.15 - Вибір шин

Ділянка	Провід
ВРП 150 збірні	2х АС 400/22
ВРП 330 збірні	2х АС 600/72
ВРП 330 – БТ1	2х АС 1000/56
ВРП 330 – БТ2-4	2х АС 500/27
ВРП 330 – АТ	2х АС 500/27
ВРП 150 – БТ5-6	АС 1000/56
ВРП 150 – АТ	2х АС 750/93
ВРП 150 – ПРТВП	АС 300/39

НН АТЗ – ПРТВП

2x 550/71

Вибір комплектних екранованих струмопроводів.

Комплектні екрановані струмопроводи мають застосування для з'єднання виводів потужних генераторів з під'єднуючими трансформаторами та ТВП, при цьому кожна фаза розташована у закритому металевому корпусі.

Вибір комплектних екранованих струмопроводів проводиться згідно наступних критеріїв:

- 1) Тип генератора;
- 2) Напруга $U_{ном.ген}$, що дорівнює напрузі $U_{ном.стр}$;
- 3) Номінальний струм $I_{ном.ген}$, що співпадає з номінальним струмом $I_{ном.стр}$;
- 4) Перевірка іуд ідин.

Крім того, комплектні екрановані струмопроводи також використовуються для з'єднання трансформаторів для власних потреб з КРП.

Для вибору комплектних пофазно екранованих струмопроводів виконується аналіз основних технічних даних, які вносяться до таблиці 2.16.

Обрані струмопроводи відповідають всім вимогам і параметрам.

Для ділянок від генератора ТВВ-1000 до ТВП використовується комплектний екранований струмопровід типу ТЭКНЕ – 24/3150 – 750 У1, а для ділянок від ТВВ-220 до ТВП використовується комплектний екранований струмопровід типу ТЭКНЕ – 20/1600 – 375 У1.

Вибір жорстких шин та ізоляторів.

Для створення збірних шин ВП 6,3 кВ використовуються жорсткі алюмінієві шини, які надійно закріплюються на ізоляторах. Вибір перерізу шин здійснюється на основі розрахунку їх нагріву відповідно до допустимого струму.

Таблиця 2.16 - Вибір комплектних пофазно екранованих стумопроводів.

Параметри	ТЭКН-Е-20-10000-300	ТЭКН-П-24-24000-560
Тип турбогенератора	ТВВ-220-2ЕУЗ	ТВВ-1000-2УЗ
Номинальна напруга кВ:		
Турбогенератора	15,75	20
Стумопроводу	20	24
Номинальний струм А:		
Турбогенератора	8625	26700
Стумопроводу	10000	30000
Електродинамічна стійкість, кА	300	560
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-500	ОФР-24-750 кр
Крок між ізоляторами мм	3000	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/15	ЗНОМ-24
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-10000/5	ТШВ-24-30000/5

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ПРТВЛ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{63}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,886 \text{ кА}. \quad (2.119)$$

За умовами експлуатації беремо алюмінієві шини коробчатого перерізу [3, с.625].

$$(100 \times 45 \times 6), I_{\text{доп.}} = 3500 \text{ А}, g = 1010 \text{ мм}^2.$$

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 2886 \text{ А} < I_{\text{доп.}} = 3500 \text{ А}.$$

Перевіримо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C,$$

де C – функція значення якої наведено в [1, таблиця 6.3].

$$\sqrt{441.397 \cdot 10^6} / 90 = 233.438 \text{ (мм}^2\text{)}, q = 1010 \text{ мм}^2 > q_{\min} = 233.438 \text{ мм}^2$$

Шини термічно стійкі.

Шини володіють високою термічною стійкістю. Здійснимо перевірку механічної міцності шин. Шини з коробчатим перерізом мають значний

момент інерції, тому розрахунок проводиться без урахування коливальних процесів в механічній конструкції. Припускаємо, що швелери шин є жорстко з'єднаними по всій довжині зварним швом, тому момент опору $W_{y0-y0} = 100 \text{ см}^3$ [3, таблиця ПЗ.5]. При розташуванні шин у вершинах прямокутного трикутника використовується розрахункова формула згідно з [3, таблицею 4.3]. Результатом є напруженість у матеріалі шин, виражена у мегапаскалях.:

$$\sigma_{\phi_{\max}} = K_p \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-2},$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, приймаємо $l = 2 \text{ м}$.

$$\sigma_{\phi_{\max}} = 2.5 \cdot 10^{-2} \frac{2^2 \cdot 130,13^2}{0,8 \cdot 58} = 36,905 \text{ (МПа)}, \quad (2.120)$$

$$\sigma_{\text{роз.}} = \sigma_{\phi_{\max}} = 36.905 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 75 \text{ МПа}. \quad (2.121)$$

Отже, шини володіють високою механічною міцністю. Переходимо до вибору ізоляторів. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, і вибір цих ізоляторів здійснюється відповідно до таких умов:

$$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}; F_{\text{розр}} \leq F_{\text{дон}},$$

де $U_{\text{уст.}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно РП та ізолятора;

$F_{\text{дон}}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розр}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2, с.282] опорний ізолятор И25 – 80 УХЛЗ: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ (кВ)}$,

$F_{\text{розрmax}} = 25 \text{ (кН)}$, висота ізолятора $H_{\text{із}} = 130 \text{ мм}$.

Максимальна сила, що діє на вигинання [3. таблиця 4.3]:

$$F_g = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,62 \cdot \frac{130,13^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-1} = 6858 \text{ (Н)}. \quad (2.122)$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$k_h = \frac{H_{\text{із}} + c + h/2}{H_{\text{із}}} = \frac{130 + 6.5 + 125/2}{130} = 1.531. \quad (2.123)$$

Розрахункове навантаження на ізолятор:

$$F_{розр} = k_h \cdot F_g = 1,531 \cdot 6858 = 10499(H). \quad (2.124)$$

Допустиме навантаження на ізолятор:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{розр} = 0,6 \cdot 25000 = 15000(H). \quad (2.125)$$

$F_{розр} < F_{доп}$, умова виконується.

Вибираємо по [2. с 288] прохідний ізолятор ИП – 10/4000 – 4250 У2:

$$U_{уст} = 6,3 \text{ (кВ)} < U_{ном} = 10 \text{ (кВ)};$$

$$I_{max} = 2.886 \text{ (кА)} < I_{ном} = 4 \text{ (кА)};$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_B = 0,5 \cdot 6858 = 3429 \text{ (Н)}; \quad (2.126)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 42500 = 25500 \text{ (Н)}; \quad (2.127)$$

$F_{розр} < F_{доп}$, всі умови виконуються.

Вибір кабеля

Залежно від місця прокладки, властивостей середовища та механічних зусиль, що діють на кабель, рекомендується використання різних марок кабелів.

Проведемо вибір кабеля для ЕД ВП з резервним збуджувальним системою ВП за моделлю ДАЗ-2012-16. Паспортні дані цього кабеля будемо брати з таблиці 4.23 з джерела [5]:

- Номінальна потужність: $P_{ном} = 4000 \text{ кВт}$;

- Номінальний струм: $I_{ном} = 498 \text{ А}$;

- Коефіцієнт потужності: $\cos\phi_{ном} = 0,87$.

по напрузі установки: $U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ}$;

по конструкції (таблиця 7.5 [1]): обираємо кабель ВРГ;

по економічній густині струму: $q_e = \frac{I_{ном}}{J_e} = \frac{498}{2,7} = 184,444 \text{ мм}^2$,

де $J_e = 2,7$ – економічна густина струму, таблиця 4.5, с. 233 [3].

Приймаємо два трьохжильних кабеля $2 \times 3 \times 150 \text{ мм}^2$, $I_{доп ном} = 290 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму: $I_{доп} = k_2 \cdot I_{доп\ ном} = 2 \cdot 0,87 \cdot 290 = 504 \text{ А.}$

$$I_{доп} = 504 \text{ А} > I_{ном} = 498 \text{ А.}$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{441,397 \cdot 10^6}}{160} = 131,309 \text{ мм}^2,$$

де $C = 160$ для кабелів з паперовою ізоляцією і мідними жилами.

$$q = 150 \text{ мм}^2 > q_{\min} = 131,309 \text{ мм}^2.$$

В результаті, ми приймаємо рішення використовувати два кабелі ВРГ 3х150. Обрані струмопровідні елементи здатні забезпечити передачу потужностей і надійну роботу всіх компонентів схеми.

Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів

Для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг використовуються розрядники, які складаються з колонки іскрових проміжків, шунтованих нелінійними резисторами, та нелінійних робочих резисторів, що розташовані у герметично закритій фарфоровій кришці.

Вибір розрядників здійснюється відповідно до напруги установки. У нейтралі трансформатора розрядники встановлюються на клас нижче від напруги установки. Розрядники вибрані згідно з [5, таблиця 5.20]. Усі обрані розрядники занесені до таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 - Вибір розрядників

Місце встановлення	U _{ном} , кВ	Тип розрядника
ЛЕП-330	330	РВМГ-330МУ1
Виводи БТ 1 з боку ВРП 330кВ	330	РВМГ-330МУ1
Виводи БТ 1 з боку генератора	24	РВЭ – 25М
Виводи БТ 2-4 з боку ВРП 330кВ	330	РВМГ-330МУ1
ЛЕП-150	150	РВМГ-150МУ1

СН АТЗ	150	РВМГ-150МУ1
НН АТЗ	36,75	РВМ-35У1
ТВП 1	24	РВМ-35У1
ТВП 2-9	15	РВМ-20У1
Нейтралі тр-рів 150 кВ	150	РВМГ-150 МУ1
Виводи БТ 2-6 з боку генераторів	15	РВМ-20У1
ВН АТЗ	330	РВМГ-330МУ1
Виводи БТ 5-6 з боку ВРП 150кВ	150	РВМГ-150МУ1

Для ЛЕП напругою 150 та 330 кВ встановлюються високочастотні загороджувачі. Вибір загороджувачів здійснюється на підставі їх номінального струму та напруги. Максимальний струм в лінії 330 кВ.:

$$I_{\max.\text{ЛЕП}330} = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,9} = 777 [\text{A}]. \quad (2.128)$$

Вибираємо високочастотний загороджувач ВЗ-2000-1,0У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: 777 [\text{A}] < 2000 [\text{A}].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 330 [\text{kV}] = 330 [\text{kV}].$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$90,255 [\text{kA}] < 102 [\text{kA}];$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$580,757 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}] < 40^2 \cdot 1 = 1600 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}]. \quad (2.129)$$

Усі необхідні умови виконуються. Для ліній напругою 150 кВ аналогічно вибирається загороджувач типу ВЗ-630-0,5 У1.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Для вибору вимірювального трансформатора струму в колі ЛЕП напругою 330 кВ використовується приклад трансформатора струму. Обираємо вбудований трансформатор струму ТФУМ 330А У1 з такими параметрами: $U_{ном} = 330$ кВ, $I_{ном} = 1000$ А, $z_{2ном} = 50$ Ом, $t_{тер} = 1$ с, клас точності 0,5.

Перевірка вимірювального трансформатора проводиться за наступними умовами:

- По напрузі установки: $U_{уст} = 330$ кВ $\leq U_{ном} = 330$ кВ;
- По допустимому струму:

$$I_{роб\max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 300 \cdot 0.9} = 0,777 \text{ кА}; \quad (2.130)$$

$$I_{роб.\max} = 777 \text{ А} < I_{ном} = 1000 \text{ А}. \quad (2.131)$$

По електродинамічній стійкості:

Стійкість шинних трансформаторів струму до електродинамічних навантажень залежить від стійкості самого конструктивного вирішення шин, тому перевірка за цією умовою не проводиться.

Однак, враховуючи термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \\ 580,757 \text{ (кА}^2/\text{с)} < 19,3^2 \cdot 2 = 744,98 \text{ (кА}^2/\text{с)}. \quad (2.132)$$

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров.}$ – розрахункове навантаження; $R_k = 0.1$ Ом – опір контактів; $R_{з.пров.}$ – опір з'єднувальних проводів; $\Sigma Z_{пр} = \frac{\Sigma S_{пр}}{I_{2н}^2}$ – сумарний опір приладів.

Для визначення сумарної потужності приладів скористаємося таблицею 2.18.

Таблиця 2.18 – Сумарна потужність приладів у трансформаторі струму.

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
2	Ватметр	Д-305	0.5	–	0.5
3	Варметр	Д-305	0.5	–	0.5
4	Датчик активної потужності	Е-829	10	-	10
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	10	-	10
Сумарне значення			21,1	0,1	21,1

Опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \frac{21,1}{5^2} = 0,844 \text{ Ом.} \quad (2.133)$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2\text{н}} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_{\text{к}} = 50 - 0.844 - 0.1 = 49,056 \text{ Ом.} \quad (2.134)$$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$F_{\text{з.н}} \geq \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{49,056} = 0,054 \text{ мм}^2, \quad (2.135)$$

Відповідно до джерела [3], рекомендується використовувати кабель з мідними жилами (питомий опір міді: $\rho = 0,00175$). Орієнтована довжина кабелю становить 40 м. Трансформатори струму з'єднані в повну зірку, що призводить до розрахункової довжини розряду $l_{\text{розр}} = 1 = 150$ м згідно з джерелом [5], де $\rho = 0,0175$ - питомий опір матеріалу проводу.

У зв'язку з цим, ми вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Тепер необхідно визначити вторинне навантаження трансформатора струму.:

$$z_2 = \frac{0.0175 \cdot 150}{1.5} + 0.1 + 0.844 = 2.694 \text{ Ом} < z_2 = 50 \text{ Ом} .$$

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо у таблицю 2.19

Таблиця-2.19 - Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму
1	На генераторі ТВВ-1000-2У3	ТШВ-24-30000/5
2	На генераторі ТВВ-220-2ЕУ3	ТШ-20-10000/5
3	На ВРП -330 кВ	ТФРМ-330Б-3000/1
4	На виводах БТ1	ТВМ-330-І-3000/1
5	На стороні ВН АТЗ	ТВМ-330-3000/1
6	На ВРП 150 кВ	ТФЗМ-150Б-ІІ-2000/1
7	На виводах БТ 2-9	ТВТ150-І-2000/1
8	На стороні СН АТЗ	ТВМ-150-1000/1
9	В системі ВП	ТВТ-10-5000/5

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) вибираються відповідно до напруги установки.

Ми обираємо трансформатор напруги НКФ-330-83У1-1 з номінальною напругою $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$.

Перевіримо обраний трансформатор за вторинним навантаженням:

$$1.1 S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$ (з урахуванням класу точності 0.5 [4]) - номінальна вторинна потужність трансформатора напруги; $S_{2розр.}$ - розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 2.20). У [4] наведено перелік вимірювальних приладів, що встановлені на ЛЕП 330 кВ, а типи та потужності приладів зазначені в [5].

Таблиця 2.20 Сумарна потужність приладів у трансформаторі напруги.

Назва	Тип	S Одні єї кату шки	К-ть кату шок	cosφ	sinφ	P, Вт	Q, ВАр
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Датчик акт. потужності	Е-829	10	-	1	0	10	-
Датчик реакт. потужності	Е-830	10	-	1	0	10	-
ФП		3	-	1	0	3	-
Сумарне значення						29	0

Розрахункове навантаження:

$$S_{ав} = \sqrt{P_{ав}^2 + Q_{ав}^2} = \sqrt{29^2 + 0^2} = 29 \text{ (ВА)}. \quad (2.136)$$

По більшому значенню перевіряємо умову: $S_{2н} \geq S_{2розр.}$,

$$S_{2розр} = 29 \text{ ВА} < S_{2н} = 400 \text{ ВА},$$

умова виконується.

Таблиця 2.21 - Місце встановлення трансформаторів напруги.

№	Місце встановлення	Тип трансформатора напруги
1	Виводах генератора ТВВ-1000- 2УЗ	ЗНОЛ.06-24
2	Виводах генератора ТГВ-220- 2ЕУЗ	ЗОМ-1/15 або ЗНОМ-15
3	Шини РП ВН –330 кВ	НКФ-330-83У1-1
4	Шини РП СН –150 кВ	НКФ-150-58У1
5	ВП – 6 кВ	ЗНОЛ. 09-6.02

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ СТІЙКОСТІ

3.1 Поняття статичної та динамічної стійкості ЕС

Аварії, які спричиняють порушення стійкості паралельної роботи у потужних енергосистемах, зазвичай призводять до відключення електропостачання великих районів і міст. Ліквідація таких аварій та відновлення нормального функціонування електричних систем супроводжуються значними труднощами і вимагають значних зусиль та ресурсів. Навіть при невеликій кількості аварій, які призводять до порушення стійкості, саме вони спричиняють максимальний втратний недовідпуск енергії. Суть проблеми полягає в тому, що виникнення подібної аварії на одній станції викликає ланцюжкову реакцію у всій системі. Якщо припустити, що система (С) має нескінченну потужність, то можна вважати, що станції працюють практично незалежно одна від одної. Проте, якщо система має обмежений запас потужності, то виходження Ст1 з синхронізму (після чого автоматично відбувається її відключення) призводить до дефіциту потужності в системі. Тяжкі наслідки таких аварій ставлять питання збільшення стійкості на перший план як під час проектування електричних станцій і мереж, так і під час їх експлуатації. Забезпеченню стійкості підпорядковані завдання розробки комутаційних схем, режимів роботи та параметрів обладнання електричних систем. В цьому контексті використовуються швидкодіючі вимикачі, спеціальний швидкісний релейний захист, системи автоматичного регулювання збудження, системи протиаварійної автоматики.

Поняття статичної стійкості відображає властивість системи повертатися до початкового режиму після невеликих збурень, що призводять до розбалансу. Вплив на регулювальні органи турбіни, зокрема головного регулятора, дозволяє регулювати зміну потужності, що передається від генератора. Це досягається відкриттям або закриттям клапана впуску пари у турбіну та направляючого апарату гідротурбіни. Таке додаткове відкриття клапанів або направляючого апарату призводить до розбалансу потужностей

генератора і турбіни, внаслідок чого система загальною рухається у прискореному темпі. В цьому процесі ротор генератора прискорюється, що збільшує розбіжність між напругою U та електрорушійною силою E , а також збільшує кут фази δ . Збільшення кута фази δ спричиняє зростання переданої електричної потужності до того моменту, поки вона не зрівняється зі сталою значенням P_0 . Статично стійкі режими роботи відповідають зростаючій гілці потужнісної характеристики, оскільки саме на цій гілці збільшення кута фази δ призводить до збільшення потужності, яку генератор віддає, та додаткового гальмівного моменту, що надходить від турбіни. У разі спадної гілки характеристики збільшення кута між E та U призводить до зменшення переданої потужності, що в свою чергу викликає додаткове прискорення системи генератор-турбіна, що призводить до втрати синхронізму генератора. Таким чином, для забезпечення стійкості зміна кута фази δ та відповідна зміна потужності P мають мати однаковий знак.

Динамічна стійкість означає здатність системи зберігати стійкість (синхронну роботу) під впливом великих збурень. Важливо зазначити, що наявність статичної стійкості ще не гарантує динамічну стійкість системи. Великі збурення, такі як короткі замикання, обриви або відключення ліній електропередачі, різке збільшення навантаження, відключення електростанцій, розділення підсистеми тощо, можуть суттєво вплинути на характеристику переданої потужності, що може призвести до виходу відносного кута фази E з критичної зони, що в результаті спричинить виходження станції зі синхронізму.

У момент короткого замикання, внаслідок зміни параметрів системи, відбувається перехід на нову робочу характеристику. Потужність турбіни залишається незмінною, але внаслідок розбалансу потужностей ротор прискорюється. В де-якій точці потужність вирівнюється, розбаланс зникає, але ротор накопичує кінетичну енергію, яку використовує для подальшого відносного переміщення вектора "E" до кута " δ_m ". Виникає новий розбаланс, але від'ємного знаку, і ротор починає зменшувати відносну швидкість

обертання. Після кількох коливань швидкість обертання ротора встановлюється і відповідає точці "с". Однак, якщо через відносний рух ротора кут між "Е" та "U" стане більшим за критичний кут " $\delta_{кр}$ ", то замість гальмівного моменту на ротор буде діяти прискорювальний момент, і система вийде з синхронізму.

3.2 Вплив регуляторів на стійкість

Автоматичні регулятори збудження проявляють високу ефективність з точки зору статичної стійкості. Використання цих регуляторів значно підвищує максимальну характеристику потужності генераторів. Регулятори здатні відновлювати напругу, що суттєво збільшує стійкість як генераторів, так і навантажувальних вузлів у післяаварійних режимах, після відключення окремих зв'язків та інших подібних випадках. Навіть за допомогою регуляторів з деякою зоною нечутливості можна досягти значного збільшення граничної потужності (характеристика $U_T = \text{const}$ при $S_{кр} = 90^\circ$). Регулятори без зони нечутливості дозволяють ще більше підвищити граничну потужність завдяки здатності системи працювати в області закритичних кутів. Для роботи в схемах генераторів енергосистем потрібно, щоб регулятори пропорційного типу мали статичну регульовальну характеристику та зону нечутливості. Це призводить до того, що регулятор не повністю відновлює напругу генератора відповідно до зміни режиму, а залишає певну зміну, особливо якщо коефіцієнт статизму регулятора великий.

Пристрої форсування збудження синхронних генераторів, відомі також як регулятори напруги, реагують на зниження напруги під час короткого замикання. Вони різко зменшують опір кола збудження, що призводить до збільшення напруги збудника. Це зменшує ступінь затухання електрорушійної сили через перехідний індуктивний опір $E'q$ та, в деяких випадках, може призвести до її збільшення. Збільшення електрорушійної сили сприяє пропорційному підвищенню амплітуди характеристики потужності, що забезпечує підвищення динамічної стійкості.

Ефективність збудників вимірюється середньою швидкістю зростання напруги за період 0.5 секунди, віднесеною до нормальної напруги збудника (U_{fnom}). Швидкісні збудники обов'язково повинні мати високу максимальну напругу збудження, оскільки навіть при великих початкових швидкостях підйому напруги середня швидкість за 0.5 секунди не може бути істотною при низькому значенні u_f . При короткотривалих коротких замиканнях вплив швидкісного форсування збудження на динамічну стійкість є незначним, оскільки струм i_f , який впливає на електрорушійну силу, значно відстає від напруги, навіть при швидкому зростанні напруги u_f . Постійна часу T потужних генераторів становить 1.5-2 секунди, що обмежує зростання електрорушійної сили $E'q$ під впливом швидкого збудження. Таким чином, вплив швидкісних збудників є суттєвим, якщо коротке замикання триває 1.5-2 секунди. Однак, реальний релейний захист відключає коротке замикання протягом десятих долей секунди. Тому вплив швидкісного регулятора напруги на динамічну стійкість при достатньо швидкому відключенні короткого замикання є незначним. Проте, для віддалених енергосистем, де проблема стійкості є дуже актуальною, підвищення характеристики потужності за допомогою швидкісних регуляторів напруги дозволяє отримати додатковий запас стійкості.

3.3 Засоби підвищення стійкості

Впровадження швидкодіючих вимикачів та релейного захисту є доцільним не лише для скорочення тривалості короткого замикання (к.з.) з метою впливу на граничну потужність P_0 , але й для запобігання негативним наслідкам розвитку к.з. від однофазного до двофазного або трифазного стану. Цей процес має негативний вплив на споживачів електроенергії. Тому широке поширення отримали швидкодіючі вимикачі та релейний захист. Час спрацювання вимикача складається з часу включення приводу та часу гасіння дуги. Особливі складності виникли при скороченні другої складової. Найбільш ефективними є повітряні вимикачі, зокрема вітчизняного виробництва, що застосовуються у

потужних мережах. Сучасний релейний захист та швидкодіючі вимикачі дозволяють відключити к.з. протягом не більш як 0.12 секунди, що повністю забезпечує стійкість мережі. Однак, негативним наслідком (скороченням часу відключення) є каскадне відключення ліній електропередачі (ЛЕП), коли відключення відбувається одночасно з обох кінців. Це призводить до втрати частини площі гальмування, особливо якщо к.з. розташоване ближче до шин станції. Зазвичай ця втрата є незначною, проте все ж є суттєвою недоліком.

Швидке відключення короткого замикання є ефективним засобом значного покращення стійкості електричної системи. Це пояснюється скороченням часу прискорення генераторів. Формально, це призводить до зменшення площі прискорення та збільшення площі можливого гальмування. У більшості випадків для заданого значення потужності P_0 вдається підібрати такий кут відключення ($\delta_{відкл}$), при якому площа прискорення дорівнює площі можливого гальмування. Цьому куту відповідає певний час відключення, який є граничним для даної потужності P_0 . Якщо P_0 збільшити, то площа прискорення зросте, а площа можливого гальмування зменшиться, і для досягнення межі стійкості необхідно зменшувати час відключення. Таким чином, існують граничні значення часу відключення, які відповідають окремим значенням P_0 . Значення граничної потужності залежить від параметрів зв'язку між генератором та системою, типу аварії, параметрів електричної системи та інших факторів.

3.4 Використання комплексу ДАКАР для аналізу стійкості

ДАКАР призначений для розрахунку та аналізу ustalених режимів та перехідних процесів електроенергетичних систем.

Склад інформаційного забезпечення комплексу включає інформаційну базу даних та програмні засоби для роботи з нею. Інформаційна база включає дані про електричну схему мережі та її режими, а також обладнання енергосистеми та нормативно-довідкову інформацію.

Програмне забезпечення дозволяє вирішувати такі завдання: створення графічної схеми мережі та комутаційних схем підстанцій з відображенням результатів розрахунку; розрахунок та аналіз ustalених режимів; дослідження статичної та динамічної стійкості; аналіз тривалих перехідних процесів; аналіз несиметричних, неповнофазних режимів та розрахунок струмів короткого замикання; налаштування АРВ, АЛАР, ТСО з використанням графічного аналізу; еквівалентування режимної схеми.

Розрахунок ustalеного режиму здійснюється методом компенсуючих ЕДС з урахуванням та без урахування зміни частоти нормальних, межових та післяаварійних режимів з можливістю поділу енергосистеми на ряд підсистем з різними значеннями частоти в кожній з них.

Аналіз статичної стійкості виконаний на основі чисельного розв'язку алгебро-диференціальних рівнянь досліджуваної моделі енергосистеми при малих збуреннях всіх активних вузлів.

Комплекс забезпечує розрахунок електромеханічних перехідних процесів з моделюванням дій будь-яких протиаварійних автоматик (ПА), налаштування засобів ПА на основі виконання серії циклічних розрахунків перехідних процесів, а також аналіз перехідних процесів з оцінкою руху синхронних машин в енергосистемі, рівнів напруг, перетоків потужностей та взаємних кутів міжсистемних зв'язків.

Комплекс дозволяє здійснити розрахунок та аналіз тривалих перехідних процесів, пов'язаних зі зміною частоти в енергосистемі, діями ПА та реакцією теплосилового обладнання електростанцій (теплової автоматики). Тут реалізовані функції наступних пристроїв ПА: автоматичного частотного розвантаження та частотного автоматичного повторного включення; частотної дільничної автоматики; автоматики частотного пуску гідрогенераторів; автоматики перекладу синхронних генераторів з режиму синхронного компенсатора в активний режим; автоматики захисту від зниження або підвищення напруги; захисту від перевантажень та ін.

Можливий розрахунок електромеханічних перехідних процесів з переходом до розрахунку тривалих процесів після згасання вільних складових процесу і зворотнім переходом до розрахунку електромеханічних перехідних процесів після комутацій в мережі та порушення балансу потужностей.

Переходимо безпосередньо до оцінки граничного часу існування кз. ПК Дакар проводить серію розрахунків стійкості та автоматично вибирає допустимий час відключення кз. для заданого вузла.

Для цього створюємо схему електричної станції у графічному редакторі ДАКАР.

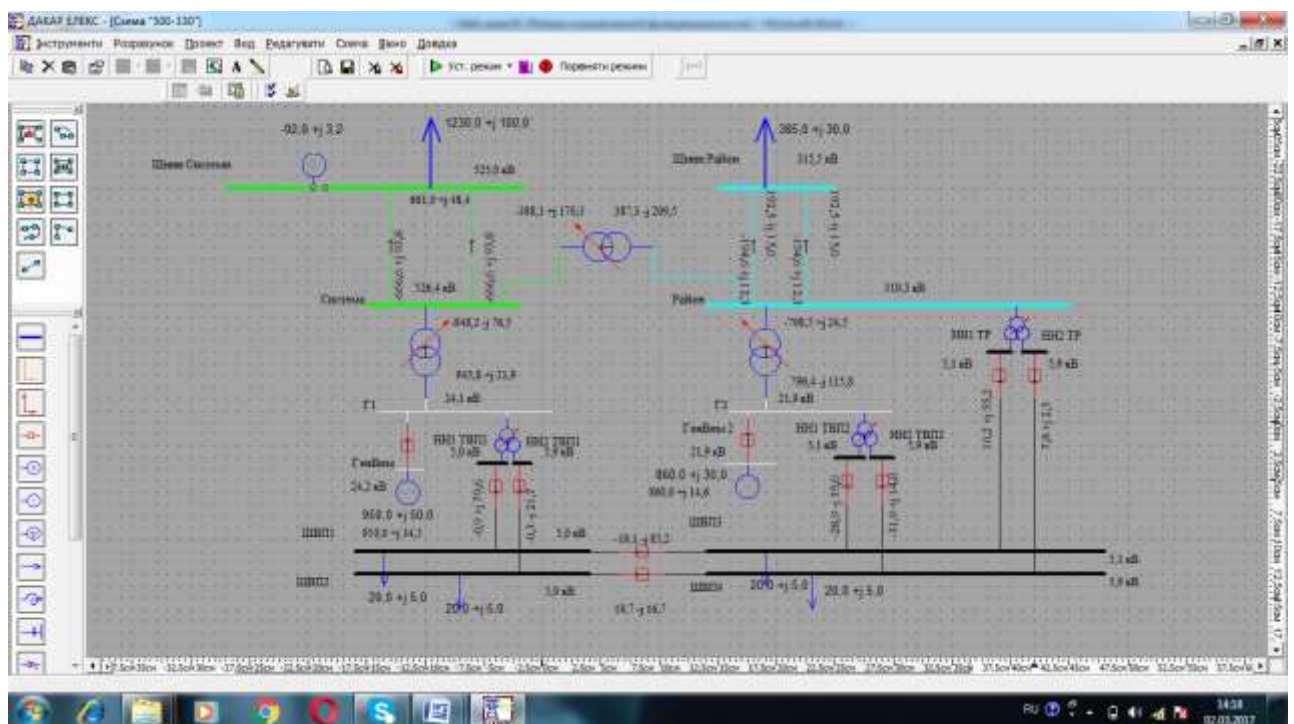


Рисунок 3.1 - Схема електричної станції

Для визначення тривалості кз, при якому режим роботи енергосистеми буде динамічно стійким, необхідно задати вид розрахунку.

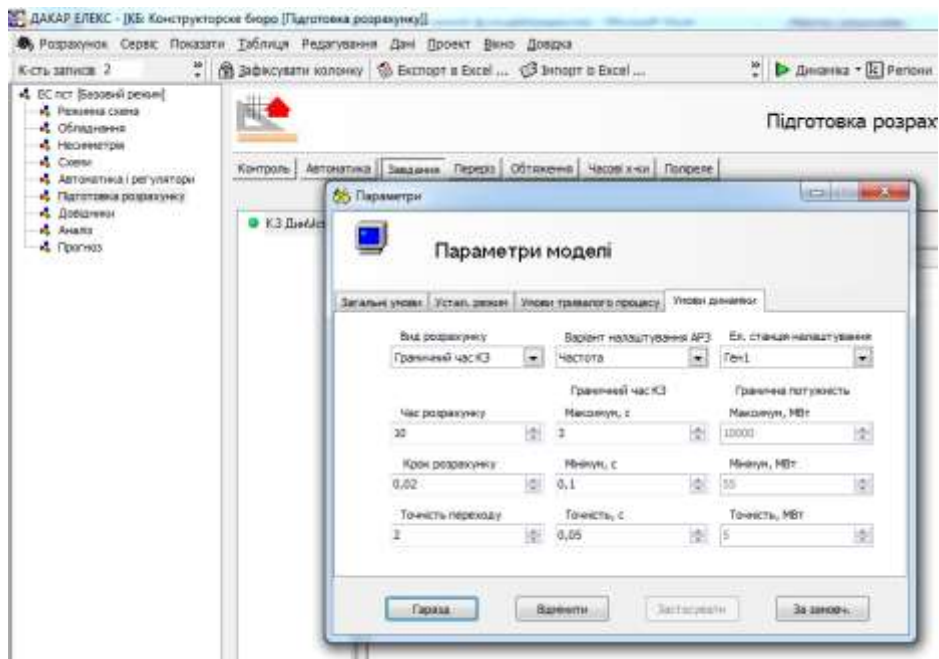


Рисунок 3.2 – Параметри моделі

ПК Дакар буде виконана серія розрахунків для різних значень тривалості КЗ для заданого вузла.

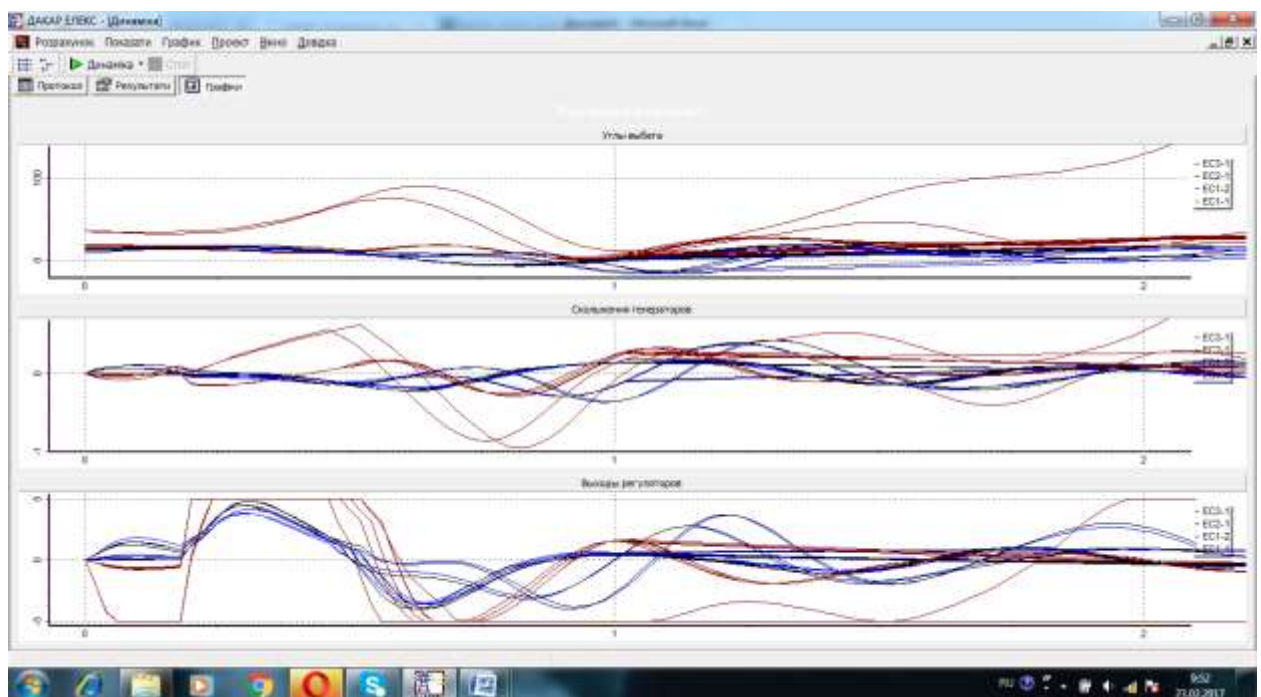


Рисунок 3.3 - Серія розрахунків

Після чого на екрані з'являться кінцеві графіки.

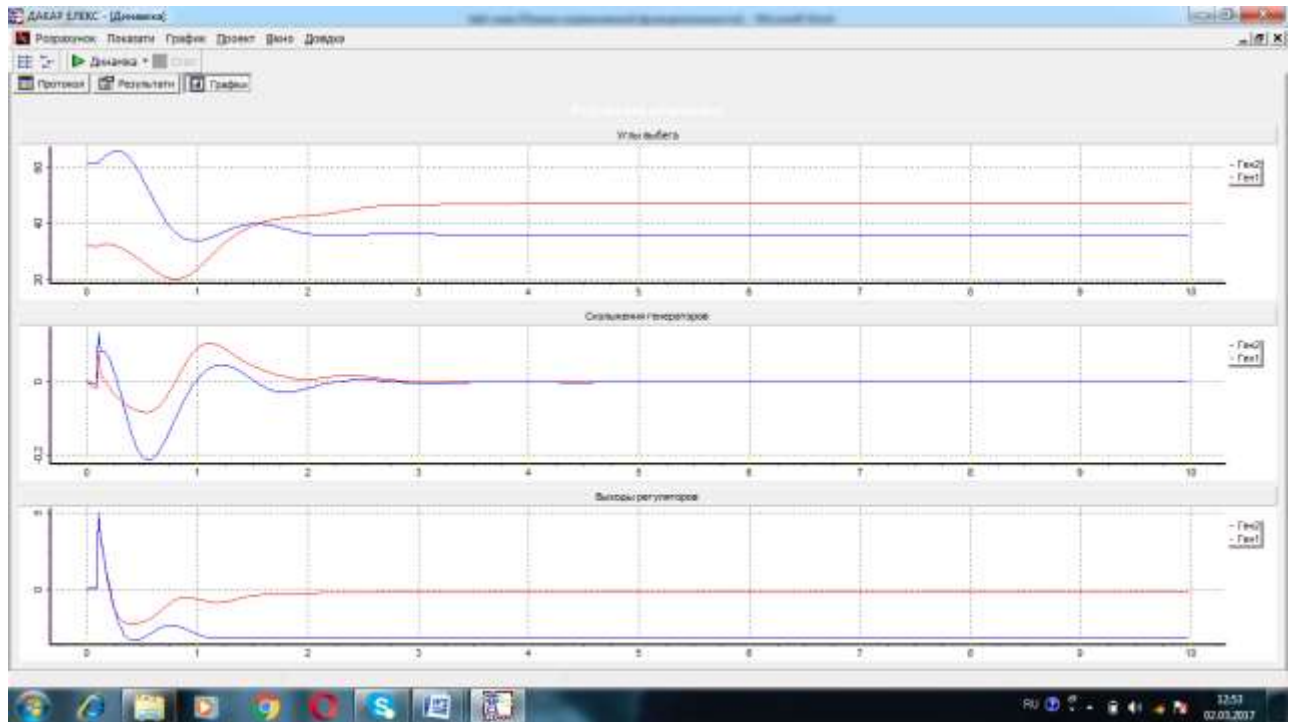


Рисунок 3.4 – Графічні результати

Після завершення розрахунків у вкладці Результати можна спостерігати за етапами наближення. А саме – розрахунок проводиться методом ділення навпіл. Тобто оцінюється стійкість для мінімально заданого часу 0,1 с. Якщо режим виявляється стійким, перевіряється стійкість для максимального заданого часу 3с. Зазвичай за такої тривалості режим не є стійким і розрахунок повторюється для часу 1,5 с. Процес триває до знаходження граничного часу існування КЗ з заданою точністю. Останній запис в Результатах констатує граничний час відключення КЗ.

```

На 0.10 -ой сек Включен шунт в узле: Система Z=(10, 10)Ом - Задание
На 0.26 -ой сек Отключен шунт в узле: Система - Задание
Время отключения КЗ t= 0.145 с Режим устойчивый

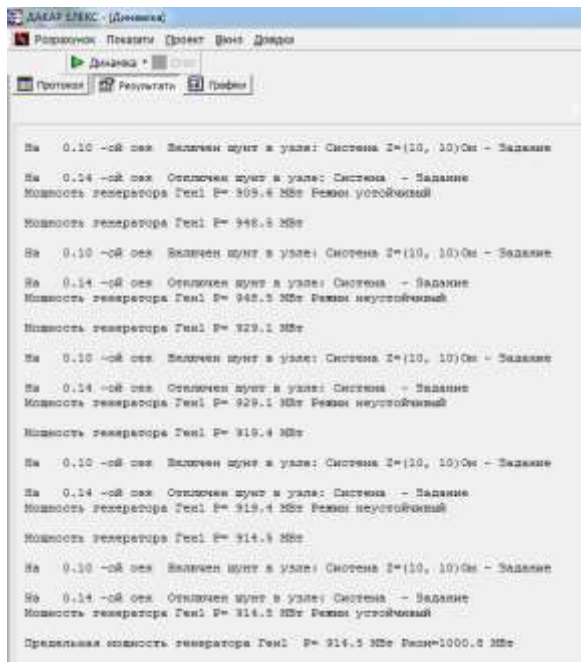
Предельное время отключения КЗ - 0.145 с

```

Рисунок 3.5 – Граничний час відключення

Аналогічним чином визначаємо Граничну потужність. ПК Дакар проводить серію розрахунків стійкості та автоматично вибирає граничну

потужність генератора, при якій буде збережено динамічну стійкість для заданого часу тривалості к.з.



Після завершення розрахунків у вкладці **Результати** можна спостерігати за етапами наближення. Розрахунок проводиться методом ділення навпіл. Процес триває до знаходження граничної потужності із заданою точністю.

Останній запис в Результатах констатує граничну потужність генератора Г1.

4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ АЕС

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу.

4.2 Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС

Слід знати, що повні витрати на спорудження АЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.6.1. В практиці будівництва АЕС всі затрати по розділах 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 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво АЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.4.1.

Таблиця 4.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт-год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	20160000	2%	806400	48%	19353600	40320000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	70,0%	1568000000	29,5%	660800000	0,5%	11200000	2240000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,0%	80%	17920000	20%	4480000			22400000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	23654400	12%	3225600			26880000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	93%	62496000	7%	4704000			67200000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	56448000	10%	6272000			62720000
7	Упорядкування території	0,3%	100%	6720000					6720000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	71680000	10%	8960000	10%	8960000	89600000
9	Інші роботи та затрати	4%					100%	89600000	89600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	3360000	3360000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,50%					100%	11200000	11200000
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	145600000	145600000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	22400000	22400000
	Всього по главах 1-13			1827078400		689248000		311673600	2828000000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 2828000000 / 2760000 = 1010.$$

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

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

Амортизація основних фондів

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma інші} - K_{тр(БМР)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 4.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
----------	-------------	-------------------------	---------------------------------

$\Phi 1$	1780791040	7%	124655372,8
$\Phi 2$	67200000	25%	16800000
$\Phi 3$	980008960	20%	196001792
Разом			337457164,8

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i,$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1780791040 \cdot 7\% + 67200000 \cdot 25\% + 980008960 \cdot 20\% = 337457164,8 \text{ грн.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

де $k_{ум}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово-виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

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

$k_{ум}$ для АЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 2760 = 4480 \text{ чоловіка.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	87%
ІТР	10%
Службовці	2,1%
МОП	0,9%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники 3898 чол.

ІТР 448 чол.

Службовці 94 чол.

МОП 40 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i + S_{сер.моп} \cdot n_{моп}) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ ітр} \cdot n_{ітр} + S_{сер.служ} \cdot n_{служ})) K_K K_B,$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 6.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	823257600
ІТР	20800	111820800
Службовці	25600	28876800
МОП	11200	5376000
Разом за рік		1464150912

Розрахунок затрат на інші витрати

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{ін} = (S_a + S_{зп} + S_n) \cdot P_p,$$

де $P_p = 8\%$.

$$S_{ін} = (337457164,8 + 1464150912 + 13498164927) \cdot 8\% = 1186821208 \text{ грн.}$$

4.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зп} + S_n + S_{ін}.$$

$$S = 337457164,8 + 1464150912 + 13498164927 + 1186821208 = 16486594212 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп},$$

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

$$C = 16486594212 / 19402992 = 84,9693 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 4.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	337457164,8	2,0%	1,7392
Зарплата	1464150912	8,9%	7,5460
Паливо	13498164927	81,9%	69,5674
Інші	1186821208	7,2%	6,1167
Разом	16486594212	100%	84,9693

Аналіз отриманих результатів

Основні техніко-економічні показники ЕС

Таблиця 4.5.

Потужність станції	2760	МВт
Склад обладнання	2x440+2x1000	
Річний виробіток електроенергії	18493182,58	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2828000000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1010	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	84,9693	коп/кВт·год

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

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 комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

5.1 Нормативна база

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ТЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним

ГОСТ12.0.003-74 «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Класифікація».

- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт на ВРП. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-330 кВ.

У процесі роботи з електричним обладнанням необхідно керуватись такими нормативними документами:

1. Закон України "Про охорону праці".
2. ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж".
3. ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.
4. НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок".
5. НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів".
6. Правила улаштування електроустановок.
7. ГОСТ 12.1.030-81 "ССБТ. Електробезпека. Захисне заземлення, занулення".
8. ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008 "Електробезпека. Предельно допустимі значення напруги дотику і струмів".
9. Глава 4.2 ПУЕ: 2008 "Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ".
10. ГКД 34.20.507 – 2003 "Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж".
11. ГКД 341.004.001-94 "Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ".
12. ГНД 34.47.503-2004 "Інструкція з експлуатації електричних вимикачів".
13. НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) "Правила будови та

безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском".

14. НПАОП 40.1-1-32-01 "Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок".

15. ГОСТ 687-78 "Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови".

16. ДБН В.2.5-23:2010 "Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення".

5.2 Вимоги до кваліфікації персоналу з обслуговування та ремонту електричного обладнання

Доведення до експлуатації, пуску, експлуатації, технічного обслуговування ремонт допускається тільки підготовлений персонал, який має відповідний дозвіл. Обов'язки персоналу у зв'язку з роботами на обладнанні власника електричного устаткування повинні бути чітко визначені і виконуватися на практиці.

Роботи із фторомісними парниковими газами має виконувати спеціально навчений персонал, а персонал, який працює з електрикою, повинен мати відповідні сертифікати.

Під час сертифікації персонал проходить навчальний курс, де ознайомлюється з основними положеннями щодо виконання робіт з електрикою і використовуваним обладнанням. Набуті ним знання перевіряються оцінюванням.

Персонал повинен пройти підготовку на курсах навчання або підвищення кваліфікації по наступних темах:

- Захист персоналу;
- Планове технічне обслуговування;
- Дії в аварійній ситуації;
- Устаткування для обробки електрики;
- Обладнання для визначення показників якості електрики;
- Утилізація відходів.

Сертифікація складається з теоретичного тесту, в якому потрібно дати відповідь на одне або декілька питань, та практичного, в якому потрібно виконати відповідне завдання.

Власник електротехнічного обладнання несе відповідальність за необхідну кваліфікацію та підготовку обслуговуючого персоналу та за дотримання усіх діючих положень.

Обслуговуючий персонал, який працює з обладнанням для роботи з електрикою, повинен пройти підготовку для роботи з цим обладнанням і знати відповідні інструкції.

5.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рис. 12.а, б).

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x , h , L – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5].

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [м].$$

Розрахуємо всі величини необхідні для побудови зон захисту.

$$L_{4-5} = 3 \cdot 24 = 72м$$

$$h_x = 24м; h = 44м; L_{4-5} = 72м;$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (44 - 1,25 \cdot 24) = 21м$$

$$h_{0(4-5)} = 4 \cdot 44 - \sqrt{9 \cdot 44^2 + 0,25 \cdot 72^2} = 39,17м$$

$$b_{x(4-5)} = 3 \cdot (h_{0(4-5)} - 1,25h_x) = 3 \cdot (39,17 - 1,25 \cdot 24) = 27,51м$$

$$R = 4 \cdot 44 - 39,17 = 136,83м$$

Таблиця 5.1– Дані для побудови зон захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 7-14, 8-13, 8-15, 9-14, 9-16, 10-15	70,8	39,33	27,99	21
4-5, 10-11, 16-17	72	39,17	27,51	21
5-10, 4-11, 11-16, 10-17	88,8	36,73	20,19	21
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12, 7-13, 8-14, 9-15, 10-16, 11-17, 12-18	52,05	41,45	34,35	21
1-2, 2-3, 3-4, 7-8, 8-9, 9-10, 13-14, 14-15, 15-16	48	41,83	35,49	21
5-6, 11-12, 17-18	24	43,45	40,35	21
5-12, 6-11, 11-18, 12-17	57,31	40,92	32,76	21

Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 5.1. а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.

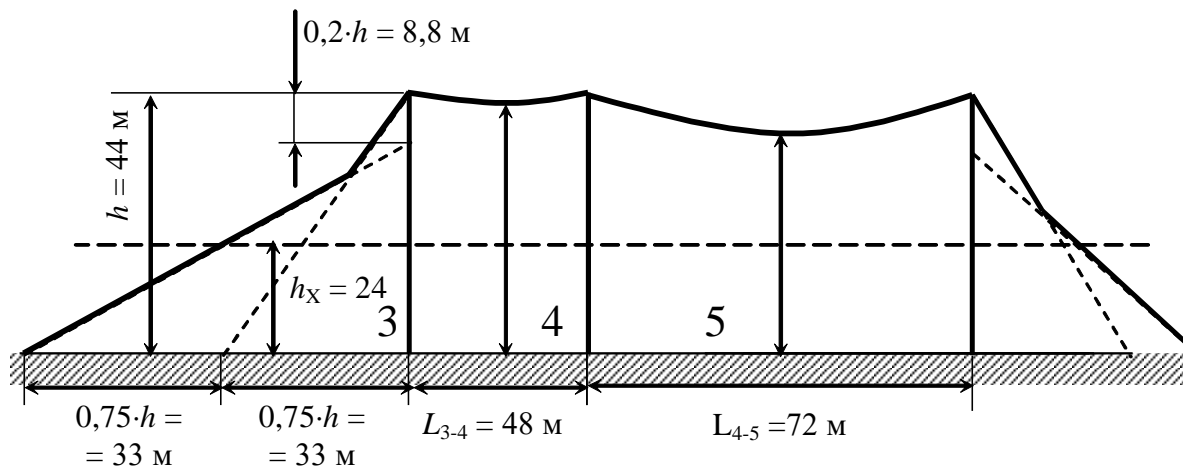


Рисунок 5.1- Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

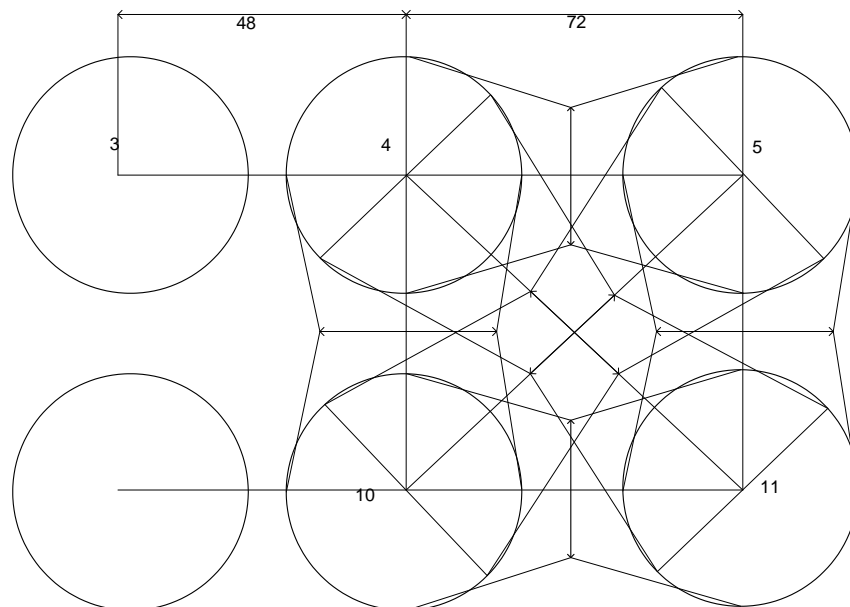


Рисунок 5.2 - Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

5.4 Розрахунок заземлення для ВРП високої напруги

Виконаємо розрахунок заземлювача по допустимому опору, враховуючи, що:

- товщина верхнього шару ґрунту h , становить: 2 м;
- питомий опір верхнього шару ґрунту ρ_1 , становить: 200 Ом·м;
- питомий опір нижнього шару ґрунту ρ_2 , становить: 100 Ом·м;

Приймаючи до уваги трьохрядне розташування вимикачів довжина

розподільчого пристрою буде становити 270 м, а ширина 140 м. Таким чином площа розподільчого пристрою $S=140 \times 270=37800 \text{ м}^2$.

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних ячеек і вертикальних провідників у кількості $n = 50$ шт, довжиною $l = 5$ м. Сітка буде закладена на глибині $t = 0.5$ м.

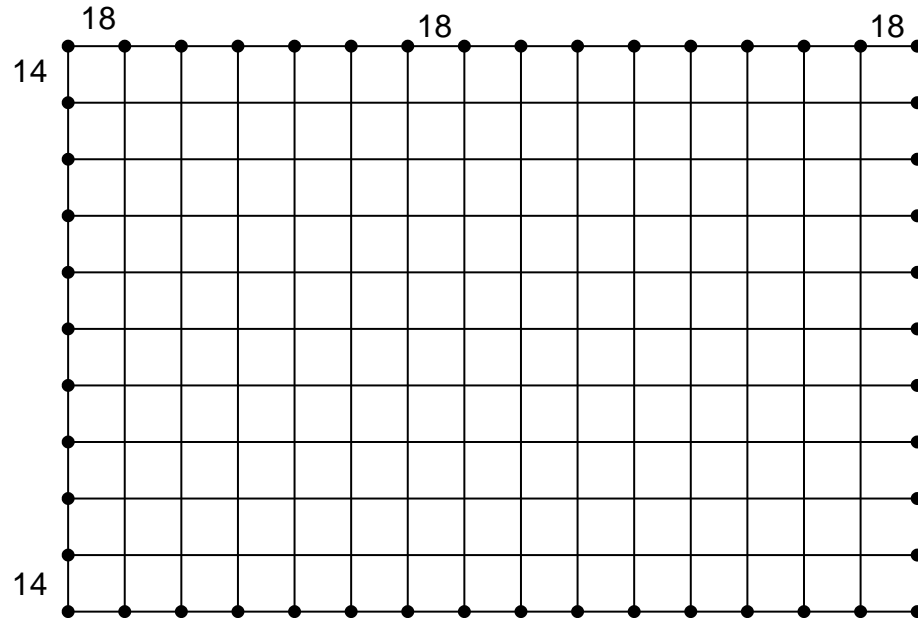


Рисунок 5.3 Схема заземлюючого пристрою

Визначаємо опір заземлювача взимку:

$$\rho_1 / \rho_2 = 200 / 100 = 2 \quad (5.1)$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$a = L / n = 820 / 50 = 16.4 \quad (5.2)$$

де L – периметр заземлювача.

Еквівалентний питомий опір землі

$$\rho_{екв} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^\Delta$$

$$\text{де } \Delta = 0.43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0.27 \cdot \lg \left(\frac{a}{l} \right) + 0.04$$

$$\Delta = 0.43 \cdot \frac{2-0.5}{5} + 0.27 \cdot \lg \left(\frac{16.4}{5} \right) + 0.04 = 0.308 \quad (5.3)$$

$$\rho_{екв} = 100 \cdot 2^{0.308} = 123.79 \quad (5.4)$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}},$$

де $L_{\text{В}}$, L_{Γ} – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (1+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (1+t)/\sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (1+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0,1 \leq (1+t)/\sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$(1+t)/\sqrt{S} = (5+0,5)/\sqrt{37800} = 0,028 < 0,1; \quad (5.5)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (1+t)/\sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,028 = 0,42; \quad (5.6)$$

$$r = 0,42 \cdot \frac{123,79}{\sqrt{37800}} + \frac{123,79}{(270 \cdot 11 + 140 \cdot 16) + 50 \cdot 5} = 0,276 \text{ (Ом)}. \quad (5.7)$$

Отже заземлення відповідає нормам.

5.5 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.

Землетруси називають стихійне лихо, що характеризується підземними ударами, поштовхами та коливаннями земної поверхні, викликає великі руйнування зумовлені природними причинами.

Головними характеристиками, що визначають розміри осередку ураження є енергія (E), магнітуда (M), інтенсивність (I) та глибина епіцентру (h).

Для визначення області працездатності ТЕС в умовах дії сейсмічних коливань приймається граничне значення надлишкового тиску ($\Delta P_{\text{грі}}$, кПа) при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але станція буде працювати з необхідною якістю.

Визначаємо значення надлишкового тиску, при якому елемент може отримати слабкі та середні руйнування. Результати зводимо в таблицю (5.2)

На основі знайденого значення граничного допустимого тиску визначаємо граничне значення інтенсивності землетрусу.

Інтенсивність землетрусу на поверхні землі на віддалі (характеризує ступінь руйнування) залежить від магнітуди, глибини осередку, складу ґрунту і вимірювання за шкалою MSK64 (0-12 балів).

Таблиця 5.2 – Граничні значення надлишкового тиску.

№	Назва елемента	Значення гранично допустимого тиску кожного елемента $\Delta P_{epi}, \text{кПа}$	Значення гранично допустимого тиску найбільш чутливого елемента $\Delta P_{epi}, \text{кПа}$
1	Трансформатори 100-1000 В	30	15
2	Контрольно-вимірювальна апаратура	15	
3	Кабельні підземні лінії	300	

Вважаємо, що даний ЕС знаходиться на відстані $R=230$ (км) від епіцентру землетрусу, глибина епіцентру землетрусу $h=200$ (км).

Приймаємо інтенсивність землетрусу $I=5,7$ балів.

Дії $\Delta P_{epi}=15$ (Па) відповідає $I=5,7$ балів.

Інтенсивність землетрусу знаходимо за формулою:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (5.8)$$

де M – магнітуда землетрусу, бали;

R – відстань від центру землетрусу, км;

h – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (5.9)$$

$$M = \frac{5,7 + 3,51 \lg \sqrt{230^2 + 180^2} - 3}{1,5} = 7,56 \text{ (бала)}.$$

Отже, працездатність елементів ЕС в діях сейсмічних коливань знаходиться в межах від 0 до 7,56 бала за 12-бальною шкалою Ч. Ріхтера.

5.6 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повинен бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (переносні електростанції та насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного пошкодження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно – кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузлу об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводротові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначимо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

Система живлення [14]:

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}} \quad (5.10)$$

$$t_1 = \frac{-72,931 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,177(\text{см}).$$

Система керування [14]:

$$t_1 = \frac{-42,146 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,129(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система [14]:

$$t_1 = \frac{-53,236 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,146(\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 177 см із сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту з використанням екрану товщиною 0,129 см із сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,146 см.

ВИСНОВКИ

У даній магістерській роботі було проведено проектування електричної частини атомної електростанції з урахуванням дослідження питань стійкості. Для досягнення цієї мети було виконано ряд основних розрахунків та вибрано відповідне обладнання. Результати цих розрахунків та вибір обладнання допомогли забезпечити ефективну та стійку роботу електричної частини атомної електростанції.

Одним з ключових був аналіз електричних параметрів, напруг та струмів, забезпечення оптимального режиму роботи обладнання, а також оцінку перетікань потужності. На основі отриманих результатів були прийняті рішення щодо вибору обладнання, зокрема генераторів, трансформаторів, розподільчих пристроїв тощо.

Також було виконано розрахунки та аналіз перехідних процесів в електричній частині атомної електростанції. У процесі проектування електричної частини атомної електростанції було вибрано надійне обладнання для забезпечення стабільної роботи АЕС. А саме: генератори, трансформатори, комутаційні пристрої, шинопроводи, грозозахист та заземлення.

Проектування електричної частини атомної електростанції потребує уважного врахування різноманітних факторів, таких як зміна частоти, взаємодія між різними системами, вплив протиаварійних автоматичних систем тощо. Результати цієї роботи можуть бути використані для покращення проектних рішень, підвищення ефективності та стійкості електричної частини атомної електростанції.

Застосування комплексу програмного забезпечення ДАКАР дозволило успішно виконати розрахунки, враховуючи різні впливи та умови експлуатації. Результати досліджень вказують на важливість правильного розрахунку усталених режимів та перехідних процесів для забезпечення стійкої роботи електричної частини атомної електростанції.

Дослідження стійкості електричної частини атомної електростанції включало аналіз статичної та динамічної стійкості системи. Виявлено, що при певних умовах можуть виникати стійкі асинхронні режими, які можуть призвести до небезпечних ситуацій. Тому рекомендується проведення детального аналізу стійкості системи та розробка заходів щодо покращення її роботи у критичних ситуаціях.

Вибір відповідного обладнання та проведення необхідних розрахунків дозволяють забезпечити стійку та ефективну роботу електричної частини атомної електростанції. Отримані результати досліджень використовуються як основа для подальших досліджень та розробок в галузі атомної енергетики з метою поліпшення безпеки, надійності та ефективності роботи електричних систем атомних електростанцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75
2. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
3. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
4. 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.
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
7. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.

9. 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.
10. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.7 «Заземлення і захисні заходи електробезпеки»: ПУЕ:2006.
11. IEC 60909-0:2016 - Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 0: Calculation of Currents
12. IEC 62271-100:2018 - High-voltage Switchgear and Controlgear - Part 100: Alternating Current Circuit-Breakers
13. Tazvinga H., Nordgaard A., Veneziani M., et al. Stability analysis of nuclear power plant electrical systems: Challenges and solutions. IEEE Transactions on Power Delivery. 2019. Vol. 34, Issue 2.
14. Thakur S., Ghoshal S.P. Power system stability analysis and control issues in nuclear power plants: A review. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020. Vol. 115.
15. Мельник І.П., Гончарук В.В. Моделювання стабільності роботи електричної частини атомної електростанції. Вісник Національного технічного університету "ХПІ". 2018. Випуск 64.
16. Han S., Wei L., Zhang X., et al. Stability analysis of nuclear power plant electrical power system considering wind power integration. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10, Issue 4.
17. Рижков О.П., Гладій М.П. Технічні засоби забезпечення стійкості роботи електричної частини атомних електростанцій. Енергетика та електрифікація. 2018. № 2.

ДОДАТОК А

Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

108

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Проектування електричної частини атомної електричної станції з дослідженням питань стійкості

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)


Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck


Оригінальність 93,7 % Схожість 6,3 %

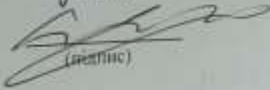
Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи  Довгань С.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи  Вишневський С.Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

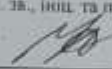
ДОДАТОК Б

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., іноц. та прив.)



(підпис)

" 20 " 06 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням
питань стійкості
08-13.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.



Вишневецький С.Я.

(підпис)

Магістр групи ЕС-21мз



Довгань С.В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них АЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Проектування електричної частини атомної електростанції з дослідженням комутаційного обладнання з чотирма агрегатами одиничною потужністю 220 МВт та двома 1000 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 250 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

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

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

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

– 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.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.2023	21.03.2023	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	22.03.2023	24.03.2023	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	25.03.2023	27.04.2023	розділ 2
4	Дослідження питань стійкості	28.04.2023	03.05.2023	розділ 3
5	Робота з ДАКАР	04.05.2023	09.05.2023	розділ 3
6	Техніко-економічна частина	10.05.2023	18.05.2023	розділ 4
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	19.05.2023	19.05.2023	розділ 5
8	Оформлення пояснювальної записки	20.05.2023	25.05.2023	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.05.2023	30.05.2023	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. 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.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

1

Міністерство освіти та науки, молоді і спорту України
Вінницький національний технічний університет
Інститут електроенергетики та електромеханіки
Факультет електроенергетики

Магістерська кваліфікаційна робота

Проектування електричної частини атомної електростанції з
дослідженням питань стійкості

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка.

Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. ЕС-21мз

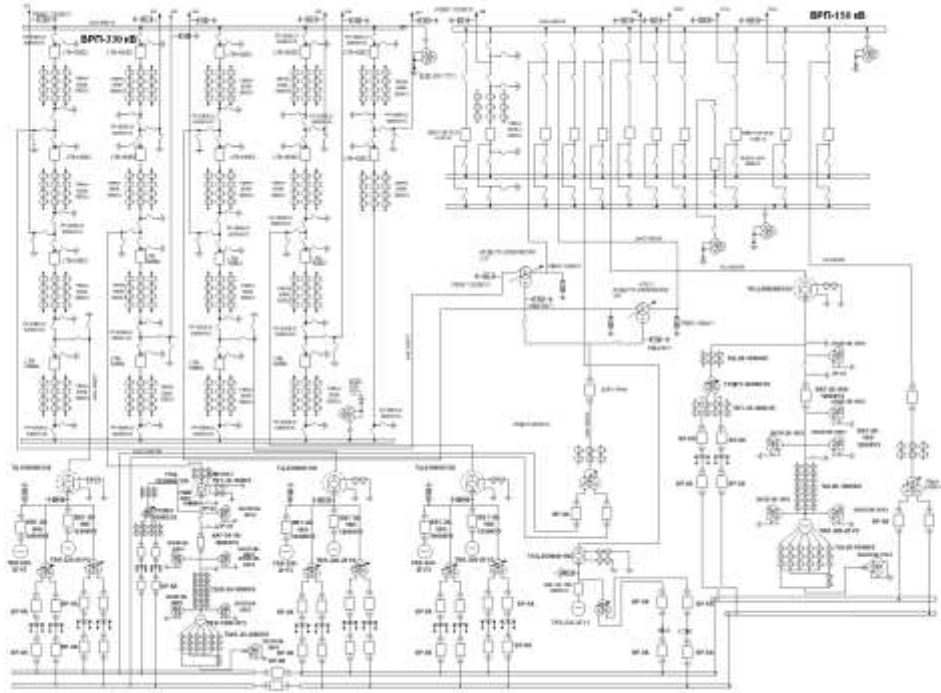
Довгань Сергій Васильович

2

Актуальність теми. За оцінками [МАГАТЕ](#) від [2008](#), доля ядерної енергетики залишатиметься до [2030](#)-го в межах від 12,4 % до 14,4 % світового виробництва енергії.

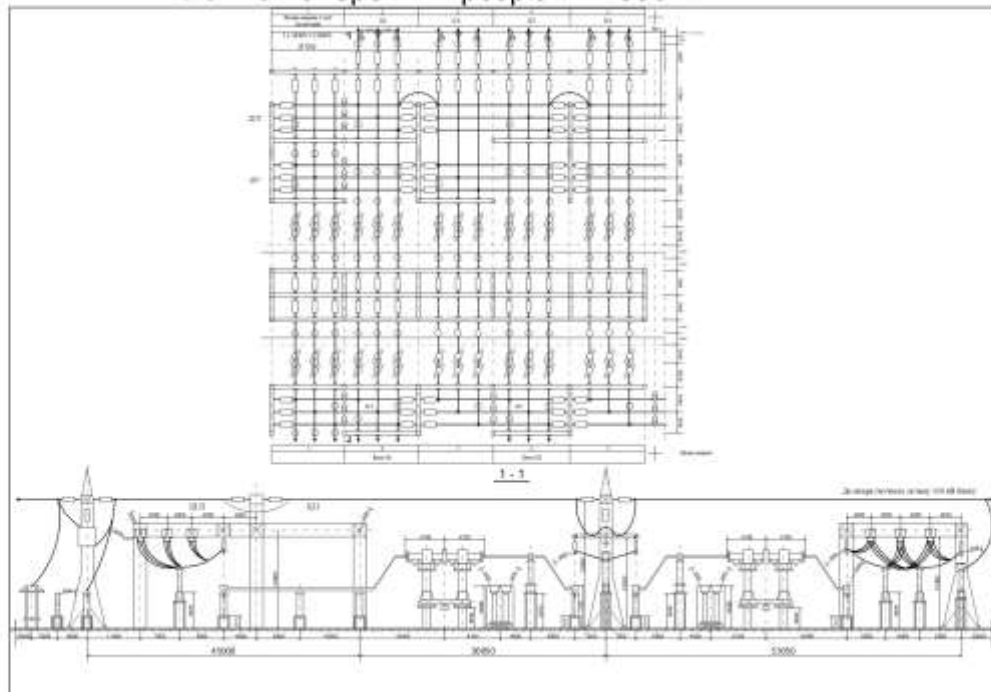
Станом на 2022 рік більше 30 країн виробляють електроенергію за допомогою атомних електростанцій, на які припадає 15% виробництва електрики в світі. У [Франції](#) близько 80% електроенергії виробляється атомними електростанціями. Значне зростання цін на нафту, що сталося в [2020-ті](#) роки, змусило вкладати значні кошти в [атомну енергетику](#). Такі країни, як [США](#), [Індія](#) і [Китай](#),кладають мільярди доларів в будівництво АЕС. [1].

Отже, дослідження та аналіз методів проектування ЕС є актуальною науково-прикладною задачею.



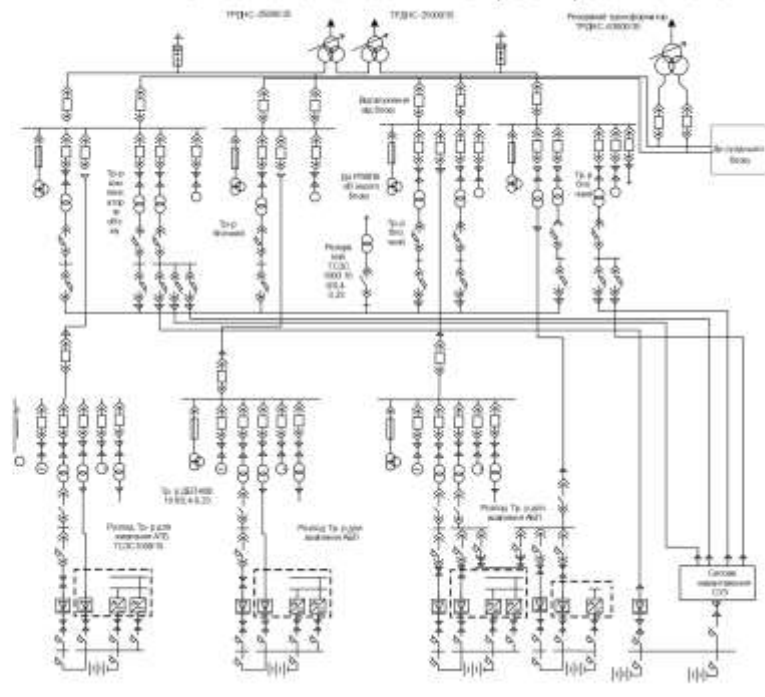
3

План та поперечний розріз ВРП 330 кВ



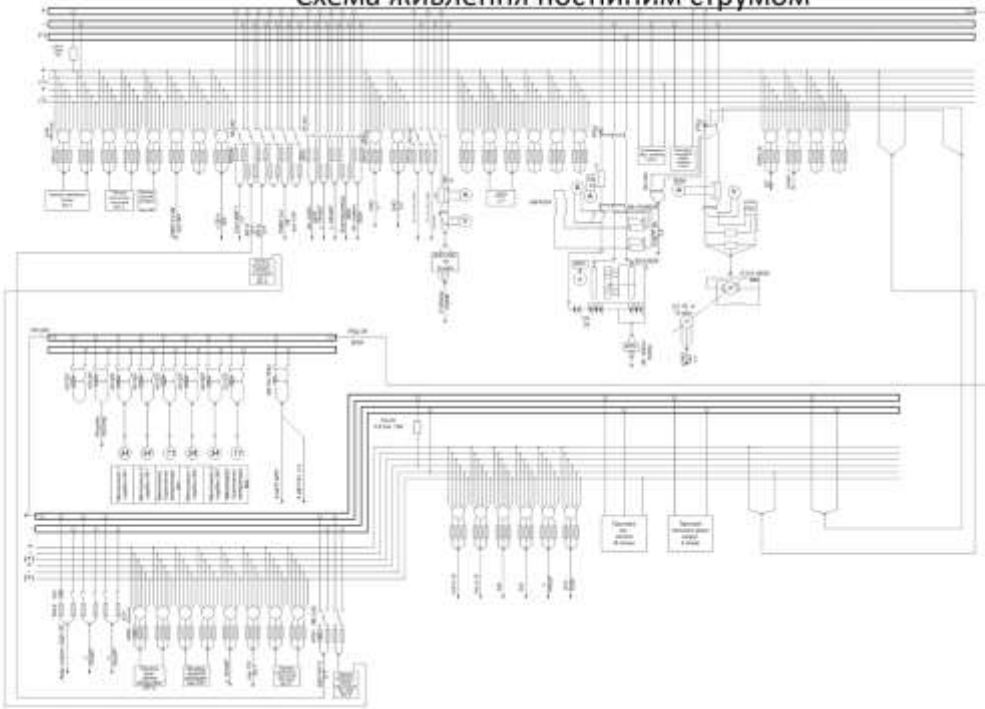
4

Типова схема власних потреб проектованої АЕС



5

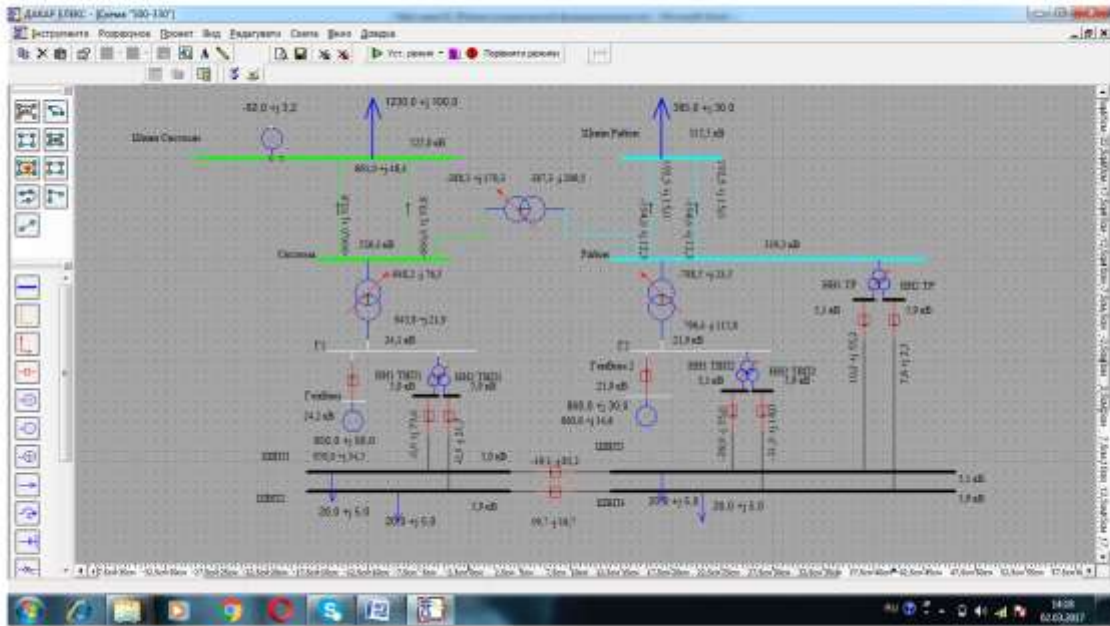
Схема живлення постійним струмом



6

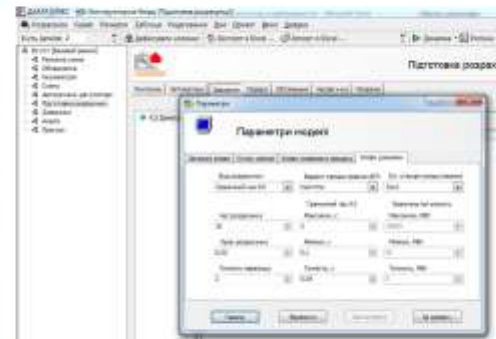
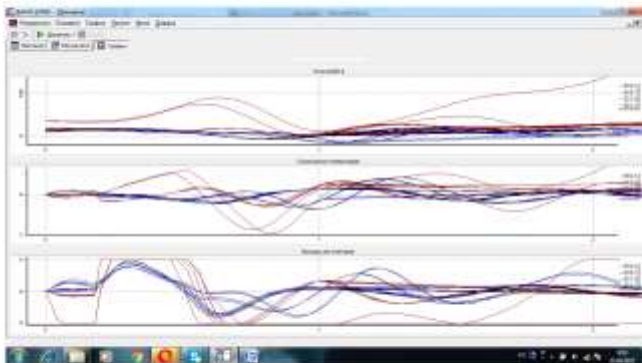
Узагальнена схема АЕС

7



Знаходження граничного часу існування КЗ

8



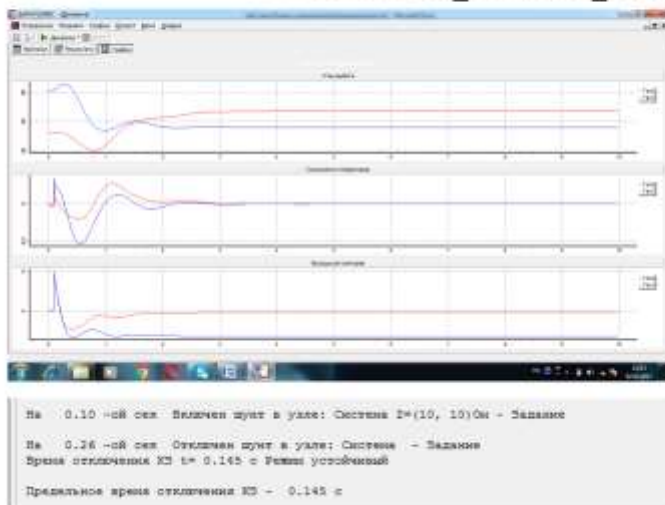
№ 0.10 -0й сек. Величин шум в уклі: Система I=(10, 10)Om - Задамок

№ 0.26 -0й сек. Остаточн шум в уклі: Система - Задамок
Время отключения КЗ t* = 0.145 c Режим уособливий

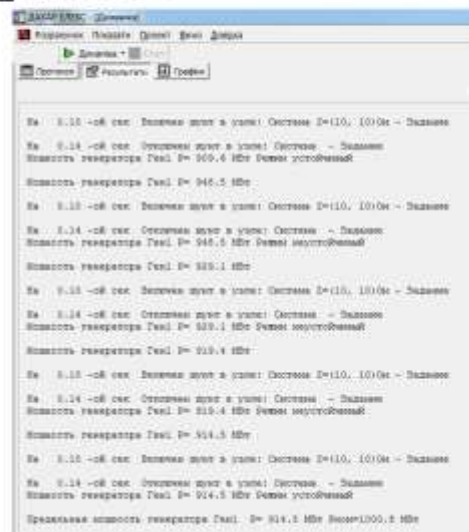
Предельное время отключения КЗ - 0.145 c

Скрін-шоти з екрану

Знаходження граничної потужності генератора при КЗ



Скрін-шоти з екрану



Техніко-економічні показники роботи станції

Потужність станції	27600	МВт
Склад обладнання	4x440+1000	
Річний виробіток електроенергії	18493182,00	МВт×год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2828000000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1010	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	84,9693	коп/кВт×год

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу АЕС, встановлена потужність якої 2760 МВт. Були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП. Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 150 кВ. Обидва розподільчі пристрої 330 і 150 кВ – відкриті (ВРП). Для ВРП 330 кВ на основі техніко-економічного порівняння 2-х схем ВРП була вибрана схема 4/3, від ВРП 750 кВ відходять 2 повітряні лінії електропередач (ПЛЕП) 750 кВ, які зв'язують АЕС і енергосистему. Для ВРП 150 кВ була прийнята схема 2СЗШО, від ВРП 330 кВ відходить 7 ПЛЕП.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В інших розділах визначаються основні техніко-економічні показники роботи станції та розглянуті питання охорони навколишнього середовища.

Проведено аналіз питань стійкості з використанням ПК «ДАКАР». Визначені граничне значення для тривалорстї короткого замикання та граничне значення потужності генератора при короткому замиканні. Отримані результати та навички відповідають як актуальній нормативній базі так і роботі оперативного-диспетчерського персоналу різних рівнів.