

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю
1900 МВт з дослідженням сучасного комутаційного обладнання
розподільних пристроїв високої напруги»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Остапенко М.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Вишневський С.Я.
(прізвище та ініціали)

« 9 » грудня 2025 р.

Опонент:

к.т.н., доц. каф. КЕМСК Намака О.М.
(прізвище та ініціали)

« 15 » грудня 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 12 » грудня 2025 р.

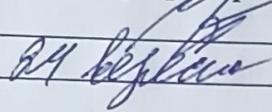
Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

 2025 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Остапенко Максим Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням сучасного комутаційного обладнання розподільних пристроїв високої напруги»

керівник роботи к.т.н., доцент ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року № 313

2. Строк подання студентом роботи 09 грудня 2025 року

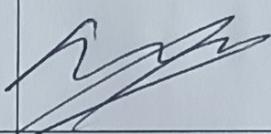
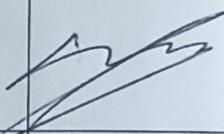
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75; Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 550 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1276 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 530 МВт; номінальна потужність системи 20000 МВА; номінальний опір системи 0,1 в.о.; номінальна напруга системи 500кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз комутаційного обладнання. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок 5. Техніко-економічна частина. 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-500 кВ. 3. Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ. 4. Схема установки

постійного струму. 5. Розподільні пристрої високої напруги. 6. Розташування греблі 7. Приклади конфігурації комірок 8. Техніко-економічні показники стан

6. Консультанти розділів роботи

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

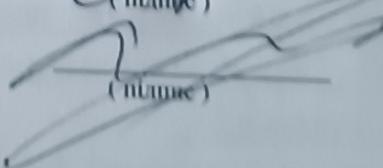
7. Дата видачі завдання 24 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	24.09.25	25.09.25	Вик
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	26.09.25	27.09.25	Вик
3	Електротехнічна частина	27.09.25	01.11.25	Вик
4	Дослідження комутаційного обладнання розподільних пристроїв	02.11.25	20.11.25	Вик
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	21.11.25	25.11.25	Вик
6	Техніко-економічна частина	26.11.25	28.11.25	Вик
7	Оформлення пояснювальної записки	29.11.25	01.12.25	Вик
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.25	04.12.25	Вик
	Захист МКР	I декада грудня (за графіком)		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

Остапенко М.А.

Вишневецький С.Я.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ABSTRACT	5
ВСТУП	7
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	13
2.1 Розрахунок теплових та електричних графіків навантажень станції.	13
2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та парогенераторів	19
2.3 Зв'язок електричної станції з системою.....	20
2.4 Вибір електричної схеми станції.....	21
2.5 Вибір силових трансформаторів.....	22
2.6 Вибір схем розподільчих пристроїв.....	25
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин	29
2.8 Вибір комутаційної апаратури	48
2.9 Вибір шин ВРП, ГРП та РТВП	49
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	56
2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	60
3 АНАЛІЗ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	62
3.1 Модульна конструкція КРУЕ	62
3.2 Плани п/ст. з КРУЕ	66
3.3 Особливості використання елегазу	73
3.4 Огляд виробників	80
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	82
4.1 Нормативна база.....	82
4.2 Розрахунок заземлення для вrp високої напруги.....	84
4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги.....	86
4.4 Визначення області працездатності релейного захисту та	

автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	88
4.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях.....	90
5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС..	92
5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	92
5.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕС.....	92
5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	94
ВИСНОВКИ.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	101
Додаток А -Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи....	103
Додаток Б - Технічне завдання МКР.....	104
Додаток В - Презентація	108

АНОТАЦІЯ

Остапенко М.А. Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням сучасного комутаційного обладнання розподільних пристроїв високої напруги. Магістерська кваліфікаційна робота./ Вінниця: ВНТУ, 2025 – 102 с./ На Укр. мові. Рис. 27 , таб 22 , бібліогр. 15 назв.

Магістерська кваліфікаційна робота присвячена проектуванню електричної частини теплової електростанції, а також дослідженню різних схем розподільних пристроїв. 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. Розділ "Техніко-економічне обґрунтування" містить аналіз проектування теплової електростанції.

У розділі "Електротехнічна частина" досліджені основні аспекти проектування електричної частини атомної електростанції. Аналізуються питання, пов'язані з графіками електричних і теплових навантажень, вибором 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 "Аналіз комутаційного обладнання" розглядаються питання, пов'язані з проектуванням схем відкритих розподільних пристроїв різних класів напруги. Аналізується вплив схемних рішень на надійність та вартість капітального будівництва, а також розглядаються питання використання різних комутаційних апаратів та їх експлуатація.

У розділі "Розрахунок техніко-економічних показників КЕС" проводиться розрахунок різних техніко-економічних параметрів теплової електростанції. Аналізується техніко-економічне обґрунтування проектування станції, визначення кошторисної вартості проекту, розрахунок собівартості електроенергії та визначення собівартості відпущеної електроенергії.

У розділі "Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок" розглядаються питання охорони праці та безпеки персоналу на тепловій 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 кваліфікаційна робота надає комплексний огляд проектування електричної частини теплової електростанції з особливим акцентом на дослідженні комутаційного обладнання та схемних рішень. Результати досліджень сприятимуть покращенню якості проектування та функціонування теплових електростанцій, забезпечуючи надійну та безпечну роботу електричної частини станцій у різних умовах експлуатації.

Ключові слова: теплова електростанція, енергетична безпека, ефективність, економічність, техніко-економічний аналіз, , комутаційне обладнання, схеми розподільних пристроїв, генерація електроенергії.

ABSTRACT

Ostapenko M.A. Development of the Electrical Section of a 1900 MW Condensing Power Plant with Research on Modern High-Voltage Switching Equipment of Switchyards. Master's Qualification Thesis. / Vinnytsia: VNTU, 2025 – 102 p. / In Ukrainian. 27 figures, 22 tables, bibliography of 15 sources.

The master's qualification thesis is devoted to the design of the electrical part of a thermal power plant, as well as to the study of various configurations of high-voltage switchyards. The work consists of five chapters that cover a wide range of topics related to the station's electrical systems, economic indicators, and occupational safety in emergency conditions.

The introduction highlights the relevance of the topic and formulates the research objectives and tasks. The chapter “Technical and Economic Justification” provides an analytical basis for the planning of a thermal power plant.

The chapter “Electrical Engineering Section” investigates the main aspects of the design of the electrical system of a thermal power station. It examines issues related to electrical and thermal load profiles, equipment selection, main electrical connection schemes, internal station electrical diagrams, short-circuit current calculations, assessment of thermal effects of fault currents, and selection of switching equipment, current-carrying components, and measuring transformers.

The chapter “Analysis of Switching Equipment” considers issues related to the design of open switchyard schemes for different voltage levels. The chapter analyzes the influence of circuit design solutions on reliability and capital construction costs, and addresses the use and operating conditions of various types of switching equipment.

The chapter “Calculation of Technical and Economic Indicators of the Condensing Power Plant” contains the evaluation of the main technical-economic parameters of the thermal power plant. This includes technical and economic justification of plant construction, estimation of project cost, calculation of electricity production cost, and cost of supplied electric energy.

The chapter “Measures for Ensuring Reliable and Safe Operation of Electrical Installations” focuses on occupational safety and personnel protection at a thermal power station. The analysis includes the regulatory framework, requirements for staff qualification, lightning protection and grounding calculations for high-voltage switchyards, determination of the operational range for relay protection and automation under seismic influences, as well as development of measures aimed at enhancing operational stability of the electrical part of the plant under emergency conditions.

In summary, the master’s qualification thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical section of a thermal power plant, with particular emphasis on switching equipment and configuration solutions. The obtained results are expected to contribute to improving the quality of design and operational performance of thermal power plants, ensuring reliable and safe functioning of their electrical systems under diverse operating conditions.

Keywords: thermal power plant, energy security, efficiency, cost-effectiveness, techno-economic analysis, switching equipment, switchyard schemes, electric power generation.

ВСТУП

Енергетичний сектор формує фундамент сучасної економіки, забезпечуючи виробництво, трансмісію та розподіл електричної енергії, яка є базовим ресурсом для функціонування промисловості, соціальної інфраструктури та побутового сектору. Теплові електростанції (ТЕС) і надалі залишаються одним із домінуючих джерел електрогенерації, відіграючи ключову роль у підтриманні балансової надійності енергосистем та покритті зростаючих пікових навантажень.

Представлена магістерська кваліфікаційна робота спрямована на структуроване дослідження підходів до проектування електричної частини теплової електростанції встановленою потужністю 1900 МВт. У межах роботи акцентовано увагу на аналізі впливу схемних та технічних рішень на параметри функціонування Об'єднаної енергетичної системи України, з визначенням чинників, що формують експлуатаційну надійність, енергоефективність та технологічну стійкість обладнання. Окремо розглянуто аспекти обґрунтованого вибору комутаційного обладнання та підходів до оптимізації електричних схем розподільних пристроїв з урахуванням сучасних викликів розвитку енергетичного сектору.

Зниження доступної структури генеруючих потужностей, спричинене військовими діями та трансформацією паливно-енергетичного балансу, а також необхідність імплементації вимог синхронної роботи з енергетичною системою ENTSO-E зумовлюють актуальність дослідження. Модернізація існуючих генеруючих об'єктів і створення нових потужностей розглядаються як основа підвищення енергетичної безпеки та технологічної автономності держави.

Актуальність дослідження

Проектування та удосконалення електричної частини ТЕС є критично важливим завданням у контексті наявної трансформації енергоринку України. Сформовані тенденції включають необхідність зниження рівня імпорту електроенергії, підвищення операційної готовності генеруючих об'єктів, а також адаптацію електротехнічних рішень до умов змінної топології мереж та

підвищених динамічних навантажень. Втрата частини генеруючих потужностей унаслідок геополітичних процесів та тимчасової окупації низки територій ускладнила забезпечення стабільного електропостачання окремих регіонів країни. Паралельно визначальним стратегічним напрямом розвитку залишаються інтеграційні процеси з європейським енергетичним простором, що формують необхідність адаптації стандартів проєктування та експлуатації електроустановок [1].

За таких умов розроблення проєктних рішень, що забезпечують підвищену стійкість, резервованість та адаптивність електричної частини ТЕС, є необхідною передумовою формування енергетичної незалежності Української держави.

Мета та завдання дослідження

Метою роботи є розроблення комплексу інженерних рішень щодо проєктування електричної частини теплової електростанції потужністю 1900 МВт, орієнтованих на забезпечення високих показників надійності, енергоефективності та стійкої роботи енергосистеми в умовах підвищених експлуатаційних вимог.

Для досягнення поставленої мети визначено такі завдання:

- виконати системний аналіз сучасного стану енергетичної інфраструктури України та оцінити роль теплових електростанцій у забезпеченні її операційної стабільності;
- опрацювати діючі технічні нормативи, галузеві регламенти та стандарти, що визначають вимоги до проєктування електричної частини теплових електростанцій;
- сформулювати оптимальні структурні та схемні рішення щодо організації відкритих розподільних пристроїв і виконати обґрунтований вибір комутаційної апаратури та трансформаторного обладнання;
- здійснити техніко-економічну оцінку запропонованих проєктних рішень, включаючи визначення економічних показників функціонування станції;
- оцінити можливості інтеграції розроблених рішень у структуру ОЕС України з урахуванням перспектив змін конфігурації енергоринку.

Об'єкт та предмет дослідження

Об'єктом дослідження є електрична частина теплової електростанції встановленою потужністю 1900 МВт, що охоплює сукупність комутаційних апаратів, схеми електричних з'єднань, системи управління та електричні розподільні пристрої.

Предмет дослідження становлять методологічні та технічні принципи проектування електричної частини ТЕС, а також оцінювання її впливу на параметри функціонування енергосистеми України на сучасному етапі.

Усі наукові положення, інженерні рішення та аналітичні висновки, викладені у роботі, отримані автором самостійно.

Результати дослідження можуть бути використані під час планування реконструкції наявних теплових електростанцій, а також під час проектування нових генеруючих об'єктів, де мають бути забезпечені підвищені вимоги до надійності, безпеки та енергоефективності в умовах сучасної конфігурації енергосистеми.

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

У 2024 році Україна зафіксувала значне зростання імпорту електроенергії: обсяг імпортованої електроенергії досяг 4 436,6 тис. МВт·год, що є рекордним показником за останні роки та відображає як тимчасову втрату внутрішніх генеруючих потужностей, так і необхідність оперативного підсилення балансу мережі.

Національна атомна енергогенеруюча компанія в 2024 році повідомила про випуск близько 53 млрд кВт·год електроенергії, що свідчить про утримання значної частки ядерної генерації в загальному енергобалансі країни навіть в умовах бойових дій та логістичних обмежень. Це підкреслює роль АЕС як базового джерела для країни й одночасно зумовлює потребу в резервуванні та маневрових потужностях з інших джерел.

Доля відновлюваних джерел у загальному балансі електрогенерації в 2024 році продовжила зростати й становила близько 10–11 % (приблизно 11 млн МВт·год), що відображає інтенсифікацію роботи СЕС та ВЕС, проте їхня добова/сезонна мінливість вимагає додаткових ресурсів балансування.

Стабільність електропостачання у 2024 році погіршилася також через часті планові й аварійні відключення: за даними спостережень, сумарна тривалість великих регіональних відключень становила близько 1 951 години протягом року, що підкреслює суттєве навантаження на інфраструктуру та необхідність оперативних ремонтів і підвищення стійкості мережі.

Масштаб пошкоджень інфраструктури в 2024 році також виявився критичним: за оцінками міжнародних аналітичних структур, до кінця весни 2024 приблизно 70 % теплових генеруючих потужностей були або зайняті, або пошкоджені, а значна частина високовольтних ПС зазнала руйнувань, що суттєво обмежило доступну маневрову потужність у мережі. Така ситуація підсилює аргументи на користь модернізації й локальної резервізації ТЕС.

Наведені фактичні дані зумовлюють необхідність розглядати проєкти ТЕС не лише як інвестиції в потужність, але і як складові системи забезпечення енергетичної стійкості та оперативного балансування мережі. З огляду на високу частку ядерної генерації та зростання частки ВДЕ, техніко-економічні розрахунки для ТЕС повинні включати: оцінку швидкості та витрат на виведення/ввімкнення блоків (black-start і пуск-маневр), витрати на паливне забезпечення в умовах логістичних ризиків, а також економіку впровадження систем гнучкого регулювання потужності (регулювання навантаження, когенерація, комбіновані цикли) для зниження питомих витрат на кВт·год у пікові й міжпікові періоди. (підтверджено загальною динамікою генерації та імпортно-експортних потоків 2024 р.).

У фінансовому моделюванні слід враховувати вартість імпортової електроенергії як маркер ринкових цін в періоди дефіциту, а також додаткові капітальні й експлуатаційні витрати, пов'язані з підвищеною потребою в захисті інфраструктури (укріплення підстанцій, резервні лінії, мобільні засоби генерації). Це особливо важливо при визначенні строків окупності інвестицій у реконструкцію або нове будівництво.

Практичні рекомендації щодо модернізації та інтеграції ТЕС

На основі наведених даних і аналізу можливих ризиків доцільно рекомендувати наступні технічні рішення та стратегічні підходи:

- 1. Підвищення паливної гнучкості і оптимізація паливного балансу.**
Впровадження технологій спалювання сумішей, переобладнання для використання альтернативних (локальних) видів палива, укладання логістичних контрактів з резервними постачальниками.
- 2. Переоснащення в комбіновані парогазові цикли (CCGT) там, де це технічно й економічно обґрунтовано,** що дозволить підвищити ККД і знизити питомі витрати палива.
- 3. Інтеграція систем енергетичного зберігання** (акумуляування в акумуляторних системах або гідроакумуляуючих сховищах) для компенсації

добових та погодних коливань ВДЕ і зменшення потреби в імпорті електроенергії.

4. **Підвищення надійності комутаційного обладнання та резервування високовольтних ліній і ПС**, впровадження мобільних та модульних рішень для прискорених ремонтів.
5. **Автоматизація управління, впровадження систем прогнозування навантажень і цифрових рішень для оптимізації режимів роботи блоків** з огляду на обмежену доступність палива та ризику інфраструктури.

Кожен із перелічених напрямів повинен бути оцінений у рамках детального техніко-економічного аналізу з урахуванням регіональних особливостей, вартості капіталу та часу реалізації, оскільки пріоритети для реконструкції та інвестицій залежать від локального рівня ушкоджень мережі та доступності ресурсів.

Сценарії розвитку

1. **Базовий сценарій** — мінімальні інвестиції в ремонт і локальні модернізації; збереження поточної залежності від імпорту в пікові періоди.
2. **Модернізаційний сценарій** — середньострокова програма реконструкції з впровадженням енергоефективних технологій і CCGT, збільшення мобільної генерації, скорочення імпорту.
3. **Агресивний сценарій** — комплексна трансформація з великими інвестиціями в зберігання, цифровізацію й резервування мережі; суттєве підвищення стійкості системи й зменшення імпорту.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

Розрахунок теплових та електричних навантажень станції

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи P_{CMAX} та району P_{PMAX} .

Представимо приклад обчислення для часового інтервалу "0-6" та сезону "зима" для даного місцевого району [3].

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{PMAX}}{P'_{ct} \cdot \frac{100}{CMAX}}$$

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot 100}{100}$$

$$\frac{P_{pt}}{P_{PMAX}} = \frac{P'_{pt}}{P'_{ct} \cdot \frac{100}{CMAX}}$$

P'_{ct} - навантаження відповідно місцевого району та системи, %,

P_{PMAX} - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи, МВт;

$$P_{pt} = \frac{33 \cdot 500}{100} = 265 \text{ (МВт)},$$

$$P_{ct} = \frac{74 \cdot 1100}{100} = 814 \text{ (МВт)}.$$

Передача електроенергії пов'язана із зазначеними втратами, які розподіляються на постійні, незалежні від струму навантаження, та змінні, пропорційні квадрату струмів навантаження. Під час аналізу графіків навантажень можна враховувати відносні величини цих втрат [3]:

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

б) в мережах системи: $\Delta P'_{1c} = (0,02 - 0,03)$, $\Delta P''_2 = (0,14 - 0,16)$;

Приймаємо $\Delta P'_1 = 0,01$, $\Delta P'_2 = 0,06$, $\Delta P''_1 = 0,02$; $\Delta P''_2 = 0,14$.

Визначимо незмінні втрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_p \cdot P_{PMAX} \quad \Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 500 = 5 \text{ (МВт)}.$$

Визначимо незмінні втрати в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1100 = 22 \text{ (МВт)}.$$

Визначимо втрати, що змінюються в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}} \quad \Delta P_{2p} = 0,06 \cdot \frac{265^2}{400} = 8,43 \text{ (МВт)}.$$

Визначимо втрати, що змінюються в мережах системи:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}} \quad \Delta P_{2c} = 0,14 \cdot \frac{814^2}{1100} = 84,33 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається у місцевий район:

$$P_{рв\text{ід}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p} \quad P_{рв\text{ід}} = 265 + 5 + 8,43 = 278,43 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається у систему:

$$P_{св\text{ід}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c} \quad P_{св\text{ід}} = 814 + 22 + 84,33 = 920,33 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається з шин станції:

$$P_{в\text{ідт}} = P_{рв\text{ід}} + P_{св\text{ід}} \quad P_{в\text{ідт}} = 278,43 + 920,33 = 1198,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{вп.т} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{в\text{ідт}}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{вп} \cdot P_{в\text{ідт}}}{1900} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1198,76}{1900} \right) \cdot \frac{3 \cdot 1805,4}{100} = 42,17 \text{ (МВт)}.$$

д

е. $\frac{P_{вп}}{P_{вст}}$ - навантаження власних потреб, взяте відносно встановленої потужності

наведена в завданні встановлена потужність станції;

Т. Вироблена генераторами потужність:

а

н

ц

і

$$P_{\text{вир}} = 1198,76 + 42,17 = 1240,93 \text{ (МВт)}.$$

Використовуючи наведений алгоритмом розрахуємо графіки навантажень. Окремо для зимової та літньої доби. Дані заносяться в таблицю.

Таблиця 2.1 – Добові графіки навантажень

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби						
Навантаження місцевого р-ну, %	зима							
	літо							
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима							
	літо							
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима							
	літо							
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима							
	літо							
Потужності, що віддається до місцевого району, МВт	зима							
	літо							
Навантаження системи, %	зима							
	літо							
Навантаження системи, МВт	зима							
	літо							
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима							
	літо							

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима								
	літо								
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима								
	літо								
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима								
	літо								
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима								
	літо								
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима								
	літо								

Вироблена електроенергія протягом року [3]:

$$\begin{aligned}
 E_p &= \sum_{i=1}^m P_{\text{вп } i} \cdot t_i \left(6 \cdot 1240,93 + 4 \cdot (1803,96 + 1333,35) + \right. \\
 &\quad \left. + 2 \cdot (1349,65 + 1679,41 + 1772,54 + 1857,95 + 1612,21) \right) \cdot 183 + \\
 &\quad + \left(6 \cdot 1091,23 + 4 \cdot (1640,1 + 1211,8) + \right. \\
 &\quad \left. + 2 \cdot (1168,38 + 1465,22 + 1631,76 + 1730,1 + 1542,57) \right) \cdot 182 = \\
 &= 12698155,02 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.
 \end{aligned}$$

Розрахуємо техніко-економічні показники роботи. Для цього використаємо річний графік електричних навантажень, результати наведені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	

Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}$	
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\text{max}} = \frac{E_p}{P_{\text{max}}}$	
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\text{max}}}$	
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	

Побудуємо графіки навантажень, отриманих за даними розрахунків. Приймаємо тривалість зими періоду 183 доби, а літа періоду - 182 доби, рисунки 2.1, 2.2.

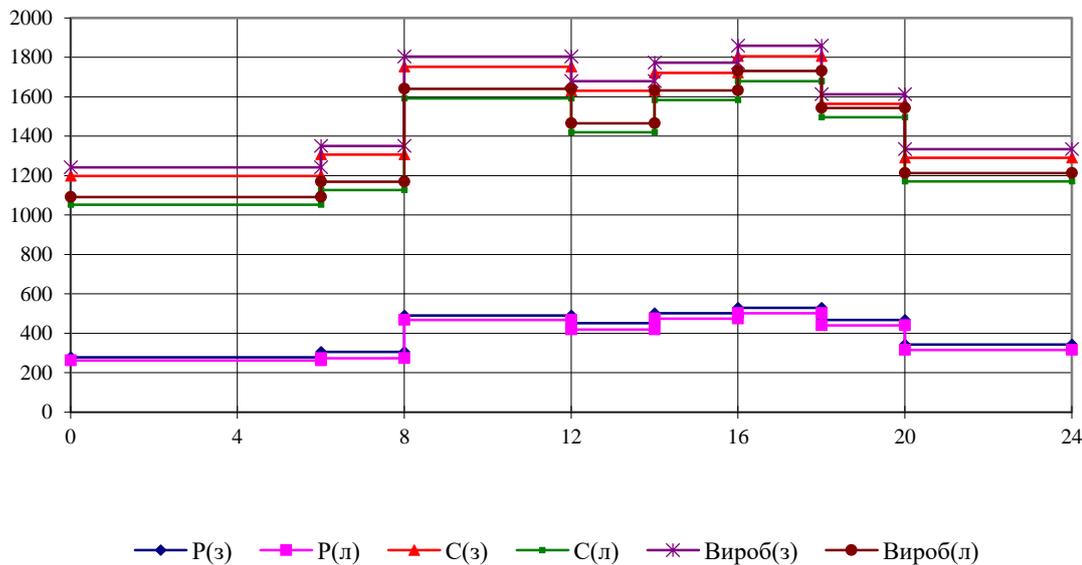


Рисунок 2.1 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

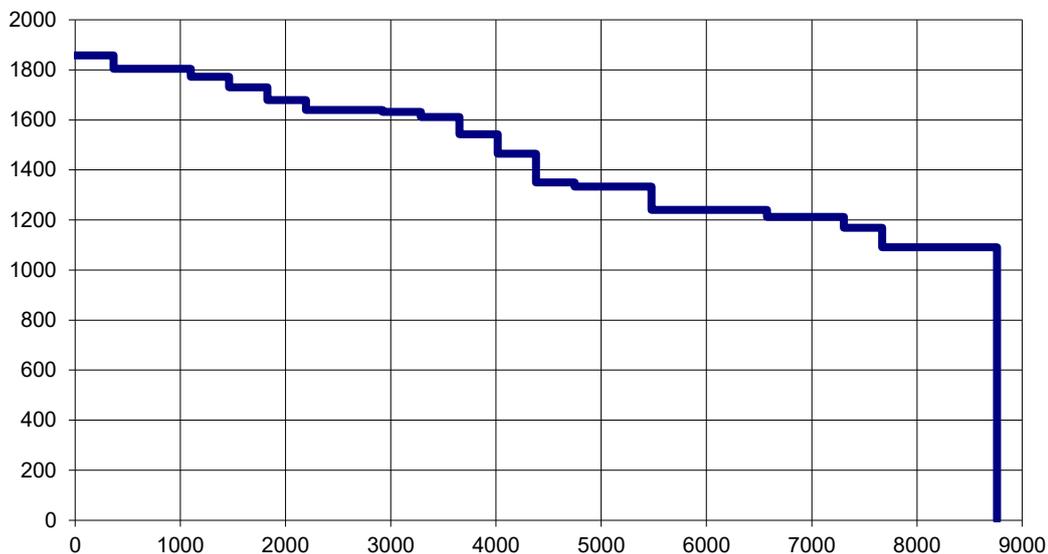


Рисунок 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та парогенераторів

Вибір турбін. У КЕС установлюються конденсаційні турбіни типу К. Згідно з поставленим завданням для курсового проекту обрано турбіни типу К-500-240 для блоків потужністю 500 МВт та турбіни типу К-300-240 для блоків потужністю 300 МВт [4]. Параметри зазначених турбін [4] вносимо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-500-240				
К-300-240	300	240	560	

Вибір парогенераторів. Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються згідно з раніше здійсненим вибором парових турбін. Обрано парогенератори типу Пп-1600/255 для турбін К-500-240 та парогенератори типу Пп-950/255 для турбін К-300-240 [4]. Номінальні дані парогенераторів внесено до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір котлоагрегату

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-1600/255		500				Вугілля
Пп-950/255		300				Вугілля

Вибір генераторів виконано наступним чином: для блоків потужністю 2x500 МВт обрано генератори типу ТГВ-500-2У3, а для блоків 3x300 МВт вибрано генератори типу ТГВ-300. Параметри генераторів, взяті з [5], заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір генераторів

Марка	Потужність		Напруга U_{H1} , кВ	I_H , кА	$\cos\varphi_H$	
	S, МВА	P, МВт				
ТГВ-500-2У3						
ТГВ-300						

Обране технологічне устаткування гарантує надійну експлуатацію станції та здатність виробляти електроенергію згідно з заданими графіками навантаження.

2.3 Зв'язок електричної станції з системою

Відповідно до визначених параметрів завдання, встановлюємо напругу на рівні 500 кВ для системи та 110 кВ для районної мережі. Проведемо розрахунок кількості ліній електропередач для забезпечення зв'язку між станцією та системою, а також місцевим районом.

Кількість ліній зв'язку з системою:

де $P_{гр}^{с.м.п.}$ – пропускна здатність ЛЕП [1], МВт;

$$n_c = \frac{1276}{700} + 1 = 2,82 \approx 3 \text{ (лінії)}.$$

З місцевим районом:

$$n_{мр} = \frac{P_{м.р.мак}}{P_{гр}} \quad n_{мр} = \frac{529,4}{50} + 1 = 11,58 \approx 12 \text{ (лінії)}.$$

Електрична станція буде взаємодіяти з енергетичною системою за допомогою трьох повітряних ліній напругою 500 кВ, тоді як з місцевим районом забезпечать зв'язок за допомогою дванадцяти повітряних ліній напругою 110 кВ.

2.4 Вибір електричної схеми станції

Розглянемо два варіанти структурної схеми електростанції. Використовуючи рекомендації, наведені в джерелі [4], розробляємо дві структурні схеми, враховуючи вихідні вимоги курсового проекту. Представлені схеми можна оглянути на рисунках 2.3 та 2.4.

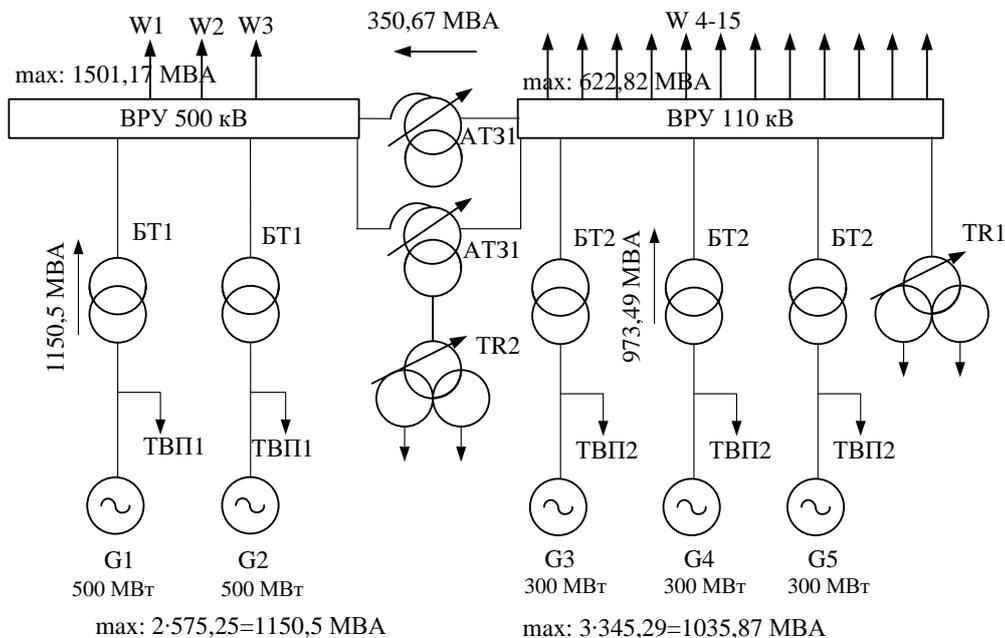


Рисунок 2.3 – Структурна схема станції №1

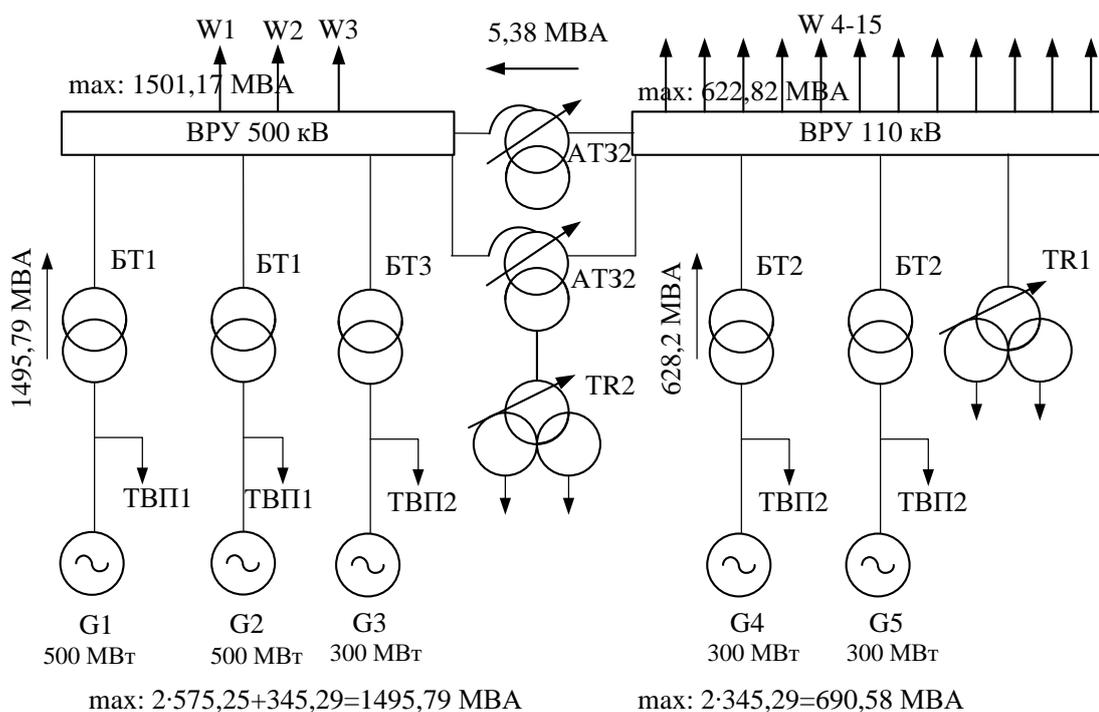


Рисунок 2.4 – Структурна схема станції №2

Для визначення найбільш ефективного варіанту структурної схеми проведемо техніко-економічне порівняння обох варіантів.

2.5 Вибір силових трансформаторів

а) трансформатори власних потреб

Оптимальний рівень потужності робочих турбінно-генераторних установок вибирається з урахуванням їх розрахункового навантаження. Ураховуючи підвищені вимоги до надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанції, перевантаження робочих турбінно-генераторних установок є неприпустимим. Оскільки дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів наперед не відомі, ми визначаємо потужність робочих турбінно-генераторних установок приблизно за формулою, наведеною в [5].

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{НОМ.Г}} \cdot K_{\text{П}}, \quad (2.13)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт попиту ($K_{\text{П}} = 0,85$ для КЕС, що працюють на мазуті [5]);

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

Для блоків 300 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,03 \cdot 300 \cdot 0,85 = 7,65 \text{ (МВА)},$$

Для блоків 500 МВт:

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,03 \cdot 500 \cdot 0,85 = 12,75 \text{ (МВА)},$$

б) пускорезервні трансформатори власних потреб

Потужність трансформатора повинна забезпечувати заміну найбільш потужного робочого турбінно-генераторного агрегату одного блока та одночасний пуск або аварійну зупинку іншого блока. Згідно з [5], їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot 12,75 = 16,57 \text{ (МВА)}.$$

Технічні характеристики трансформаторів приведено в таблиці 2.6.

в) блочні трансформатори

Оскільки кожен генератор входить в блок із трансформатором, і до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то відповідно до умов:

Де $S_{\text{ТВП}}$ – потужність ТВП, МВА;
 $S_{\text{НОМ.Г}}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

м

т

с

Для блоків 300 Вт:

$$S_{\text{ном.т}} \geq 352,94 - 7,65 = 345,29 \text{ (МВА)}.$$

Для блоків 500 Вт:

$$S_{\text{ном.т}} \geq 588 - 12,75 = 575,25 \text{ (МВА)}.$$

г) автотрансформатори зв'язку

Вибір АТЗ 1,2 здійснюємо таким чином [5]:

а). Режим максимального навантаження місцевого району:

де $S_{\text{р.макс}} \sum_{\text{ном.г.і}}^n S_{\text{ном.г.і}}$ – номінальна потужність генераторів;
 $S_{\text{р.від.макс}}$ – максимальна потужність, яка подається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1);

$S_{\text{вп.ном}}$ – потужність власних потреб при експлуатації генераторів з номінальним навантаженням.

Е

М

б). Режим мінімальних навантажень у місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю буде врахований:

де $S_{\text{р.мін}} \sum_{\text{ном.г.і}}^n S_{\text{ном.г.і}}$ – мінімальна потужність, передавана з шин станції в місцевий район (див. Таблицю 1.1), буде врахована.

в). Аварійний вивід найпотужнішого генератора, який підключений до шин місцевого району під час пікового навантаження, буде розглянуто:

де $S'_{\text{р.ав}} \sum_{\text{ном.г.і}}^{n-1} S_{\text{ном.г.і}}$ – потужність, яка використовується для власних потреб блоків місцевого району, які продовжують працювати..

$$S_{\text{р.макс}} = \frac{((3-1) \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85)}{1,4} = 295 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{\text{р.макс}} = \frac{((2-1) \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85)}{1,4} = -138,7 \text{ (МВА)}.$$

Вибір потужності трансформаторів зв'язку здійснюється на підставі

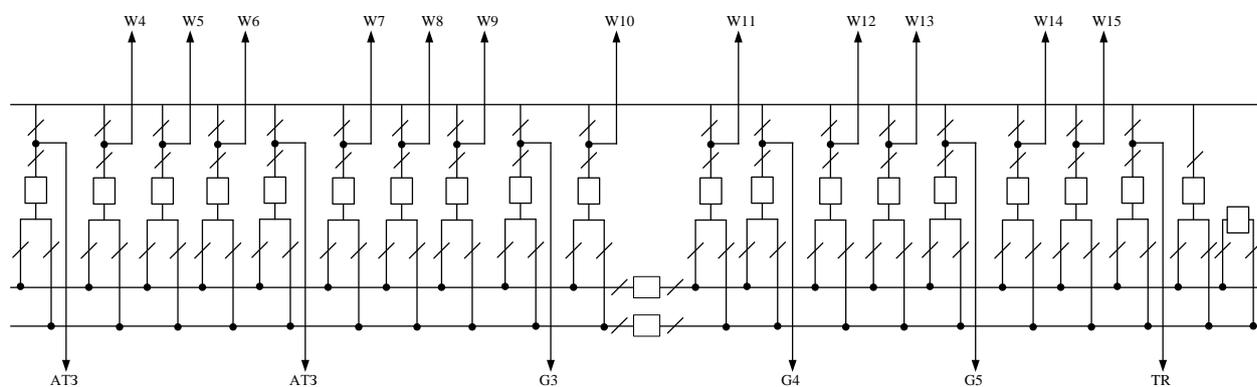
більшого із наведених значень ($S'_{\text{ном.т}}$, $S''_{\text{ном.т}}$, $S'''_{\text{ном.т}}$).

Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

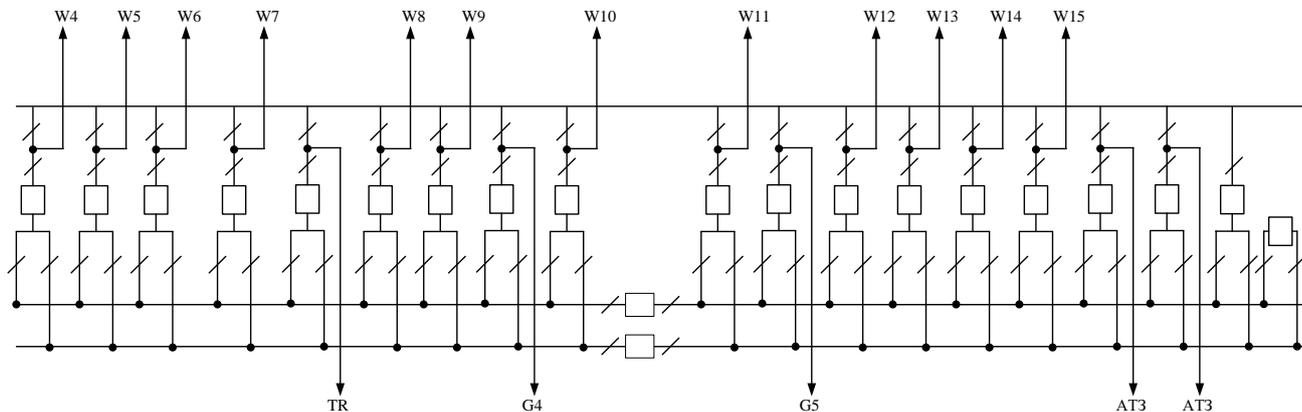
Позначення	Тип трансформатора	S_p МВА	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %			ΔP_x кВт	ΔP_{k3} кВт
				ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ-1	ТЦ-630000/500										
БТ-2	ТДЦ-400000/110										
БТ-3	ТЦ-400000/500										
АТЗ1	АТДЦТН-										
АТЗ2	АТДЦТН-										
ТВП1	ТРДНС-25000/35										
ТВП2	ТРДНС-25000/35										
Т R	ТРДНС-										
Т P	ТРДНС-25000/35										

Вибір схем розподільчих пристроїв

Забезпечення видачі потужності зі станції відбувається через шини ВРП напругою 550 і 110 кВ. Для ВРП 110 кВ обрано схему "дві системи збірних шин з обхідною" (рисунок 2.5), тоді як для ВРП 550 кВ вибрано схему "3/2".

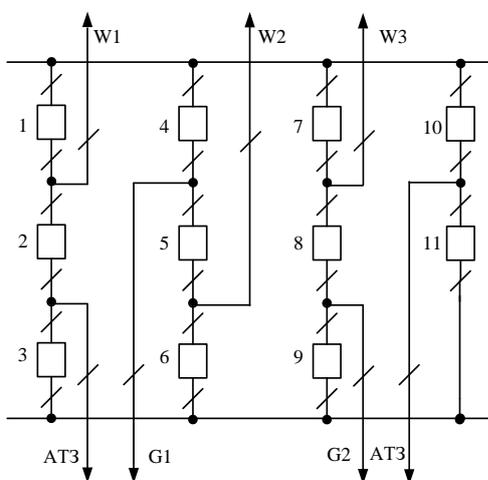


а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2

Рисунок 2.5 – Схема ВРУ-110 кВ



а) варіант схеми №1 б) варіант схеми №2

Рисунок 2.6 – Варіанти схеми ВРУ-550 кВ

Техніко-економічний аналіз варіантів структурних схем визначає економічну обґрунтованість схеми на основі мінімізації затрат [5]:

$$Z = p_n \cdot K + I = p_n \cdot K + \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5},$$

де $p_n = 0,13$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

I – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

$p_a + p_0 = 9,4 \%$ - відрахування на амортизацію та обслуговування;

$\beta = 160$ коп. / кВт·год – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

ΔW – річні витрати електроенергії працюючих трансформаторів, кВт·год.

Капіталовкладення K при виборі оптимальної схеми видачі електроенергії визначається на підставі показників вартості різних елементів варіантів схеми, зокрема, трансформаторів. У даному випадку, оскільки ТВП і ПРТВП в обох варіантах є однаковими, ми для спрощення розрахунків не враховуємо їх окремо.

де n — число паралельно працюючих трансформаторів.

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau$$

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.		Вартість, тис.грн.	Капіталовкладення	
	1 в.	2 в.		1 варіант	2 варіант
БТ1					
БТ2					
БТ3					
АТ31					
АТ32					
Вимикачі:					
500 кВ					
110 кВ					
Разом:					

Визначимо витрати електроенергії в трансформаторах [4]:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТ31}}$$

$$\Delta W_1 = \left[2 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1150,5}{630} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] +$$

$$+ \left[3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 900 \cdot \left(\frac{973,49}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] +$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \left[2 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1495,79 - 345,29}{630} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 900 \cdot \left(\frac{628,2}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 315 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 790 \cdot \left(\frac{345,29}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 690 \cdot \left(\frac{5,38}{250} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] = 41775207,98 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Приведенні затрати:

$$З_1 = 0,13 \cdot 177972 + \frac{9,4}{100} \cdot 177972 + 160 \cdot 46163031,68 \cdot 10^{-5} = 47505,69 \text{ (тис.грн);}$$

$$З_2 = 0,13 \cdot 182715 + \frac{9,4}{100} \cdot 182715 + 160 \cdot 41775207,98 \cdot 10^{-5} = 45616,32 \text{ (тис.грн);}$$

$$\Delta Z = \frac{З_2 - З_1}{З_2} 100\% = \frac{47505,69 - 45616,32}{47505,69} 100\% = 5,9\% \geq 5\%.$$

$\Delta Z = 5,9\% > 5\%$, отже, обираємо другий варіант структурної схеми станції, оскільки він є більш економічним.

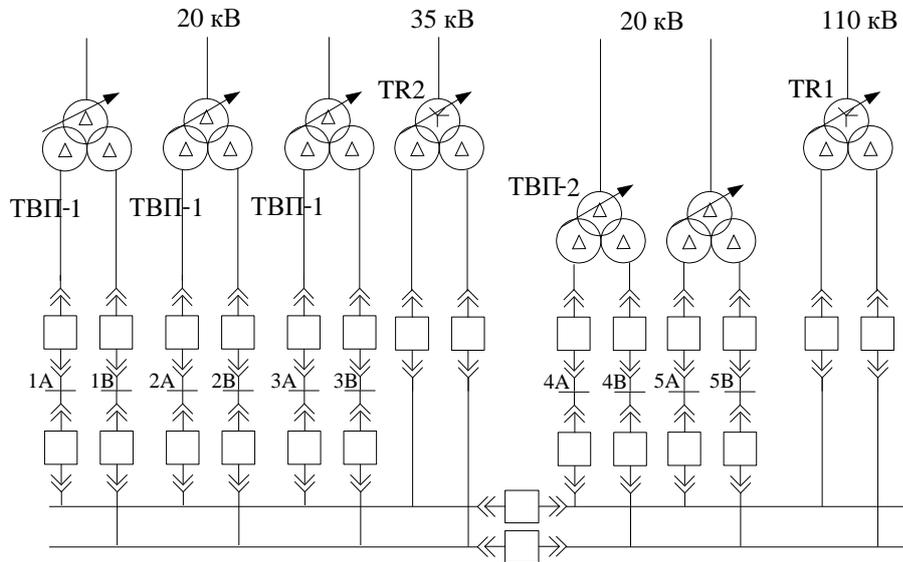


Рисунок 2.7 – Схема власних потреб станції

Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

Складаємо спрощену однолінійну схему електроустановки, на якій вказуємо всі елементи, що впливають на струм короткого замикання (рисунок 2.8). Позначаємо точки короткого замикання [9].

Подальше створення еквівалентної електричної схеми заміщення, яка відповідає початковим даним розрахункової схеми, виконуємо також у відносних одиницях. Для цього приводимо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи [9]. Приймаємо $S_B = 1000$ МВА.

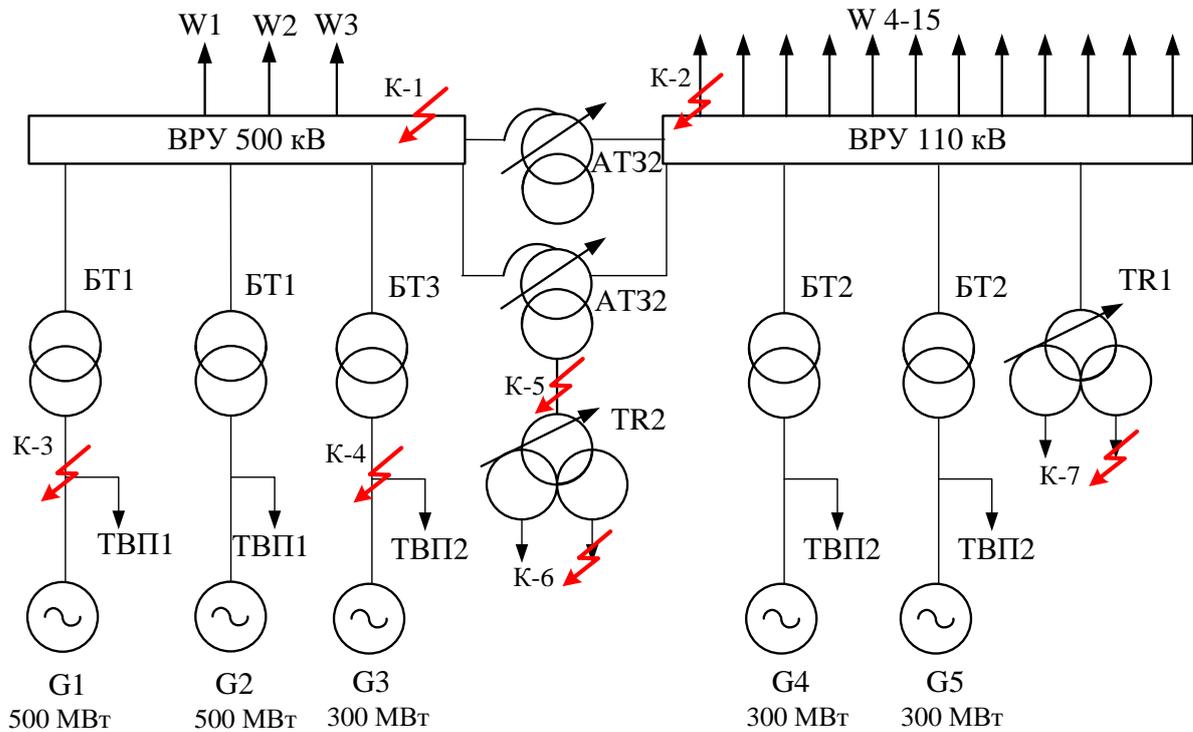


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема установки

- опори генераторів у відносних одиницях:

$x_{*Г} = x''_{*дНОМ} \frac{S_{НОМ}}{S_{Г}}$ - номінальна повна потужність генератора, МВА;

$x''_{*дНОМ}$ - надперехідний опір генератора, в.о.,

$$x_{*1,2} = x_{*Г1,2} = 0,243 \frac{1000}{588} = 0,413,$$

$$x_{*3-5} = x_{*Г3-5} = 0,286 \frac{1000}{352,94} = 0,81.$$

- опір трансформаторів у відносних одиницях:

$x_{*Т} = \frac{u_k \%}{100} \frac{S_{НОМ}}{S_{Т}}$ - номінальна повна потужність трансформатора, МВА;

$u_k \%$ - напруга короткого замикання, %,

$$x_{*6,7} = x_{*БТ1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,222$$

$$x_{*8,9} = x_{*Б2} = \frac{10,3}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263$$

$X_{*11,12}$ - опір автотрансформаторів у відсоткових одиницях:

и

к

в

к

с

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

к

$$X_{*KB} \% = 0,5 \cdot (33 + 13 - 18,5) = 0,5 \cdot (13 + 18,5 - 33) = -0,75 = 0 (\%),$$

$$X_{*KH} \% = 0,5 \cdot (33 + 18,5 - 13) = 17,5 (\%),$$

$$X_{*13} = X_{*AT32 BC} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{13,75 \cdot 1000}{100 \cdot 250} \right) = 0,275$$

$$X_{*14} = X_{*AT32 BH} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{17,5 \cdot 1000}{100 \cdot 250} \right) = 0,35$$

де X_{*LEIT} - питомий індуктивний опір лінії [1], Ом/км;

l - довжина лінії, згідно із завданням $l = 550$ км;

U_{cp} - середня напруга, кВ,

$$X_{*15-17} = X_{*LEIT} = 0,3 \cdot 550 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,622$$

де $S_{с.НОМ}$ - номінальна повна потужність системи, наведена в завданні, МВА;

$X_{*с.НОМ}$ - відносний номінальний опір системи, наведений в завданні, в.о.,

$$X_{*18} = X_{*с} = 0,09 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,005$$

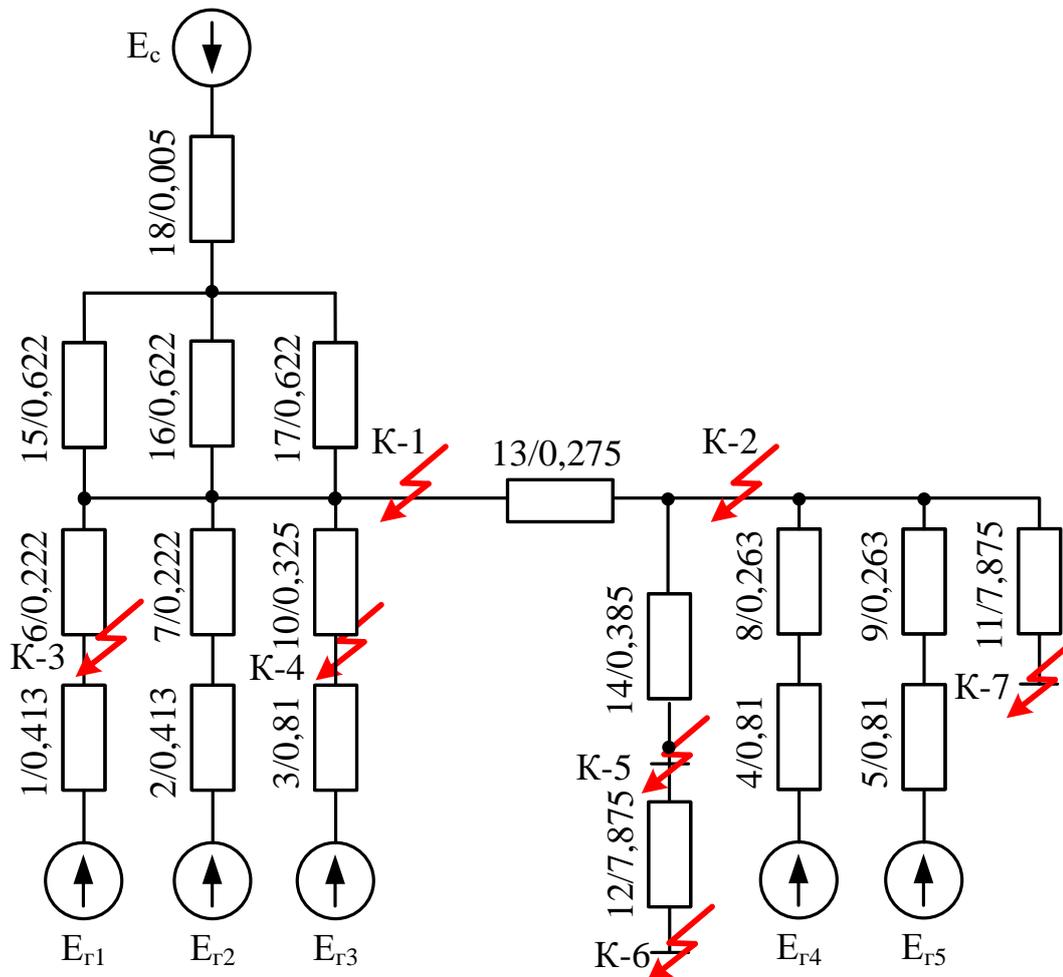


Рисунок 2.9 - Заступна схема електроустановки

Розглянемо розрахунок точки К1. Проведемо перетворення схеми заміщення так, щоб кожна генеруюча гілка була пов'язана з точкою короткого замикання одним результуючим опором.

$$X_{*19} = \frac{X_{*15}}{3} + X_{*18} = \frac{0,622}{3} + 0,005 = 0,212$$

$$X_{*20} = \frac{X_{*1}^3 + X_{*6}}{3} = \frac{0,413^3 + 0,222}{3} = 0,317$$

$$X_{*21} = \frac{X_{*4}^2 + X_{*8}}{2} + X_{*13} = \frac{0,81^2 + 0,263}{2} + 0,275 = 0,812$$

$$X_{*22} = X_{*3}^2 + X_{*10} = 0,81 + 0,325 = 1,135$$

$$X_{*23} = \frac{X_{*21} \cdot X_{*22}}{X_{*21} + X_{*22}} = 0,473$$

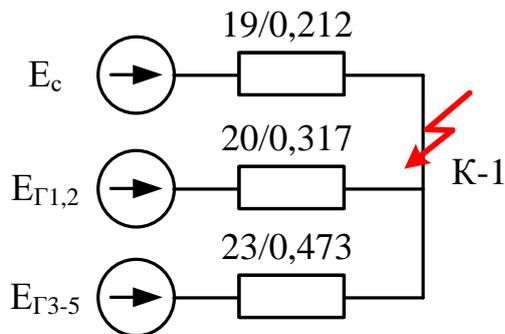


Рисунок 2.10 - Спрощення заступної схеми для точки К-1

Визначаємо значення періодичної складової струму КЗ за формулою:

$$I_{п.о} = \frac{E_*''}{X_{*рез}} \cdot I_6$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,121 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1,2} = \frac{1,13}{0,317} \cdot 1,121 = 4 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ3-5} = \frac{1,13}{0,473} \cdot 1,121 = 2,7 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оC} = \frac{1}{0,212} \cdot 1,121 = 5,3 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₂.

$$X_{*24} = \frac{X_{*4} + X_{*8}}{2} = \frac{0,81 + 0,263}{2} = 0,5365$$

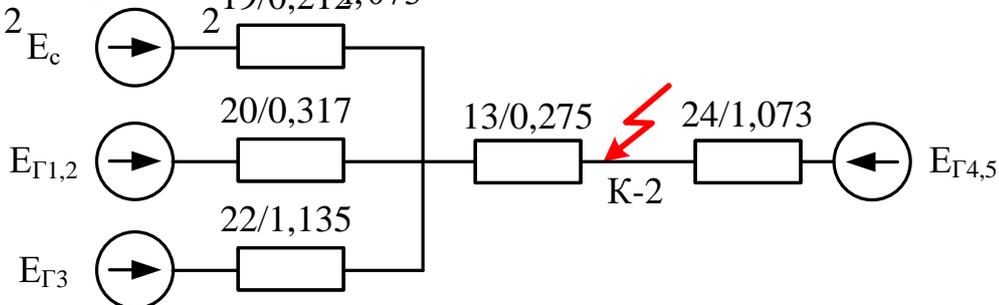


Рисунок 2.11 - Спрощення заступної схеми для точки К-2

Д
Л
Я

Д
А
Н

Подальше перетворення виконаємо за методикою, яка описана у [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*13} \cdot (X_{*19} \cdot X_{*20} + X_{*19} \cdot X_{*22} + X_{*20} \cdot X_{*22}) = 0,184$$

$$X_{*25} = X_{*19} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*20} \cdot X_{*22}} = 0,722$$

$$X_{*26} = X_{*20} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*19} \cdot X_{*22}} = 1,08$$

$$X_{*27} = X_{*22} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*19} \cdot X_{*20}} = 3,867$$

$$X_{*28} = \frac{X_{*24} \cdot X_{*19} \cdot X_{*20}}{X_{*24} \cdot X_{*27}} = 0,84$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1,2} = \frac{1,13}{1,08} \cdot 5,02 = 5,3 \text{ (кА)},$$

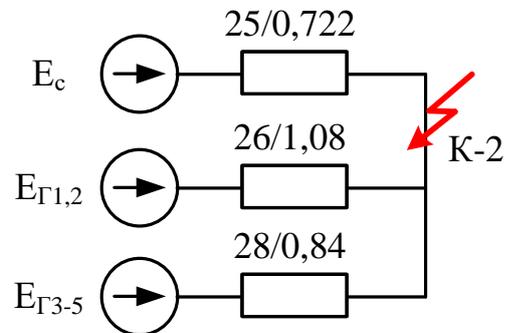


Рисунок 2.12 - Спрощення заступної схеми для точки К-2

$$I_{п.оГ3-5} = \frac{1,13}{0,84} \cdot 5,02 = 6,7 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оC} = \frac{1}{0,722} \cdot 5,02 = 6,9 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₃.

$$X_{*29} = X_{*2} + X_{*7} = 0,413 + 0,222 = 0,635$$

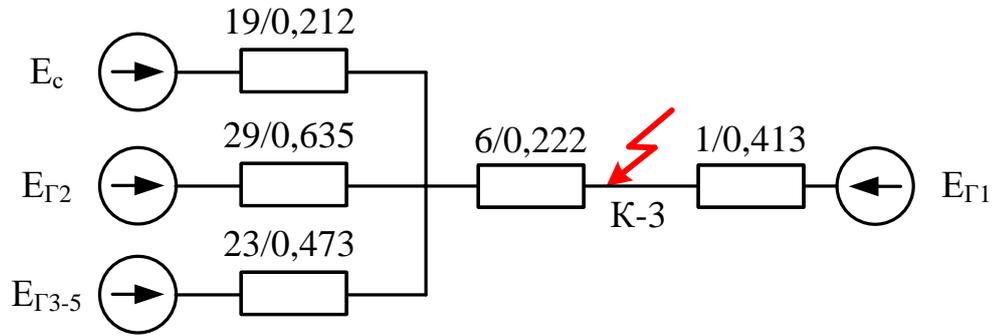


Рисунок 2.13 Спрощення заступної схеми для точки К-3

Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*6} \cdot (X_{*19} \cdot X_{*29} + X_{*19} \cdot X_{*23} + X_{*23} \cdot X_{*29}) = 0,119$$

$$X_{*30} = X_{*19} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*23} \cdot X_{*29}} = 0,608$$

$$X_{*31} = X_{*29} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*23} \cdot X_{*19}} = 1,82$$

$$X_{*32} = X_{*23} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*19} \cdot X_{*29}} = 1,356$$

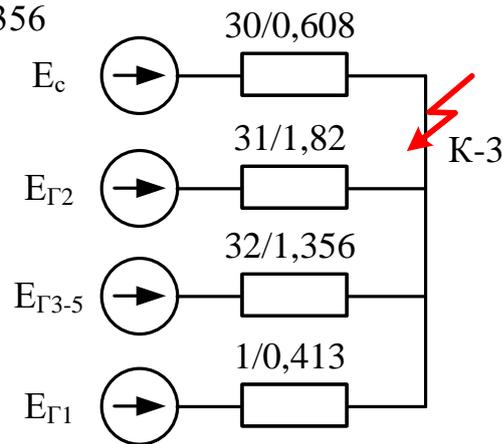


Рисунок 2.14 - Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,86 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1} = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,86 = 78,9 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ2} = \frac{1,13}{1,82} \cdot 28,86 = 17,9 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.ог3-5} = \frac{1,13}{1,356} \cdot 28,86 = 24 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{0,608} \cdot 28,86 = 47,5 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₄.

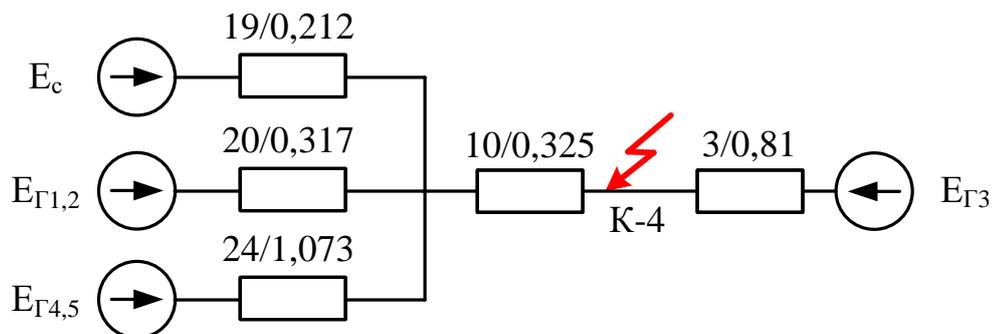


Рисунок 2.15 Спрощення заступної схеми для точки К-3

Подальше перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*10} \cdot (X_{*19} \cdot X_{*20} + X_{*19} \cdot X_{*24} + X_{*20} \cdot X_{*24}) = 0,206$$

$$X_{*33} = X_{*19} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*20} \cdot X_{*24}} = 0,819$$

$$X_{*34} = X_{*20} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*19} \cdot X_{*24}} = 1,224$$

$$X_{*35} = X_{*24} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*20} \cdot X_{*19}} = 4,143$$

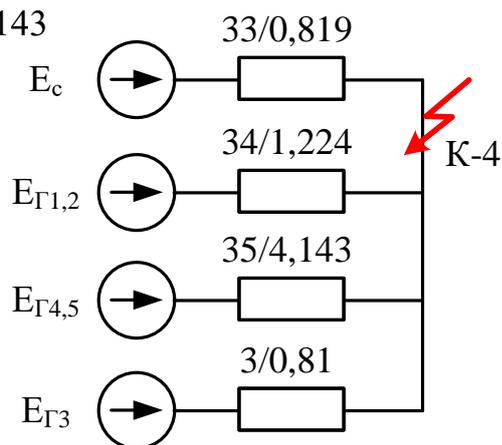


Рисунок 2.16 - Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$I_{п.оГ3} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 28,86 = 40,3 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1,2} = \frac{1,13}{1,224} \cdot 28,86 = 26,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ4,5} = \frac{1,13}{4,143} \cdot 28,86 = 7,8 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{0,819} \cdot 28,86 = 35,2 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₅.

Аналогічні перетворення здійснимо за допомогою методики наведеної в [9].

$$X_{*\Delta} = X_{*14} \cdot (X_{*25} \cdot X_{*26} + X_{*25} \cdot X_{*28} + X_{*26} \cdot X_{*28}) = 0,883$$

$$X_{*36} = X_{*25} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*26} \cdot X_{*28}} = 1,695$$

$$X_{*37} = X_{*26} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*25} \cdot X_{*28}} = 2,536$$

$$X_{*38} = X_{*28} + \frac{X_{*\Delta}}{X_{*26} \cdot X_{*25}} = 1,972$$

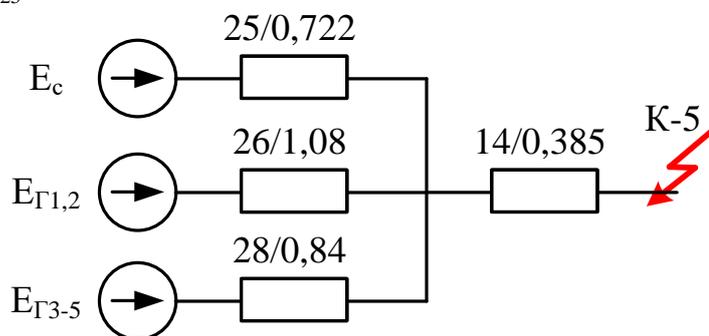


Рисунок 2.17 Спрощення заступної схеми для точки К-5

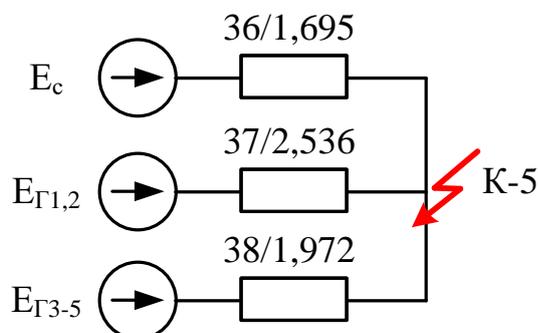


Рисунок 2.18 - Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ1,2} = \frac{1,13}{2,536} \cdot 15,6 = 6,95 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оГ3-5} = \frac{1,13}{1,972} \cdot 15,6 = 8,9 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оС} = \frac{1}{1,695} \cdot 15,6 = 9,2 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₆.

Для аналізу цього випадку можна використати результати розрахунку точки КЗ 5

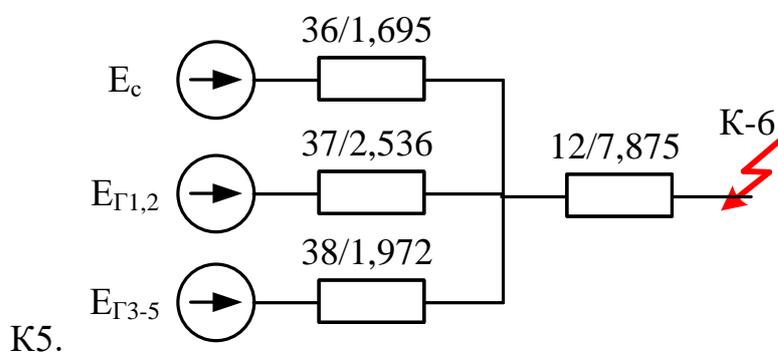


Рисунок 2.19 - Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{*39} = \frac{1}{\frac{1}{x_{*36}} + \frac{1}{x_{*37}} + \frac{1}{x_{*38}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,695} + \frac{1}{2,536} + \frac{1}{1,972}} = 0,671,$$

$$x_{*40} = x_{*39} + x_{*12} = 0,671 + 7,875 = 8,5$$

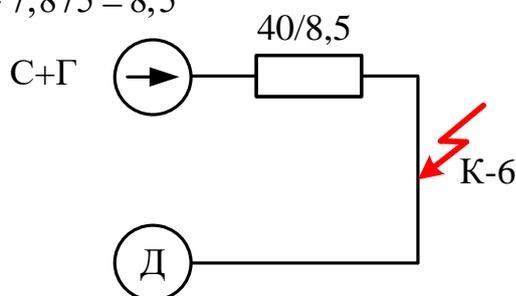


Рисунок 2.20 - Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{п.оС+Г}} = \frac{1}{8,5} \cdot 91,6 = 10,8 \text{ (кА)},$$

$$I_{\text{п.оД}} = 4,0 \cdot \frac{\sum P_{\text{НОМ}}}{2 \cdot U_{\text{НОМД}}}$$

е

$\sum P_{\text{НОМ.ТВП}}$ - номінальна повна потужність робочого або резервного трансформаторів, МВА,
Сумарну номінальну потужність всіх двигунів ВП для приблизних оцінок струму

$U_{\text{НОМД}}$ - номінальна міжфазна напруга двигунів, кВ ($U_{\text{НОМД}} = 6 \text{ кВ}$),

п

р

и

й

м

а

р

м

о

р

и

р

и

н

ж

и

в

п

о

н

и

й

к

з

д

к

р

о

т

.

$$I_{\text{п.оД}} = 4,0 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 10,4 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₇.

Для розрахунку цього випадку можна скористатися результатом із

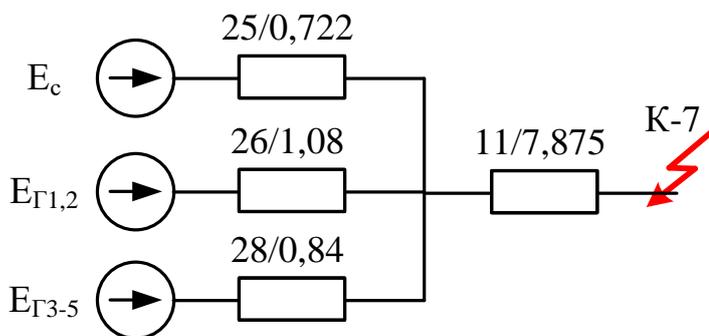


Рисунок 2.21 - Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{*41} = \frac{1}{\frac{1}{x_{*25}} + \frac{1}{x_{*26}} + \frac{1}{x_{*28}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,722} + \frac{1}{1,08} + \frac{1}{0,84}} = 0,286,$$

$$x_{*42} = x_{*41} + x_{*11} = 0,286 + 7,875 = 8,161$$

$$I_{п.оС+Г} = \frac{1}{8,161} \cdot 91,6 = 11,2 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.оД} = 4,0 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 10,4 \text{ (кА)}.$$

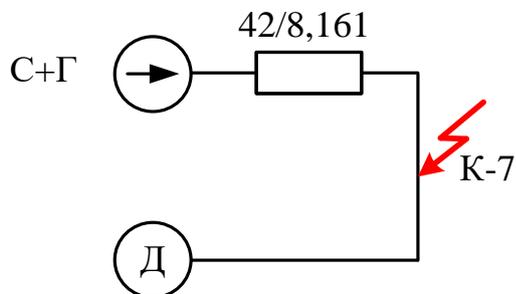


Рисунок 2.22 - Спрощення заступної схеми для точки К-7

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

1

2

В

ВВ

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{нт}$ для генераторних віток.

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{нт}$ для генераторних віток.

1: $G_{1,2}$:

$$I'_{НОМ} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,32 \text{ (кА)}$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{НОМ}} = \frac{4}{1,32} = 3$$

$$I'_{НОМ} = \frac{3 \cdot 352,94 \cdot \gamma_{н,\tau}}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,19 \text{ (кА)}$$

$$\frac{I_{по}}{I'_{НОМ}} = \frac{2,7}{1,19} = 2,2$$

2: а) $G_{1,2}$:

$$I'_{НОМ} = \frac{3 \cdot 588 \cdot \gamma_{н,\tau}}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,9 \text{ (кА)}$$

$t_{ВВ} = 0,02 \text{ с};$

$t_{ВВ} = 0,035 \text{ с};$

$t_{ВВ} = 0,04 \text{ с};$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,3 (\text{кА})$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{6,7}{5,3} = 1,3$$

К₃: а) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{\gamma_{\text{н,т}} \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 17 (\text{кА})$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{78,9}{17} = 4,6$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{\gamma_{\text{н,т}} \cdot 17,9}{17} = 1,01$$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 30,5 (\text{кА})$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{24}{30,5} = 0,78$$

К₄: а) G₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{\gamma_{\text{н,т}} \cdot 352,94}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2 (\text{кА})$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{40,3}{10,2} = 4$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{\gamma_{\text{н,т}} \cdot 7,8}{20,4} = 0,3$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{\gamma_{\text{н,т}} \cdot 26,6}{34} = 0,78$$

Ударний струм короткого замикання (КЗ) зазвичай виникає приблизно через 0,01 секунди після початку КЗ. Його величина розраховується за допомогою формули [9]:

де $I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,т}}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ, А;

Ударний коефіцієнт, який визначається від постійного часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання (КЗ), є показником, що характеризує динаміку цього явища.

Аперіодична складова струму КЗ [9]:

$$i_{\text{ср}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ат,Дв}} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

Визначимо компоненти струму короткого замикання (КЗ), породжені роботою двигунів:

$$I_{\text{пт,Дв}} = I_{\text{ат,Дв}} \cdot e^{-\tau/0,07}$$

$$i_{\text{у,Дв}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по,Дв}} \cdot K_{\text{у,Дв}}$$

Отримані результати розрахунків струмів короткого замикання представлені у таблицях 2.8 і 2.9.

Таблиця 2.8 – Дані для визначення складових струмів КЗ

	Вітка живлення	, кА	$K_{\text{у}}$	T_a , с	τ , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{п,т}}$
К1 ВРУ 500 кВ	Система						
	Г1,2						
	Г3-5						
К2 ВРУ 110 кВ	Система						
	Г1,2						
	Г3-5						
К3 Г1 500 МВТ	Система						
	Г1						
	Г2						
К4 Г4 300 МВТ	Система						
	Г3						
	Г1,2						

	Г4,5						
К5 НН АТЗ 37 кВ	Система						
	Г1,2						
	Г3-5						
К6 ВП 6 кВ	С+Г						
	Д						
К7 ВП 6 кВ	С+Г						
	Д						

Таблиця 2.9 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	, кА	i_y , кА	i_{at} , кА	, кА	Примітка
К1 ВРУ 500 кВ	Система					Комут.апар. і шини
	Г1,2					
	Г3-5					
	Сума					
К2 ВРУ 110 кВ	Система					Комут.апар. і шини
	Г1,2					
	Г3-5					
	Сума					
К3 Г1 500 МВт	Система					шини в осн. Колі
	Г2					
	Г3-5					
	Сума					шини до ВП
	Г1					
	Сума					
К4 Г4 300 МВт	Система					шини в осн. Колі
	Г1,2					
	Г4,5					
	Сума					

	ГЗ					
	Сума					шини до ВП
К5 НН АТЗ 37 кВт	Система					
	Г1,2					
	Г3-5					
	Сума					
К6 РУ ВП 6 кВ	С+Г					Комут.апар
	Д					
	Сума					Шини
К7 РУ ВП 6 кВ	С+Г					Комут.апар
	Д					
	Сума					Шини

Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму полягає в аналізі найвищих значень струмів при їхньому приєднанні до електричної системи або в оцінці імпульсів квадратичного струму [6].

ВРУ-500 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{700 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 951 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БТ1} = \frac{588 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 715 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 433 \text{ (A)}.$$

$$I_{\max.W} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi};$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot S_{0,95}};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{по}^2 (t_{вим} + T_a),$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-110 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 67,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БТ2} = \frac{352,94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 2145 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.АТ3} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1968,2 \text{ (A)}$$

$$I_{\max.TR} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ (A)}$$

$$B_k = 18,9^2 (0,2 + 0,26) = 164,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$I_{\max.TR} = \frac{S_{TR.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}$$

Коло генератора 300 МВт.

$$I_{\max.G} = \frac{10,2 \cdot 10^3}{0,95} = 10700 \text{ (A)}.$$

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.HOM}}{0,95}.$$

$$I_{\max.TR} = \frac{S_{TR.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}$$

$$I_{\max.ТВП} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 732 \text{ (A)}$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_k = B_{КП} + B_{Ка} = (B_{пс} + B_{пг} + B_{пгс}) + B_{Ка} = (I_c^2 + B_{пг}^* \cdot I_{п,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{п,о,г}) \cdot t_{вим} +$$

$$+ (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п,о,г}^2 \cdot T_{a,г} + 4 \cdot I_c \cdot I_{п,о,г} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,г})),$$

де $t_{вим} = 4 \text{ с}$; $B_{пг}^* = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{a,г} = 0,54 \text{ с}$; $I_{п,о,г} = 40,3 \text{ кА}$;

$I_c = 69,6 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,26 \text{ с}$.

$$B_k = (69,6^2 + 0,3 \cdot 40,3^2 + 2 \cdot 69,6 \cdot 40,3 \cdot 0,52) \cdot 4 + (69,6^2 \cdot 0,26 +$$

$$\cdot 0,54 + (4 \cdot 69,6 \cdot 40,3) / (1/0,26 + 1/0,54)) = 37099 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 500 МВт.

$$I_{\max.G} = \frac{17 \cdot 10^3}{0,95} = 17894 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.ТВП} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 732 \text{ (A)}$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = (89,4^2 + 0,3 \cdot 79^2 + 2 \cdot 89,4 \cdot 78,9 \cdot 0,52) \cdot 4 + (89,4^2 \cdot 0,26 + 0,33 + (4 \cdot 89,4 \cdot 78,9) / (1/0,26 + 1/0,478)) = 68230 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{*\text{пг}} = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{\text{а,г}} = 0,478 \text{ с}$; $I_{\text{п,о,г}} = 78,9 \text{ кА}$;

$I_c = 89,4 \text{ кА}$; $T_{\text{а,с}} = 0,26 \text{ с}$.

Сторона АТЗ 35 кВ:

$$I_{\text{max.}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 390 \text{ (А)}.$$

$$B_k = 25,05^2 (0,2 + 0,26) = 288,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\text{max.TR}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1203 \text{ (А)}.$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{нод}}^2 (0,5T_{\text{д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{нод}} (T_{\text{д}}' + T_{\text{асх}}),$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{нод}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{нод}}} = \frac{0,06 \cdot 11,2 + 0,04 \cdot 10,4}{11,2 + 10,4} = 0,043 \text{ (с)}.$$

$$B_k = 11,2^2 (0,3 + 0,043) + 10,4^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,043) + 2 \cdot 11,2 \cdot 10,4 (0,07 + 0,043) = 59,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури проводимо в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вибір комутаційної апаратури

ВРУ-500 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-550 B2-53/4000	D BF-550/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 951 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,65 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 53 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 13,47 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 12 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 53 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 32,63 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 66,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терттер}}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терттер}}^2 = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-170 В1-50/4000	D BF-110/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2145 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 18,77 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 14,29 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 21,2 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 18,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 48,33 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 164,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
35 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-72,5 В1-50/4000	D BF-35/4000 T1
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 72,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 20,05 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 24,74 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 21,2 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 25,05 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 68,46 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 288,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	КУ-6-40/3200	КУ6С
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1203 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 6,89 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 29,22 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 90 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 59,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терттер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір шин ВРП, ГРП ТА РТВП

ВРУ-500 кВ. Збірні шини:

$$I_{\text{мах}} = 951 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{по}} = 12 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{у}} = 32,63 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо два проводи марки АС-400/93: $d = 29,1 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 900 \text{ (А)};$$

$$D = 6 \text{ (м)}$$

Фази розташовані горизонтально, існує середня геометрична відстань між проводами [6]:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D,$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 951 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 900 = 1800 \text{ (A)}$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

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

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

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

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

де $U_{\text{max}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ – максимальна напруга установки;

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

n – кількість проводів у фазі, шт..

При $n = 2$:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a}$$

$$\kappa = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}$$

де $a = 40$ (см) – відстань між проводами в розщепленій фазі при $U_{\text{ном}} = 500$ (кВ).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31 \text{ (кВ/см)}$$

$$U_{\text{max}} = 1,05 \cdot 500 = 525 \text{ (кВ)}$$

$$\kappa = 1 + 2 \cdot \frac{1,38}{40} = 1,069$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,455 \cdot 40} = 7,62 \text{ (см)}$$

$$E = 1,069 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{2 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{756}{7,62}} = 34,2 \text{ (кВ/см)}$$

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 34,2 = 36,6 (\text{кВ} / \text{см}) > 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31 = 27,9 (\text{кВ} / \text{см}).$$

Умова не виконується.

Встановлюємо чотири провідники марки АС 500/336: $d = 37,5$ мм;

$$I_{\text{доп}} = 950 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,875}} \right) = 30,27 (\text{кВ} / \text{см})$$

$$k = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,875}{40} = 1,198$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,875 \cdot 40^3} = 20,54 (\text{см})$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{20,54} = 18,9 (\text{кВ} / \text{см})$$

$$1,07 \cdot 18,9 = 20,2 (\text{кВ} / \text{см}) < 0,9 \cdot 30,27 = 27,24 (\text{кВ} / \text{см}).$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не здійснюється, оскільки шини виконані голими проводами на відкритій місцевості [6].

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 2145 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 18,9 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 48,33 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо три проводи марки АС 400/22:

$$d = 26,6 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 830 \text{ А};$$

$$D = 300 \text{ см}; \alpha_{\text{доп}} = 0,45 \text{ м}; m_1 = 1,261 \text{ кг/м}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 2145 < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 830 = 2490 \text{ А};$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 31,29 (\text{кВ} / \text{см});$$

$$K = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \frac{1,33}{20} = 1,23;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,33 \cdot 20^2} = 8,1 \text{ (см);}$$

$$E = 1,23 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{3 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{8,1}} = 6,3 \text{ (кВ/см);}$$

$$1,07 \cdot 6,3 = 6,8 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,29 = 28,159 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Вибір пофазно-екранованого струмопроводу.

Генератор 300 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи:

а) в основному колі типу ТЭКН-Е-20-12500-400У1:

$$\begin{aligned} & y \\ & = 10,7 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 12,5 \text{ кА}; \\ & y = 112,96 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА}. \end{aligned}$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1200-400У1:

$$\begin{aligned} & \varnothing \\ & = 0,732 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 1,2 \text{ кА}; \\ & y = 301,39 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Генератор 500 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

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

$$\begin{aligned} & K \\ & = 17,894 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кА}; \\ & y = 221,04 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}. \end{aligned}$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/3150-750У1:

$$\begin{aligned} & \varnothing \\ & = 0,732 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА}; \\ & y = 462,68 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Сторона НН АТЗ:

$$\begin{aligned} & B \\ & \leq \\ & I_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}; \\ & 0 \end{aligned}$$

$$= 390 \text{ A};$$

$$I_{n,0} = 20,05 \text{ кА};$$

$$i_y = 68,46 \text{ кА};$$

$$B_k = 288,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо шини алюмінієві коробчастого перерізу:

$$100 \times 45 \times 4,5$$

Перевірка за допустимим струмом:

М

М

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 2820 = 2650,8 \text{ А} > I_{\text{max}} = 390 \text{ А}.$$

Д

Перевірка шин на термічну стійкість:

П

.

Н

О

М

Д

Е

Перевірка шин на механічну міцність:

2

Ш

8

У

Н

Ж

де

σ_{розр}

і

σ_{доп}

–

розрахункові і

допустимі

механічні

напруги

в

матеріалі

шин;

Ц

σ_ф

–

напруга

в

матеріалі

шин

від

взаємодії

фаз, МПа;

і

q

=

2 × 775

мм²

σ_п

–

напруга

в

матеріалі

шин

від

взаємодії

полос, МПа.

Припускаємо, що швелери мають жорстке зварення на всій довжині і розташовані

вдоль вершини прямокутного трикутника, тоді σ_п = 0, момент опору пакету шин

$$\left[W_{y0-y0}^2 \right] = 48,6 \text{ см}^3.$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{I^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2$$

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,5^2}{0,8 \cdot 48,6} \cdot 68,46^2 = 5,9 \text{ (МПа)},$$

де l – довжина прогону між ізоляторами, м, приймаємо $l = 1,5$ м;

a – відстань між фазами, м, $a = 0,8$ м.

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} = 5,9 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір жорстких шин та ізоляторів обумовлений максимальною силою, що викликає згинання:

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{68,46^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 1423,6 \text{ (Н)}; \quad F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$\text{Встановлюємо опорні ізолятори типу ИОР-20-16,00 УХЛЗ [6]:} \quad K_h = \frac{H_{\text{із}} + c + \frac{h}{2}}{H_{\text{із}}}$$

$U_{\text{ном}} = 20$ кВ;

$F_p = 16000$ Н;

$h_{\text{із}} = 210$ мм.

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{210 + 4,5 + \frac{100}{2}}{210} = 1,26 \quad F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p$$

$$F_{\text{розр}} = 1,26 \cdot 1423,6 = 1793,7 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ (Н)}$$

В

$U_{\text{ном}} = 20$ кВ;

$I_{\text{ном}} = 2000$ А;

$F_p = 12500$ Н;

$h_{\text{із}} = 886$ мм.

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

Ю

Є

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{\text{зг}} \leq 0,6 \cdot F_p$$

М

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 1423,6 = 712 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ (Н)}$$

О

П

Р

О

РУВП-6 кВ. Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-

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

$$I_{\text{max}} = 1,203 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 53,49 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 75 \text{ кА}.$$

Вибір кабелю проводиться для електродвигуна типу 2АЗМ-800/6000.:

$$P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А}; T_{\text{max}} = 6834,51 \text{ год.}$$

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трьох жильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 89,5/1,2 = 74,6 \text{ мм}^2;$$

$$\text{Приймаємо кабель } 3 \times 95 \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А};$$

З врахуванням поправочного коефіцієнта на температуру повітря ($K_2 = 0,87$) допустимий струм складає:

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 165 = 143,6 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{47 \cdot 10^6}}{90} = 76,2 \text{ мм}^2 < q = 285 \text{ мм}^2.$$

Кабель підходить.

Вибір вимірювальних трансформаторів

Обираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-500 кВ.

Таблиця 2.11 - Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-500

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1087 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$

$i_y = 35,76 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_k =$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r^2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r_{\text{ном}}^2 = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

а

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів: $l_{\text{розр}} = 175 \text{ м}$;

а

б) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$.

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.12).

а

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377			
Ватметр	Д-305		—	
Варметр	Д-305		—	
Датчик активної потужності	Е-829		—	
Датчик реактивної потужності	Е-830		—	
Лічильник активної енергії	И-680		—	
Разом:				

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2;$$

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

о

б

м

о

т

о

к

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{гр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}};$$

$$r_{\text{гр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{гр}};$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,4 = 0,23 (\text{мм}^2).$$

Враховуючи вимоги до механічної міцності, обираємо контрольний кабель марки КРВГ із жилами вказаного перерізу $q = 2,5 (\text{мм}^2)$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 2,5 = 7,82 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-М-500-ІІ [6]:

$$U_{1\text{ном}} = 500000 / \sqrt{3} (\text{кВ}); U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} (\text{В});$$

$$U_{\text{здод}} = 100 (\text{В}); S_{2\text{ном},0,5} = 100 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Таблиця 2.13 – Вторинне навантаження НКФ-М-500-ІІ

Прилад	Тип	обм, В·А	обм, шт	Cos φ	Sin φ	прил, шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Вагметр	Д-305							—
Варметр	Д-305							—
Фіксуєчий прилад	ФІП		—					—
Датчик активної потужності	Е-829		—					—
Датчик реактивної потужності	Е-830		—					—
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт						

Разом:		
--------	--	--

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для з'єднання трансформатора напруги з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ із відповідним перерізом жил $q = 2,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Таблиця 2.14 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НКФ-М-500-ІІ
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Автотрансформатор зв'язку:		
сторона ВН:	ТВТ-500	–
сторона СН:	ТВТ-110	–
сторона НН:	ТШЛ-35	ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ ₁ :		
сторона ВН:	ТВТ-500	–
сторона НН	ТШ-20	–
Блочний трансформатор БТ ₂ :		
сторона ВН:	ТВТ-110	–
сторона НН:	ТШ-20	–
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1:		
сторона ВН:	ТВТ-110	–
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2:		
	ТШЛ-35	–
	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

сторона ВН:		
сторона НН:		
Турбогенератор 300 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-20
Турбогенератор 500 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-20
ТВП ₁ :		
сторона ВН:	ТШ-20	–
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3
ТВП ₂ :		
сторона ВН:	ТШ-20	–
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту від перенапруг на станції встановлюють розрядники та обмежувачі перенапруг [7]:

1. ЛЕП-500 кВ, сторона ВН АТЗ ОПН-500У1;
та сторона ВН блочних трансформаторів БТЗ:
2. ЛЕП-110 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН ОПН-110У1;
блочних трансформаторів БТЗ:
3. Нейтраль блочних трансформаторів БТ4 ОПН-110У1;
4. Сторона НН БТЗ, БТ4 РВМ-20У1;
5. Сторона НН трансформаторів ВП РВРД-6У1.

Для забезпечення ефективної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюють на лініях електропередачі високочастотні загороджувачі:

- а) 110 кВ: Вибираємо загороджувач - ВЗ-3200-0,5У1.

Проводимо перевірку:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

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

$$110 \text{ (кВ)} = 110 \text{ (кВ)};$$

$$2145 \text{ (А)} < 3200 \text{ (А)};$$

$$48,33 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$164,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Всі умови виконується.

б) 500 кВ: Вибираємо загороджувач - ВЗ-2000-0,5У1.

Проводимо перевірку:

$$500 \text{ (кВ)} = 500 \text{ (кВ)};$$

$$951 \text{ (А)} < 2000 \text{ (А)};$$

$$32,63 \text{ (кА)} < 102 \text{ (кА)};$$

$$66,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Всі умови виконується.

Для контролю перенапруг на лініях електропередачі напругою 500 кВ в режимі холостого ходу та при малих навантаженнях передбачається використання шунтових реакторів, зокрема РОДЦ-60000/500У1.

3 АНАЛІЗ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Модульна конструкція КРУЕ

Система дозволяє реалізувати не тільки всі типи для розподільчих пристроїв електричні схеми, а й застосовані до кожного конкретного випадку рішення залежно від розміру будівлі, можливостей розширення КРУЕ та ін.

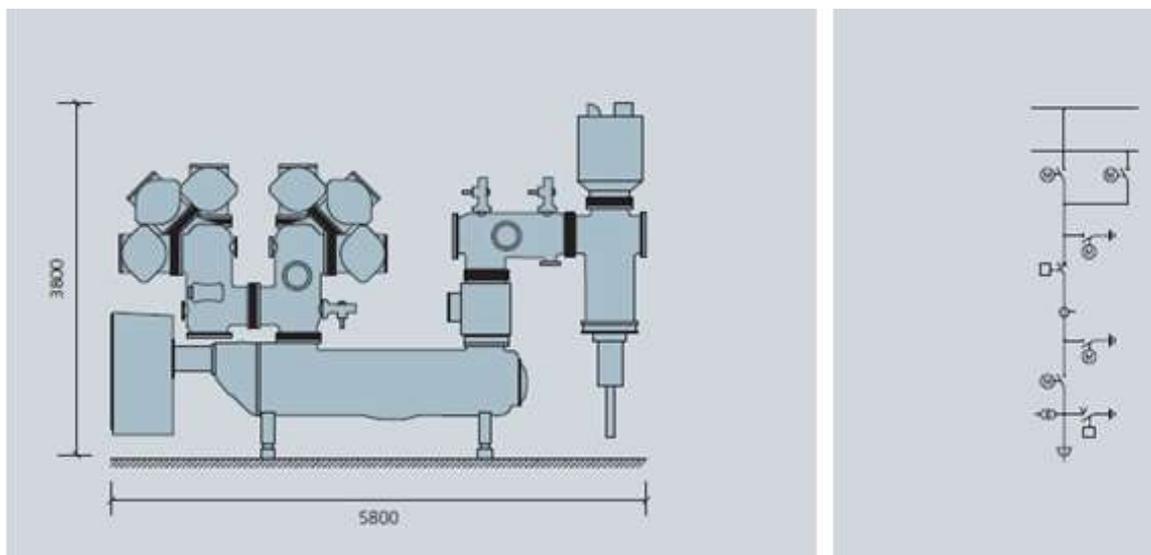


Рисунок 3.1 - Комірка з подвійною системою шин

Комірка з подвійною системою шин. Така система найбільш поширена для вузлових підстанцій і живлячих центрів. Якщо пріоритет обох шин рівнозначний - на відміну від схеми з основною та резервною шинами - для зниження струму К.З. можна використовувати принцип секціонування шин. Така концепція полегшує роботу обладнання КРУЕ в результаті пониження рівня струмів К.З. та збільшення інтервалів обслуговування. Додатково це гарантує підвищення надійності електропостачання. Зокрема, існують різні варіанти з'єднання збірних шин, які роблять можливості багатьох рішень: просте шиноз'єднування або комбіноване – секціоноване.

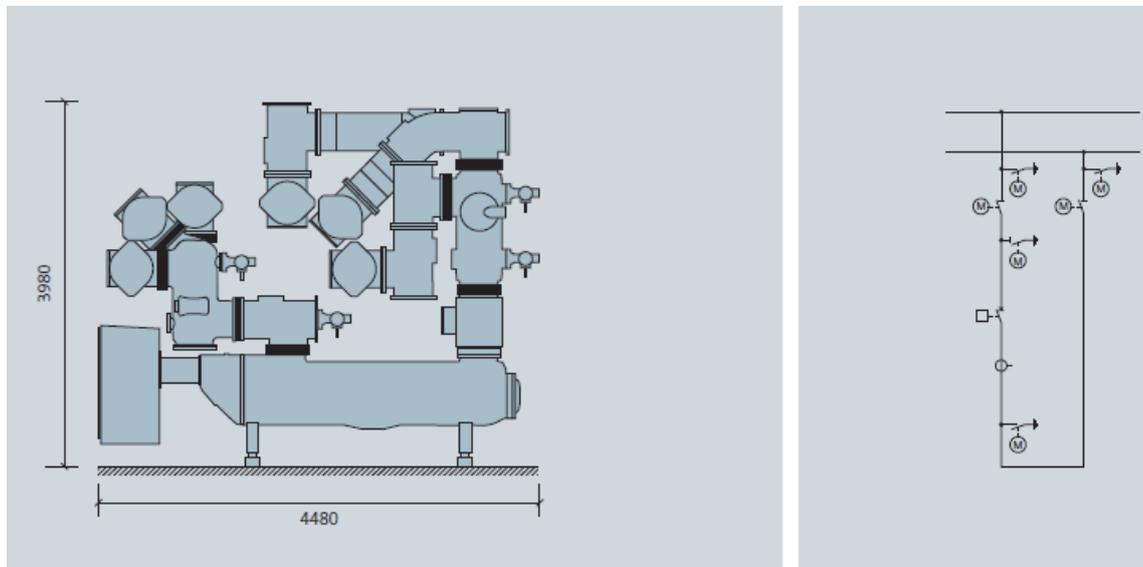


Рисунок 3.2 - Секційна комірка

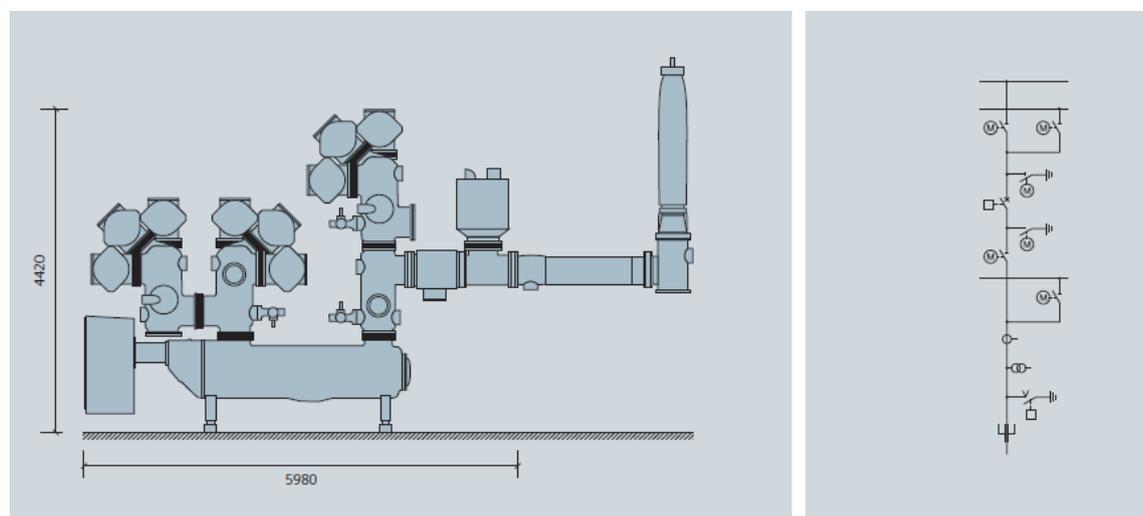


Рисунок 3.3 - Комірка з подвійною системою шин і обхідною

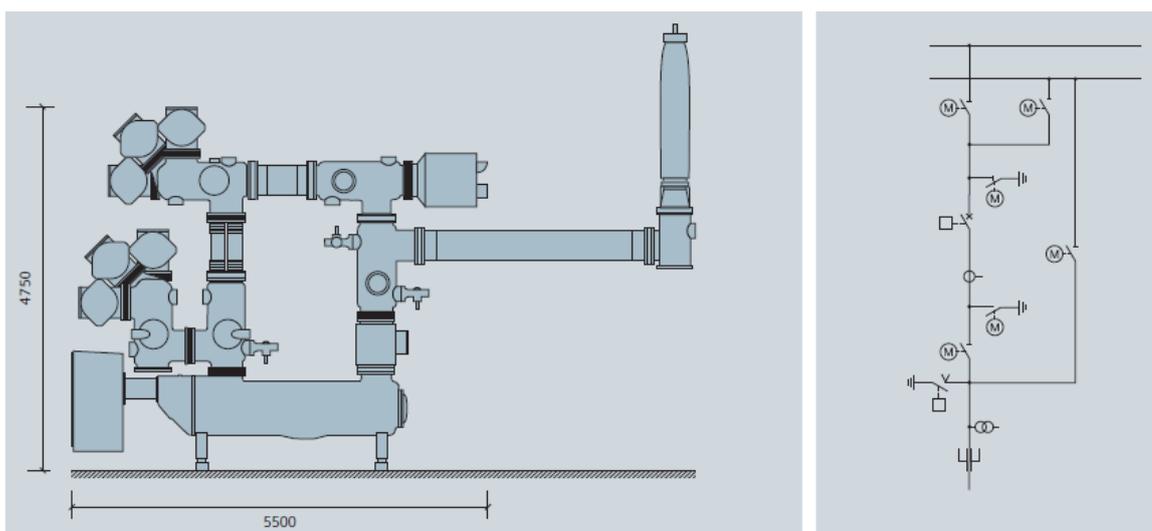


Рисунок 3.4 - Комірка з подвійною системою шин і байпасом вбудованими шафами місцевого керування

Схема приєднання через 1 ½ вимикача (полупортна схема)

Полупортна схема є традиційною. У цьому випадку особливо враховується тривалість простою вимикача під час обслуговування. Такі мережі або підстанції зазвичай працюють таким чином, що всі вимикачі включені. Кожен фідер живиться з двох сторін, так що навіть пошкоджена шина може бути відключена без погашення фідерів.

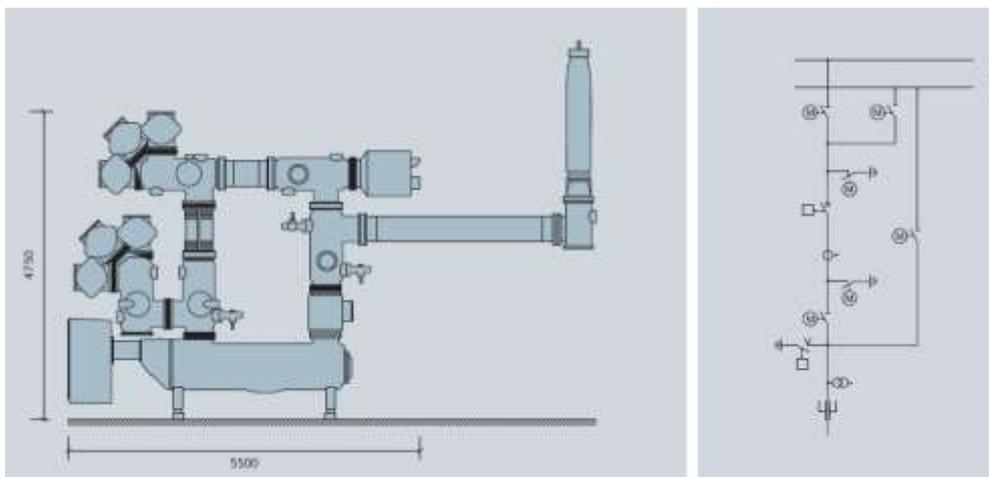
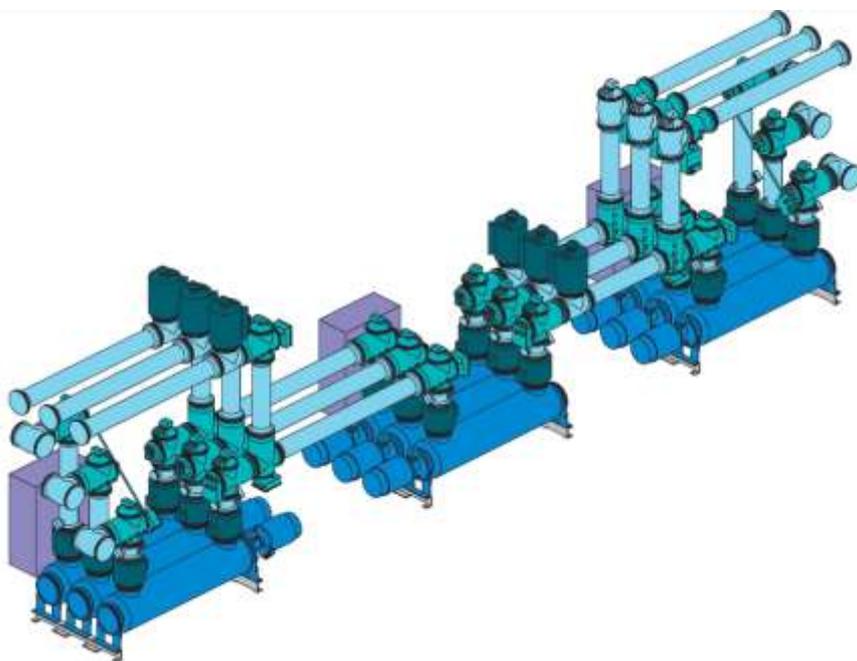


Рисунок 3.5 - Полупортна схема комірки



	Вимикачі
	Роз'єднувачі і заземлювачі
	Трансформатори струму і напруги
	З'єднувальні елементи
	Система керування та захисту

Рисунок 3.6 - Вид компонування з полуторною схемою

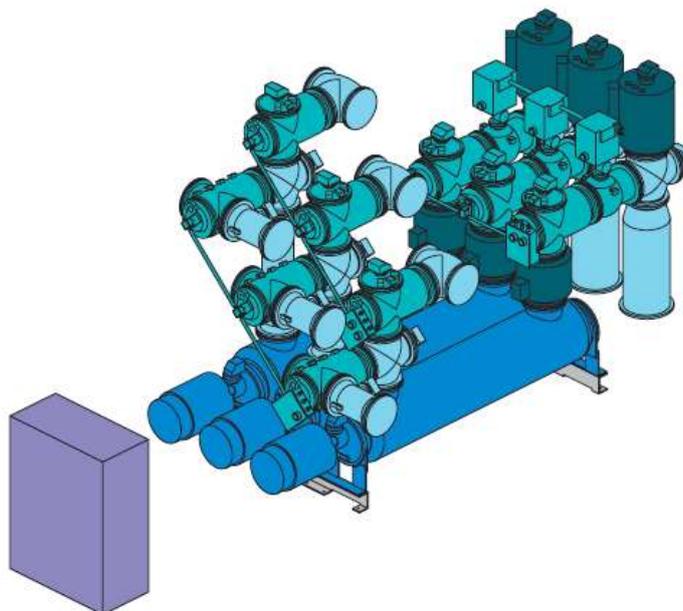
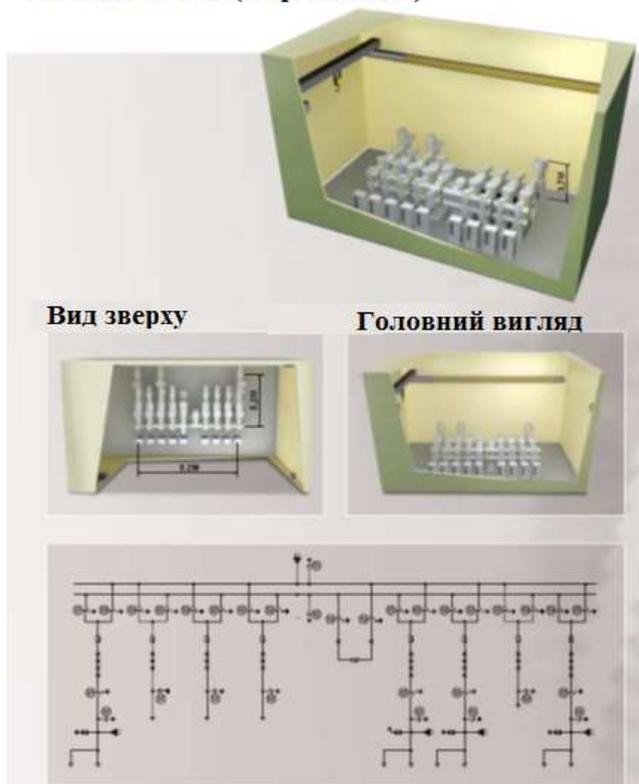


Рисунок 3.7 - Комірка з системою подвійної шини і кабельним приєднанням

3.2 Плани п/ст. з КРУЕ

План і схема КРУЕ 110 (145) кВ

Подвійні шини (в приміщенні)

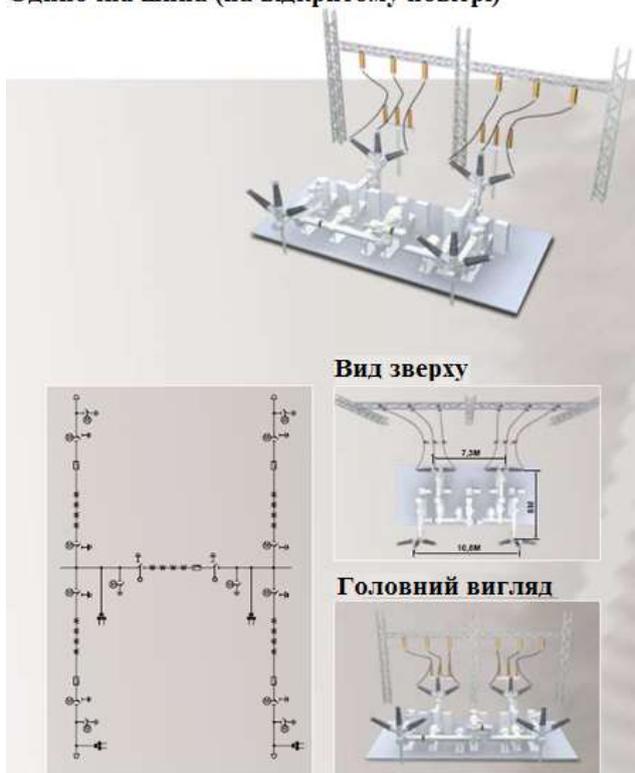


Одиночна шина (в приміщенні)

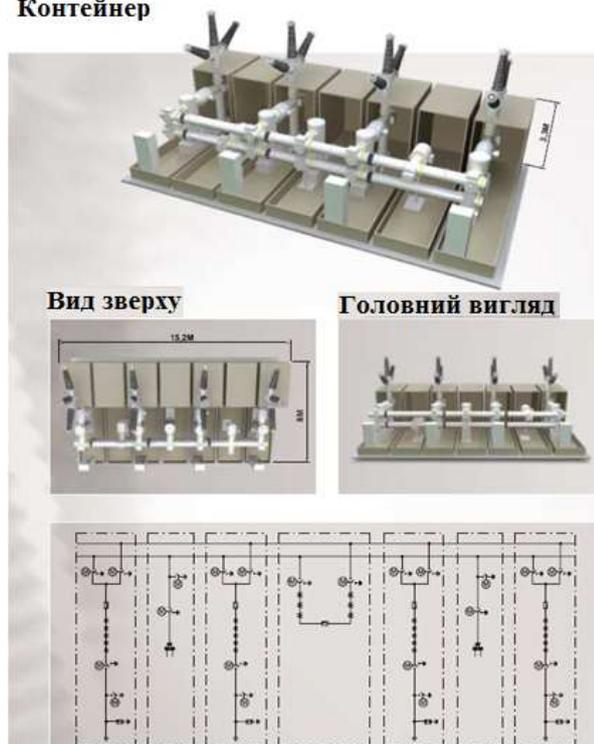


Рисунок 3.8 - КРУЕ 110 в приміщенні

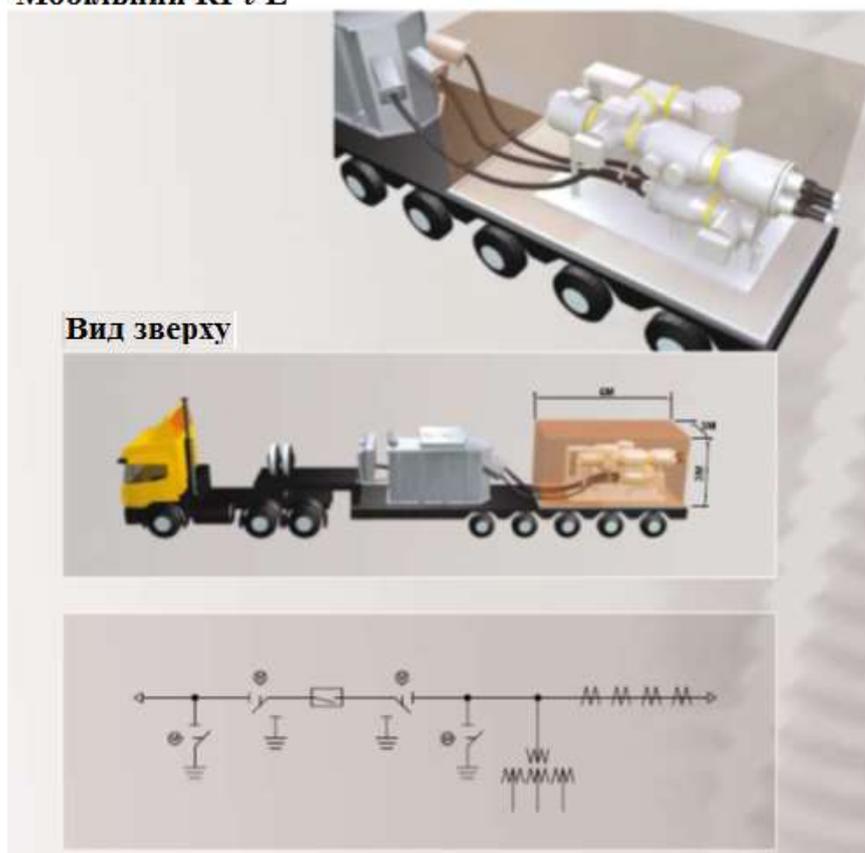
Одиночна шина (на відкритому повітрі)



Контейнер



Мобільний КРУЕ



Кільцеві шини

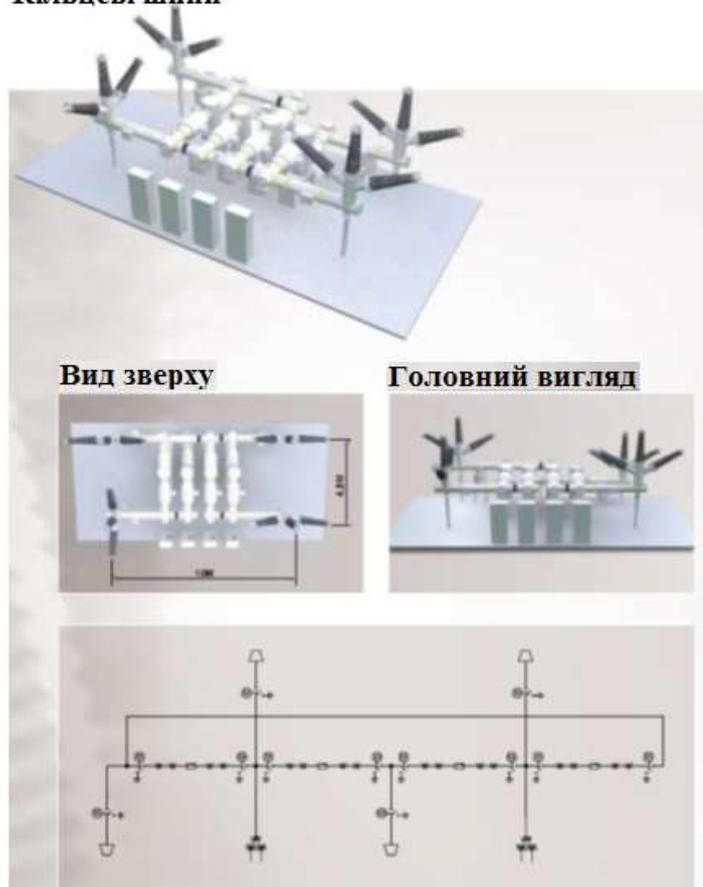
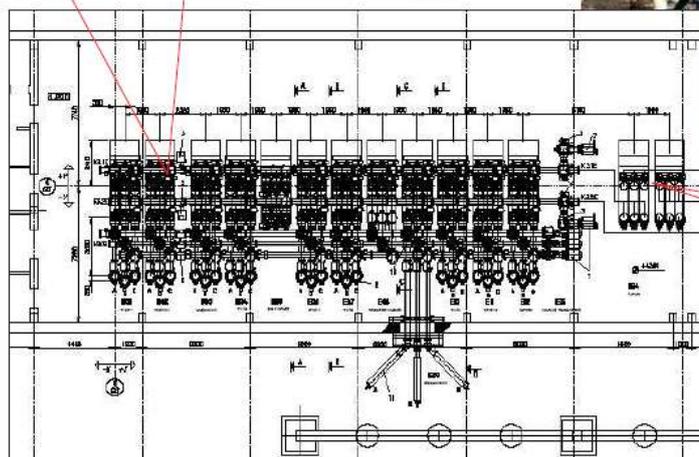


Рисунок 3.9 - Варіанти КРУЕ 110

Плани п/ст. з КРУЕ

■ Побудова нового блока

КРУЕ-2, 12 комірок 2007р.



Розширення КРУЕ-2, 10
комірок 2008р.



2.

Рисунок 3.10 - КРУЕ - 220кВ, 12+10 комірок вид на КРУЕ

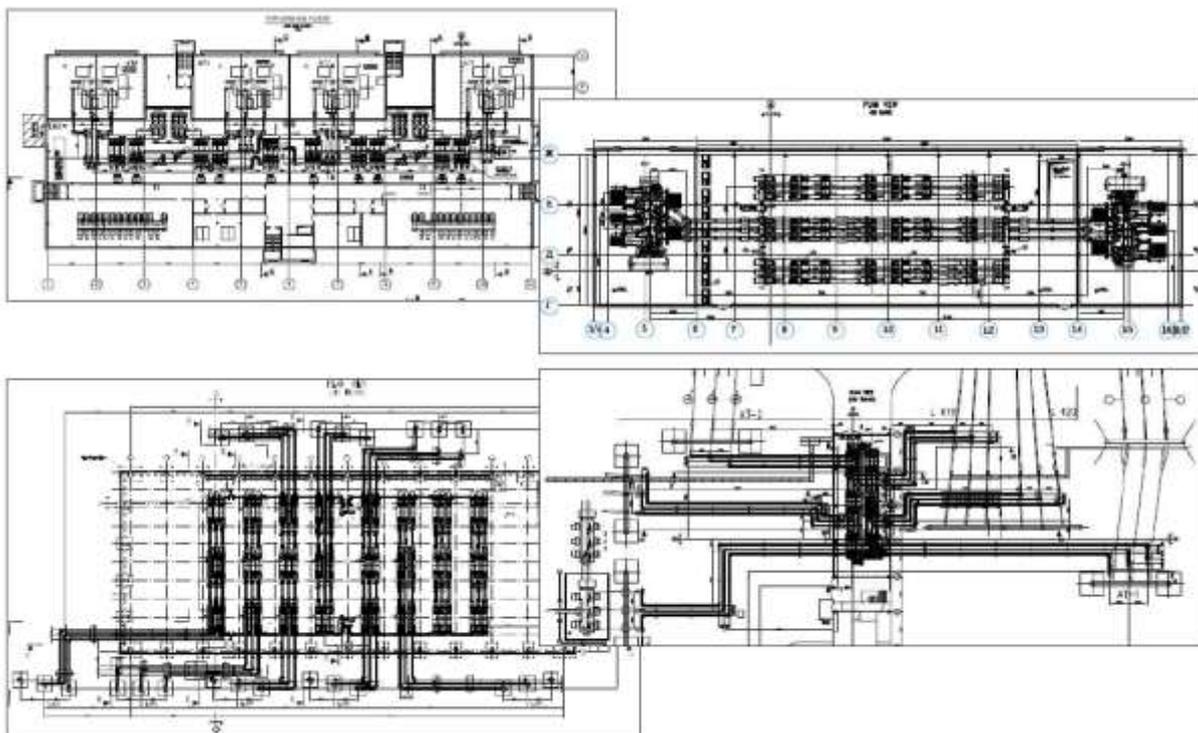


Рисунок 3.11 - КРУЭ 330кВ (ABB)

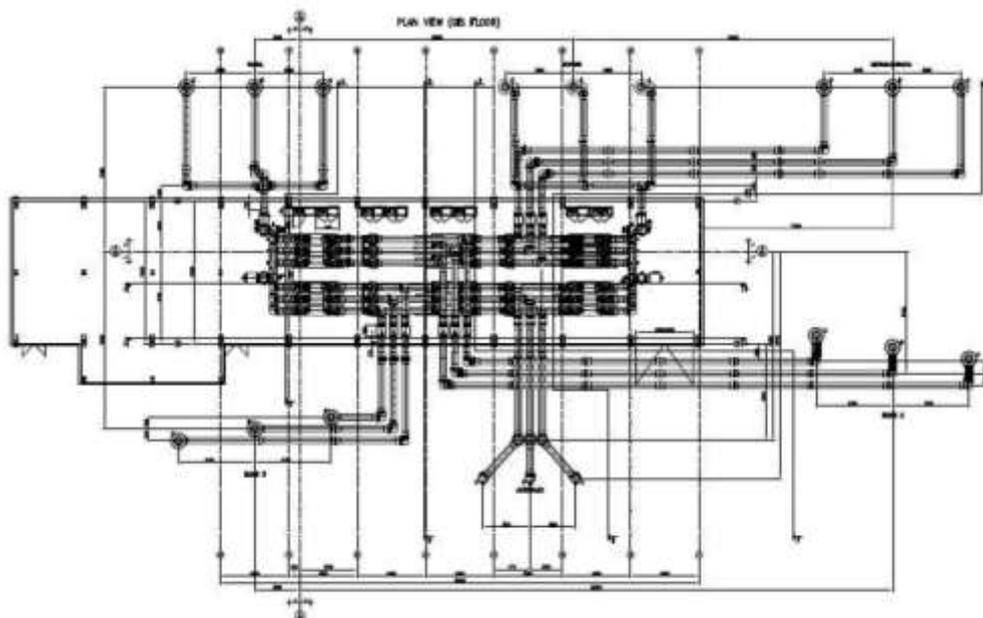


Рисунок 3.12 - КРУЭ 500 кВ

КРУЕ як найкраще рішення для ГЕС

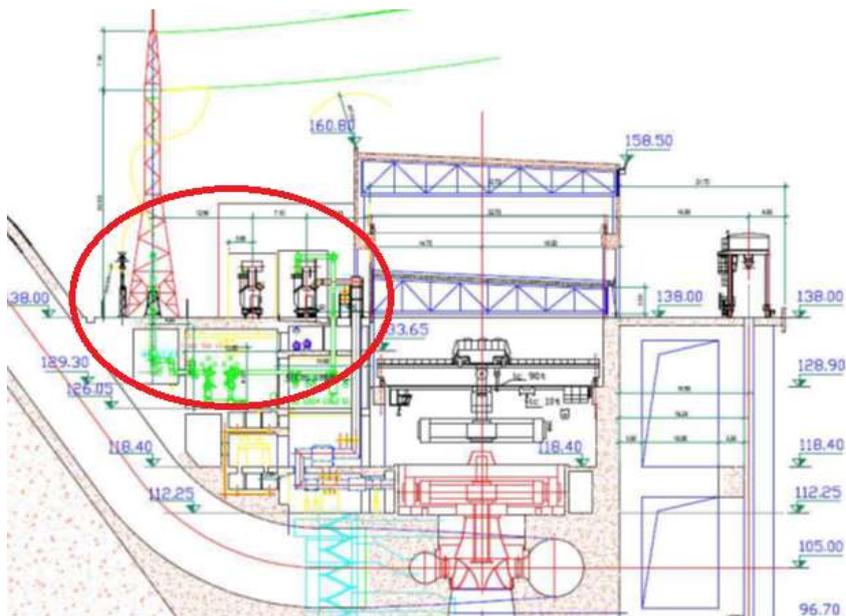


Рисунок 3.13 - Вілюйська ГЕС-3 (Російська Федерація), КРУЕ ELK-14 (ABB) лютий, 2002р. Схема ГЕС



Рисунок 3.14 - Вид на Дністровську ГАЕС, КРУЕ 330кВ

3.3 Особливості використання елегазу

Елегаз - електротехнічний газ - являє собою шестифтористу сірку SF₆ (шестифтор). Елегаз є основним ізолятором в елементах комірок з елегазовою ізоляцією.



Елегаз складається з 21,95% сірки та 78,05% фтору. Густина елегазу за температури +20°C та нормального атмосферного тиску становить 6,135 кг/м³, тобто він у п'ять разів важчий за повітря. Температура кипіння елегазу за нормального атмосферного тиску – мінус 60°C. Результуючий коефіцієнт тепловіддачі дорівнює 0,034. Конденсація елегазу за температури +20°C відбувається за тиску 2,4 МПа (24 кг/см²). Це дає змогу використовувати елегаз як електроізоляційний матеріал у діапазоні напруг до 1000 кВ. Елегаз має низьку звукопроникність: за температури +30°C і нормального атмосферного тиску швидкість поширення звуку дорівнює 138,5 м/с, або 41% від швидкості поширення звуку в повітрі за тих самих умов.

При робочих тисках і звичайній температурі елегаз - безбарвний газ, без запаху, не горючий, в 5 разів важчий за повітря (щільність 6,7 проти 1,29 у повітря), молекулярна маса також у 5 разів більше, ніж у повітря.

Елегаз характеризується високою електричною міцністю. За тиску 0,2 МПа електрична міцність елегазу дорівнює 116 кВ/см. Діелектрична стала при +25°C і тиску 0,1 МПа становить 1,00204 [4].

При температурах до 1000 К елегаз інертний і нагрівостійкий, до температур порядку 500 К хімічно не активний і не агресивний по відношенню до металів, що застосовуються у конструкції елегазових розподільчих пристроїв.

Теплопровідність елегазу нижча ніж у повітря, проте його повна тепловіддача, особливо з урахуванням конвекції, дуже висока (як у водню, гелію та вища за повітря). За високих температур, крива теплопровідності елегазу демонструє одну з виняткових якостей, яка дає можливість використовувати елегаз для гасіння дуги шляхом теплопередачі. Пік теплопровідності відповідає температурі розпаду молекули елегазу (2100-2500 К). Під час розпаду поглинається

значна кількість теплоти, що виділяється в процесі розпаду молекул на периферії дуги, прискорюючи тим самим теплообмін між гарячими і більш прохолодними зонами. Теплопровідність елегазу становить – 0,0136 Вт/(м·К).

Елегаз не старіє, тобто не змінює своїх властивостей з часом, при електричному розряді розпадається, але швидко рекомбінується, відновлюючи початкову діелектричну міцність.

Залежність тиску елегазу від температури (Рис. 3.20) має лінійний характер і в діапазоні робочих температур від мінус 25 до +50°C практично не змінюється.

Елегаз має відмінні дугогасні властивості, зумовлені здатністю елегазу швидко відновлювати свою електричну міцність після переходу струму вимкнення через нуль. Елегазовий вимикач успішно комутує коло за високих швидкостей наростання відновлювальної напруги, не викликаючи при цьому надмірних комутаційних перенапруг.

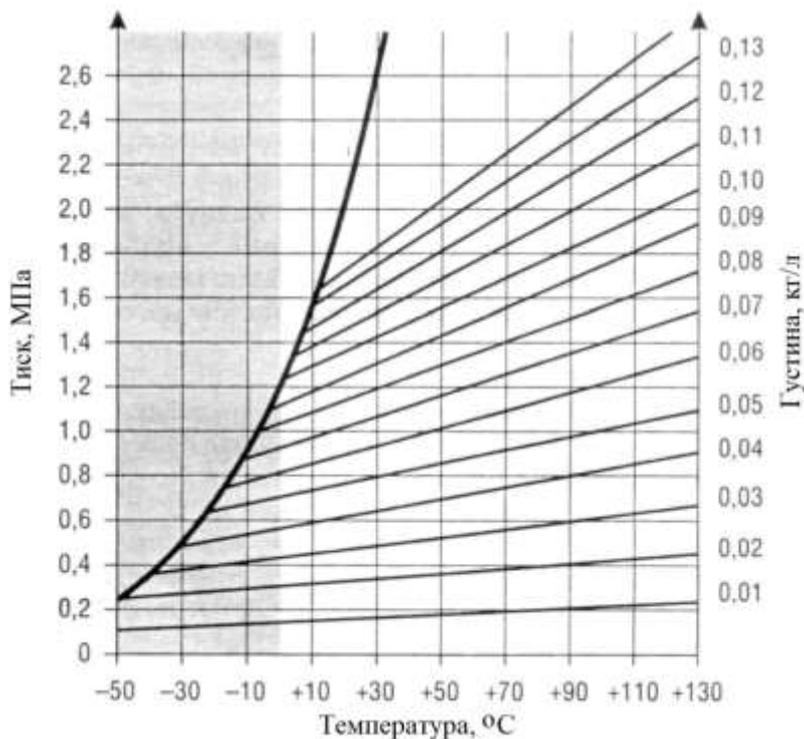


Рисунок 3.17 – Крива залежності тиску елегазу від температури та еквівалентної густини елегазу.

В електричному полі елегаз має здатність захоплювати електрони, що обумовлює високу електричну міцність елегазу. Захоплюючи електрони, елегаз утворює малорухливі іони, які повільно розганяються в електричному полі.

Експлуатаційна здатність елегазу поліпшується в рівномірному полі, тому для експлуатаційної надійності конструкція окремих елементів розподільчих пристроїв повинна забезпечувати найбільшу рівномірність і однорідність електричного поля. У неоднорідному полі з'являється місцева перенапруженість електричного поля, яка викликає коронуючі розряди. Під дією цих розрядів елегаз розкладається, утворюючи в своєму середовищі нижчі фториди (SF_2 , SF_4), що шкідливо діють на конструкційні матеріали комплектних розподільних елегазових пристроїв (КРУЕ).

Щоб уникнути розрядів всі поверхні окремих елементів металевих деталей і екранів комірок виконуються чистими і гладкими і не повинні мати шорсткостей і задирок. Обов'язковість виконання цих вимог диктується тим, що бруд, пил, металеві частинки також створюють місцеві напруженості електричного поля, а при цьому погіршується електрична міцність елегазової ізоляції. Висока електрична міцність елегазу дозволяє скоротити ізоляційні відстані при невеликому робочому тиску газу, внаслідок цього зменшується маса і габарити електротехнічного обладнання. Це, у свою чергу, дає можливість зменшити габарити комірок КРУЕ, що дуже важливо, наприклад, для умов півночі, де кожен кубічний метр приміщення коштує дуже дорого [5]. Висока діелектрична міцність елегазу забезпечує високий ступінь ізоляції при мінімальних розмірах і відстанях, а хороша здатність гасіння дуги і охолодження елегазу збільшує вимикаючу здатність комутаційних апаратів і зменшує нагрів струмоведучих частин. Застосування елегазу дозволяє при інших рівних умовах збільшити струмове навантаження на 25% і допустиму температуру мідних контактів до 90°C (у повітряному середовищі 75°C) завдяки хімічній стійкості, негорючості, пожежобезпеки і більшій охолоджуючій здатності елегазу.

Недоліком елегазу є перехід його в рідкий стан при порівняно високих температурах, що визначає додаткові вимоги до температурного режиму елегазового обладнання в експлуатації. На рисунку 1.4 наведена залежність стану елегазу від температури.

Для роботи елегазового обладнання при низькій температурі мінус 40°C необхідно, щоб тиск елегазу в апаратах не перевищував $0,4\text{ МПа}$ при щільності не більше $0,03\text{ г/см}^3$. При підвищенні тиску елегаз зріджуватиметься при більш високій температурі, тому для підвищення надійності роботи електроустаткування при температурах приблизно мінус 40°C його слід підігрівати (наприклад, бак елегазового вимикача, для уникнення переходу елегазу в рідкий стан, нагрівають до плюс 12°C).

Дугогасна здатність елегазу при інших рівних умовах в кілька разів більше, ніж повітря. Це пояснюється складом плазми і температурної залежністю теплоємності, тепло- і електропровідності. У стані плазми молекули елегазу розпадаються. При температурах порядку 2000 К теплоємність елегазу різко збільшується внаслідок дисоціації молекул. Тому теплопровідність плазми в області температур $2000 - 3000\text{ К}$ значно вища (на два порядки), ніж повітря. При температурах порядку 4000 К дисоціація молекул зменшується. У той же час утворюється в дузі елегазу атомарна сірка з низьким потенціалом іонізації і сприяє такій концентрації електронів, яка виявляється достатньою для підтримки дуги навіть при температурах порядку 3000 К . При подальшому зростанні температури теплопровідність плазми падає, досягаючи теплопровідності повітря, а потім знову збільшується. Такі процеси зменшують напругу і опір дуги в елегазі на $20 - 30\%$ порівняно з дугою в повітрі аж до температур порядку $12\ 000 - 8000\text{ К}$. При подальшому зниженні температури плазми (до 7000 К і нижче) концентрація електронів у ній зменшується, в результаті електрична провідність плазми падає. При температурах 6000 К сильно зменшується ступінь іонізації атомарної сірки, посилюється механізм захоплення електронів вільним фтором, нижчими фторидами і молекулами елегазу.

При температурах порядку 4000 К дисоціація молекул закінчується і починається рекомбінація молекул, щільність електронів ще більше зменшується, так як атомарна сірка хімічно з'єднується з фтором. У цій області температур теплопровідність плазми ще значна, йде охолодження дуги, цьому сприяє також видалення вільних електронів з плазми за рахунок захоплення їх молекулами

елегазу і атомарним фтором. Електрична міцність проміжку поступово збільшується і в кінцевому рахунку відновлюється. Особливість гасіння дуги в елегазі полягає в тому, що при струмі, близькому до нульового значення, тонкий стрижень дуги ще підтримується і обривається в останній момент переходу струму через нуль. До того ж після проходу струму через нуль, залишковий стовп дуги в елегазі інтенсивно охолоджується, в тому числі за рахунок ще більшого збільшення теплоємності плазми при температурах порядку 2000 К, і електрична міцність швидко збільшується.

Така стабільність горіння дуги в елегазі до мінімальних значень струму при відносно низьких температурах призводить до відсутності зрізів струму і великих перенапруг при гасінні дуги. У повітрі електрична міцність проміжку у момент проходження струму дуги через нуль більша, але через велику постійну часу дуги у повітря швидкість наростання електричної міцності після проходження значення струму через нуль менша.

За низьких температур навколишнього середовища (мінус 40°C і нижче) елегаз конденсується, внаслідок чого можливі різкі зміни густини елегазу і труднощі з контролем густини та тимчасове погіршення вимикаючої здатності вимикача. Уникають цього явища шляхом заповнення вимикача сумішшю елегазу з азотом (N₂) або елегазу з тетрафторметаном (CF₄), а також використання бакових елегазових вимикачів.

У процесі експлуатації вимикачів, заповнених сумішшю елегазу з азотом, комутаційна здатність зменшується на один ступінь, наприклад із струму вимкнення 40 кА до струму вимкнення 31,5 кА. Бакові елегазові вимикачі можуть працювати за температури мінус 55°C у разі нагрівання елегазу нагрівачами, потужність яких залежить від маси елегазу, температури навколишнього середовища та теплоізоляції.

Використання елегазу у вимикачах за відсутності повітря та вологи унеможливорює окислення та ерозію контактів. Це подовжує термін використання елегазових вимикачів у процесі експлуатації та зменшує витрати праці обслуговуючого персоналу. При впливі на елегаз електричної дуги виникає

достатня кількість різних шкідливих домішок - нижчих фторидів і з'єднань сірки, а якщо всередині присутня хоча б мала кількість вологи, то виникають агресивні сполуки фтороводню, плавикова кислота та інші. Коли розкривається полюс вимикача після комутації, в повітрі відчутно різкий запахом сірководню. Правда, не варто забувати, що сучасні елегазові комутаційні апарати та КРУЕ - це герметичні пристрої, можливості витікання та скидання газу з яких - досить рідкісний випадок. Встановлені в них фільтри - абсорбери ефективно і швидко поглинають вологу і велику кількість газоподібних продуктів розкладання, а тверді продукти розкладання осідають на дні комутаційних апаратів і - при технічно-правильному конструюванні - ніяк не позначаються на його подальшій роботі. небезпека може виникнути при ремонті або утилізації, коли герметичний і сухий обсяг елегазового апарату або моноблока розкривається і продукти розкладання починають реагувати з вологою повітря. Але проводити такі операції повинні спеціалісти по роботі з елегазовим обладнанням - із застосуванням спеціально розроблених технологій та обладнання.

Елегаз має таку важливу характеристику як текучість. Він просочується не тільки через роз'ємні ущільнення, але навіть крізь товщу металу оболонки. Але навіть у високовольтних КРУЕ, що працюють під тиском 5-7 атмосфер, річний витік за нормативами не перевищує 0, 5-1% [6]. При цьому комутаційні апарати спеціально випробовують на здатність відключення при зниженому тиску. Сучасні ущільнення не деформуються і не втрачають еластичність з часом, а також стійкі до шкідливого впливу продуктів розкладання елегазу. У елегазову моноблоку середньої напруги така проблема взагалі не стоїть, оскільки у ньому рознімних з'єднань майже немає, лише пайка да зварювання.

Викиди елегазу та продуктів його розкладання в навколишнє середовище, які становлять загрозу для здоров'я обслуговуючого персоналу і довкілля, можуть бути в разі порушення нормальної (справної) роботи КРУЕ. За таких умов відповідно до [4] розрізняють ситуації:

а) викид елегазу і продуктів його розкладання з газової зони, що була піддана нормальній (передбаченій) дії електричної дуги, шляхом спрацьовування пристрою скидання тиску;

б) викид елегазу і продуктів його розкладання з газової зони, що була піддана неконтрольованій дії електричної дуги з порушенням цілісності оболонки елемента КРУЕ;

в) викид елегазу і продуктів його розкладання з газових зон внаслідок механічного руйнування елементів КРУЕ (землетрус, пожежа тощо).



Рисунок 3.21- Резервуар для зберігання SF₆

Гексафторид сірки (SF₆) служить для використання в КРУЕ для середньої напруги. Розкладається при температурі вище 1100 °С. Газоподібні продукти розкладання елегазу отруйні і мають різким, специфічним запахом. Елегаз не підтримує горіння і дихання. При накопиченні його у виробничих приміщеннях може виникнути киснева недостатність. За ГОСТ 12.1.007-76 за ступенем впливу на організм елегаз відноситься до 4 класу небезпеки, до якого належать речовини малонебезпечні. Гранично допустима концентрація (ГДК) у повітрі робочої зони похідних приміщень 5000 мг / м³. Гранично допустима концентрація в атмосферному повітрі - 0,001 мг / м³.

Це сильнодіючий парниковий газ, що має потенціал посилення глобального потепління в 23900 разів вище, ніж у двоокису вуглецю (CO₂). Потенціал руйнування озонового шару ODP = 0. В атмосфері газ SF₆ зберігається протягом

3200 років. Тому, потрапивши в атмосферу, він протягом дуже довгого часу буде впливати на глобальне потепління. Один фунт (близько 450 г) SF₆ виробляє такий же внесок в глобальне потепління, як і 11 тон CO₂ [7].

3.4 Огляд виробників

Хоча переваги елегазових апаратів очевидні, повний перехід на їх використання займає не один рік і не одне десятиліття. При постійно зростаючій частці сучасної апаратури в експлуатації залишається ще чимало застарілих апаратів. Проектуванням, виробництвом та постачанням елегазового обладнання у світовій енергетичній сфері активно займаються ряд провідних компаній, зокрема, ABB (Швейцарія), Siemens (Німеччина), AREVA (Франція), ALSTOM (Франція); Merlin Gerin (Франція), Hundai (Корея), Crompton Greaves (Індія), ряд спільних підприємств із такими самими компаніями в Росії, Китаї, країнах СНД, а також дистриб'ютори цих компаній у більшості країн ОЕСР, Євросоюзу, Росії, України. Елегазове комутаційне обладнання впроваджується енергокомпаніями України:

- ДП «НЕК «Укренерго» - на об'єктах електричних мереж компанії на 01.01.2010 р. в експлуатації знаходилось 4649 вимикачів, з них елегазових - 249, у тому числі: 7 вимикачів напругою 20 - 35 кВ, 133 - напругою 110 - 154 кВ, 17 - напругою 220 кВ, 77 - напругою 330 кВ, 2 - напругою 400 - 500 кВ та 13 вимикачів напругою 750 кВ.

- НАК «Енергетична компанія України» (НАК «ЕКУ») - станом на 01.01.2010 р. в електричних мережах 14 енергопостачальних компаній експлуатувалися 1457 вимикачів напругою ПО - 150 кВ різних типів. З них - 990 масляних, 116 повітряних і 351 елегазових. Перша КРУЕ в Україні на напругу 110 кВ побудована у 2001 р. в м.Києві (ПС «Центр» 110/10 кВ), яка тривалий час була місцем екскурсій фахівців різного рівня електроенергетичної галузі. В даний час при проектуванні нових ПС для великих міст навіть не виконуються техніко-економічні розрахунки порівняння будівництва і експлуатації звичайних ПС і ПС з КРУЕ. Як

результат, введені в експлуатацію ПС з КРУЕ-110 кВ працюють у електромережах промислових підприємств «Кам'янець-Подільський цементний завод» та «Алчевський металургійний комбінат». Проривом з «елегазації» розподільчих установок стало введення в експлуатацію вперше в Україні КРУЕ-330 кВ на Дністровській ГАЕС у 2009р. У м.Києві завершується проектування і розпочинається будівництво ПС з КРУЕ-110 кВ: «Олімпійська», «Московська», «Університетська» та «Європейська». Також до плану інвестиційної програми 2011 р. включено ПС 110 кВ «Прибузька» з КРУЕ-110 кВ ВАТ «Хмельницькобленерго». З урахуванням перспективи розвитку КРУЕ та кількості елегазових вимикачів напругою 110 - 150 кВ на черзі - створення виробниками сервісних центрів в Україні з обслуговування елегазового обладнання.

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

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

4.1 Нормативна база

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв» 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 в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 кВ.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми [10,11]:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

При роботі з електричним обладнанням слід користуватись такими нормативними документами:

Глава 4.2 ПУЕ: 2008 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

ГКД 34.20.507 – 2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ.

ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Шкідливіречовини.Класифікація загальнівимоги безпеки.

НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) – Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

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

ГОСТ 687-78 – Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия. (Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови).

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

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони).

ГОСТ 949-73. Баллоны стальные малого и среднего объема для газов на $P_p \leq 19,6$ МПа (200 кгс/см²). Технические условия. (Балони сталеві малого й середнього об'єму для газів на $P_p \leq 19,6$ МПа (200 кгс/см²). Технічні умови).

Розрахунок заземлення для впр високої напруги

Площа ВРП [5]: $S = (210 \times 90) \text{ м}^2$. Приймаємо площу заземлюючого пристрою $S = 1980 \text{ м}^2$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2$ м. Питомий опір верхнього шару ґрунту $\rho_1 = 400$ Ом·м; нижнього шару – $\rho_2 = 200$ Ом·м.

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості: $n = 32$ шт, довжиною $l = 16$ м. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5$ м (рис. 4.1).

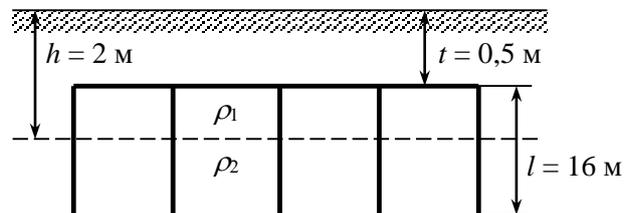
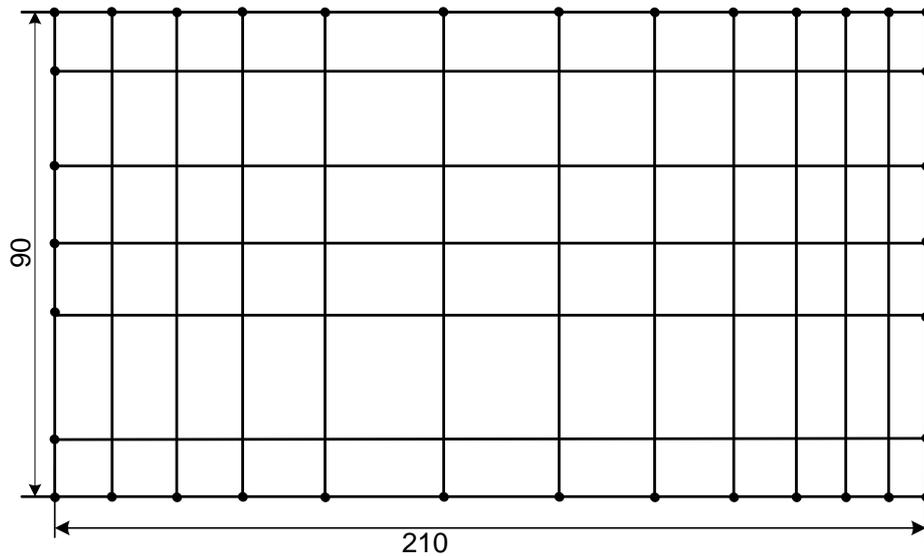


Рисунок 4.1- Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{13} / \rho_{23} = 400 / 200 = 2.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де L – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 2 \cdot (210 + 90) / 32 = 18,75 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot (\rho_1 / \rho_2)^\Delta,$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{a}{l}\right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot ((2-0,5)/16) + 0,27 \cdot \lg(18,75/16) + 0,04 = 0,099;$$

$$\rho_{\text{екв}} = 200 \cdot 2^{0,099} = 210,21 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

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

де L_B , L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних

заземлювачів;

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

$$(l+t) / \sqrt{S} = (2+0,5) / \sqrt{198000} = 0,018 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t) / \sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,018 = 0,42;$$

$$r = 0,42 \cdot \frac{210,21}{\sqrt{19800}} + \frac{210,21}{(10 \cdot 210 + 6 \cdot 90) + 16 \cdot 32} = 0,49(\text{Ом}).$$

$$r = 0,49 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \Rightarrow \quad \text{заземлення відповідає нормам.}$$

Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 5.1 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 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{М}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 24 [\text{М}]; \quad h = 36,5 [\text{М}]; \quad L_{1-2} = 66 [\text{М}].$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 24) = 9,75 \text{ [м];}$$

$$h_0 = 4 \cdot 36,5 - \sqrt{9 \cdot 36,5^2 + 0,25 \cdot 66^2} = 32 \text{ [м];}$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 32) = 6 \text{ [м];}$$

$$R = 4 \cdot 36,5 - 32 = 114 \text{ [м].}$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 4.1. Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 4.2. а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ

Таблиця 4.1– Результати розрахунку величин для побудови зон захисту

L , м	h_0 , м	b_x , м	R , м
$L_{1-2} = L_{4-5} = 66$	32	6	114
$L_{1-4} = L_{1-7} = L_{2-5} = 16$	36,208	18,624	109,79
$L_{1-5} = L_{2-4} = 67,91$	31,36	4,08	144,64

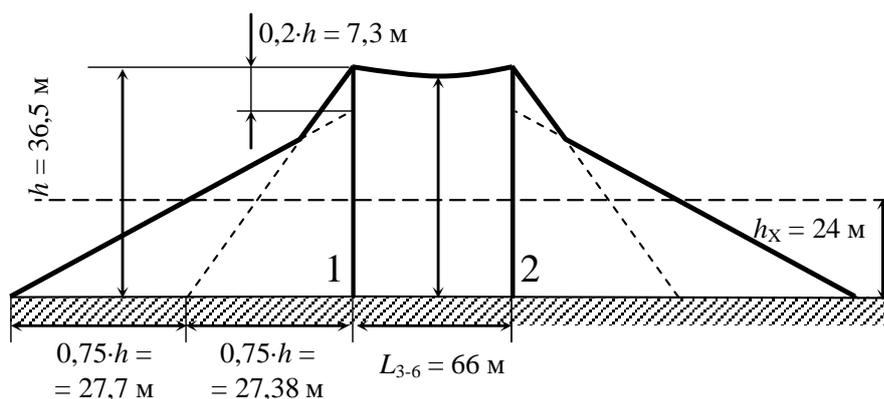


Рисунок 4.2 а. Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

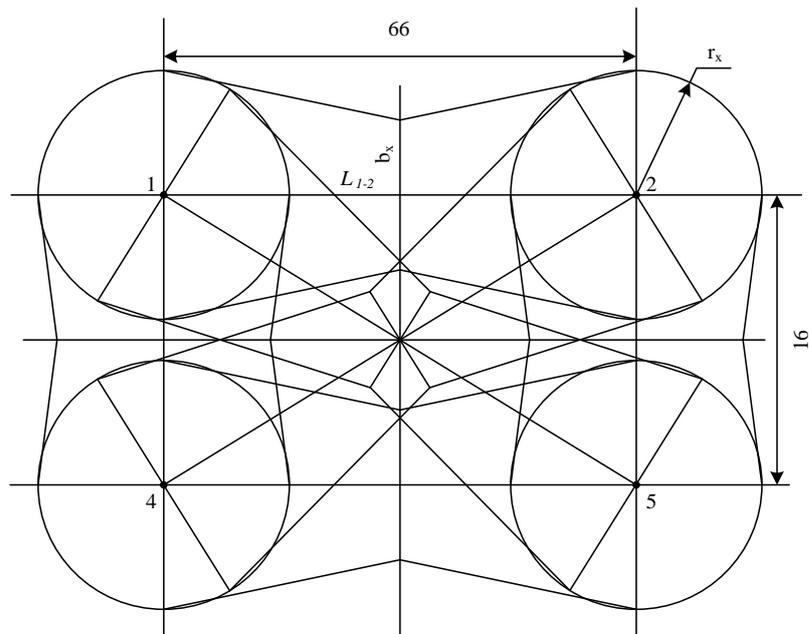


Рисунок 4.2 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху
Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП

4.4 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 4.2

Таблиця 4.2 – 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	

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).

Вважаємо, що даний ТЕС 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:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (4.1)$$

де M – магнітуда землетрусу, бали;

R – відстань від центру землетрусу, км;

h – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (4.2)$$

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

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

4.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС 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 радіовузол 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 дводровові, захищені екранами від впливу ЕМІ [15].

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

Система живлення :

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}. \quad (4.3)$$

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

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.

5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

5.1 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 [10].

5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС

Слід знати, що повні витрати на спорудження ТЕС 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.

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 ТЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [6].

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ТЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – 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	2,1%	50%	15960000	2%	638400	48%	15321600	31920000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	912000000	39,0%	592800000	1,0%	15200000	1520000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	14592000	20%	3648000			18240000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	24548000	15%	4332000			28880000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	43320000	5%	2280000			45600000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3,0%	90%	41040000	10%	4560000			45600000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	7600000					7600000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	48640000	10%	6080000	10%	6080000	60800000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	45600000	45600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	3040000	3040000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	4560000	4560000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	76000000	76000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	15200000	15200000
	Всього по главах 1-13			1107700000		614338400		181001600	1903040000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 1903040000 / 1900000 = 1001,6.$$

5.3 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 з чотирма економічними елементами:

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

Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється.

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 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ($\Phi 1$) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ($\Phi 2$) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них [6].

До третьої групи ($\Phi 3$) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

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

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1276678400	7%	89367488
$\Phi 2$	45600000	25%	11400000
$\Phi 3$	580761600	20%	116152320
Разом			216919808

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1276678400 \cdot 7\% + 45600000 \cdot 25\% + 580761600 \cdot 20\% = 216919808 \text{ грн.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{шт} \cdot N_{вст},$$

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

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

$k_{ит}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1900 = 3040 \text{ чоловіка.}$$

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%

Підраховавши, отримаємо:

Робітники	2645 чол.
ІТР	304 чол.
Службовці	64 чол.
МОП	27 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зн} = 1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ ити} \cdot n_i),$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 5.3 – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	558624000
ІТР	20800	75878400
Службовці	25600	19660800
МОП	11200	3628800
Разом за рік		993562080

Розрахунок затрат на інші витрати

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

$$S_{in} = (S_a + S_{zn} + S_n) \cdot P_p,$$

де $P_p = 13\%$.

$$S_{in} = (216919808 + 993562080 + 23478005280) \cdot 13\% = 3197847106 \text{ грн.}$$

Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in}.$$

$$S = 216919808 + 993562080 + 23478005280 + 3197847106 = 27886334274 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відн},$$

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

$$C = 27886334274 / 12698155 = 219,6093 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 5.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	216919808	0,8%	1,7083
Зарплата	993562080	3,6%	7,8245
Паливо	23478005280	84,2%	184,8930
Інші	3197847106	11,5%	25,1836
Разом	27886334274	100%	219,6093

Аналіз отриманих результатів

Таблиця 5.5 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1900	МВт
Склад обладнання	2x500+3x300	
Річний виробіток електроенергії	12698155,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1903040000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	219,6093	коп/кВт·год

ВИСНОВКИ

У межах проведеного дослідження виконано комплексне проектування електричної частини теплової електростанції потужністю 1900 МВт із акцентом на забезпечення високої надійності, відповідності сучасним стандартам енергетичної безпеки та стабільної інтеграції в енергосистему України. Методологія роботи ґрунтувалася на поєднанні аналітичного оцінювання параметрів мережі, математичного моделювання режимів роботи та техніко-економічного обґрунтування вибору основного обладнання. Такий підхід дав змогу сформувати оптимальну структурну схему електричної частини ТЕС, здатну забезпечити безперебійну, маневрову та економічно ефективну роботу станції.

У процесі проектування особлива увага приділялася аналізу перетоків потужності, рівнів напруги та струмів у вузлових точках системи, оскільки ці параметри визначають стабільність та якість електропостачання. Проведено порівняльну оцінку декількох варіантів генераторного та трансформаторного обладнання, зокрема парогенераторів Пп-1600/255 і Пп-950/255, турбін К-500-240 і К-300-240, турбогенераторів ТГВ-500-2УЗ та ТГВ-300, а також трансформаторів ТЦ-630000/500, ТДЦ-400000/110 і ТЦ-400000/500. За результатами технічного та економічного аналізу було обрано конфігурацію, яка забезпечує підвищений ККД, мінімізацію втрат та дотримання сучасних вимог енергоефективності.

Запропонована структура електричної частини ТЕС передбачає видачу електроенергії в об'єднану енергосистему на напрузі 500 кВ через три повітряні лінії електропередачі, а також локальне живлення споживачів на рівні 110 кВ через дванадцять ліній. Така конфігурація мережі забезпечує високий рівень резервування та гнучкість в управлінні потоками потужності.

Проведені розрахунки струмів короткого замикання підтвердили стійкість проєктованої системи до динамічних відхилень мережевих параметрів і дозволили визначити оптимальні технічні рішення щодо комутаційного та захисного

обладнання. Це забезпечує надійну роботу станції у нормальних, післяаварійних і перехідних режимах.

Важливим аспектом дослідження є врахування актуального стану енергетичної інфраструктури України. Унаслідок пошкоджень, спричинених збройною агресією, навантаження на теплові електростанції суттєво зросло, а питання резервування потужності та модернізації генеруючих об'єктів набули критичного значення для підтримання енергосистемної стійкості. Обране обладнання відповідає вимогам ENTSO-E, що є принципово важливим у контексті подальшої синхронізації української енергосистеми з європейською.

Отримані результати мають як прикладне, так і наукове значення. Вони можуть бути використані при розробленні нових та модернізації існуючих електричних частин ТЕС, а також слугувати базою для подальших досліджень, спрямованих на підвищення надійності, енергоефективності та екологічної безпеки теплової генерації в Україні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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. 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.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи «Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням сучасного комутаційного обладнання розподільних пристроїв високої напруги»

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

Підрозділ Кафедра ЕСС
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КПІ) 2,8 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Роботу прийняти до захисту.
- У роботі не виявлено ознак плагіату, фабрикації, фальсифікації, але надмірна кількість текстових запозичень та/або наявність типових розрахунків не дозволяють прийняти рішення про оригінальність та самостійність її виконання. Роботу направити на доопрацювання.
- У роботі виявлено ознаки академічного плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень. Робота до захисту не приймається.

Експертна комісія:

Заб. кафедри ЕСС Камар В.О.
(прізвище, ініціали, посада)

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

[Підпис]
(підпис)

[Підпис]
(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [Підпис]
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [Підпис]
(підпис)

Вишневський С.Я., к.т.н., доц каф ЕСС
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [Підпис]
(підпис)

Остапенко М.А.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

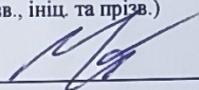
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)


(підпис)

" 21 " вересня 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

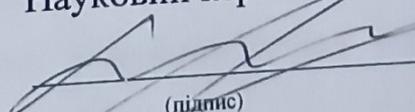
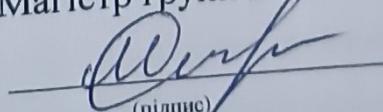
Розробка електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1900

МВт з дослідженням сучасного комутаційного обладнання розподільних

пристроїв високої напруги

08-13.МКР.011.00.004 ТЗ

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


(підпис) Вишневський С.Я.Магістр групи ЕС_{24м}
(підпис) Остапенко М.А.

Вінниця 2025 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 КЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини теплової електростанції з дослідженням комутаційного обладнання та схемних рішень розподільних пристроїв;

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: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв з двома агрегатами одиничною потужністю 500 МВт та трьома по 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 250 км, потужність віддається по ЛЕП 500 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 КЕС, 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	24.09.25	25.09.25	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	26.09.25	27.09.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	27.09.25	01.11.25	розділ 2
4	Дослідження комутаційного обладнання розподільних пристроїв	02.11.25	20.11.25	розділ 3
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	21.11.25	25.11.25	розділ 4
6	Техніко-економічна частина	26.11.25	28.11.25	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	29.11.25	01.12.25	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.25	04.12.25	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

Презентація

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

Магістерська кваліфікаційна робота

Розробка електричної частини конденсаційної
електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням
сучасного комутаційного обладнання розподільних
пристроїв високої напруги

Спеціальність 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка.

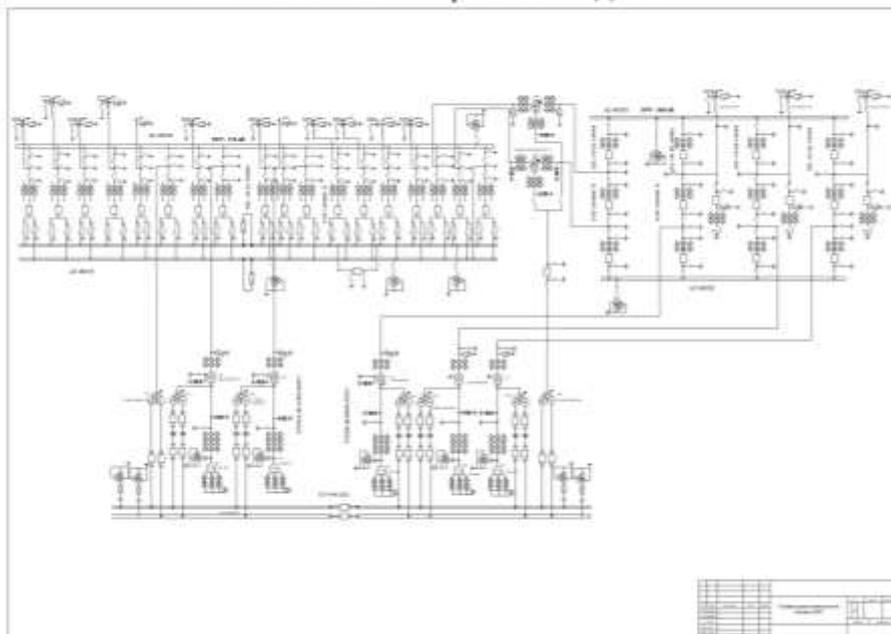
Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. ЕС-24м

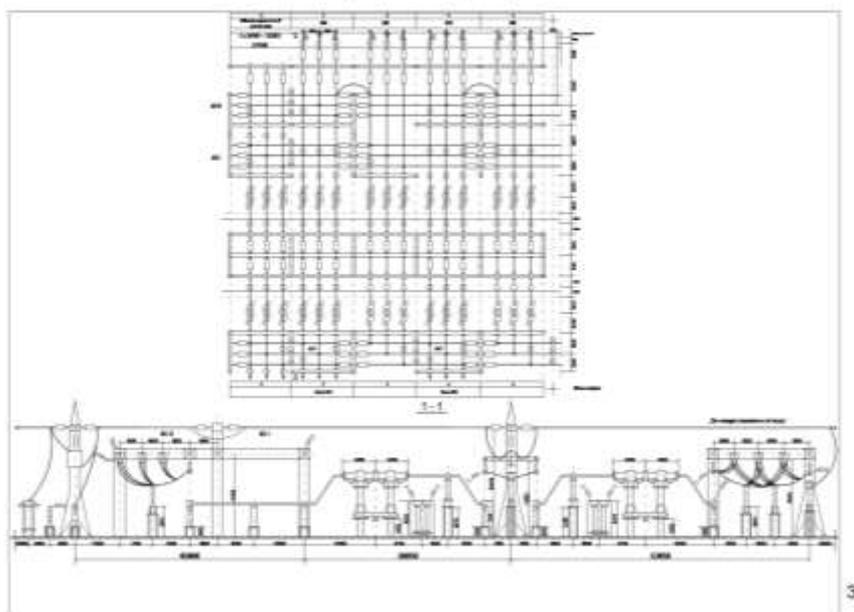
ОСТАПЕНКО Максим Анатолійович

1

Головна схема електричних з'єднань

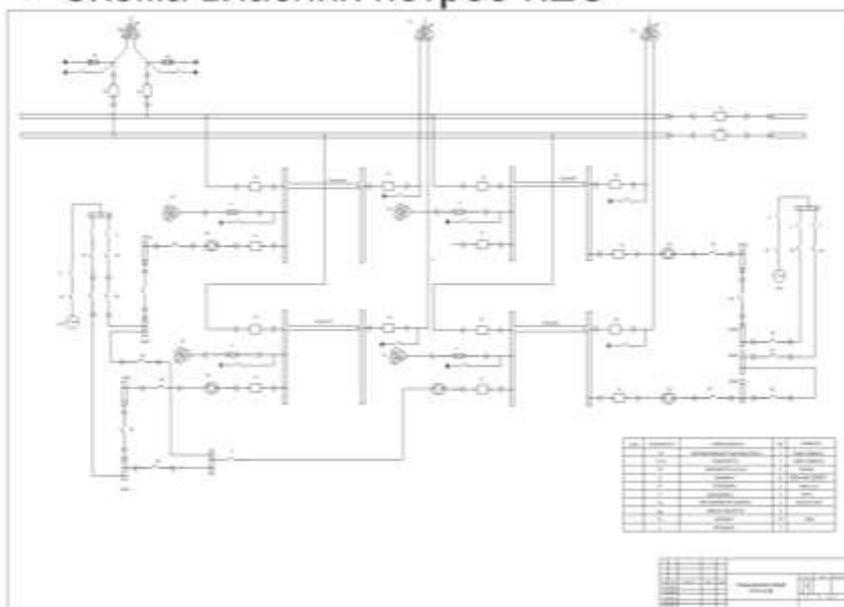


План та поперечний розріз ВРП 500 кВ



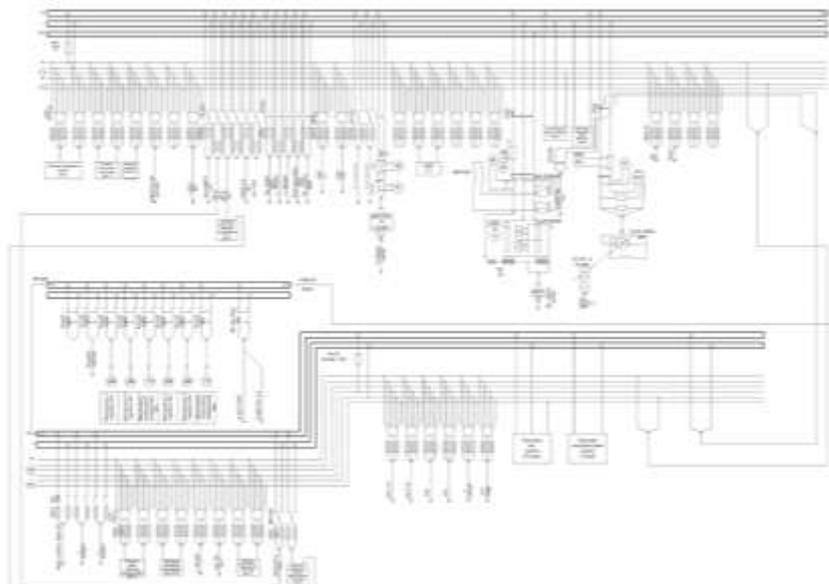
3

• Схема власних потреб КЕС



4

Схема живлення постійним струмом



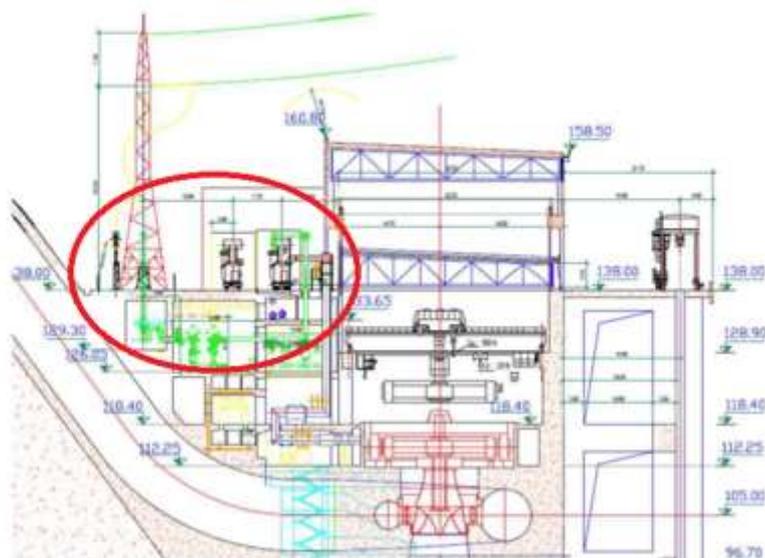
5

SIEMENS рішення для розподільних пристроїв високої напруги



6

Приклад розташування в тілі греблі



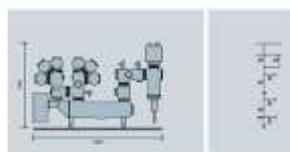
7

КРУЕ ELK-3 330кВ (ABB), Дністровська ГАЕС 2010р

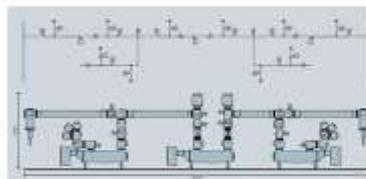


8

Приклади конфігурацій комірок



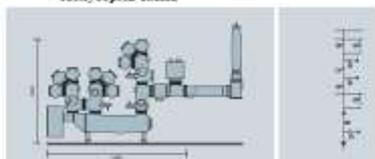
Комірка з подвійною системою СШ



Попуторна схема



Сензитивна комірка



Комірка з подвійною системою СШ і об'єктною шиною

Важливою особливістю є те, що за допомогою невеликої кількості активних і пасивних модулів можлива реалізація всіх використаних варіантів електричних схем.

19

Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1900	МВт
Склад обладнання	2x500+3x300	
Річний виробіток електроенергії	12698155,00	МВт×год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1903040000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	219,6093	коп/кВт×год

8

Висновки

У магістерській роботі проведено проектування теплової електростанції з потужністю 1900 МВт. Станція розрахована на видачу електроенергії в енергосистему та забезпечення місцевих споживачів. Робота включала розрахунок навантаження, техніко-економічний аналіз та вибір обладнання, такого як парогенератори Пп-1600/255 та Пп-950/255, турбіни К-500-240 та К-300-240, турбогенератори ТГВ-500-2УЗ, ТГВ-300, трансформатори ТЦ-630000/500, ТДЦ-400000/110 та ТЦ-400000/500.

- Обрана структурна схема та технічні рішення забезпечують надійність та безперерйне живлення споживачів. Видача електроенергії в систему реалізується на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, а живлення місцевих споживачів - на напрузі 110 кВ через 12 ліній.
- Проведено розрахунок струмів короткого замикання, вибір струмоведучих частин та розподільного обладнання. Здійснено аналіз розподільчих пристроїв різних класів напруг та типів. Результати роботи відповідають актуальним нормативам та можуть бути використані для покращення проектних рішень та оптимізації роботи електростанції.
- Також, в ході дослідження схем розподільних пристроїв виявлено, що при певних умовах можуть виникати небезпечні ситуації. Рекомендується проведення детального аналізу та впровадження заходів для покращення їхньої роботи у критичних ситуаціях.
- Отже, результати дослідження та проектування електричної частини теплової електростанції дозволяють забезпечити стійку та ефективну роботу станції з урахуванням сучасних вимог та стандартів в енергетичній галузі.