

MR-5757

621.311.1
E 50

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1280
МВт (8x160) з дослідженням комутаційного обладнання»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-22мз

спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Освітня програма «Електричні станції»

(шифр спеціальності, спеціальності)

Пірюк В.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Вишневецький С.Я.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Опонент:

к.т.н., доцент каф. ЕМСС Носіков О.М.

(прізвище та ініціали)

« 10 » червня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

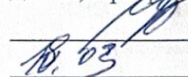
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



2024 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Піряк Владіслав Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи « Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт (8х160) з дослідженням комутаційного обладнання»

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

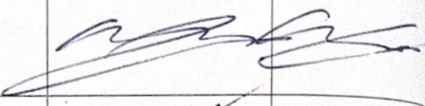
2. Строк подання студентом роботи 28 травня 2024 року

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. турбогенератори потужністю 160 МВт типу ТВВ-160-2У3 кількістю вісім, напруга системи 220 кВ, напруга району 110 кВ, відстань до місця приєднання до системи 150 км, опір системи 0,16 в.о., потужність системи 14000 МВА. Елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанції, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.)

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

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1.Титулка. 2. Генплан. 3. Головна схема. 4. Розріз. 5. Схема встановлення потреб. 6. Спеціальна частина. 7. Техніко-економічні показники станції. 8. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.п.н., професор каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

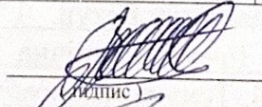
7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

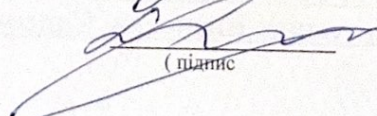
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.24	06.03.24	Вч
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	07.03.24	12.03.24	Вч
3	Електротехнічна частина	13.03.24	05.04.24	Вч
4	Дослідження комутаційного обладнання	06.04.24	30.04.24	Вч
5	Техніко-економічна частина	01.05.24	10.05.24	Вч
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.05.24	16.05.24	Вч
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	Вч
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	Вч

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

Пірюк В.О.

Вишневський С.Я.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	
ABSTRACT.....	
ВСТУП.....	
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ.....	
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	
2.1. Графіки електричних і теплових навантажень.....	
2.2. Вибір основного обладнання.....	
2.3. Вибір структурної схеми станції	
2.4. Вибір схеми ВРУ – 220 та 110 кВ	
2.5. Вибір схеми власних потреб	
2.6. Розрахунок струмів короткого замикання	
2.7. Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квдратичного струму	
2.8. Вибір комутаційної апаратури.....	
2.9. Вибір струмоведучих частин	
2.10. Вибір кабелів.....	
2.11. Вибір вимірювальних трансформаторів	
2.12. Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів	
2.13. Вибір акумуляторних батарей	
3 АНАЛІЗ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	
3.1 Модульна конструкція КРУЕ.....	
3.2 Плани п/ст. з КРУЕ.....	
3.3 Особливості використання елегазу.....	
3.4 Огляд виробників.....	
4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ТЕС.....	
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	
4.2 Визначення кошторисної вартості спроектованої ТЕС.....	
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	

4.3.1 Амортизація основних фондів.....	
4.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	
4.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати.....	
4.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	
4.4 Аналіз отриманих результатів.....	
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта.....	
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	
5.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.....	
ВИСНОВКИ.....	
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	
ДОДАТКИ.....	
Додаток А - ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІКИ КВАЛІФАКЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НА- ЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ.....	
Додаток Б - Технічне завдання КМКР.....	
Додаток В – ПРЕЗЕНТАЦІЯ ДО МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....	

АНОТАЦІЯ

Пірняк В.О. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт (8х160) з дослідженням комутаційного обладнання. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2024 – 109 с./ На Укр. мові. Рис. 25 , таб 26 , бібліогр. 28 назв.

Магістерська дипломна робота присвячена проектуванню електричної частини конденсаційної 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 конденсаційної електростанції.

У розділі "Електротехнічна частина" досліджені основні аспекти проектування електричної частини конденсаційної 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, струмове-дучих частин та вимірювальних трансформаторів.

У розділі досліджень комутаційного обладнання розглядаються питання пов'язані з елегазовим обладнанням, різновидами та конструктивними особливостями.

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

У розділі "Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях" розглядаються питання охорони праці та безпеки персоналу на конденсаційній електростанції. Аналізується нормативна база, вимоги до кваліфікації персоналу, розрахунок заземлення трансформатора, розрахунок кількості та опору електродів і напруги кроку, технічні рішення з безпечної експлуатації маслонаповненого обладнання.

Отже, магістерська дипломна робота надає комплексний огляд проектування електричної частини конденсаційної електростанції з особливим акцентом на дослідженні перевантажень трансформатора. Результати досліджень сприятимуть покращенню якості проектування та функціонування конденсаційних електростанцій, забезпечуючи надійну та безпечну роботу електричної частини станцій у різних умовах експлуатації.

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

ABSTRACT

Piryak V.O. The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 1280 MW (8x160) with a study of switching equipment. Master's thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024 – 109 p./ In Ukr. speech Fig. 25, tab 26, bibliography. 28 names.

The master's thesis is devoted to the design of the electrical part of the condensing power plant, as well as to the study of various schemes of distribution devices. The work consists of five sections, which cover a wide range of topics related to the electrical systems of the station, economic indicators and labor protection in emergency situations.

In the introduction of the work, the relevance of the topic is considered, as well as the purpose and tasks of the research are formulated. The "Technical and economic feasibility study" section contains an analysis of the design of a condensing power plant.

In the "Electrical part" section, the main aspects of the design of the electrical part of the condensing power plant are studied. Questions related to the graphs of electrical and thermal loads, equipment selection, the main diagram of electrical connections, electrical diagrams of the station, calculation of short-circuit currents, calculation of the thermal effect of short-circuit currents, selection of switching equipment, current-carrying parts and measuring transformers are analyzed.

In the research section of switching equipment, issues related to gas and electric equipment, types and design features are considered.

In the section "Calculation of technical and economic indicators of the CHP" the calculation of various technical and economic parameters of the thermal power plant is carried out. The technical and economic justification of the design of the station, the determination of the estimated cost of the project, the calculation of the cost of electricity and the determination of the cost of the released electricity are analyzed.

The section "Occupational health and safety in emergency situations" deals with issues of occupational health and safety of personnel at the condensing power plant. The regulatory framework, personnel qualification requirements, calculation of transformer grounding, calculation of the number and resistance of electrodes and step voltage, technical solutions for safe operation of oil-filled equipment are analyzed.

Therefore, the master's thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical part of a condensing power plant with a special emphasis on the study of transformer overloads. Research results will contribute to improving the quality of design and operation of condensing power plants, ensuring reliable and safe operation of the electrical part of the plants in various operating conditions.

Keywords: condensing power plant, energy security, efficiency, economy, technical and economic analysis, schemes of distribution devices, electricity generation.

ВСТУП

Актуальність теми

Сучасні виклики в теплоенергетиці, зокрема швидке зростання потреб в електроенергії у XXI столітті, кризовий стан навколишнього середовища, а також необхідність вирішення технологічних проблем, вимагають суттєвого розширення наукових досліджень і розробок. Це потрібно для задоволення сучасних критеріїв підвищення енергоефективності, зниження витрат і мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище. Науково-дослідні, конструкторські та проектні роботи у галузі теплоенергетики повинні бути спрямовані на створення вискоелективних та екологічно безпечних ТЕС, що використовують передові технології та енергетичне обладнання. Вони повинні вирішувати такі завдання: підвищення ефективності енергопостачання шляхом збільшення надійності та зниження витрат на виробництво електроенергії; максимальне скорочення шкідливих викидів ТЕС у навколишнє середовище; збільшення продуктивності, покращення умов праці та зниження витрат на ремонтно-відновлювальні роботи. Отже, дослідження та аналіз методів проектування електростанцій є актуальною науково-прикладною задачею.

Мета і задачі дослідження

Метою магістерської роботи є проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 1280 МВт з дослідженням комутаційного обладнання.

Відповідно до зазначеної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕС.
2. Дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій.
3. Проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕС.
4. Вибір схеми власних потреб електростанції.
5. Вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги.

6. Дослідження комутаційного обладнання.

7. Розрахунок основних техніко-економічних показників ТЕС.

Об'єкт дослідження

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина електричної станції та комутаційне обладнання.

Предмет дослідження

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження

Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕС використовуються елементи теорії надійності.

Наукова новизна отриманих результатів

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини ТЕС з дослідженням комутаційного обладнання.

Практичне значення отриманих результатів

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішено задачу підвищення ефективності функціонування локальних електричних мереж, що полягає у проектуванні ТЕС з дослідженням комутаційного обладнання.

Працездатність та ефективність

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків та натуральних експериментів.

Особистий внесок здобувача

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

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Зростання технічного рівня теплоенергетики, освоєння надкритичних і супернадкритичних параметрів пари, збільшення одиничних потужностей агрегатів і енергоблоків супроводжуються підвищенням розрахункових густин теплових потоків, які поглинаються як радіаційними, так і конвективними поверхнями нагріву. Це обумовлює необхідність інтенсифікації топкових процесів, а також процесів генерації та перегріву пари. Потрібно підвищувати тепловіддачу, щоб при збільшенні одиничної потужності установок зберігалися прийнятні масогабаритні характеристики обладнання. Отже, дослідження радіаційного теплообміну в топках і випромінювання газів, інтенсифікації конвективного теплообміну в пучках труб, а також теплового стану поверхонь нагріву в умовах шлакування та інтенсивного накопичення зольових відкладень, роботи з тепловіддачі при кипінні води в трубах, дослідження теплообміну теплоносія надкритичних параметрів і критичних теплових потоків залишаються актуальними. Важливими напрямками науково-технічного прогресу в теплоенергетиці є:

- створення нових поколінь енергоустаткування;
- реконструкція і модернізація діючого обладнання;
- перехід від концепції продовження терміну служби обладнання до концепції управління ресурсом на основі сучасних комбінованих методів і критеріїв з урахуванням показників надійності та ефективності;
- забезпечення необхідного рівня промислової безпеки енергетичного обладнання;
- високоефективне виробництво електроенергії і тепла на основі використання парогазових і газотурбінних установок, технічне переозброєння і пода-

льший розвиток теплових електростанцій для підвищення їх економічної та екологічної ефективності, надійності, маневреності та керованості;

- розробка екологічно чистих вугільних технологій на основі застосування котлів з циркулюючим киплячим шаром, використання водовугільних суспензій, різних схем газифікації вугілля тощо;

- створення ефективних газоочисних систем;

- комплексна автоматизація обладнання блоків і електростанцій;

- вирішення науково-технічних проблем, пов'язаних з розробкою обладнання на суперкритичні параметри пари, технологій отримання дешевого обладнання для паливних елементів, систем акумулювання електричної енергії;

- створення невеликих установок для комбінованого виробництва електричної енергії і тепла (когенерація) з використанням поршневих двигунів і газових турбін (ТЕЦ малої та середньої потужності, міні-ТЕЦ).

Наразі зростає значення високотемпературних газотурбінних і парогазових установок в енергетичному секторі. Отже, залишаються актуальними розробки систем охолодження газових турбін, дослідження турбулентного теплообміну в турбінних решітках і на пластині, включаючи теплообмін в умовах вдування охолоджувача, а також вивчення різних систем охолодження, використання водяної пари як перспективного охолоджувача та оптимізація схем охолодження.

Стратегічні напрями розвитку вітчизняної теплоенергетики пов'язані з вирішенням комплексу завдань, у тому числі в галузі енергомашинобудування. До них належать:

- створення вітчизняних високоефективних газотурбінних установок потужністю до 180 МВт на високі початкові температури газу з метою широкого впровадження парогазових технологій при будівництві нових та реконструкції діючих електростанцій;
- розробка та виробництво високоефективних паротурбінних установок нових поколінь на супернадкритичних параметрах пари і на температури 600°C і вище зі збільшенням к.к.д. до 55% і більше;
- виробництво енергетичних котлів з удосконаленою організацією топкових процесів, застосуванням нових палинкових та інших пристроїв, що забезпечують зниження шкідливих викидів в атмосферу;
- створення та освоєння котельних агрегатів з топками з циркулюючим киплячим шаром для енергоблоків потужністю 200–300 МВт;
- створення обладнання для екологічно чистих парогазових установок з котлами з киплячим шаром під тиском;
- розробка та освоєння передових технологій спалювання твердого палива;
- створення систем газифікації твердого палива з метою розвитку екологічно чистих парогазових установок на вугіллі та для технічного переозброєння пилувугільних електростанцій.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій (ЕС) задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносно величину постійних та змінних втрат можна прийняти:

а) в мережах району: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;

б) в мережах системи: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $\Delta P''_{2*} = 0,14$;

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\begin{aligned}\Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p.\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c.\max}; \\ \Delta P_{1p} &= 0,01 \cdot 200 = 2 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{1c} &= 0,02 \cdot 700 = 14 \text{ МВт}.\end{aligned}\tag{2.1}$$

Приведемо приклад розрахунку графіків навантаження для інтервалу часу “0–6” зимового періоду:

Змінні втрати:

$$\begin{aligned}\Delta P_{2pt} &= \Delta P'_{2*} \cdot P_{pt}^2 / P_{p.\max}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_{2*} \cdot P_{ct}^2 / P_{c.\max}; \\ \Delta P_{2p1} &= 0,06 \cdot 134^2 / 200 = 5,4 \text{ МВт}; \\ \Delta P_{2c1} &= 0,14 \cdot 490^2 / 700 = 48 \text{ МВт}.\end{aligned}\tag{2.2}$$

Потужність що видається до шин РУ різних напруг:

$$\begin{aligned} P_{p.вид.t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{с.вид.t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \\ P_{p.вид.t} &= 134 + 2 + 5,4 = 141,4 \text{ МВт}; \\ P_{с.вид.t} &= 490 + 14 + 48 = 552 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$\begin{aligned} P_{вид.t} &= P_{p.вид.t} + P_{с.вид.t}; \\ P_{вид.1} &= 141,4 + 552 = 693,4 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Втрати потужності на власні потреби ЕС:

$$\begin{aligned} P_{БП.t} &= \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{всм}} \right) \cdot \frac{P'_{\max} \cdot P_{вид.\max}}{100}; \\ P_{БП.t} &= \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{693,4}{1280} \right) \cdot \frac{3 \cdot 126}{100} = 19 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$\begin{aligned} P_{вир.t} &= P_{вид.t} + P_{БП.t}; \\ P_{вир.1} &= 693,4 + 19 = 712,4 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.6)$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p.вид.t}$, $P_{с.вид.t}$, $P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю $P_{вир.p}$ (рисунок 2.1).

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

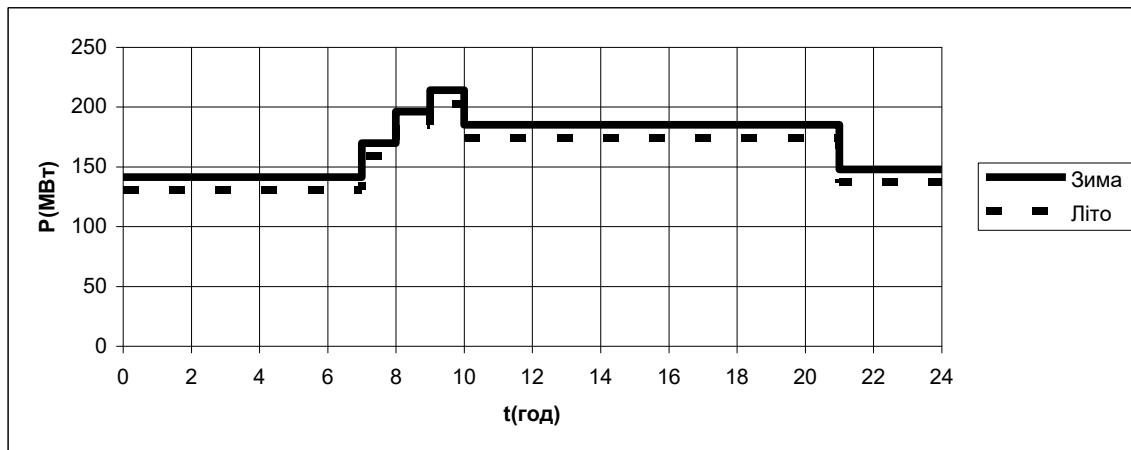
Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима/літо)

Складові витрат потужності	Час	0-7	7-8	8-9	9-10	10-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	67	80	92	100	87	70
	Літо	62	75	87	95	82	65
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	134	160	184	200	174	140
	Літо	124	150	174	190	164	130
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Літо	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	5,4	7,7	10,2	12,0	9,1	5,9
	Літо	4,6	6,8	9,1	10,8	8,1	5,1
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	141,4	169,7	196,2	214	185,1	147,9
	Літо	130,6	158,8	185,1	202,8	174,1	137,1
Навантаження системи, %	Зима	70	80	100	100	80	60
	Літо	60	65	90	95	75	55
Навантаження системи, МВт	Зима	490	560	700	700	560	420
	Літо	420	455	630	665	525	385
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	14	14	14	14	14	14
	Літо	14	14	14	14	14	14
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	48	62,7	98	98	62,7	35,3
	Літо	35,3	41,4	81,2	88,4	55,1	29,6
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	552	636,7	723,4	812	636,7	469,3
	Літо	469,3	510,4	822,3	767,4	594,1	428,6
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	Зима	693,4	806,4	1007,2	1026	821,8	617,2
	Літо	599,9	699,2	908,5	970,2	768,2	567,7
Витрата на власні потреби, МВт	Зима	190	20,4	22,8	23,1	20,6	18,1
	Літо	17,8	18,7	21,6	22,4	19,9	17,5
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	712,4	826,8	1030	1049,1	842,4	635,3
	Літо	617,7	687,9	930,1	992,6	788,1	585,2

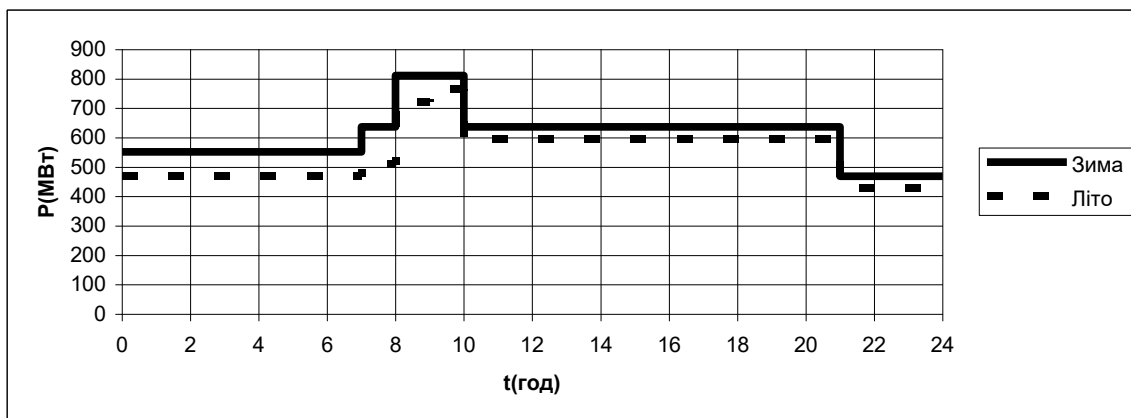
Таблиця 2.2 – Дані для побудови графіка за тривалістю навантаження

$P, \text{МВт}$	1049,1	1030	922,6	930,1	842,4	826,8	788,1	712,4	687,9	635,3	617,7	785,2
$t, \text{год}$	183	183	182	182	2013	183	2002	1281	182	549	1274	546
$t_{\Sigma}, \text{год}$	183	366	548	730	2743	2926	4928	6209	6391	6940	8214	8760

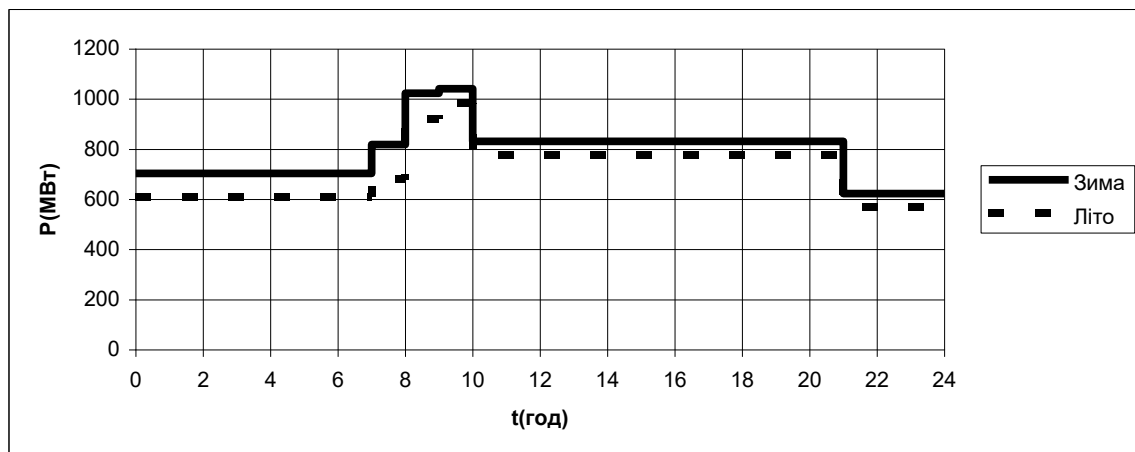
Примітка: тривалість зимового періоду складає 183 доби, а літнього – 182 доби.



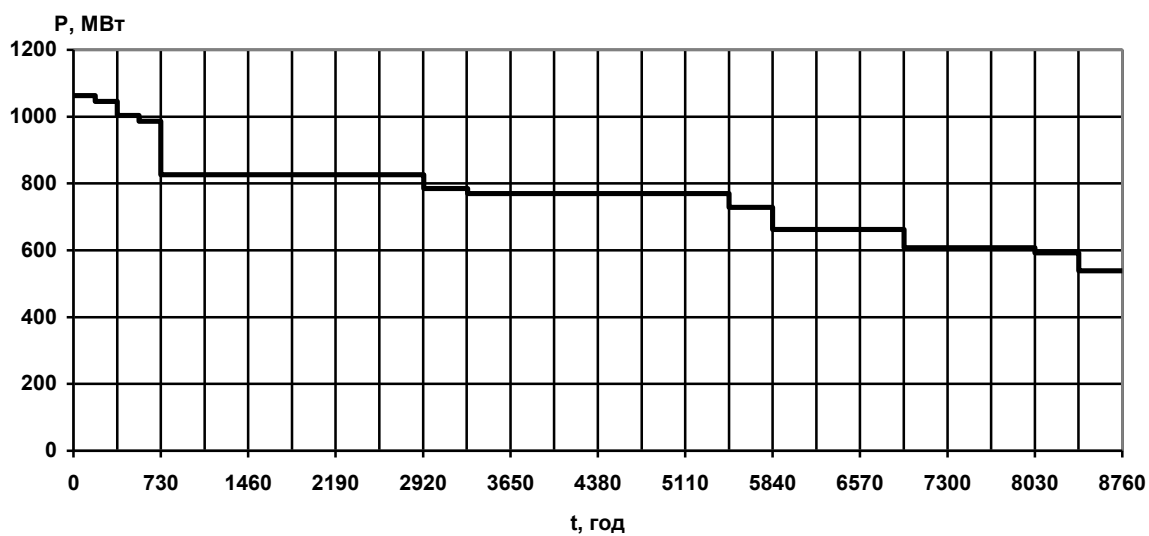
а) Добовий графік навантажень системи



б) Добовий графік навантажень місцевого району



в) Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами



г) Річний графік вироблення електроенергії

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показники	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції	$P_{\max}$	1049,1
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	6648269,4
Встановлена потужність станції	$P_{\text{вст}}$	1280
Річне споживання електроенергії власними потребами, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	168630
Річне видавання електроенергії з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	6479639,4
Середнє навантаження станції	$P_{\text{ср}} / 8760$	758,9
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_3 = P_{\text{ср}} / P_{\max}$	0,723
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_{\text{в}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{вст}}$	0,593
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = E_p / P_{\max}$	6331,1
Число годин використання встановленої потужності	$T_{\text{вст}} = E_p / P_{\text{вст}}$	5194
Коефіцієнт резерву	$K_{\text{рез}} = P_{\text{вст}} / P_{\max}$	1,22
Час максимальних втрат, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5033,2

2.2 Вибір основного обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенератора типу ТВВ-160-2ЕУЗ

Параметр	Числове значення
$n_{\text{ном}}$, об/хв.	3000
$S_{\text{ном}}$, МВА	188
$P_{\text{ном}}$, МВт	160
$U_{\text{ном}}$, кВ	18
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0,85
$I_{\text{ном}}$, кА	5,67
Схема з'єднання обмоток статора	Y
Система збудження	ТН
$U_{f.\text{ном}}$, В	370
$I_{f.\text{х}}$, А	814
$I_{f.\text{ном}}$, А	2020
ВКЗ	0,615
Опір при 15° С, Ом	
— обмотка статора	0,0024
— обмотка ротора	0,136
Опір, в.о.:	
X_{d*}''	0,213
X_{d*}'	0,303
X_{d*}	1,713
X_{2*}	0,25
X_{0*}	0,10

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбіни типу К-160-130

Параметр	Числове значення
$P_{\text{ном}}$, МВт	160
P , ата	130
t , °C	565
D , т/год	436

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельного агрегату типу Еп-500/140 ГМ

Параметр	Числове значення
$P_{\text{ном}}$, МВт	160
P , ата	140
t , °C	570
D , т/год	500
Паливо	вугілля

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП :

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

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

$P_{\text{гр}}$ - гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{220} = \frac{812}{200} + 1 = 5,06 \approx 6;$$

$$n_{110} = \frac{214}{50} + 1 = 5,28 \approx 6;$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб [2]:

$$S_{\text{твп.розр}} = \frac{P'_{\text{БП}}}{100} \cdot k_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.ном}}, \quad (2.8)$$

де $P'_{\text{БП}}$ - максимальне навантаження власних потреб, %;

$k_{\text{п}}$ - коефіцієнт попиту;

$P_{\text{Г.ном}}$ - номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{\text{твп.розр}} = \frac{3}{100} \cdot 0,85 \cdot 160 = 4,08 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

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

$$S_{\text{ТР.розр}} = 1,3 \cdot 4,08 = 5,3 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

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

$$S_{\text{БТ.розр}} = 188 - 4,08 = 183,92 \text{ МВА}.$$

Визначимо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{\max} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{\text{БП.}\max} - S_{p.\max}; \quad (2.11)$$

$$S_{\max 1} = 2 \cdot 188 - 2 \cdot 4,08 - 214 / 0,85 = 376 - 8,16 - 251,76 = 116,08 \text{ МВА};$$

$$S_{\max 2} = 188 - 4,08 - 251,76 = -67,84 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\min} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{\text{БП.}\max} - S_{p.\min}; \quad (2.12)$$

$$S_{\min 1} = 376 - 8,16 - 130,6 / 0,85 = 367,84 - 153,65 = 214,19 \text{ МВА};$$

$$S_{\min 2} = 188 - 4,08 - 153,65 = 30,27 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\Gamma.\text{вст-1}} - S_{\text{БП.}\max} - S_{p.\max}; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{ав1}} = 188 - 4,08 - 251,76 = -67,84 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ав2}} = 0 - 0 - 251,76 = -251,76 \text{ МВА};$$

При встановленні двох трансформаторів необхідно враховувати, що при виході з ладу одного з трансформаторів, той трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечити перетік потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

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

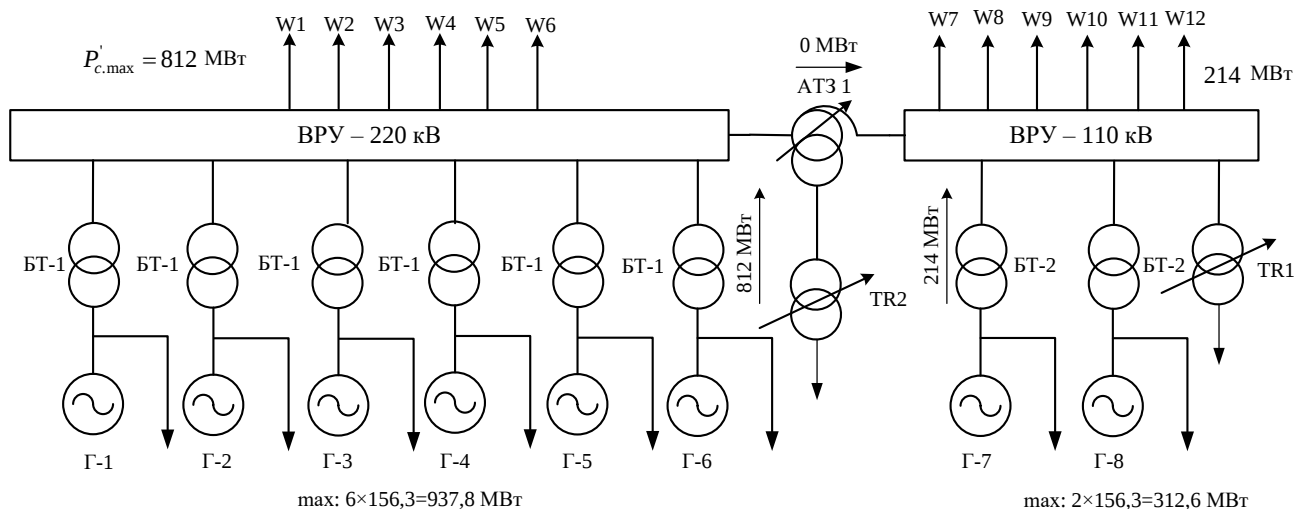
$$S'_{\max 2} = 67,84 / 1,4 = 48,46 \text{ МВА};$$

$$S'_{\min 2} = 30,27/1,4 = 21,62 \text{ MBA} ;$$

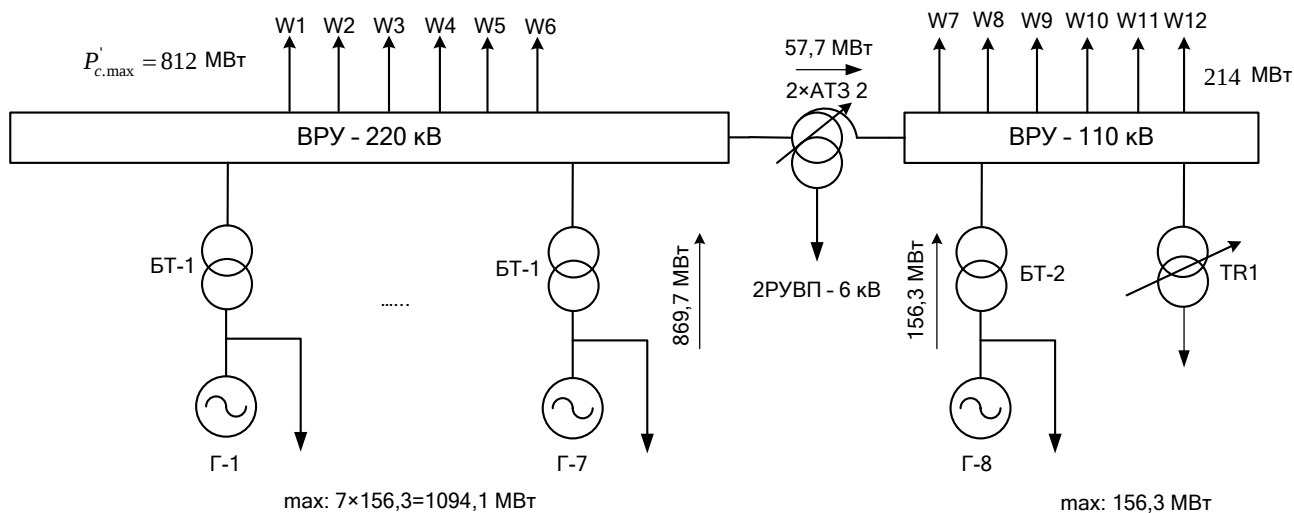
$$S'_{a62} = 251,76/2 = 125,88 \text{ MBA} ;$$

I варіант: 1хАТДЦТН-250000/220/110

II варіант: 2хАТДЦТН-125000/220/110



a)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми станції

Приведені затрати:

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

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в споруду електроустановки, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

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

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування %;

$$a = \begin{cases} 9,4\% & \text{для } U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \\ 8,4\% & \text{для } U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} \end{cases}$$

$B = 160$ коп/кВт·год - вартість 1 кВт год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

ΔW – річна втрата електроенергії в трансформаторах, кВт·год;

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

де n – кількість трансформаторів, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати х.х. та к.з. трансформаторів, кВт;

S_{max} – максимальна потужність, що передається через трансформатори, МВА;

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

τ – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

	Тип трансформ.	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %				ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	I _х , %	п, шт
			ВН	СН	НН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	НН ₁ -НН ₂				
ТВП	ТМН-6300/35	6,3	18	–	6,3	7,5	–	–	–	8	45,6	0,8	8/8
TR 1	ТМН-6300/110	6,3	121	–	6,3	10,5	–	–	–	13	50	1,0	1/1
TR 2	ТМН-6300/35	6,3	35	–	6,3	7,5	–	–	–	7,6	46,5	0,8	1/0
БТ 1	ТДЦ-200000/220	200	242	–	18	11	–	–	–	130	660	0,4	6/7
БТ 2	ТДЦ-200000/110	200	121	–	18	10,5	–	–	–	170	550	0,5	2/1
АТЗ 1	АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	38,5	32	20	11	–	145	520	0,4	1/0
АТЗ 2	АТДЦТН-250000/220/110	125	230	121	6,3	45	28	11	–	65	315	0,4	0/2

Таблиця 2.8– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис. у.о.	Капіталовкладення, тис.у.о..	
			I варіант	II варіант
БТ1	6/7	2456	14736	17192
БТ2	2/1	2104	4208	2104
TR1	1/1	392	392	392
TR2	1/0	244	244	_____
АТЗ1	1/0	3168	3168	_____
АТЗ2	0/2	2024	_____	4048
Вимикачі:				
- 220 кВ	15/17	1360	20400	23120
- 110 кВ	10/11	672	6720	7392
	1/0	112	122	_____
Разом:			49980	54248

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned}\Delta W_I &= \left[6 \cdot 130 \cdot 8760 + \frac{1}{7} \cdot 660 \left(\frac{995,3}{200} \right)^2 \cdot 5033,2 \right] + \left[2 \cdot 170 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 550 \left(\frac{251,8}{200} \right)^2 \cdot 5033,2 \right] = \\ &= [6832800 + 12650062] + [4204800 + 7377294] + \\ &+ [2978400 + 2197445] = 24658707 \text{ кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta W_{II} &= \left[7 \cdot 130 \cdot 8760 + \frac{1}{7} \cdot 660 \left(\frac{1023,2}{200} \right)^2 \cdot 5033,2 \right] + \left[170 \cdot 8760 + 550 \left(\frac{183,9}{200} \right)^2 \cdot 5033,2 \right] + \\ &+ \left[2 \cdot 65 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 315 \left(\frac{67,9}{125} \right)^2 \cdot 5033,2 \right] = [7971600 + 12440276] + [1489200 + 2343055] + \\ &+ [1138800 + 231160] = 25614091 \text{ кВт} \cdot \text{год}\end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = (0,084 \cdot 38304 + 0,094 \cdot 11676) \cdot 28,5 + 160 \cdot 10^{-5} \cdot 28,5 \cdot 24658707 = 167950 \text{ тис.грн}$$

$$U_{II} = (0,084 \cdot 44360 + 0,094 \cdot 9889) \cdot 28,5 + 160 \cdot 10^{-5} \cdot 28,5 \cdot 25614091 = 179407 \text{ тис.грн}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 49980 \cdot 28,5 + 167950 = 340680 \text{ тис.грн} ;$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 54248 \cdot 28,5 + 179407 = 364935 \text{ тис.грн} ;$$

$\Delta Z = 7,12\% > 5\%$, тобто приймаємо I варіант структурної схеми.

2.4 Вибір схеми ВРУ – 220 та 110 кВ

Для ВРУ-110 кВ приймаємо типову схему «дві робочі та обхідна система збірних шин»:

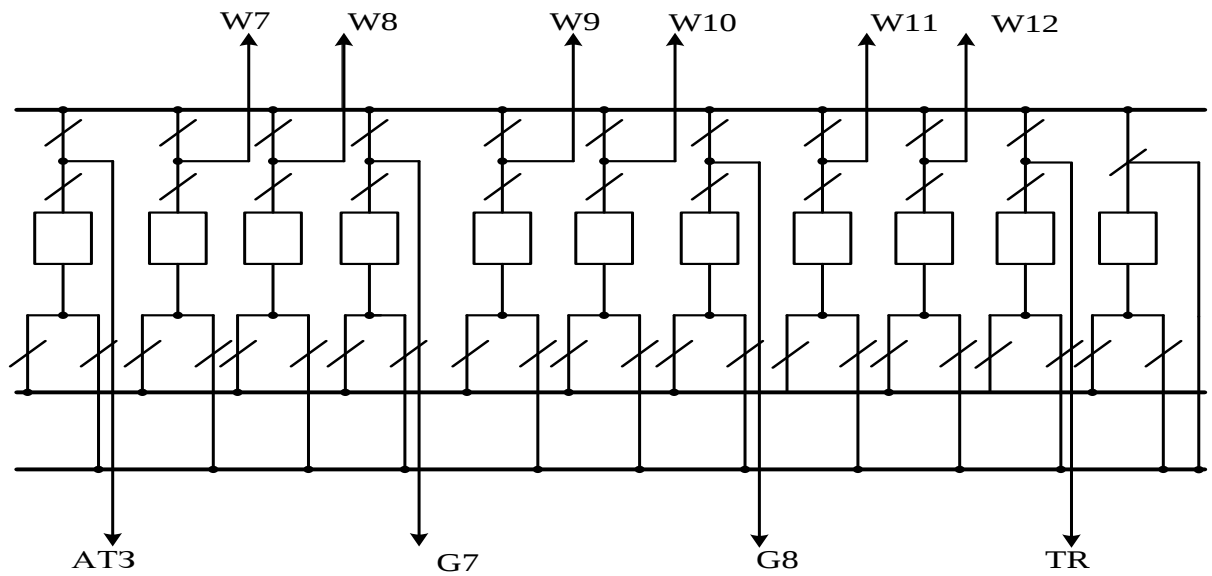
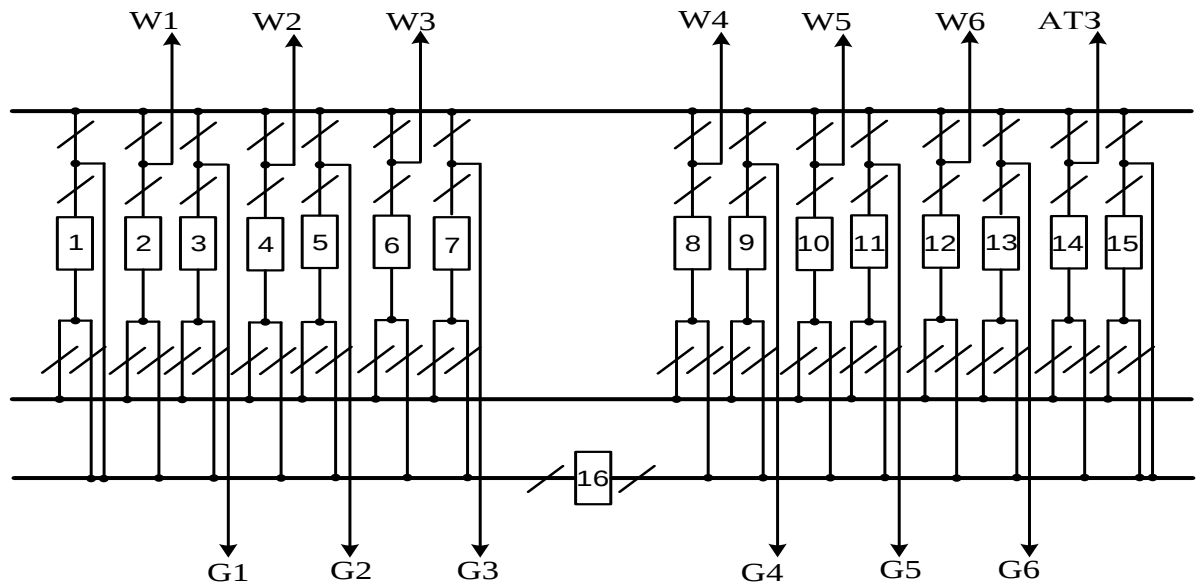


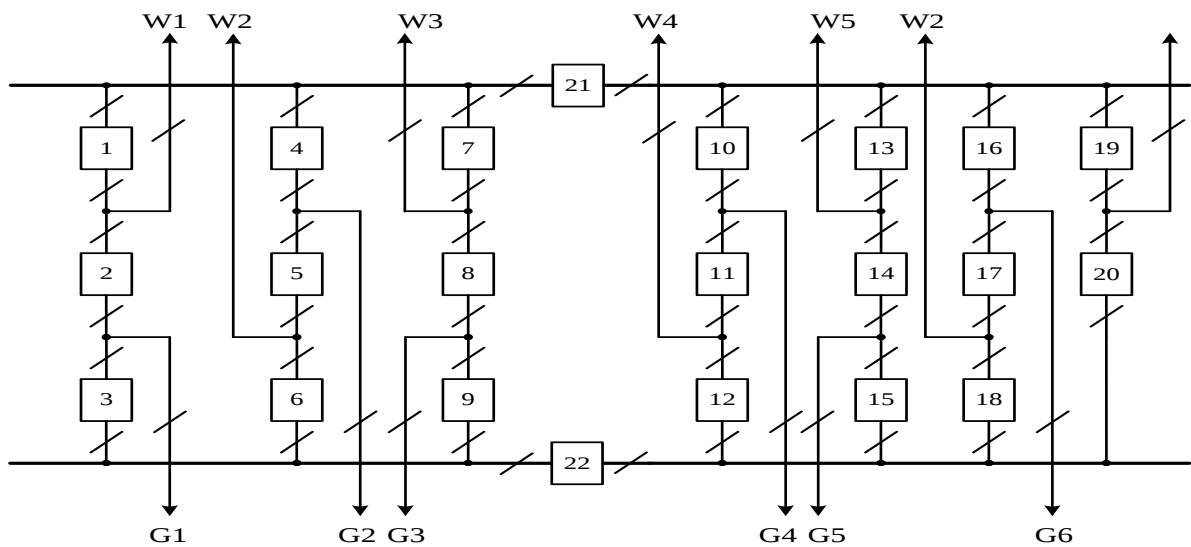
Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

Для ВРУ – 220 кВ намічаємо два варіанти схеми [4]:

- а) «дві робочі та обхідна система збірних шин»:
- б) схема «3/2»



a)



б)

Рисунок 2.4 – Варіанти схеми ВРУ-220 кВ

Приведені затрати [2,4]:

$$Z = p_n \kappa + U + M(3), \quad (2.17)$$

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

$$\kappa = n_k \cdot c_k; \quad (2.18)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

c_k – вартість комірки, тис.грн.;

$$U = \frac{a}{100} \cdot \kappa, \quad (2.19)$$

де $a = 8,4\%$;

$M(3)$ – збиток з-за відмови вимикачів, тис.грн;

$$M(3) = y_0 \sum_j \kappa_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.20)$$

де $y_0 = 16,8$ грн/кВт·год – питомий збиток;

κ_j – коефіцієнт режиму схеми (κ_0 або κ_p);

ω_i – параметр потоку раптових відмов, 1/рік;

ΔP_i – втрачаєма потужність, Мвт;

T_j – час простою елемента, год.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра Потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год	Частота планових ре- монтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_n , год
	ω_1	ω_2			
220	0,125	0,005	100	0,2	180

Таблиця 2.10 – Дані для визначення надійності схеми ВРУ-220 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_k	16	22
Вартість комірки, тис.грн	c_k	1360	1360
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів, 1/рік	$\omega_{Г.В} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075
	$\omega_{Л.В} = 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l / 100)$	0,0120	0,0120
Коефіцієнт ремонтного (κ_p) та нормального (κ_0) режимів роботи ВРУ	$\kappa_p = \mu \cdot T_n / 8760$	0,00411	0,00411
	$\kappa_0 = 1 - n_k \cdot \kappa_p$	0,929424	0,902958

Час простою елемента, год	T_0	1	1
	$T_{BП} = T_B - \frac{T_B^2}{2T_n}$	72,2	72,2
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах	$\kappa_0 \cdot \omega_{Г.В}$	0,006971	0,006772
	$\kappa_0 \cdot \omega_{Л.В}$	0,011153	0,010835
	$\kappa_p \cdot \omega_{Г.В}$	0,000031	0,000031
	$\kappa_p \cdot \omega_{Л.В}$	0,000049	0,000049

Для схеми “дві робочі та обхідна система збірних шин” збиток $M(3)$ слід збільшити на складову збитку через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз’єднувачами:

$$M(3)_\partial = y_0 \cdot k_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (2.21)$$

де $k_{2ш}=0,1$ для КЕС;

$T_{ш}=2$ год – погашення ліній;

P_{Σ} - сумарна потужність генераторних джерел, що включено в схему, МВт.

Таблиця 2.13 – Розрахункові втрат потужності при відмові приєднань ВРУ - 220 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$

I варіант

3W+AT	212	1	1	3	15	53
		72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
3W+3G, 3G	244,5	1	6	3	90	63
		72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
3W+3G+AT	343,1	1	1	1	15	15
		72,2	72,2	72,2	72,2	72,2

II варіант

2W	12	1	1	1	1	4
		72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
G+AT	30,5	1	1	1	6	6
		72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
2G	88,2	1	1	1	4	4
		72,2	72,2	72,2	72,2	72,2

Збиток з-за відмови вимикачів:

$$M(3)_1 = 16,8 \left[0,006971(1 \cdot 1 \cdot 212 + 6 \cdot 1 \cdot 244,5 + 1 \cdot 1 \cdot 343,1) + \right. \\ \left. + 0,011153(3 \cdot 1 \cdot 212 + 3 \cdot 1 \cdot 244,5) + 0,000031(15 \cdot 1 \cdot 212 + \right. \\ \left. + 90 \cdot 1 \cdot 244,5 + 15 \cdot 1 \cdot 343,1) + 0,000049(53 \cdot 1 \cdot 212 + 63 \cdot 1 \cdot 244,5) \right] = \\ = 3562 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_\delta = 16,8 \cdot 0,1 \cdot 960 \cdot (8 \cdot 0,0075 + 8 \cdot 0,012) = 4076 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{1\Sigma} = 3562 + 4076 = 7638 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{11} = 16,8 \left[0,000031(6 \cdot 1 \cdot 30,5 + 4 \cdot 1 \cdot 88,2) + 0,000049 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 12 \right] = \\ = 16,8 [0,009 + 0,0024] = 1,425 \text{ тис.грн};$$

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схеми ВРУ-220 кВ

Складові витрат, тис. грн.	Числове значення	
	I варіант	II варіант
Капітальні витрати	620160	852720
Щорічні витрати	52069	71620
Очікуваний збиток	7638	1,4
Розрахункові затрати	679867	924341

$\Delta Z \rightarrow 36\% > 5\%$, тобто приймаємо I варіант схеми ВРУ-220 кВ.

2.5 Схема власних потреб електростанції

На кожний генератор встановлюємо робочий трансформатор власних потреб (ТВП), який має на стороні НН дві секції 6 кВ А та В, до яких підключаються споживачі. Резервне живлення здійснюється від пускорезервних трансформаторів власних потреб (TR), які через магістраль резервного живлення (МРЖ - 6 кВ) мають зв'язок з секціями А та В.

TR1 підключаємо до ВРУ - 110 кВ, TR2 – до сторони 35 кВ АТЗ, а TR3 – зберігається у вигляді складського резерву і виконаний на генераторну напругу.

Аварійне живлення здійснюється від дизель-генераторів.

Споживачі власних потреб напругою 0,4 кВ отримують живлення від трансформаторів ТСЗ - 630/10, які підключаються по одному на кожну секцію А та В.

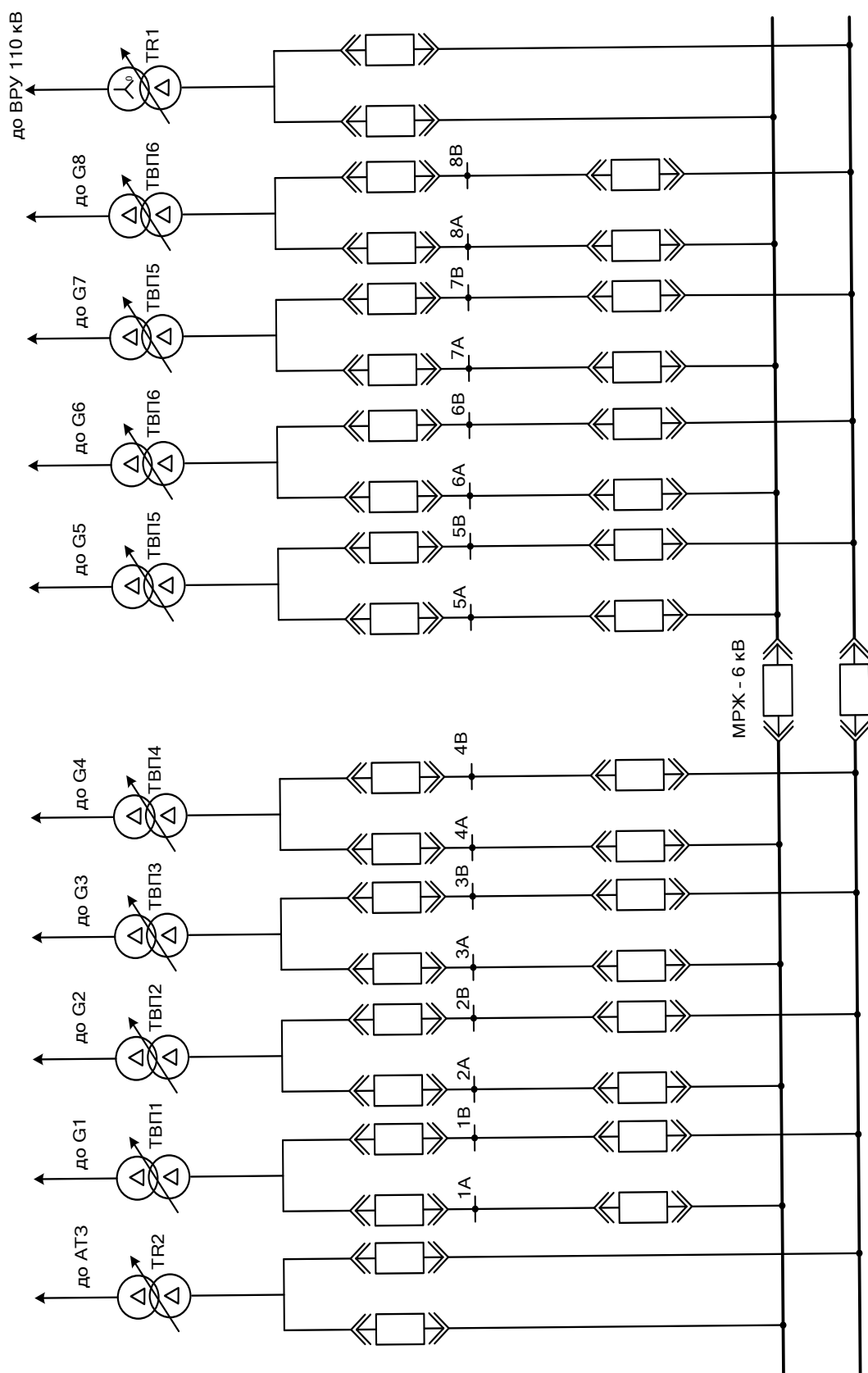


Рисунок 2.5. – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

Складаємо заступну схему та визначаємо параметри її елементів:

Прийmemo $S_{\sigma} = 1000$ (МВА);

$$U_{\sigma} = U_{cp.ном.}$$

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot S_{\sigma} / S_{\Gamma.ном.}; \quad (2.22)$$

$$x_{\Gamma} = 0,213 \cdot 1000 / 188 = 1,13;$$

Трансформатор:

$$x_T = U_K / 100 \cdot S_T / S_{T.ном.}; \quad (2.23)$$

$$x_{BT1} = 11 / 100 \cdot 1000 / 200 = 0,55;$$

$$x_{BT2} = 10,5 / 100 \cdot 1000 / 200 = 0,53;$$

$$x_{TR1} = 10,5 / 100 \cdot 1000 / 6,3 = 16,67;$$

$$x_{TR2} = 7,5 / 100 \cdot 1000 / 6,3 = 11,90;$$

ЛЕП:

$$x_W = x_{num} \cdot l \cdot S_{\sigma} / U_{cp.ном.}^2; \quad (2.24)$$

$$x_W = 0,4 \cdot 150 \cdot 1000 / 230^2 = 1,13;$$

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.ном*} \cdot S_{\sigma} / S_{c.ном.}; \quad (2.25)$$

$$x_c = 0,16 \cdot 1000 / 1400 = 0,01;$$

Автотрансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} x_{AT.B} &= x_B \% / 100 \cdot S_{\delta} / S_{AT.ном}; \\ x_{AT.C} &= x_C \% / 100 \cdot S_{\delta} / S_{AT.ном}; \\ x_{AT.H} &= x_H \% / 100 \cdot S_{\delta} / S_{AT.ном}; \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

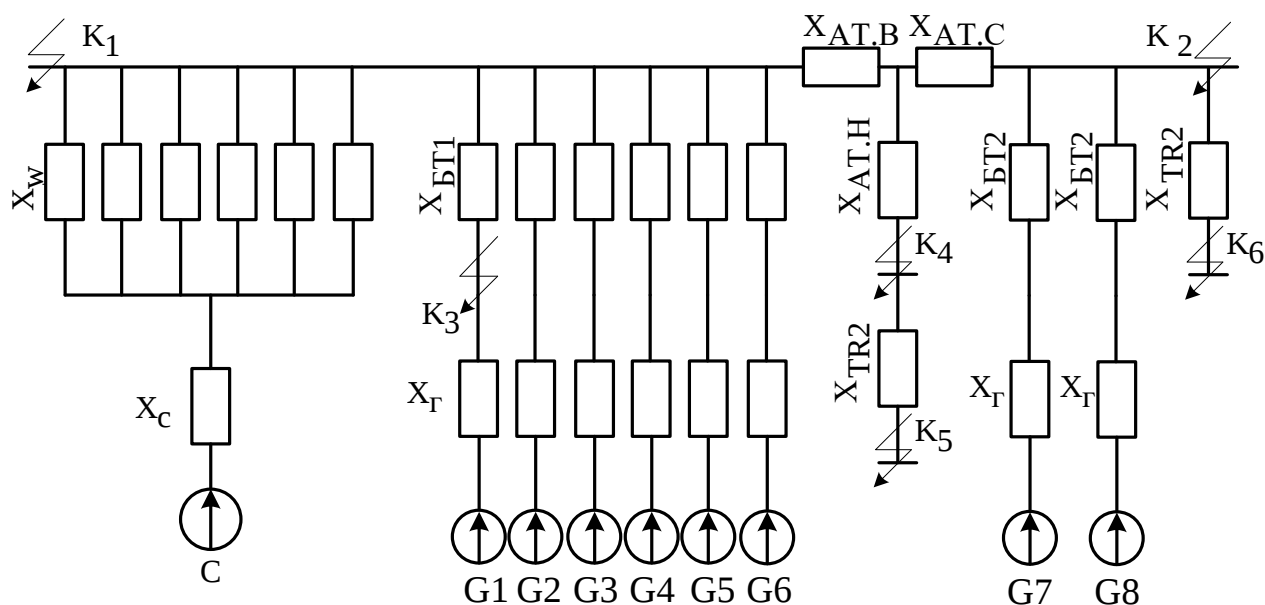


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

де

$$\left. \begin{aligned} x_B \% &= 0,5(U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}); \\ x_C \% &= 0,5(U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \\ x_H \% &= 0,5(U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}); \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

$$x_B \% = 0,5(32 + 11 - 20) = 11,5\%;$$

$$x_C \% = 0,5(11 + 20 - 32) = -0,5\% \approx 0;$$

$$x_H \% = 0,5(32 + 20 - 11) = 20,5\%;$$

$$x_{AT.B} = 11,5 / 100 \cdot 1000 / 250 = 0,46;$$

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

$$x_{AT.H} = 20,5 / 100 \cdot 1000 / 250 = 0,82;$$

Спростимо заступну схему:

$$x_1 = x_C + (x_W / n);$$

$$x_1 = 0,01 + (1,13/6) = 0,20;$$

$$x_2 = x_\Gamma + x_{BT1};$$

$$x_2 = 1,13 + 0,55 = 1,68;$$

$$x_3 = (x_\Gamma + x_{BT1}) / 2;$$

$$x_3 = (1,13 + 0,53) / 2 = 0,83;$$

$$x_4 = (x_\Gamma + x_{BT1}) / 5 = (1,13 + 0,53) / 5 = 0,34;$$

$$x_5 = x_2 / 6 = 1,68 / 6 = 0,28;$$

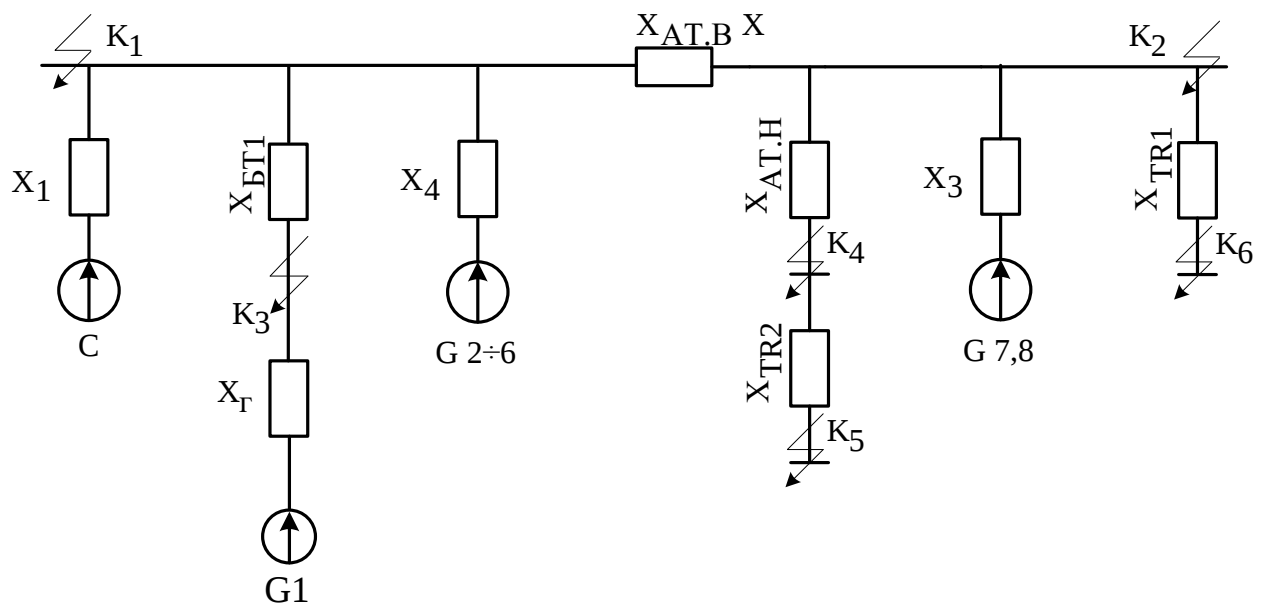


Рисунок 2.7 – спрощена схема електроустановки

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{n,0_i} = E_*'' \cdot I_{\delta_i} / x_{рез*_i}, \quad (2.28)$$

де $E_*'' = 1,13$ – для генераторів;

$E_*'' = 1,0$ – для енергосистем та власних потреб;

I_{δ_3} – базовий струм, кА;

$x_{рез*и}$ – результуючий опір КЗ, в.о.

$$I_{\delta_i} = S_{\delta} / \sqrt{3} \cdot U_{cp.ном_i}; \quad (2.29)$$

$$I_{\delta_1} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 230 = 2,51 \text{ кА};$$

$$I_{\delta_2} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 115 = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{\delta_3} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 18 = 32,11 \text{ кА};$$

$$I_{\delta_4} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 37 = 15,62 \text{ кА};$$

$$I_{\delta_5} = I_{\delta_6} = 1000 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 91,75 \text{ кА};$$

Складові струму КЗ:

- періодична: $I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0};$

- аперіодична: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.30)$

- ударний струм: $i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n,0};$

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

k_y - ударний коефіцієнт;

T_a - постійна часу кола КЗ, с;

τ - розрахунковий час, с;

$$\tau = t_{BB} + 0,01,$$

(2.31)

де t_{BB} - власний час вимикання вимикача, с.

Розрахунковий коефіцієнт $\gamma_{п,\tau}$ визначається для генераторних віток заступної схеми електроустановки за допомогою рисунку:

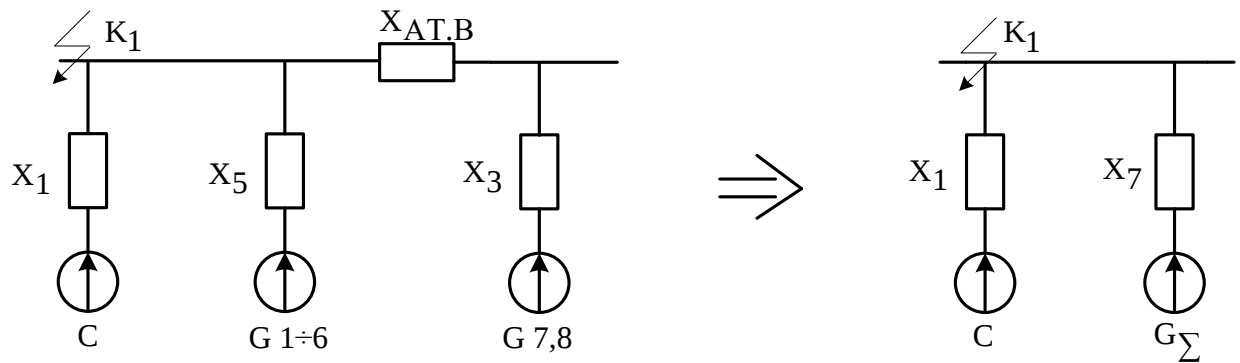
- приведений номінальний струм:

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.вст}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}};$$

- відношення: $I_{n,0} / I'_{ном}$

- потрібний момент часу: $t = \tau$.

K_1



$$x_6 = x_3 + x_{AT.B};$$

$$x_6 = 0,83 + 0,46 = 1,29;$$

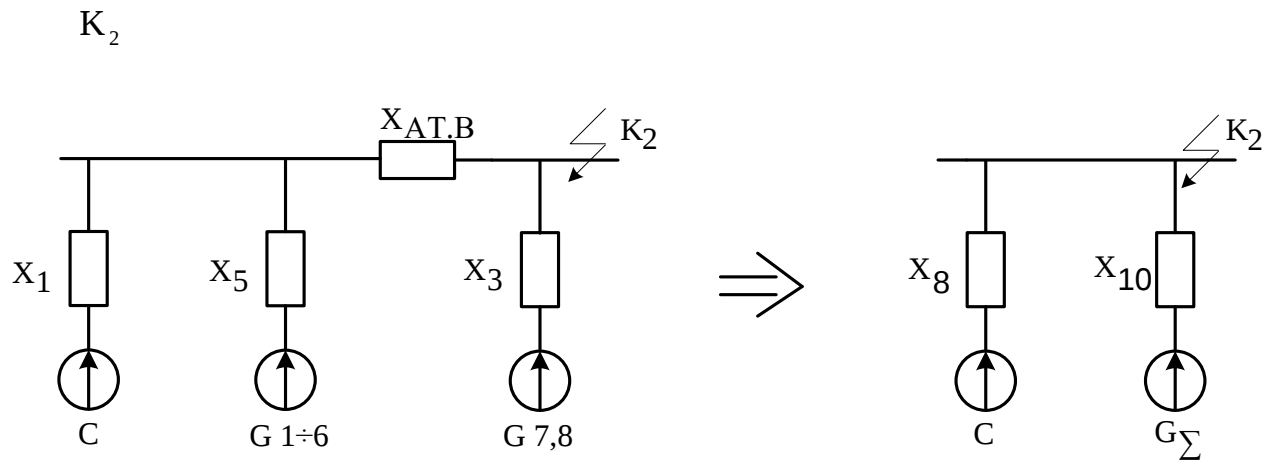
$$x_7 = x_5 \cdot x_6 / x_5 + x_6;$$

$$x_7 = 0,28 \cdot 1,29 / 0,29 + 1,29;$$

$$x_7 = x_5 \cdot x_6 / x_5 + x_6;$$

$$I_{n,0_C} = 1 \cdot 2,51 / 0,20 = 12,55 \text{ кА};$$

$$I_{n,0_{G\Sigma}} = 1,13 \cdot 2,51 / 0,23 = 12,33 \text{ кА};$$



Розподіляємо $x_{AT.B}$ між x_1 та x_2 :

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{AT.B} \cdot (x_1 + x_5); \\ x_8 &= x_1 + (\Delta x / x_5); \\ x_9 &= x_5 + (\Delta x / x_1); \end{aligned} \right\}$$

(2.32)

$$\Delta x = 0,46 \cdot (0,20 + 0,28) = 0,22;$$

$$x_8 = 0,20 + (0,22 / 0,28) = 0,99;$$

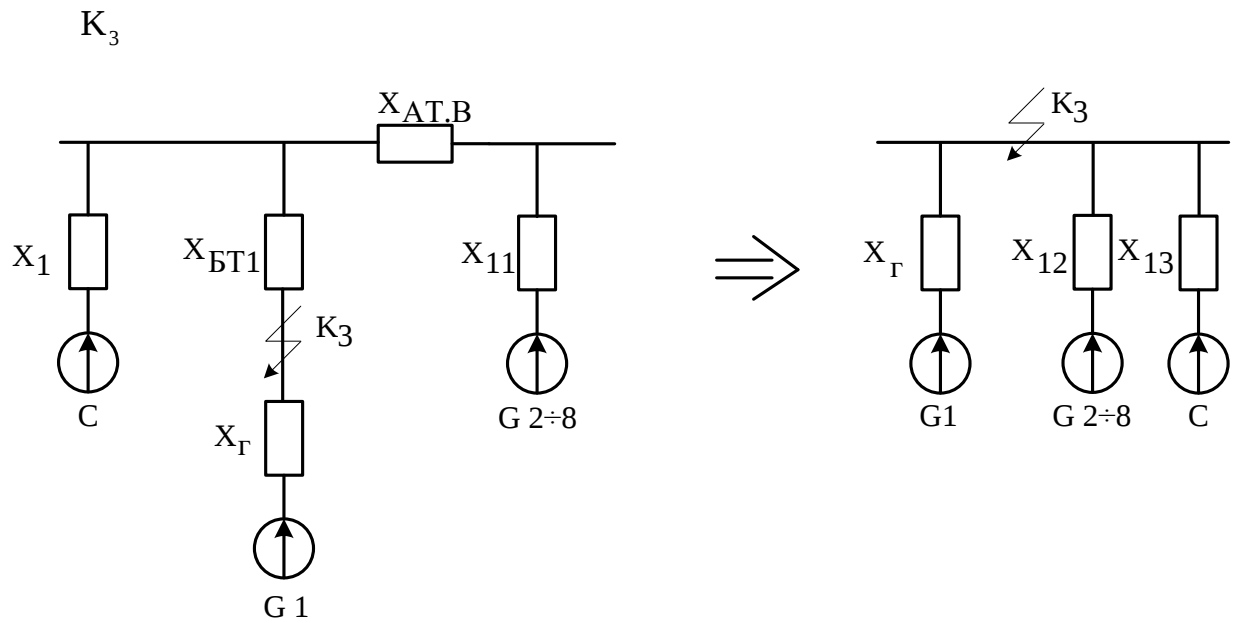
$$x_9 = 0,28 + (0,22 / 0,28) = 1,38;$$

$$x_{10} = x_9 \cdot x_3 / x_9 + x_3;$$

$$x_{10} = 1,38 \cdot 0,83 / 1,38 + 0,83 = 0,52;$$

$$I_{n,0_C} = 1 \cdot 5,03 / 0,99 = 5,08 \text{ } \kappa A;$$

$$I_{n,0_{G\Sigma}} = 1,13 \cdot 5,03 / 0,52 = 10,93 \text{ } \kappa A;$$



$$x_{11} = x_6 \cdot x_4 / x_6 + x_4;$$

$$x_{11} = 1,29 \cdot 0,34 / 1,29 + 0,34 = 0,27;$$

Розподіляємо x_{BT1} між x_1 та x_{11} :

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{BT1} \cdot (x_1 + x_{11}); \\ x_{12} &= x_{11} + (\Delta x / x_1); \\ x_{13} &= x_1 + (\Delta x / x_{11}); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta x = 0,55 \cdot (0,20 + 0,27) = 0,26;$$

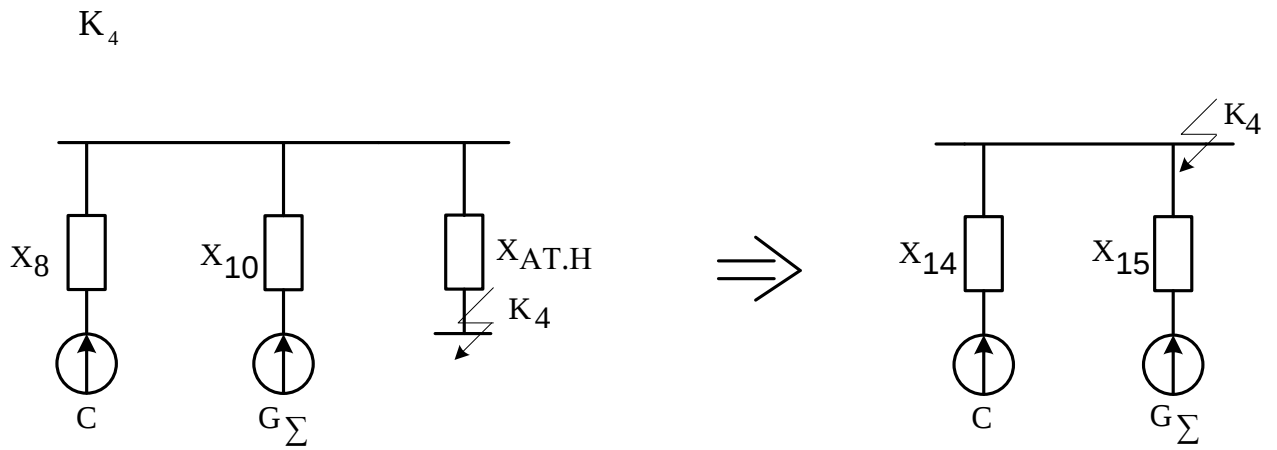
$$x_{12} = 0,27 + (0,26 / 0,20) = 1,57;$$

$$x_{13} = 0,20 + (0,26 / 0,27) = 1,16;$$

$$I_{n,0C} = 1 \cdot 32,11 / 1,16 = 27,68 \text{ кА};$$

$$I_{n,0G1} = 1,13 \cdot 32,11 / 1,13 = 32,11 \text{ кА};$$

$$I_{n,0G2\div 8} = 1,13 \cdot 32,11 / 1,57 = 23,11 \text{ кА};$$



$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{AT.H} \cdot (x_8 + x_{10}); \\ x_{14} &= x_8 + (\Delta x / x_{10}); \\ x_{15} &= x_{10} + (\Delta x / x_8); \end{aligned} \right\}$$

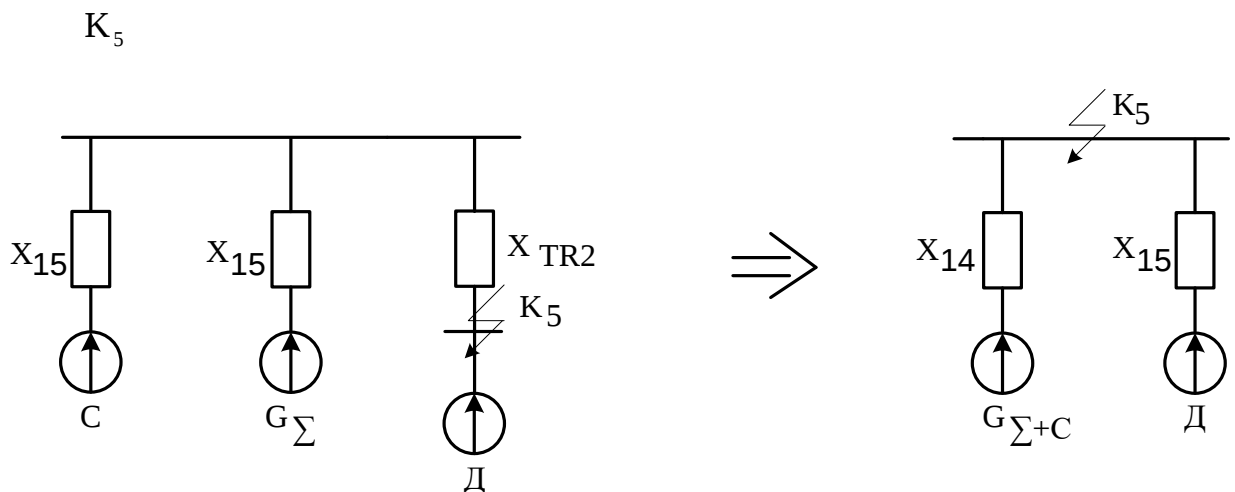
$$\Delta x = 0,82 \cdot (0,99 + 0,52) = 1,24;$$

$$x_{14} = 0,99 + (1,24 / 0,52) = 3,37;$$

$$x_{15} = 0,52 + (1,24 / 0,99) = 1,77;$$

$$I_{n,0C} = 1 \cdot 15,62 / 3,37 = 4,64 \text{ } \kappa A;$$

$$I_{n,0G1} = 1,13 \cdot 15,62 / 1,77 = 9,97 \text{ } \kappa A;$$



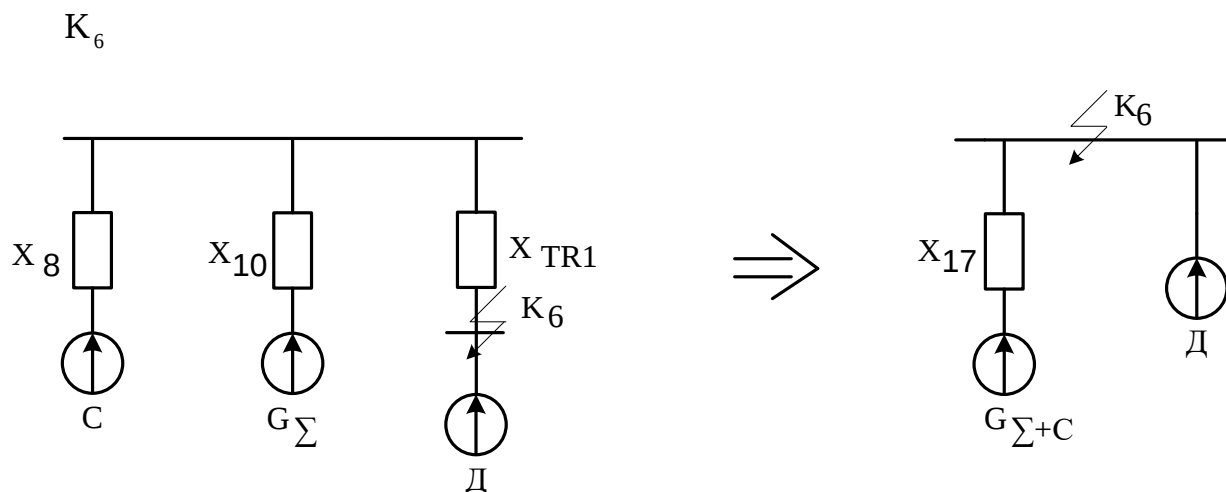
$$x_{16} = (x_{14} \cdot x_{15} / x_{14} + x_{15}) + x_{TR2};$$

$$x_{16} = (3,37 \cdot 1,77 / 3,37 + 1,77) + 11,9 = 13,06;$$

$$I_{n,0_{G\Sigma+C}} = 1 \cdot 91,75 / 13,06 = 7,03 \text{ кА};$$

$$I_{n,0,Д} = 4 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{n_{ном}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{TR,роз}}{n_{ном}}; \quad (2.33)$$

$$I_{n,0,Д} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot 5,3}{6} = 4,42 \text{ кА};$$



$$x_{17} = (x_8 \cdot x_{10} / x_8 + x_{10}) + x_{TR1};$$

$$x_{17} = (0,99 \cdot 0,52 / 0,99 + 0,52) + 16,67 = 17,01;$$

$$I_{n,0_{G\Sigma+C}} = 1 \cdot 91,75 / 17,01 = 5,39 \text{ кА};$$

$$I_{n,0,Д} = 4,42 \text{ кА};$$

Попередньо встановлюємо вимикачі:

1) ВРУ – 220 кВ	ВГБУ – 220 У1	$t_{BB} = 0,035 \text{ с}$
2) ВРУ – 110 кВ	ВГБУ – 110 У1	$t_{BB} = 0,035 \text{ с}$
3) Сторона 35 кВ АТЗ	ВР 35 НС	$t_{BB} = 0,005 \text{ с}$
4) РУВП – 6 кВ	ВРО	$t_{BB} = 0,03 \text{ с}$

Таблиця 2.15 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,t}$
К ₁ ВРУ – 220 кВ	Система G_Σ	0,045	0,03	1,717	0,30	1
		0,045	0,26	1,955	0,84	0,93
К ₂ ВРУ – 110 кВ	Система G_Σ	0,045	0,02	1,608	0,18	1
		0,045	0,26	1,955	0,84	0,96
К ₃ Генератор	Система G_1 $G_{1÷8}$	0,045	0,03	1,717	0,30	1
		0,045	0,267	1,963	0,83	0,86
		0,045	0,26	1,955	0,84	1
К ₄ Сторона 35 кВ АТЗ	Система G_Σ	0,06	0,02	1,608	0,12	1
		0,06	0,26	1,955	0,80	1
К ₅ РУВП – 6 кВ	$G_\Sigma + \text{Система}$	0,04	0,42	1,81	0,40	1

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$:

$$K_1 \quad a) \quad G_\Sigma; \quad I'_{ном} = \frac{8 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 230} = 3,78 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}/I'_{ном} = 12,33/3,78 = 3,26;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,93;$$

$$K_2 \quad a) \quad G_\Sigma; \quad I'_{ном} = \frac{8 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 150} = 7,56 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}/I'_{ном} = 10,93/7,56 = 1,45;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,96;$$

K₃ а) G₁;

$$I'_{ном} = 5,67 \text{ } \kappa A;$$

$$I_{n,0}/I'_{ном} = 32,11/5,67 = 5,66;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 0,86;$$

б) G_{2÷8};

$$I'_{ном} = 7 \cdot 5,67 = 39,69 \text{ } \kappa A;$$

$$I_{n,0}/I'_{ном} = 23,11/39,69 = 0,58 < 1;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 1;$$

K₄ а) G_Σ;

$$I'_{ном} = \frac{8 \cdot 188}{\sqrt{3} \cdot 37} = 23,5 \text{ } \kappa A;$$

$$I_{n,0}/I'_{ном} = 9,97/23,5 = 0,42 < 1;$$

$$\gamma_{n,\tau} = 1;$$

Складові струму КЗ від двигунів власних потреб:

$$\left. \begin{aligned} I_{n,\tau,\mathcal{D}} &= I_{n,0,\mathcal{D}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{a,\tau,\mathcal{D}} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0,\mathcal{D}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{y,\mathcal{D}} &= \sqrt{2} \cdot k_{y,\mathcal{D}} \cdot I_{n,0,\mathcal{D}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.34)$$

$$I_{n,\tau,\mathcal{D}} = 4,42 \cdot e^{-0,04/0,07} = 2,85 \text{ } \kappa A;$$

$$i_{a,\tau,\mathcal{D}} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot e^{-0,04/0,04} = 2,29 \text{ } \kappa A;$$

$$i_{y,\mathcal{D}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 4,42 = 10,28 \text{ } \kappa A;$$

Таблиця 2.16 – Зведена таблиця струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{п,0},$ кА	$I_{п,т},$ кА	$i_{a,т},$ кА	$i_y,$ кА	Примітка
К ₁ ВРУ – 220 кВ	Система	12,55	12,55	5,31	30,38	-
	G_{Σ}	12,33	11,47	14,60	33,99	-
	Сума	24,88	24,02	19,91	64,37	КА+Ш
К ₂ ВРУ – 110 кВ	Система	5,08	5,08	1,29	11,52	-
	G_{Σ}	10,93	10,49	12,95	30,13	-
	Сума	16,01	15,57	14,24	41,65	КА+Ш
К ₃ Генератор G ₁	Система	27,68	26,68	11,71	67,01	-
	$G_{2÷8}$	23,11	23,11	27,37	63,70	-
	Сума (без G ₁)	50,79	49,79	39,08	130,71	Ш в основному колі
	G ₁	32,11	27,61	35,58	88,88	-
	Повна сума	82,90	77,40	74,66	219,59	Ш до ТВП
К ₄ Сторона 35 кВ АТЗ	Система	4,64	4,64	0,79	10,52	-
	G_{Σ}	9,97	9,97	11,25	27,48	-
	Сума	14,61	14,61	12,04	38,00	КА+Ш
К ₅ РУВП – 6 кВ	$G_{\Sigma} +$ Система	7,03	7,03	3,96	17,94	КА
	Двигун ВП	4,42	2,85	2,26	10,28	-
	Сума	11,45	9,88	6,25	28,22	Ш

Примітка: 1) Ш – шини;

2) КА – комутаційна апаратура;

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ – 220 кВ

Максимальний струм :

$$I_{max_W} = P_{GP} / \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi; \quad (2.35)$$

$$I_{max_{BT}} = S_{Г.ном} / \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95; \quad (2.36)$$

$$I_{max_{AT3}} = 1,5 \cdot \frac{S_{AT.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.37)$$

$$I_{max_W} = 200 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85 = 618,2 \text{ A};$$

$$I_{max_{BT}} = 188 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95 = 520 \text{ A};$$

$$I_{max_{AT3}} = 1,5 \cdot \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 985,3 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму :

$$B_k = I_{n,0}^2 (t_{вим} + T_a); \quad (2.38)$$

де $t_{вим}$ – час вимкнення КЗ, с.

$$B_k = 24,88^2 (0,2 + 0,26) = 309,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

ВРУ – 110 кВ

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

$$I_{max_{BT}} = 188 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95 = 1039,9 \text{ A};$$

$$I_{max_{AT3}} = 1,5 \cdot \frac{250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1970,6 \text{ A};$$

$$B_k = 16,01^2 (0,2 + 0,26) = 117,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Генератор G₁

$$I_{max_G} = S_{Г.ном} / 0,95; \quad (2.39)$$

$$I_{max_{ГВП}} = S_{ГВП.ном} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}; \quad (2.40)$$

$$I_{max_G} = 56,70 / 0,95 = 5968,4 \text{ A};$$

$$I_{\max_{TBI}} = 6300/\sqrt{3} \cdot 18 = 202,3 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму :

$$\begin{aligned} B_k &= B_{kn} + B_{ka} = (B_{nC} + B_{n\Gamma} + B_{n\Gamma C}) + B_{ka} = \\ &= (I_C^2 + B_{*n\Gamma} \cdot I_{n,0,\Gamma}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{n,0,\Gamma}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ &+ \left(I_C^2 \cdot T_{a,C} + I_{n,0,\Gamma}^2 \cdot T_{a,\Gamma} + \frac{U \cdot I_C \cdot I_{n,0,\Gamma}}{1/T_{a,C} + 1/T_{a,\Gamma}} \right); \end{aligned} \quad (2.41)$$

де $I_C = 50,79 \text{ кА}$; $I_{n,0,\Gamma} = 32,11 \text{ кА}$; $B_{*n\Gamma} = 0,3$; $T_* = 0,54$; $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$;

$T_{a,C} = 0,26 \text{ с}$; $T_{a,\Gamma} = 0,267 \text{ с}$;

$$\begin{aligned} B_k &= (50,79^2 + 0,3 \cdot 32,11^2 + 2 \cdot 50,79 \cdot 0,54 \cdot 32,11) \cdot 4 + \\ &+ \left(50,79^2 \cdot 0,26 + 32,11^2 \cdot 0,267 + \frac{4 \cdot 50,79 \cdot 32,11}{1/0,26 + 1/0,267} \right) = \\ &= (2579,6 + 309,3 + 1761,3) \cdot 4 + (670,7 + 275,3 + 858,4) = \\ &= 18600,8 + 1804,4 = 20405,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \end{aligned}$$

Сторона 35 кВ АТЗ

$$I_{\max} = 6300/\sqrt{3} \cdot 35 = 104 \text{ A};$$

$$B_k = 14,61^2 (0,2 + 0,26) = 98,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

РУВП – 6 кВ

$$I_{\max_{TR}} = I_{\max_{TBI}} = 6300/\sqrt{3} \cdot 6 = 606,9 \text{ A};$$

$$B_k = 11,45^2 (0,3 + 0,042) = 44,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

ВРУ – 220 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ЛТВ – 245 -2000/50У1	РНДЗ 1-220/1000 У1
$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 85,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п, \tau} = 4,02 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$	-
$I_{a, \tau} = 19,91 \text{ кА}$	$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot B_H \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 50 = 24,68 \text{ кА}$	-
$I_{п, 0} = 24,88 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y = 64,37 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 284,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ êÀ}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ êÀ}^2 \cdot \text{ñ}$

ВРУ – 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ЛТВ – 123-2000/40 У1	РНДЗ 1-110/2000 У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1970,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п, \tau} = 15,57 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a, \tau} = 14,24 \text{ кА}$	$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$	-
$I_{п, 0} = 16,01 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 41,65 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 117,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ êÀ}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ êÀ}^2 \cdot \text{ñ}$

ВРУ – 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР – 35 НС	РНДЗ 1-35/1000 У1
$U_{уст}=35 \text{ кВ}$ $I_{max}=104 \text{ А}$ $I_{п, \tau}=14,61 \text{ кА}$ $i_{a, \tau}=12,04 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{i, \tau} + I_{a, \tau}^3 = 32,64 \text{ êÀ}$ $I_{п, 0}=14,61 \text{ кА}$ $i_y = 38 \text{ кА}$ $B_k=98,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$ $I_{ном}=1600 \text{ А}$ $I_{вим.ном}=20 \text{ кА}$ $I_{a, i}^3 = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ êÀ}$ $\sqrt{2} \cdot I_{a, i} (1 + \hat{A}_i) = 34,69 \text{ êÀ}$ $I_{дин}=20 \text{ кА}$ $i_{дин}=52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$ $I_{ном}=1000 \text{ А}$ - - - - - $i_{дин}=63 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУВП – 6 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРО	КРУ типу КУ
$U_{уст}=6 \text{ кВ}$ $I_{max}=606,9 \text{ А}$ $I_{п, \tau}=7,03 \text{ кА}$ $i_{a, \tau}=3,96 \text{ кА}$ $I_{п, 0}=7,03 \text{ кА}$ $i_y = 17,94 \text{ кА}$ $B_k=44,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$ $I_{ном}=630 \text{ А}$ $I_{вим.ном}=12,5 \text{ кА}$ $i_{a, ном} = 25 \text{ А}$ $I_{дин}=12,5 \text{ кА}$ $i_{дин}=32 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$ $I_{ном}=1000 \text{ А}$ - - - - - -

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ – 220 кВ

а) збірні шини;

$$I_{\max} = 985,3 \text{ кА};$$

$$I_{n,0} = 24,88 \text{ кА} > 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 64,37 \text{ кА} > 50 \text{ кА};$$

Приймаємо провід марки АС 600/72:

$$d=33,2 \text{ мм};$$

$$m_1=2,17 \text{ кг/м};$$

$$D=400 \text{ см};$$

$$a_{\text{доп}}=0,95 \text{ м};$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між шинами:

$$D_{\text{сер}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.42)$$

$$D_{\text{сер}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см};$$

Перевірка на коронування:

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.43)$$

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

r_0 - радіус проводу, см.

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

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ндо}}}{r_0}}, \quad (2.44)$$

де $U_{\max}$ - максимальна допустима напруга установки, кВ;

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,66 \cdot \lg \frac{504}{1,66}} = 20,8 \text{ кВ/см};$$

$$\text{Умова перевірки:} \quad 1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.45)$$

$$1,07 \cdot 20,8 = 22,3 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,6 = 27,5 \text{ кВ/см};$$

Умова виконується

Перевірка на схлещування:

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot I_{n,0}^{(3)2} / D; \quad (2.46)$$

$$f = 0,15 \cdot 24,88^2 / 4 = 23,2 \text{ Н/м};$$

- сила тяжіння 1м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.47)$$

$$g = 9,8 \cdot 2,17 = 21,3 \text{ Н/м};$$

- співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{23,2}{21,3} = 1,09;$$

де h - максимальна розрахункова стріла провисання проводу в мережі, м;

$t_{ек}$ - еквівалентний за імпульсом час дії диференціального захисту, с.

За допомогою рисунку визначаємо відхилення проводу:

$$\epsilon/h = 0,36;$$

$$\epsilon = 2,5 \cdot 0,36 = 0,9 \text{ м};$$

а) допустиме відхилення проводу:

$$\epsilon_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}; \quad (2.48)$$

$$\epsilon_{\text{доп}} = \frac{4 - 0,0332 - 0,95}{2} = 1,5 \text{ м} > \epsilon = 0,9 \text{ м};$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

Економічний переріз [2]:

$$q_{\text{ек}} = I_{\text{норм}} / j_{\text{ек}}; \quad (2.49)$$

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

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

$$q_{\text{ек}} = 494/1 = 494 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 500/26:

d=30 мм;

I_{доп}=900 А;

m₁=1,592 кг/м;

Перевірка на коронування

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,5}} \right) = 30,9 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,5 \cdot \lg \frac{504}{1,5}} = 22,6 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 22,6 = 24,2 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,9 = 27,8 \text{ кВ/см};$$

Перевірка на схрещення:

$$g = 9,8 \cdot 1,592 = 15,6 \text{ Н/м};$$

$$\frac{f}{g} = \frac{23,2}{15,6} = 1,5;$$

$$\epsilon/h = 0,4; \quad \epsilon = 2,5 \cdot 0,4 = 1 \text{ м};$$

$$\epsilon_{\text{дон}} = \frac{4 - 0,003 - 0,95}{2} = 1,52 \text{ м} > \epsilon = 1 \text{ м};$$

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{\text{ек}} = 656,9/1 = 656,9 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо провід марки АС 650/79:

$$d = 34,7 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 1060 \text{ А};$$

$$m_1 = 2,372 \text{ кг/м};$$

ВРУ – 110 кВ

а) збірні шини;

$$I_{\text{max}} = 1970,6 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 16,1 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 41,65 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

Встановлюємо два проводи марки АС 550/71:

$$d = 32,4 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А};$$

$$m_1 = 2,076 \text{ кг/м};$$

$$D = 300 \text{ см};$$

$$a_{\text{доп}} = 0,45 \text{ м};$$

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

$$I_{\text{max}} = 1970,6 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,62}} \right) = 30,7 \text{ кВ/см};$$

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}, \quad (2.50)$$

де K - коефіцієнт підсилення;

r_{ek} - еквівалентний радіус провода, см;

n - кількість проводів в фазі, шт.;

при $n = 2$ [2]:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \frac{r_0}{a}; \\ r_{ek} &= \sqrt{r_0 \cdot a}; \end{aligned} \right\} \quad (2.51)$$

де a - відстань між проводами в фазі, см;

$$K = 1 + 2 \frac{1,62}{20} = 1,162;$$

$$r_{ek} = \sqrt{1,62 \cdot 20} = 5,69;$$

$$E = \frac{1,162 \cdot 0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,62 \cdot \lg \frac{378}{5,69}} = 8,44 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 8,44 = 9 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 30,7 = 27,6 \text{ кВ/см};$$

б) відгалуження до блочного трансформатора;

$$q_{ek} = 988/1 = 988 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо провід марки АС 1000/56:

$$d=42,4 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}}=1500 \text{ А};$$

$$m_1=3,21 \text{ кг/м};$$

в) відгалуження до TR1;

$$q_{ek} = 33,1/1 = 33,1 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо провід марки АС 70/72:

$$d=34,7 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}}=1100 \text{ А};$$

Генератор

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ГРТЕ-20-10000-300:

$$U_{\text{уст}} = 18 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 596,4 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 130,71 \text{ кА} > i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА};$$

Сторона 35 кВ АТЗ:

$$I_{\text{max}} = 104 \text{ А};$$

$$I_{\text{н,о}} = 14,61 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 38 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

Встановлюємо провід марки АС 16/2,7:

$$d=5,6 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}}=111 \text{ А};$$

РУВП – 6 кВ

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51:

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

$$I_{\text{max}} = 606,9 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 28,22 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА};$$

2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 2А3М-1600/6000:

$$P_{ном} = 1600 \text{ кВт};$$

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 177 \text{ А};$$

Кабель прокладається у сирому приміщенні в каналі.

$$\nu_0 = 35^\circ\text{C} , T_{\max} = 3500 \text{ год} .$$

Вибираємо кабель марки ААШВ, трьохжильний.

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{ек} = 177/1 = 177 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель перерізом $3 \times 185 \text{ мм}^2$, $I_{доп.ном} = 225 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря: $K_2 = 0,87$.

$$I_{доп} = K_2 \cdot I_{доп.ном}; \quad (2.52)$$

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 225 = 196 \text{ А} > 177 \text{ А};$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{44,8 \cdot 10^6}}{98} = 68,3 \text{ мм}^2 < q = 185 \text{ мм}^2;$$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зменшення відповідно первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруга (ТН)
для ЛЕП-220 кВ.

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-220

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном}=220 \text{ кВ}$
$I_{max}=618,2 \text{ А}$	$I_{ном}=2000 \text{ А}$
$i_y=33,99 \text{ кА}$	$I_{дин}=52 \text{ кА}$
$B_k=284,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$
$r_2=7,8 \text{ Ом}$	$r_{2ном}=20 \text{ Ом}$

Примітка:

- 1) $I_{2ном}=1 \text{ А};$
- 2) 0,2/10,8;
- 3) схема з'єднання обмоток ТС: повна зірка;
- 4) розрахункова довжина контрольного кабеля:

$$l_{\delta i \delta \delta} = 150 \text{ м}$$

Перевіряємо ТС на клас точності:

- загальний опір приладів:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_{2ном}^2; \quad (2.53)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.54)$$

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

- розрахунковий переріз кабеля:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{np}; \quad (2.55)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 150 / 13,9 = 0,31 \text{ мм}^2;$$

Таблиця 2.18 – Навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В-А, фази		
		А	В	С
Ампермерт	Э - 335	-	0,5	-
Ватметр	Д - 335	0,5	-	0,5
Варметр	Д - 335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	САЗ - И 670	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СРЗ - И 676	2,5	-	2,5
РАЗОМ		6,0	0,5	6,0

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Вторинне навантаження:

$$r_2 = (0,0283 \cdot 150 / 2,5) + 6 + 0,1 = 7,8 \text{ Ом} < r_{2ном} = 20 \text{ Ом};$$

Встановлюємо ТН типу НКФ-220-58У1:

$$U_{1ном} = 220000 / \sqrt{3} \text{ В}; \quad U_{2ном} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; \quad U_{2доо} = 100 \text{ В}; \quad S_{2ном} = 400 \text{ ВА};$$

Таблиця 2.19 – Навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , ВА	n _{обм} , шт	cos φ	sin φ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	п 670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Лічильник реактивної ене-	п 676	1,5 Вт	2	,038	0,925	1	6	14,5

ргії								
Фіксуєчий прилад	ФНП	3	-	1	0	1	3	-
РАЗОМ							18	21,8

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{182 + 21,82} = 28,3B \cdot A < S_{ном} = 3 \cdot 400 = 1200 B \cdot A;$$

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

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму		Трансформаторна наруга
ВРУ-220 кВ	ТВ-220	0,2/108	НКФ-220-58У1
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	0,2/108	НКФ-110-83У1
АТ зв'язку			
- сторона ВН	ТВТ220-I-1000/5	0,5/10Р	-
- сторона СН	ТВТ110-I-2000/5	0,5/10Р	-
- сторона НН	ТФЗМ-35	0,5/10Р	ЗНОМ-35-65У1
БТ			
ТДЦ-200000/220:			
- сторона ВН	ТВТ220-I-1000/5	0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШ-20-10000/5	0,2/10Р	-
БТ			
ТДЦ-200000/110:			
- сторона ВН	ТВТ110-I-1000/5	0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШ-20-10000/5	0,2/10Р	-
Пускорезервний трансформатор TR ₁ :			
- сторона ВН	ТВТ110-I-300/5	0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШЛ-10	0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3

Продовження таблиці 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Пускорезервний трансформатор TR ₂ :		
- сторона ВН	ТВТ35-I-300/5	0,5/10Р
- сторона НН	ТШЛ-10	0,5/10Р
		-
		ЗНОЛ.06-6У3
Турбогенератор	ТШ-20-10000/5	0,2/10Р
		ЗНОМ-1/18
		ЗОМ-18
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	0,5/10Р
		ЗНОЛ.06-6У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.

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

1) ЛЕП-220 кВ, сторона ВН ОПН-220У1

БТ₁ та АТЗ

2) ЛЕП-110 кВ, сторона СН АТЗ ОПН-110У1

та ВН БТ₂ і TR₁

3) Сторона 35 кВ АТЗ РВМ-35У1

4) Нейтраль БТ₁, АТЗ₁ ОПН-110У1

5) Нейтраль БТ₂, TR₁ РВМ-35У1

6) Сторона НН БТ ₁ та БТ ₂	РВМ-
18У1	
7) РУВП-6 кВ	РВРД-6У1
Для забезпечення нормальної роботи засобів зв'язку та РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:	
1) 220 кВ	ВЗ-630-0,5У1
1) 110 кВ	ВЗ-630-0,5У1

2.13 Вибір акумуляторних батарей

На станціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного блочного щита управління (БЩУ), передбачається одна акумуляторна батарея (АБ). Ці батареї встановлюються в головному корпусі. Вони мають елементний комутатор, працюють в режимі постійного підзаряду з автоматичним підзарядом хвостових елементів. Кожна АБ має свій підзарядний пристрій, а для заряду передбачається один загально станційний зарядний агрегат .

Якщо ВРУ значно віддалений від головного корпусу, то допускається встановлення спеціальної АБ в зоні ВРУ.

Вихідні дані для розрахунку:

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

Типовий номер АБ:

$$M = 1,05 \cdot I_{ав} / j; \quad (2.56)$$

де j - допустимий струм півгодинного аварійного розряду, який приведено до першого номера акумулятора, А/М(при температурі електроліту 25°C приймається 25);

$I_{\text{аа}}$ - струм аварійного режиму, А.

$$M = 1,05 \cdot 646 / 25 = 27,1;$$

Перевіряємо АБ за струмом короточасного аварійного навантаження:

$$M = I_{\text{пошт}} / 46; \quad (2.57)$$

$$M = 1028 / 46 = 22,3;$$

Таблиця 2.21 – Навантаження АБ (2×160 МВт)

Електроприймач	кількість, шт	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	Розрахункові Аварійні струми, А	
						$I_{\text{аб}}$	$I_{\text{пошт}}$
Постійне навантаження	-	-	-	30	-	30	30
Аварійне навантаження	-	-	-	200	-	200	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	2	25	130	120	300	240	600
Електродвигун аварійних маслонасосів системи змащування турбіни	2	14	78	73	184	146	368
РАЗОМ:						646	1028

Приймаємо типорозмір СК-28.

Перевіряємо батарею за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\Pi} = I_{\text{пощт}} / M; \quad (2.58)$$

$$j_{\Pi} = 1028 / 28 = 36,7 \text{ А/м};$$

Напруга споживачів з урахуванням втрати напруги в кабелі (5%) складає:
 $U_{\text{ш}} = 87\%$ (рисунок 6.2 [2]), що більше допустимого значення $U_{\text{ш.доп}} = 85\%$.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot M; \\ U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_0; \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

$$I_{\text{пзп}} = 30 + 0,15 \cdot 28 = 34 \text{ А};$$

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

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

Розрахункові струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп.к}} &= 0,05 \cdot M; \\ U_{\text{пзп.к}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_q; \end{aligned} \right\} \quad (2.60)$$

$$I_{\text{пзп.к}} = 0,05 \cdot 28 = 1,4 \text{ А};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= I_{\text{пост}} + S \cdot M; \\ U_{\text{зп}} &= U_3 \cdot n; \end{aligned} \right\} \quad (2.61)$$

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= 30 + 5 \cdot 28 = 170 \text{ А}; \\ U_{\text{зп}} &= 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}; \end{aligned} \right\}$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

3 АНАЛІЗ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Модульна конструкція КРУЕ

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

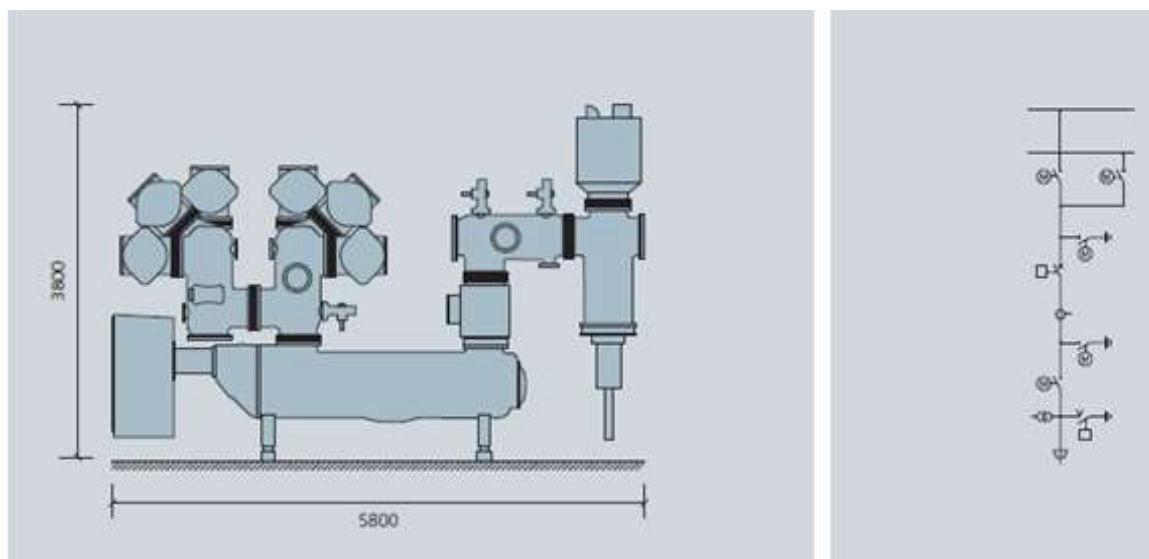


Рисунок 3.1 - Комірка з подвійною системою шин

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.

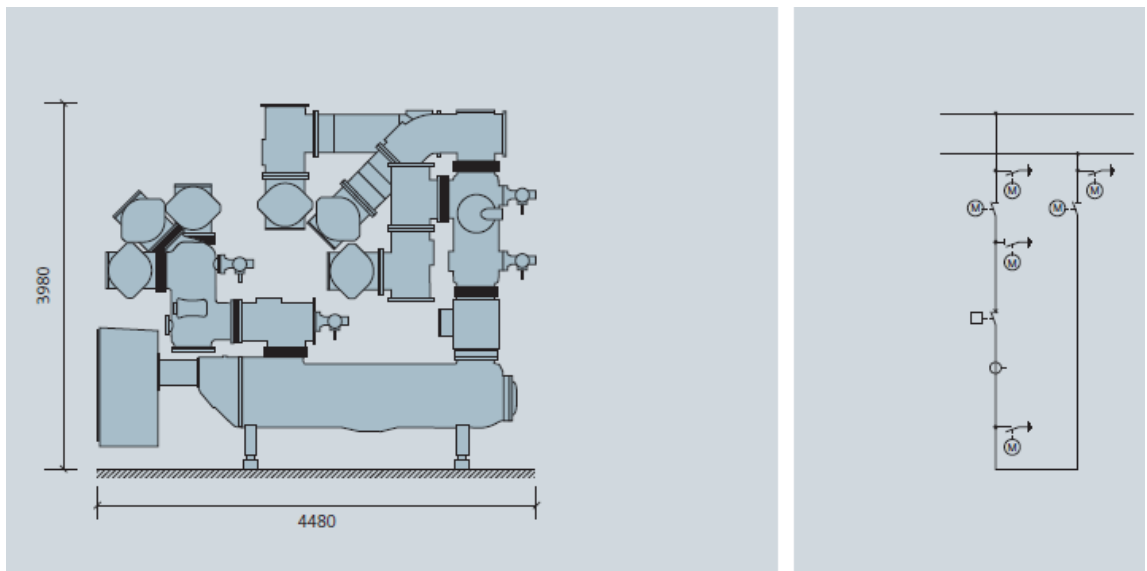


Рисунок 3.2 - Секційна комірка

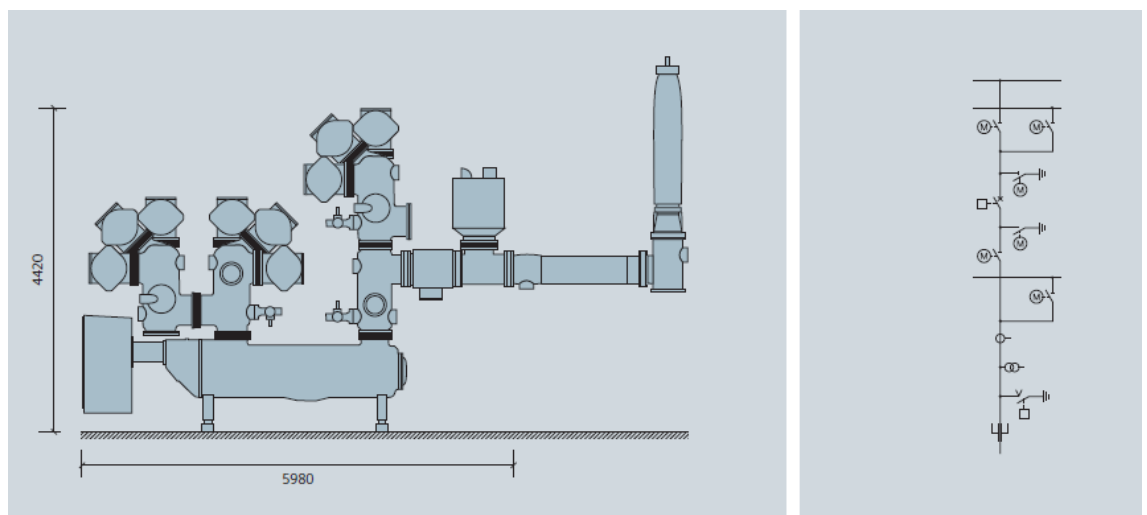


Рисунок 3.3 - Комірка з подвійною системою шин і обхідною

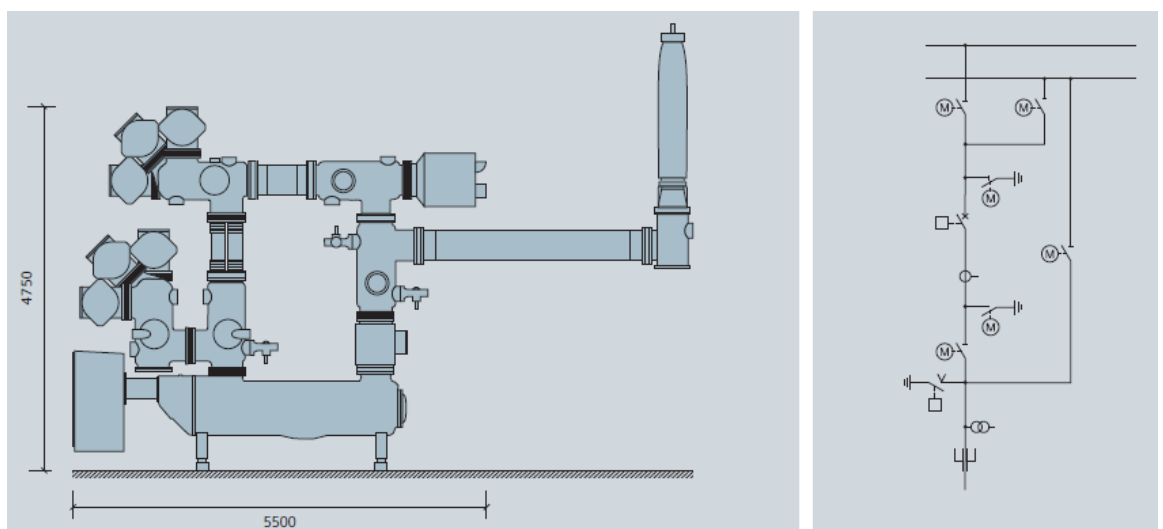


Рисунок 3.4 - Комірка з подвійною системою шин і байпасом вбудованими шафами місцевого керування

Схема присднання через 1 ½ вимикача (полуторна схема)

Полуторна 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.

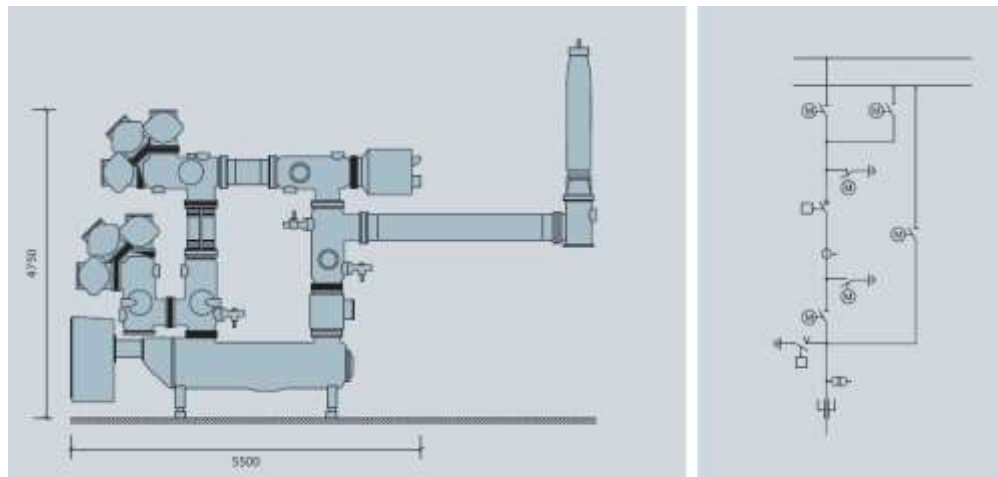
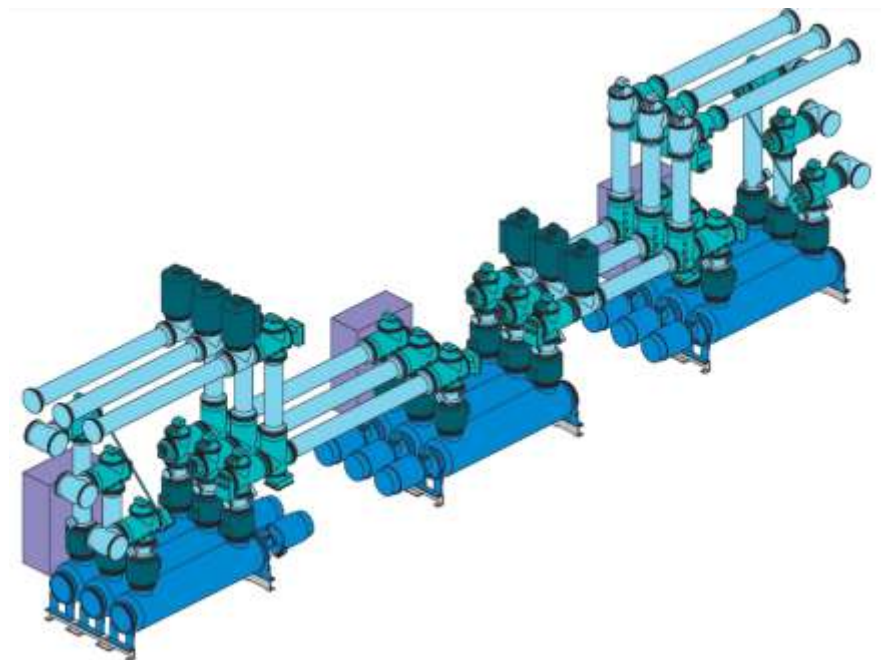


Рисунок 3.5 - Полуторна схема комірки



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

Рисунок 3.6 - Вид компонування з полуторною схемою

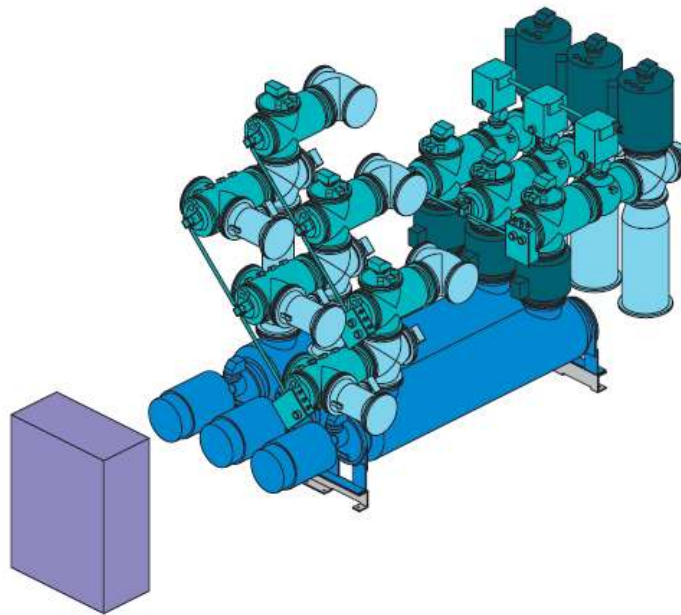
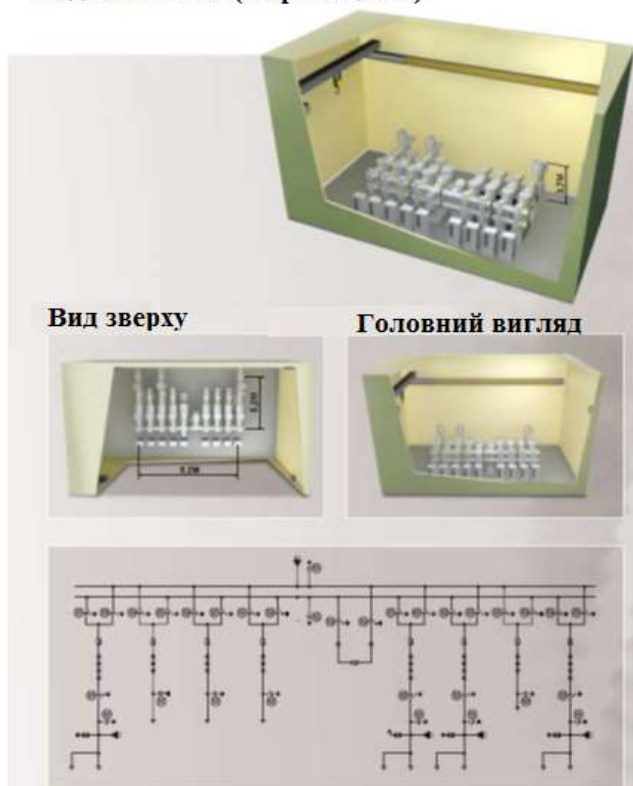


Рисунок 3.7 - Комірка з системою подвійної шини і кабельним приєднанням

3.2 Плани п/ст. з КРУЕ

План і схема КРУЕ 110 (145) кВ

Подвійні шини (в приміщенні)

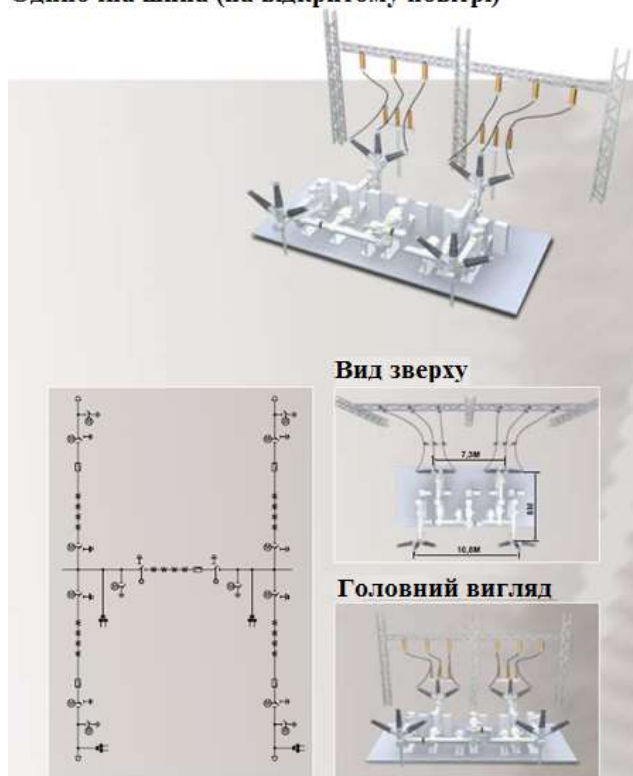


Одиночна шина (в приміщенні)

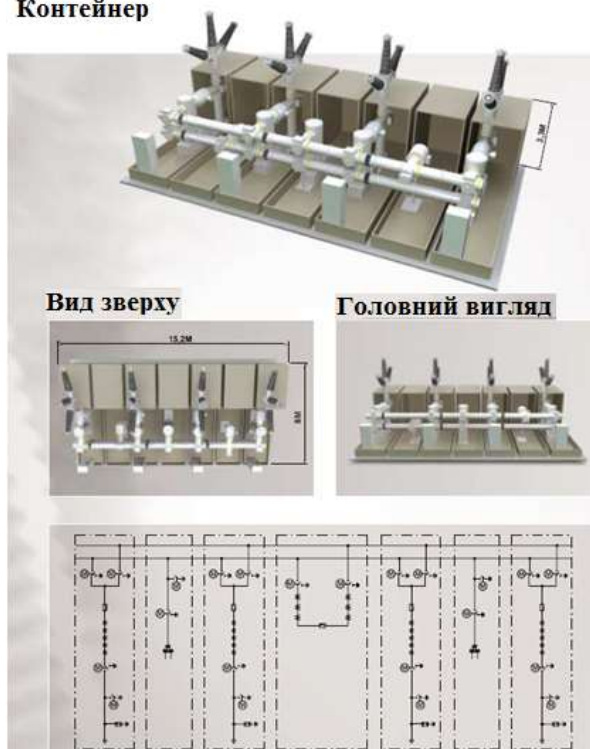


Рисунок 3.8 - КРУЕ 110 в приміщенні

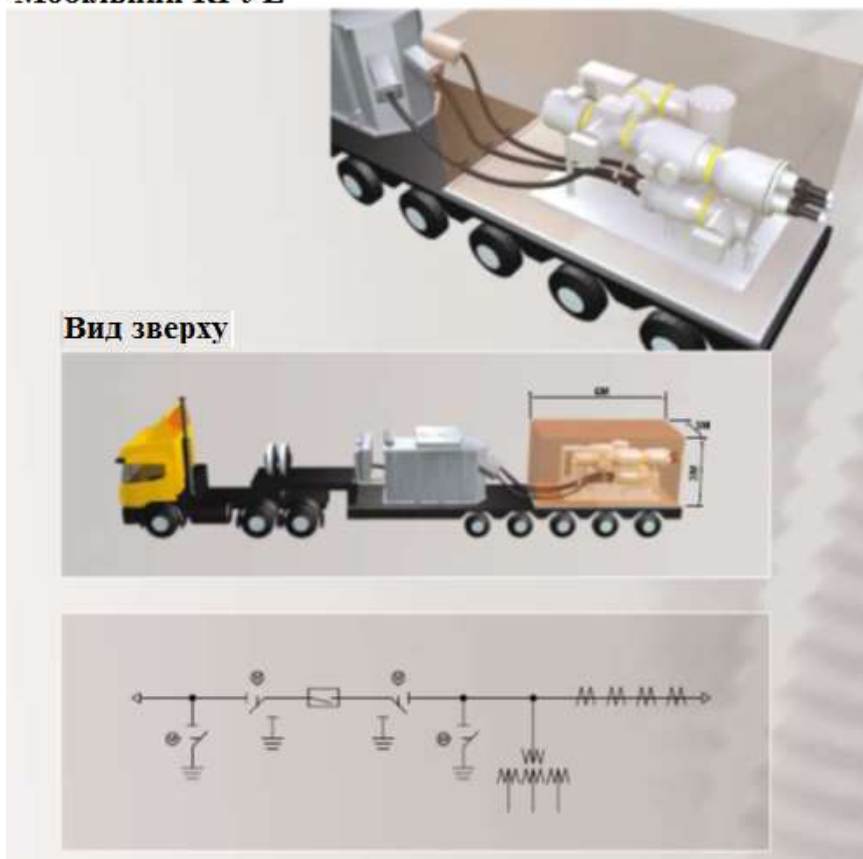
Одиночна шина (на відкритому повітрі)



Контейнер



Мобільний КРУЕ



Кільцеві шини

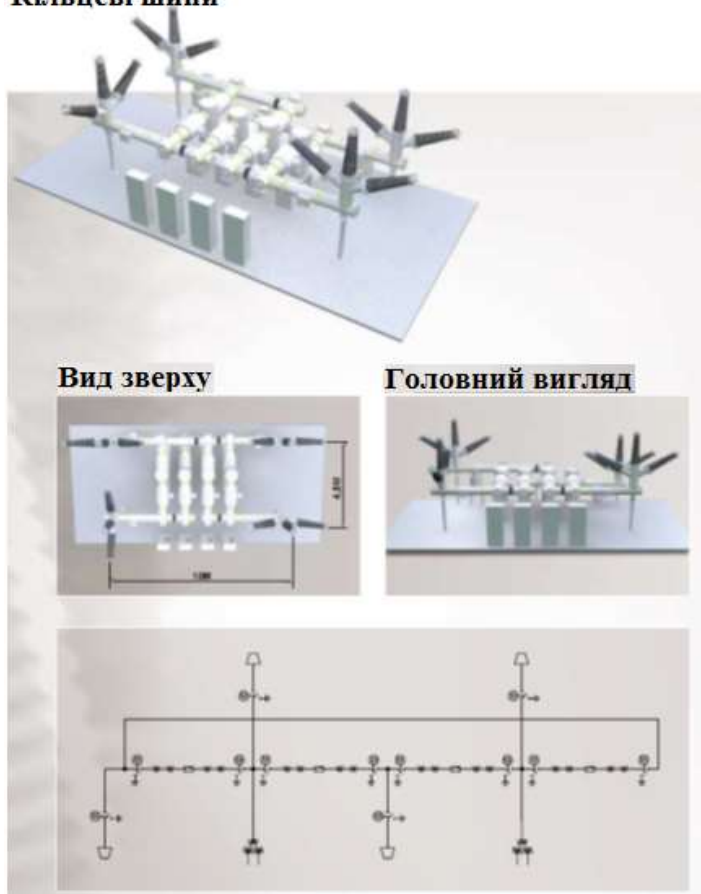
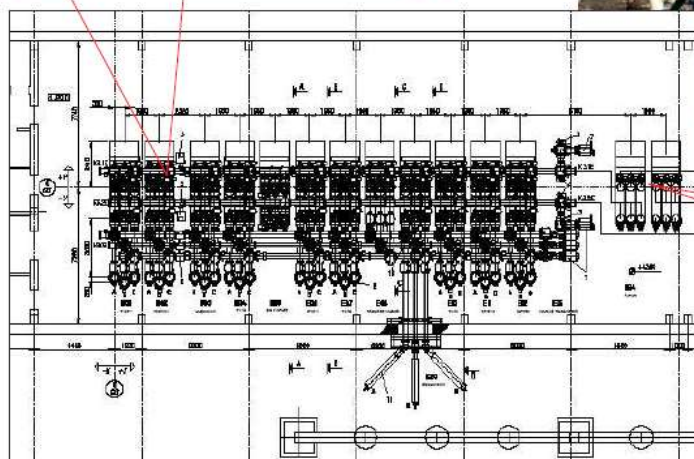


Рисунок 3.9 - Варіанти КРУЕ 110

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

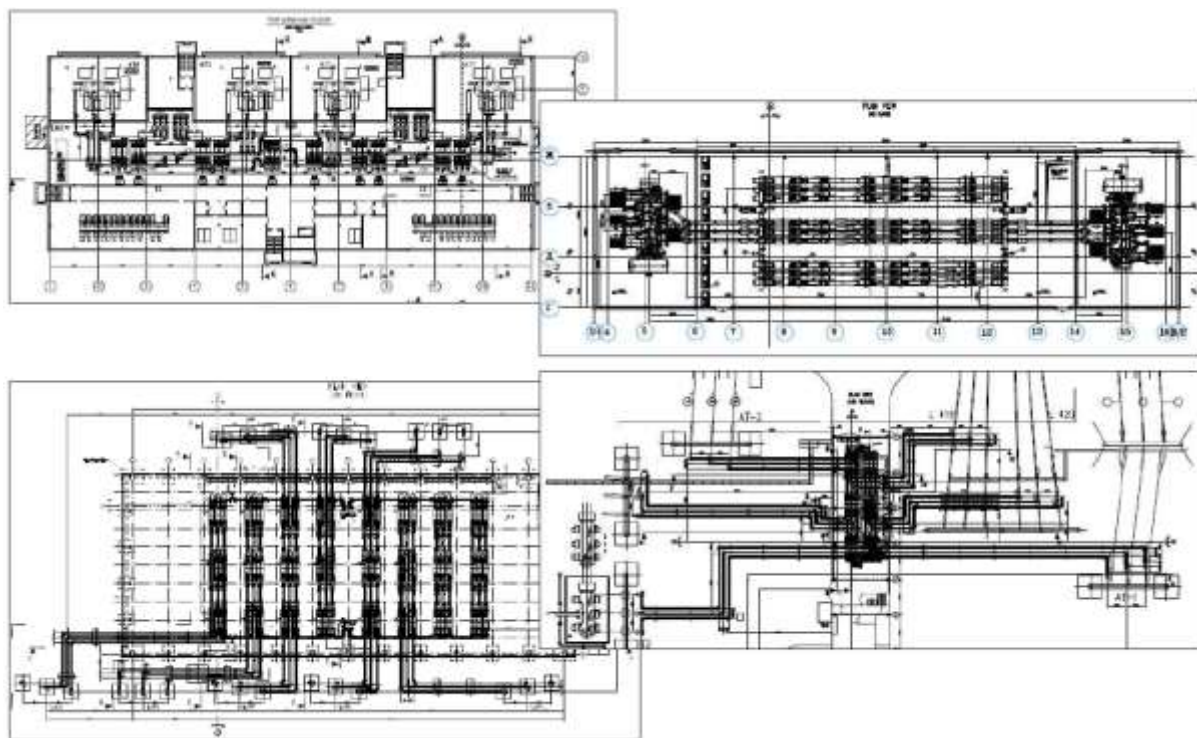


Рисунок 3.11 - КРУЭ 330кВ (ABB)

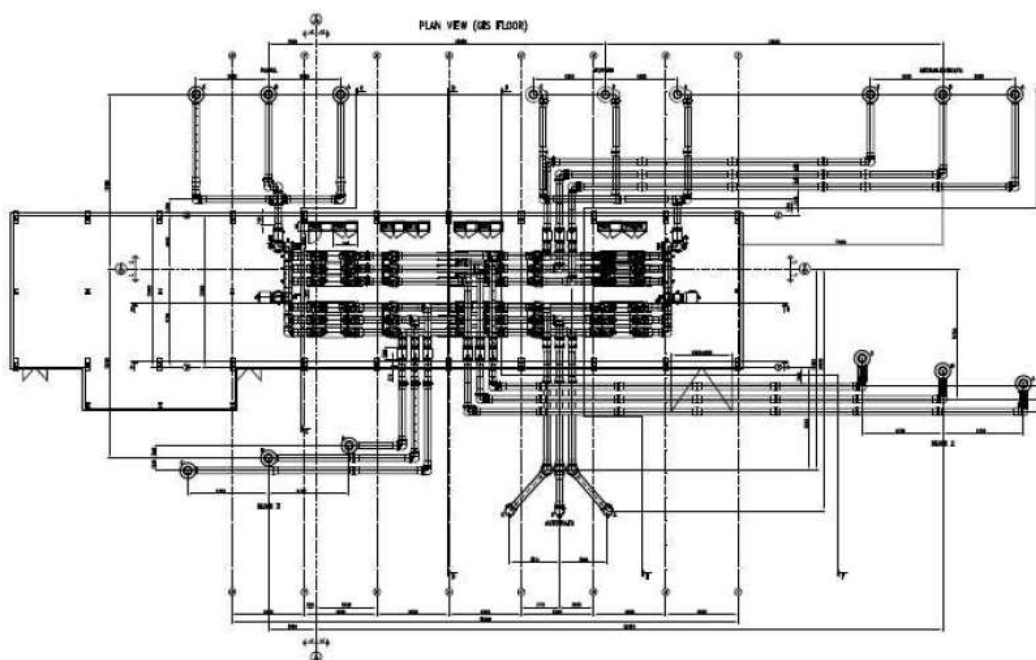


Рисунок 3.12 - КРУЭ 500 кВ

КРУЕ як найкраще рішення для ГЕС

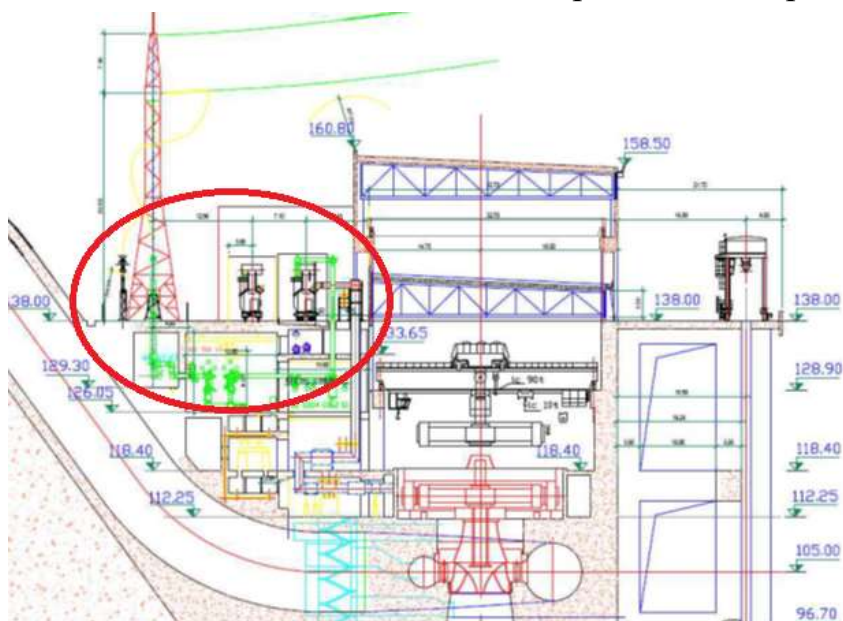


Рисунок 3.13 - Вілюйська ГЕС-3 (Російська Федерація), КРУЕ ELK-14 (ABB) лютий, 2002р. Схема ГЕС



Рисунок 3.14 - Вид на Дністровську ГАЕС, КРУЕ 330кВ

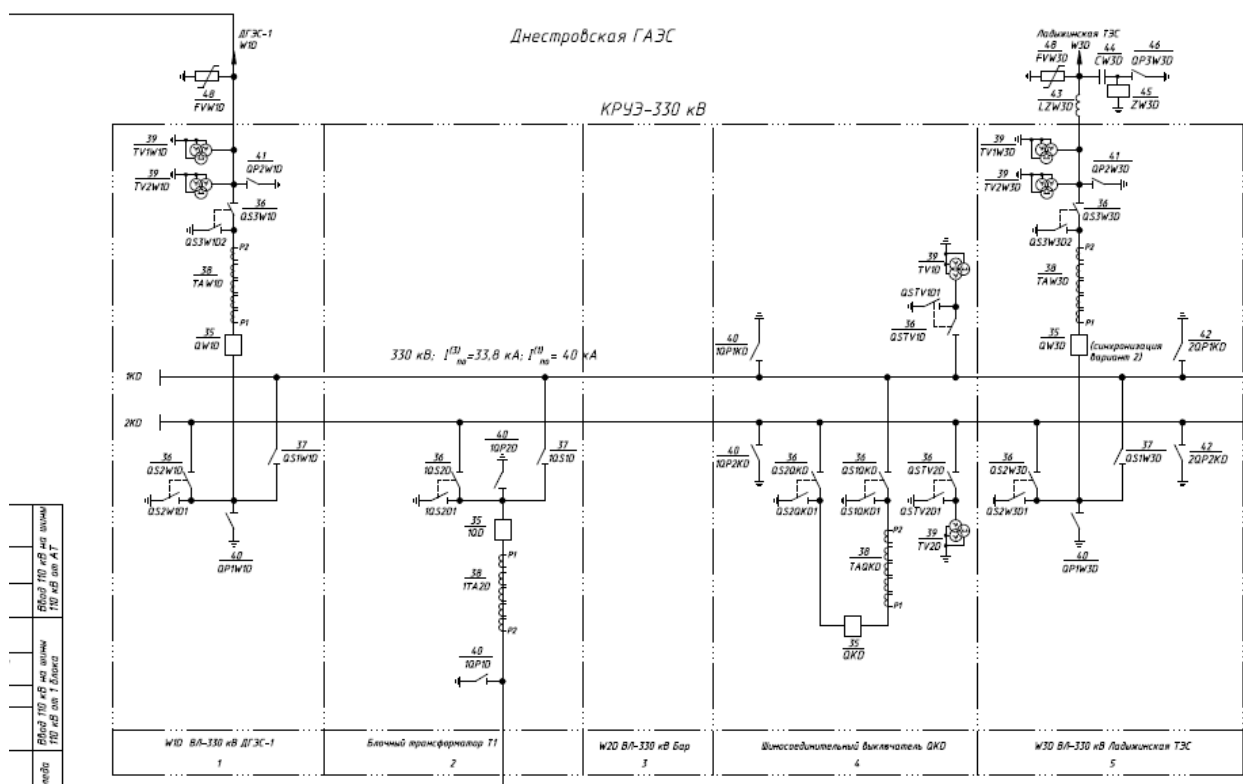


Рисунок 3.15 - Фрагмент електричної принципової схеми головного кола Дністровської ГАЕС. Проект експериментального пуску гідроагрегата №1 Дністровської ГАЕС в двигунний режим від Дністровської ГЕС-1



Рисунок 3.16 - КРУЕ ELK-3 330кВ (ABB), Дністровська ГАЕС 2010р.

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 $0,0136 \text{ Вт/(м·К)}$.

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 $+50^\circ\text{C}$ 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.

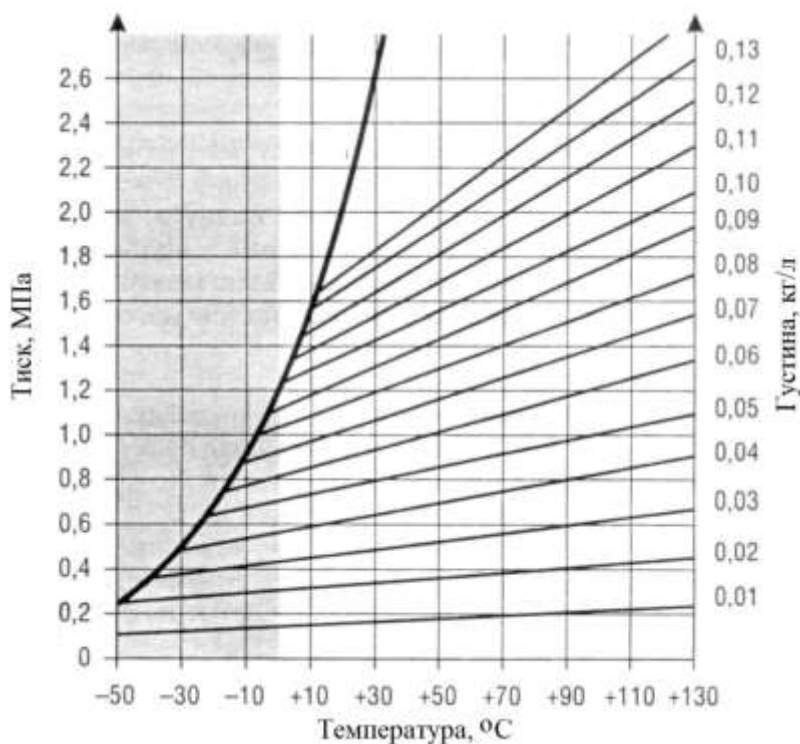


Рисунок 3.17 – Крива залежності тиску елегазу від температури та еквівалентної густини елегазу.

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 елегазо-

вого 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 МПа при щільності не більше 0,03 г/см³. 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 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 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 те-

плопровідність 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 (N_2) або елегазу з тетрафторметаном (CF_4), 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 унеможливує окислення та ерозію контактів. Це продовжує 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 різних 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 SF_6

Гексафторид сірки (SF_6) служить для використання в КРУЕ для середньої напруги. Розкладається при температурі вище 1100°C . 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 $5000 \text{ мг} / \text{м}^3$. Гранично допустима концентрація в атмосферному повітрі - $0,001 \text{ мг} / \text{м}^3$.

Це сильнодіючий парниковий газ, що має потенціал посилення глобального потепління в 23900 разів вище, ніж у двоокису вуглецю (CO_2). Потенціал руйнування озонового шару $\text{ODP} = 0$. В атмосфері газ SF_6 зберігається протягом

3200 років. Тому, потрапивши в атмосферу, він протягом дуже довгого часу буде впливати на глобальне потепління. Один фунт (близько 450 г) SF_6 виробляє такий же внесок в глобальне потепління, як і 11 тон CO_2 [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 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ТЕС

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

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

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження ; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

4.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої 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.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 4.1. В практиці будівництва ТЕС 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.

Табл. 4.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітно-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%	10752000	2%	430080	48%	10321920	21504000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	614400000	39,0%	399360000	1,0%	10240000	1024000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	9830400	20%	2457600			12288000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	16537600	15%	2918400			19456000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	29184000	5%	1536000			30720000
6	Зовнішні мережі споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	27648000	10%	3072000			30720000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	5120000					5120000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	32768000	10%	4096000	10%	4096000	40960000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	30720000	30720000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	2048000	2048000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	3072000	3072000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	51200000	51200000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	10240000	10240000
	Всього по главах 1-13			746240000		413870080		121937920	1282048000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 1282048000 / 1280000 = 1001,6.$$

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

4.3.1 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. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

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 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.

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

Розрахуємо вказані показники:

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

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Табл.4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	860078080	7%	60205465,6
$\Phi 2$	30720000	25%	7680000
$\Phi 3$	391249920	20%	78249984
Разом			146135449,6

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 860078080 \cdot 7\% + 30720000 \cdot 25\% + 391249920 \cdot 20\% = 146135449,6 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

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

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

$k_{шт}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1280 = 2048 \text{ чоловіка.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	1782 чол.
ІТР	205 чол.
Службовці	43 чол.
МОП	18 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

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

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Табл. 4.3 – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	22600	483278400
ІТР	25800	63468000
Службовці	30600	15789600
МОП	16200	3499200
Разом за рік		855986328

4.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати

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

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

де $P_p = 18\%$.

$$S_{ін} = (146135449,6 + 855986328 + 10803241694) \cdot 18\% = 2153925024 \text{ грн.}$$

4.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зн} + S_n + S_{ін}.$$

$$S = 146135449,6 + 855986328 + 10803241694 + 2153925024 = 13959288496 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відн},$$

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

$$C = 13959288496 / 6648269 = 209,9688 \text{ коп/кВт·год}$$

Табл. 4.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	146135449,6	1,0%	2,1981
Зарплата	855986328	6,1%	12,8753
Паливо	10803241694	77,4%	162,4971
Інші	2153925024	15,4%	32,3983
Разом	13959288496	100%	209,9688

4.4 Аналіз отриманих результатів

Табл. 4.5 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1280	МВт
Склад обладнання	8x160	
Річний виробіток електроенергії	6648269,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1282048000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	209,9688	коп/кВт·год

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час обслуговування КЕС 1280 МВт. Аналіз потенційних небезпек для електротехнічного персоналу, який здійснює експлуатацію пристроїв теплової автоматики, проведемо за [1, 2]. Під час експлуатації діючих електроустановок необхідно передбачати заходи із запобігання впливу на працівників таких небезпечних і шкідливих виробничих факторів:

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

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У розділі охорони праці будуть досліджені такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, пожежна безпека для працівників в цілому для об'єкта проектування під час його експлуатації.

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Правил цього розділу слід дотримуватись під час виконання робіт в електричній частині пристроїв теплової автоматики (ТАВ) і технічних засобів автоматичної системи керування (АСК). Заходи безпеки під час обслуговування тепломеханічної частини пристроїв ТАВ.

Всі роботи в пристроях ТАВ, розміщених на діючому обладнанні та збірках, що знаходяться в різних цехах, слід проводити з дозволу начальника зміни (чергового) цеху, в якому треба буде працювати.

Допускачем до робіт на пристроях ТАВ за нарядами є начальник зміни (черговий) цеху (дільниці) ТАВ. За відсутності в зміні чергових працівників, а також у разі виконання робіт на територіально віддалених об'єктах допускачем за нарядами може бути працівник зі складу оперативно-виробничих працівників. Допуск до робіт за розпорядженням можуть здійснювати черговий або оперативно-виробничі працівники того цеху (дільниці) ТАВ та інших цехів (дільниць), де знаходяться робочі місця, визначені розпорядженням.

За розпорядженням можна виконувати роботи з ремонту, випробування та налагодження пристроїв ТАВ, які не вимагають зміни схеми або режиму роботи обладнання.

Вимикати електрообладнання пристроїв ТАВ, яке впливає на теплове та електричне навантаження, слід після одержання дозволу (розпорядження) начальника зміни станції або начальника технологічного цеху.

В пристроях ТАВ за розпорядженням, одноособово, працівник з групою III може виконувати такі роботи:

- налагодження реєстраційної частини приладів;
- замінювання манометрів (крім електроконтактних), дифманометрів, термопар;
- усунення дефектів в приладах теплотехнічного контролю на блочних щитах керування;
- ремонт комплексу технічних засобів обчислювальної техніки АСК;
- налагодження та перевірку параметрів налаштування електронних блоків авторегуляторів;
- ущільнення коробок затискачів;
- нанесення написів, маркування стендів, датчиків, виконавчих механізмів, панелей тощо;
- обдування щитів, панелей стисненим повітрям.

Підготовку дільниці технологічного обладнання перед допуском до робіт на пристроях ТАВ повинні проводити чергові цеху, в оперативному управлінні якого знаходиться технологічне обладнання.

Операції з комутаційною апаратурою на пультах, розподільчих щитах та збірках пристроїв ТАВ можуть виконувати чергові або оперативно-виробничі працівники з групою III, а також керівник робіт ремонтної бригади з групою IV, якщо працівник, який видає наряд або розпорядження, доручає йому вмикання і вимикання комутаційної апаратури із записом про це в рядку "Окремі

вказівки" наряду, а у разі виконання робіт за розпорядженням - із записом у випадку реєстрації цього розпорядження.

Пробне вмикання регуляторів у процесі налагодження або ремонту на прохання керівника робіт повинні проводити чергові цеху, в оперативному управлінні якого знаходиться технологічне обладнання.

Випробування та перевірку під напругою окремих елементів і ділянок схеми або вузла пристроїв ТАВ під час капітального ремонту виконують з дозволу начальника зміни (чергового) технологічного цеху, якщо:

- припинено роботу;
- відведено працівників від обладнання, що випробовується;
- знято захисні заземлення;
- знято захисні огороження і плакати безпеки.

Бригади на суміжних ділянках можуть продовжувати роботу за умови відімкнення цих ділянок, відгородження їх від обладнання, що випробовується, та створення безпечних умов праці тим, хто працює.

Вмикання та вимикання електрообладнання слід проводити з дозволу начальника зміни (чергового) технологічного цеху. Роботи, пов'язані з неодноразовим вмиканням та вимиканням електрообладнання в процесі випробувань, дозволяється проводити без оформлення перерв у наряді, але з обов'язковим виконанням кожного разу необхідних технічних заходів.

Установлювати та знімати переносне заземлення повинні чергові або оперативно-виробничі працівники цеху (дільниці) ТАВ. У разі вимкнення пристроїв ТАВ комутаційною апаратурою, яка обслуговується працівниками електроцеху, встановлювати та знімати заземлення у вимкнених комутаційних апаратів повинні працівники електроцеху.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

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

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

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

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

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

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

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

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними

документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні [6], де встановлена лінія, наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]:

1. Утеплення фасаду будівлі
 - 2 Встановлено вентиляцію приміщень
- ### 5.2.2. Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [6].

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 5.2

Таблиця 5.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [7]: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; установки для кондиціювання повітря або механічні вентиляційні установки під час їх роботи не створюють для працівників протягів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [9] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 5.3.

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

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

5.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму наведено в таблиці 5.4

Таблиця 5.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;
- обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

1 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [1]. Робота проєктувальника не потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (кГ/м) – до 290; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 40000; при регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кГ/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємного розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; сприймання інформації та їх оцінка – сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; розподіл функцій за ступенем

складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання; характер виконуваної роботи – робота за встановленим графіком з можливим його коригуванням під час діяльності. Сенсорні навантаження: зосередження (% за зміну) – більше 75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – більше 300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25. Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; ступінь ризику для власного життя – вірогідний; ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших. Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електропостачання є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт відноситься до стратегічного підприємства з важливими для життя держави завданнями - генерація електричної енергії. Тому надзвичайної ваги є питання є забезпечення високої стійкості роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробоя і опір виток, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на електричну частину конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт має електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів та діодів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Елект-

ромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликаючи коротке замикання. Ці наслідки призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку і вибухів. Саме тому є необхідність запобігати впливу цього фактору на електричне та електронне обладнання електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання.

У якості критерія стійкості роботи радіоелектронної апаратури використовують граничне значення рівня радіації, яке визначається з формулою:

$$p_{cp} = K \cdot p_{зс} \cdot K_{noc}, \quad (5.1)$$

де K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9 \dots 0,95$;

$p_{зс}$ – рівень радіації, який відповідає початку зворотних змін у найменш стійкому елементі пристрою;

K_{noc} – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{noc} = 4$).

Макет модуля реєстрації сигналів складається з наступних елементів: резистори, конденсатори, мікросхеми, дисплей. Визначаємо максимальне значення потужності експозиційних доз, при яких можуть відбутися зворотні зміни. Дані заносимо у таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Максимально допустимі значення потужностей опромінення елементів

	Блок системи	Елементи РЕА	$p_{зс_i}$, (Р/с)	$p_{зс}$, (Р/с)
	Блок приймання інформації	Мікросхема	10^4	10^4
		Резистор	10^6	
		Транзистор	10^6	
	Перетворювач повідомлень	Модуль	10^4	10^4
		Мікросхема	10^4	
		Конденсатор	10^6	
		Резистор	10^7	
	Блок виводу інформації	Роз'єми	10^4	10^4
		Мікросхема	10^4	

Як видно з таблицею 5.1 найбільш вразливим елементом є мікросхеми та дисплей.

$$p_{\text{зс}} = 10^4 \text{ P/год}.$$

Підставивши значення у формулу (6.1) отримаємо:

$$p_{\text{ср}} = 0,5 \cdot 4 \cdot 10^4 = 20000 \text{ (P/год)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{дон}} = \frac{D_{\text{ср}} \cdot K_{\text{носл}} + 2P_1 \cdot \sqrt{t_n}}{2P_1}. \quad (5.2)$$

Підставимо значення у формулу:

$$t_{\text{дон}} = \frac{10000 \cdot 4 + 2 \cdot 5,34 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,34} = 3746,32 \text{ (годин)}.$$

В умовах дії іонізуючого випромінювання від 0 до 20000 Р/год система автономного електроспоживання котельні зможе продовжувати нормальну роботу. При дії максимально допустимого рівня випромінювання час його працездатності буде 3746,32 годин.

5.3.2 Дослідження безпеки роботи системи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах дії електромагнітного імпульсу

Параметри пристрою:

Напруга живлення $U_{\text{жс}} = 6\text{В}$;

Допустиме відхилення напруги живлення $N = \pm 5\%$.

Розрахунок допустимого коливання напруги живлення модуля за наступною формулою:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N, \quad (5.4)$$

Звідси:

$$U_{\text{дон}} = 6 + \frac{6}{100} \cdot 5 = 6,3(\text{В}).$$

Плата розташована в горизонтальній площині. Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях з наступної рівності:

$$U_z = \frac{U_{ж}}{100}. \quad (5.5)$$

Підставляємо значення у формулу:

$$U_z = \frac{6}{100} = 0,06 \text{ (В)}.$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається:

$$U_z = E_\epsilon + l_z. \quad (5.6)$$

Звідси:

$$E_\epsilon = \frac{U_z}{l_z},$$

де l_z – максимальна довжина горизонтального контуру електричної схеми ($l_z = 0,055\text{м}$).

$$E_\epsilon = \frac{0,06}{0,055} = 1,09 \text{ (В/м)}.$$

Отже, вертикальна складова напруженості електричного поля становить 1,09 В/м.

5.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах надзвичайних ситуацій

Насичення сучасних технологічних ліній засобами автоматики, телемеханіки, електронної та напівпровідникової технікою значною мірою сприяє вдосконаленню технологічних процесів, але в той же час робить ці процеси більш уразливими до впливу вражаючих факторів. Отже, одночасно з вдосконаленням технологічних процесів виробництва слід вживати необхідних заходів і щодо підвищення їх стійкості.

Необхідна умова надійності технологічного процесу – стійкість системи управління та безперебійне забезпечення всіма видами енергопостачання. У разі виходу з ладу автоматичних систем управління передбачається перехід на ручне управління технологічним процесом у цілому або окремими його ділянками.

Підвищення стійкості систем енергопостачання відіграє значну роль у покращенні стійкості роботи систем. Це досягається проведенням як загально-міських, так і об'єктових інженерно-технічних заходів. Створюються дублюючі джерела електроенергії і подальшого їх закріплення.

Екранування забезпечує захист модуля від дії іонізуючого випромінювання.

Перехідне гасіння енергії електричного поля визначається за формулою:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f} \quad (5.6)$$

де t – товщина стінки екрану;
 f – 1500 Гц

Вертикальна складова напруженості електричного поля на виході екрану визначається:

$$A = 20 \lg \frac{E_{\text{в}}}{E_{\text{вi}}} \quad (5.7)$$

звідси

$$E_{\text{вi}} = \frac{E_{\text{в}}}{10^{\frac{A}{20}}}$$

Для вертикальної складової приймемо товщину стінки екрану 0,35 мм, тоді перехідне згасання енергії електричного поля буде:

$$A_{\text{в}} = 5,2 \cdot 0,35 \cdot \sqrt{1500} = 7,04 \text{ (дБ)}$$

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електричного поля на виході екрану:

$$E_{\text{вi}} = \frac{1,09}{10^{\frac{7,04}{20}}} = 0,48 \text{ (кВ/м)}$$

Горизонтальна складова напруженості електричного поля на виході екрану:

$$A = 20 \lg \frac{E_{\text{г}}}{E_{\text{гi}}} \quad (5.8)$$

звідси

$$E_{\text{гi}} = \frac{E_{\text{г}}}{10^{\frac{A}{20}}}$$

Нехай для горизонтальної складової товщина стінки екрану буде становити 0,5 мм, тоді перехідне згасання енергії електричного поля буде розраховуватись:

$$A_{\text{г}} = 5,2 \cdot 0,5 \cdot \sqrt{1500} = 10,06 \text{ (дБ)}$$

Горизонтальна складова напруженості електричного поля визначається:

$$E_{\text{г}} = \frac{U_{\text{г}}}{l_{\text{г}}} \quad (5.9)$$

значить

$$E_{\text{г}} = \frac{0,06}{0,05} = 1,2 \text{ (В/м)}$$

Горизонтальна складова напруженості електричного поля на виході екрану:

$$E_{\text{гв}} = \frac{1,2}{10^{\frac{10,06}{20}}} = 0,37 \text{ (кВ/м)}$$

Для захисту обладнання доцільно використовувати екранування. Розрахунки показали, що мінімальна товщина екрану має бути 0,35 мм для горизонтальних стінок і 0,5 мм для вертикальних, при яких відповідно горизонтальна і вертикальна складові напруженості електричного поля будуть становити 0,48 та 0,37 кВ/м. Можливо при цьому, найкращим рішенням є екранування самих приміщень, де знаходиться радіоелектронна апаратура.

Висновки

У розділі було розглянуто принцип дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу на радіоелектронну апаратуру. Крім того було проведено дослідження безпеки роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт в умовах дії іонізуючого випромінювання та ЕМІ. Була складена таблиця максимально допустимих значень потужностей доз іонізуючих випромінювань для елементів радіоелектронної апаратури, на основі якої було розраховано граничне значення рівня радіації, яке склало 20000 Р/год для миттєвого відказу.

Крім того у розділі було розроблено заходи по підвищенню стійкості роботи електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт до дії загрозливих чинників в НС. Такими заходами є підвищення стійкості будівель, забезпечення додаткового електропостачання та використання захисних екранів. При товщині вертикальної стінки екрану 1 мм вертикальна складова напруженості електричного поля буде 0,0072 кВ/м.

ВИСНОВКИ

У роботі було розроблено електричну частину станції типу КЕС з встановленою потужністю 1280 МВт, яка призначена для забезпечення електричною енергією промислових підприємств та міст. У роботі розраховано графіки навантаження електростанції та обчислено техніко-економічні показники її роботи.

Було вибрано вісім турбін типу К-160-130. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів було обрано структурну схему станції. Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення всіх споживачів власних потреб, а також запуск генераторів.

Видача електроенергії в систему відбувається при напрузі 220 кВ, у місцевий район – при напрузі 110 кВ. Розподільчий пристрій 220 кВ – відкрита розподільна установка (ВРУ), від якої відходять шість повітряних ліній. Живлення району здійснюється за допомогою шести повітряних ліній напругою 110 кВ. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРУ-220 було обрано варіант за схемою дві шини з обхідною. Проведено розрахунок струмів короткого замикання та їх термічної дії. Вибрано струмоведучі частини, комутаційну та контрольно-вимірювальну апаратуру, розрядники, високо-частотні загороджувачі та акумуляторну батарею.

У спеціальній частині детально розглянуто питання аналізу комутаційного обладнання. В інших розділах визначено основні техніко-економічні показники роботи станції та розглянуто питання охорони навколишнього середовища.

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.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
2. 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. <http://forca.ua/stati/podstancii/znakomstvo-s-krue.html>.
5. IEC 60376 (2005) (MEK 60376)– Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF₆) for use in electrical equipment (Елегаз - гексафторид сірки (SF₆) технічної якості для використання в електричному обладнанні).
6. IEC 1634 (MEK 1634) – “High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride (SF₆) in high-voltage switchgear and controlgear”. First edition (Комутаційна апаратура та високовольтні механізми керування. Використання та експлуатація елегазу (SF₆) у високовольтному комутаційному обладнанні. Видання перше).
7. <http://forca.ua/knigi/oborudovanie/naladka-elegazovogo-oborudovaniya-2.html>
8. <http://electrical-engineering-portal.com/things-you-should-know-about-medium-voltage-gis>
9. Листівка ELK-3 Hybrid Switchgear, 420 kV стр.12.
10. <http://www.cigre.org.ua/>
11. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
12. Правила улаштування електроустановок – Київ, 2017 – 617 с.
13. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою : НАПБ Б.03.002-2007 – [чинний від 03.12.2007 року] - № 833

14. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник / В. Ф. Сакевич. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.
15. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
16. Лежнюк П.Д. Електричні апарати розподільчих установок. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2004. –128 с.
17. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
18. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
22. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.
23. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
24. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
25. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL:

http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

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

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

28. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт (8х160) з дослідженням комутаційного обладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність 80,6%

Схожість 19,4%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____

(підпис)

Пірняк В.О.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Вишневський С.Я.

(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)

" ____ " ____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1280 МВт
(8х160) з дослідженням комутаційного обладнання

08-13.МКР.017.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

(Вишневський С.Я.

Магістр групи ЕС-22мз

(Пірняк В.О.

Вінниця 2024 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 № 81 від 11.03.2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – Проектування електричної частини теплової електростанції з дослідженням 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

1 Передбачається спорудження електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування електростанції потужністю 1280 МВт з вісьмох генераторів одиничною потужністю 160 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 150 км, потужність віддається по ЛЕП 220 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ТЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему (оригінальне рішення)

ня).

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

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

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ТЕС виконати проектування резервного живлення.

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

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.03.24	06.03.24	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕС	07.03.24	12.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.03.24	05.04.24	розділ 2
4	Дослідження комутаційного обладнання	06.04.24	30.04.24	розділ 3
5	Техніко-економічні розрахунки	01.05.24	10.05.24	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.05.24	16.05.24	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.24	25.05.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.05.24	30.05.24	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.

Міністерство освіти та науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Магістерська кваліфікаційна робота

Електрична частина конденсаційної електричної
станції потужністю 1280 МВт з дослідженням
комутаційного обладнання

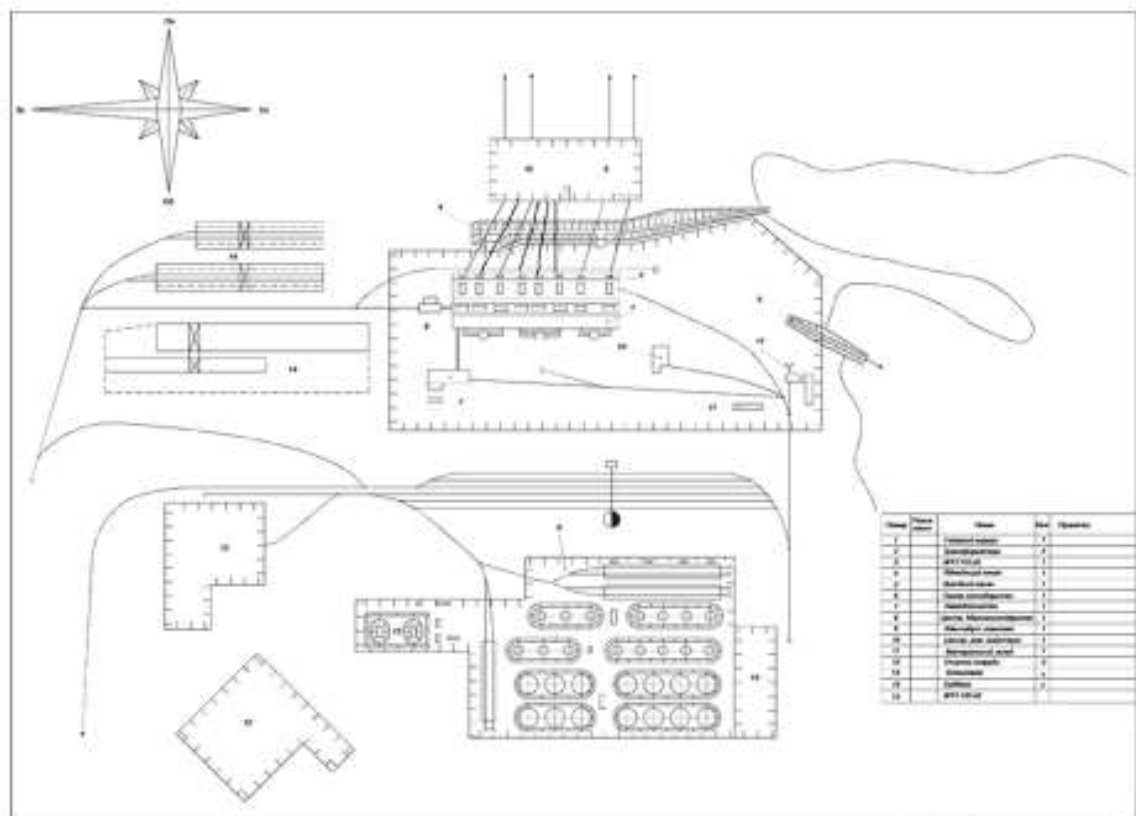
Спеціальність 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка.

Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. ЕС-22мз

Пірняк Владіслав Олександрович

1



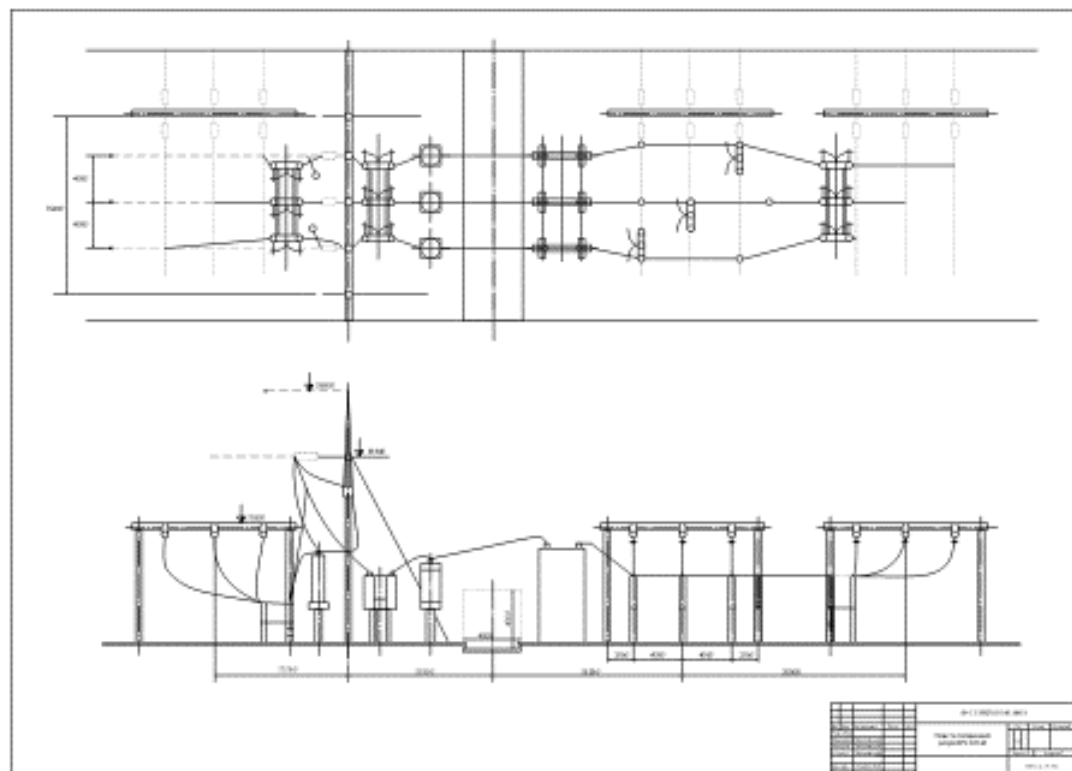
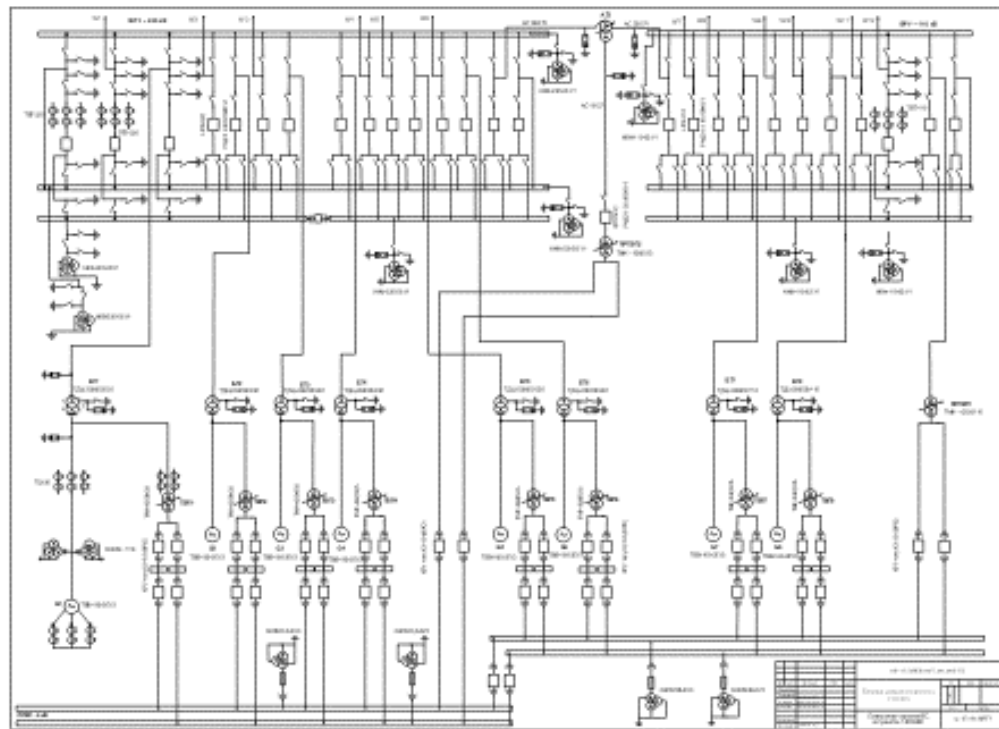
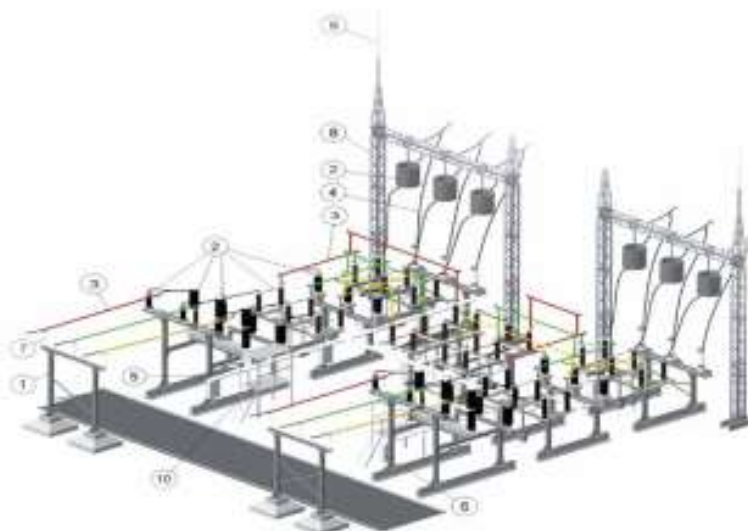


ABB рішення для розподільних пристроїв високої напруги



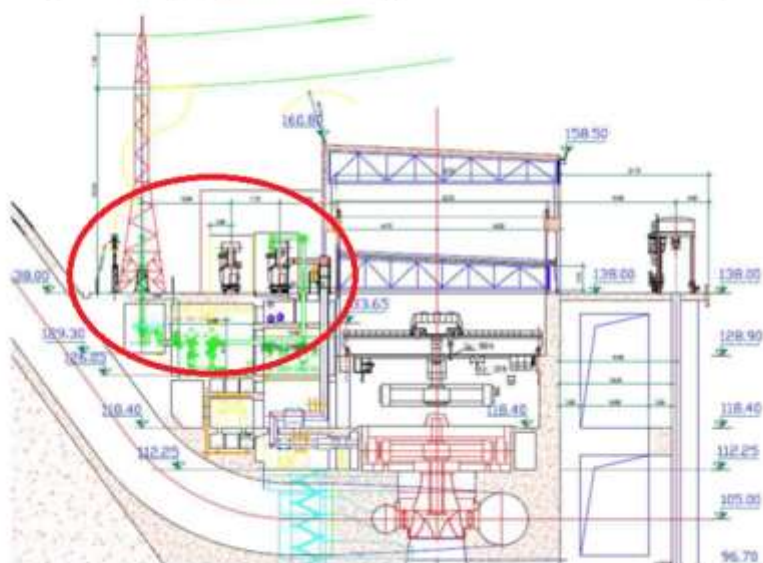
Тип	LTB 72.5	LTB 145	HPL 170-245	HPL 362-420	HPL 550
Номинальна напруга, кВ	35	110	150-220	330	500
Номинальний струм, А	3150	3150	4000	4000	4000
Номинальний струм відточення, кА	40	40	50	63	63
Номинальна частота, Гц	50/60	50/60	50/60	50/60	50

Макет підстанції 110 кВ з елегазовим обладнанням



1. Блоки опорні
2. Высоковольтне обладнання, у тому числі обладнання ВЧ-зв'язку
3. Ошиновка жерстка
4. Контактно-натяжна арматура
5. Кабельні конструкції
6. Шафи вторинної комутації
7. Опорні ізолятори
8. Портали
9. Елементи заземлення та грозозахисту
10. Площадки обслуговування

Приклад розташування в тілі греблі



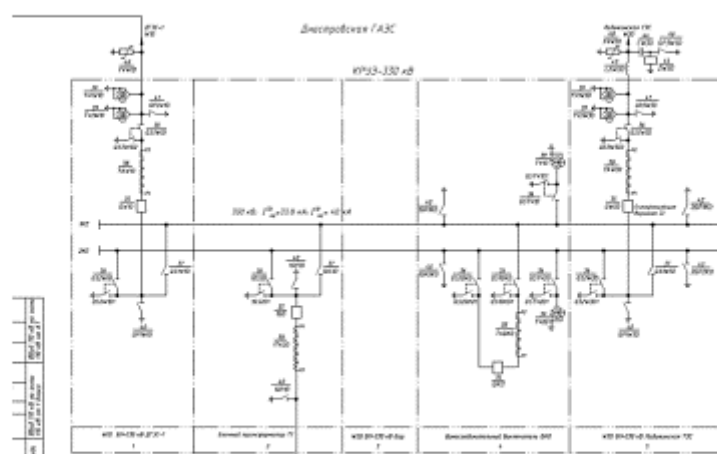
9

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

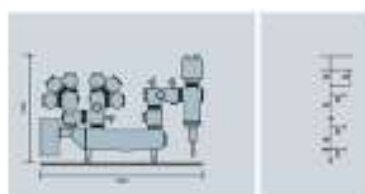


9

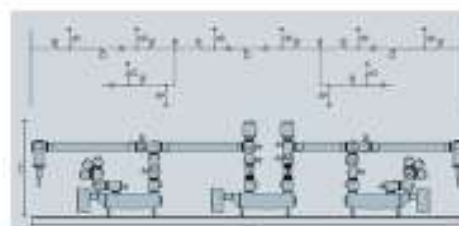
Приклади використання КРУЕ



Приклади конфігурацій комірок



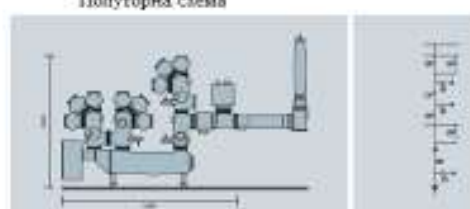
Комірка з подвійною системою СШ



Попутерна схема



Секційна комірка



Комірка з подвійною системою СШ і об'єднаною шиною

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