

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт
з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Kat Ксенич Є.Г.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н. доцент каф. ЕСС

[Signature] Вишневський С.Я.
(прізвище та ініціали)

« 05 » 7 грудня 2023 р.

Опонент:

[Signature] к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ Войтюк Ю.П.
(прізвище та ініціали)

« 13 » 19 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 09 » 2 грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

18 вересня 2023 року


ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Ксеніч Євген Геннадійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв»
керівник роботи к.т.н., доцент ЕСС Вишневський С.Я.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75; Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 550 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1276 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 530 МВт ;номінальна потужність системи 20000 МВА; номінальний опір системи 0,1 в.о.; номінальна напруга системи 500кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1.Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС.2. Електротехнічна частина. 3.Схеми відкритих розподільних пристроїв. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Головна схема електричних з'єднань станції. 2. План та поперечний розріз ВРУ-500 кВ. 3. Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ. 4. Схема установки постійного струму. 5. Схема з двома робочими і обхідною системою шин. 6. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

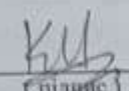
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконано прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я., к.т.н., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.п.н., професор каф. БЖДПБ <i>Вишневський С. Я.</i>	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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

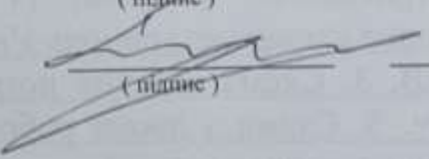
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П.М.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	<i>h</i>
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.23	25.09.23	<i>h</i>
3	Електротехнічна частина	26.09.23	01.11.23	<i>h</i>
4	Дослідження схем розподільних пристроїв	02.11.23	20.11.23	<i>h</i>
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	21.11.23	25.11.23	<i>h</i>
6	Техніко-економічна частина	26.11.23	28.11.23	<i>h</i>
7	Оформлення пояснювальної записки	29.11.23	01.12.23	<i>h</i>
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.23	04.12.23	<i>h</i>

Студент


(підпис)

Ксенич Є.Г.

Керівник роботи


(підпис)

Вишневський С.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	4
ABSTRACT.....	5
Вступ.....	7
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ.....	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	12
2.1 Розрахунок теплових та електричних графіків навантажень станції..	12
2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та парогенераторів	18
2.3 Зв'язок електричної станції з системою.....	19
2.4 Вибір електричної схеми станції.....	20
2.5 Вибір силових трансформаторів.....	21
2.6 Вибір схем розподільчих пристроїв.....	24
2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин	28
2.8 Вибір комутаційної апаратури	47
2.9 Вибір шин ВРП, ГРП та РТВП	48
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	55
2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	59
2.12 Вибір акумуляторної батареї	60
3 СХЕМИ ВІДКРИТИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ.....	65
3.1 Вимоги, пропоновані до схем електроустановок.....	65
3.2 Проектування електричних схем електростанції, підстанцій техніко-економічний аналіз.....	69
3.3 Схеми розподільчих пристроїв.....	71
3.4 Розподільні пристрої з однією системою збірних шин.....	72
3.5 Розподільні пристрої з двома системами збірних шин.....	76
3.6 Спрощені схеми розподільних пристроїв.....	80
3.7 Аналіз схеми з двома робочими і обхідний системою шин.....	81

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ..	86
4.1 Нормативна база.....	86
4.2 Розрахунок заземлення для впр високої напруги.....	88
4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги.....	90
4.4 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	92
4.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях.....	94
5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС.....	96
5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	96
5.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої ТЕС.....	96
5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	98
ВИСНОВКИ.....	103
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	104
Додаток А -Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	106
Додаток Б - Технічне завдання МКР.....	107
Додаток В - Презентація	111

АНОТАЦІЯ

Ксенич Є.Г. Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2023 – 121 с./ На Укр. мові. Рис. 27 , таб 22 , бібліогр. 15 назв.

Магістерська дипломна робота присвячена проектуванню електричної частини теплової електростанції, а також дослідженню різних схем розподільних пристроїв. Робота складається з п'яти розділів, які охоплюють широкий спектр тематики, пов'язаної з електричними системами станції, економічними показниками та охороною праці у надзвичайних ситуаціях.

У вступі роботи розглянуто актуальність теми, а також сформульовані мета і завдання дослідження. Розділ "Техніко-економічне обґрунтування" містить аналіз проектування теплової електростанції.

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

У розділі "Схеми розподільних пристроїв" розглядаються питання, пов'язані з проектуванням схем відкритих розподільних пристроїв різних класів напруги. Аналізується вплив схемних рішень на надійність та вартість капітального будівництва, а також розглядаються питання використання різних схем та їх експлуатація.

У розділі "Розрахунок техніко-економічних показників КЕС" проводиться розрахунок різних техніко-економічних параметрів теплової електростанції.

Аналізується техніко-економічне обґрунтування проектування станції, визначення кошторисної вартості проекту, розрахунок собівартості електроенергії та визначення собівартості відпущеної електроенергії.

У розділі "Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях" розглядаються питання охорони праці та безпеки персоналу на тепловій електростанції. Аналізується нормативна база, вимоги до кваліфікації персоналу, розрахунок блискавкозахисту та заземлення для високовольтних розподільних пристроїв, визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах сейсмічних хвиль, а також розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини електростанції у надзвичайних ситуаціях.

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

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

ABSTRACT

Ksenich, Y.G. Electrical part of a 1900 MW condensing power plant with an investigation of distribution device schematic solutions. Master's thesis. / Vinnytsia: Vinnytsia National Technical University, 2023 – 121 p. / In Ukrainian. Fig. 27, tab. 22, bibl. 15 titles.

The master's thesis is dedicated to the design of the electrical part of a thermal power plant and the exploration of various distribution device schematic solutions. The work consists of five chapters covering a wide range of topics related to the station's electrical systems, economic indicators, and occupational safety in emergencies.

The introduction discusses the relevance of the topic and formulates the research objectives. The chapter "Technical and Economic Justification" includes an analysis of the thermal power plant design.

In the chapter "Electrical Part," the fundamental aspects of designing the electrical part of a nuclear power plant are investigated. Issues related to electrical and thermal load schedules, equipment selection, main electrical connection schemes, station electrical diagrams, short-circuit current calculations, thermal effects of short-circuit currents, selection of switching equipment, current-carrying parts, and measurement transformers are discussed.

The chapter "Distribution Device Schemes" addresses questions related to the design of open distribution devices of various voltage classes. The impact of schematic solutions on reliability and capital construction costs is analyzed, and issues of using different schemes and their operation are discussed.

The chapter "Calculation of Technical and Economic Indicators of TPP" involves the calculation of various technical and economic parameters of the thermal power plant. It analyzes the technical and economic justification of station design, determines the project's budgetary cost, calculates the cost of electricity, and determines the cost of released electricity.

The chapter "Occupational Safety and Emergency Situations" discusses issues of labor protection and personnel safety at the thermal power plant. It analyzes the regulatory framework, personnel qualification requirements, lightning protection and grounding calculations for high-voltage distribution devices, determining the operability area of relay protection and automation in seismic conditions, and developing measures to enhance the stability of the electrical part of the power plant in emergency situations.

In conclusion, the master's thesis provides a comprehensive overview of the design of the electrical part of a thermal power plant with a special focus on investigating schematic solutions. The research results will contribute to improving the quality of designing and operating thermal power plants, ensuring the reliable and safe operation of the electrical part of the stations under various operating conditions.

Keywords: thermal power plant, energy security, efficiency, economic feasibility, technical and economic analysis, distribution device schemes, electricity generation.

ВСТУП

Енергетика представляє собою важливу сферу виробництва електроенергії, що забезпечує сталу та ефективну експлуатацію у багатьох країнах світу. Використання теплових електростанцій (ТЕС) сприяє вирішенню проблем енергетичної безпеки та балансування.

Ця дослідницька робота має на меті вивчення проектування електричної частини теплової електростанції з урахуванням аспектів схемних рішень. В ній розглядаються питання, пов'язані з вибором оптимальних схемних рішень, ефективним використанням ресурсів та економічною доцільністю виробництва електроенергії.

Особлива увага приділяється ситуації в Україні, де розглядається планування нових теплових електростанцій. Ураховуючи значний промисловий обсяг країни, Україні необхідне стабільне та надійне джерело електроенергії, що забезпечується переважно базовими, а не лише альтернативними електростанціями.

Робота включає аналіз використання електростанцій у всьому світі, де розглядаються загальні тенденції, кількісні показники та прогнози зростання кількості електростанцій, а також висвітлюються країни-лідери в даній галузі.

Методологія роботи базується на аналізі актуальних наукових джерел, стандартів, технічних звітів та документів, що забезпечує наукову обґрунтованість та достовірність отриманих результатів.

Актуальність дослідження полягає в тому, що проектування електричної частини теплової електростанції з врахуванням схемних рішень є актуальною та важливою задачею в енергетичній галузі. Зростання глобального попиту на електроенергію, обмеження резервів традиційних енергетичних ресурсів та спрямованість на зменшення викидів парникових газів ставлять під загрозу енергетичну безпеку багатьох країн[1].

Україна, як країна з великим промисловим потенціалом, також має свої виклики у цьому контексті. Потреба в стабільному, безперебійному та доступному джерелі електроенергії стає все більш актуальною. Проектування електричної частини теплової електростанції виступає як обґрунтований вибір, спрямований на забезпечення надійного та стабільного електропостачання для великого промислового навантаження.

Дослідження схемних рішень у проектуванні електростанцій є надзвичайно важливим, оскільки забезпечення стійкості роботи систем електропостачання є критичним чинником для безперебійного функціонування станцій та підтримки енергетичної безпеки. Розробка оптимальних рішень та впровадження заходів для забезпечення стабільності електричних мереж та мінімізації впливу зовнішніх факторів на роботу електростанцій є важливою задачею в сучасній енергетиці.

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

Мета дослідження полягає в проектуванні електричної частини теплової електростанції з дослідженням схем розподільних пристроїв. Основним завданням є визначення оптимальних схемних рішень та розробка електричних систем, що забезпечують надійну роботу станції при великому промисловому навантаженні. Дослідження має на меті врахування специфіки теплової електростанції та забезпечення її ефективності та економічності порівняно з іншими видами генерації електроенергії.

Задачі дослідження включають в себе вивчення основних елементів та компонентів електричної частини теплової електростанції, аналіз технічних

вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, а також проведення чисельних експериментів та аналіз отриманих результатів.

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

Предметом дослідження є проектування електричної частини теплової електростанції та дослідження схем розподільних пристроїв. В рамках дослідження розглядаються аналіз проектування електричних систем теплових електростанцій, вивчення основних елементів та компонентів електричної частини, аналіз вимог, стандартів та нормативних документів, визначення оптимальних схемних рішень та параметрів електричної частини, проведення чисельних експериментів та аналіз результатів.

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

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Теплові електростанції (ТЕС) в Україні відіграють важливу роль у забезпеченні стійкості та ефективності електропостачання країни. У контексті викликів сучасного енергетичного ринку, розвиток теплових електростанцій стає актуальним завданням, обґрунтованим технічними та економічними аспектами.

Актуальність використання ТЕС полягає у їхній спроможності забезпечувати стабільне виробництво електроенергії у порівняно короткий термін, реагувати на зміни попиту та забезпечувати ефективне використання енергоресурсів.

За даними досліджень, теплові електростанції в Україні демонструють конкурентоспроможність вартості виробництва електроенергії порівняно з альтернативними джерелами, такими як сонячна чи вітрова енергія. Враховуючи забезпеченість країни енергетичними ресурсами, великий промисловий потенціал та існуючу інфраструктуру, розвиток ТЕС стає стратегічно доцільним [1].

Проектування нових теплових електростанцій має значний потенціал для збільшення робочих місць, підвищення технологічної культури та стимулювання розвитку вітчизняного машинобудування. Використання наявних майданчиків сприятиме ефективному впровадженню нових проектів завдяки наявності існуючої інфраструктури та кадрів.

Програма співпраці з іноземними партнерами, орієнтована на будівництво ТЕС малої потужності, відкриває перспективи використання сучасних технологій для підвищення безпеки та зниження вартості будівництва.

Україна має потужний потенціал для експорту електроенергії, аналогічно до практики Франції, що поставляє електроенергію на європейські ринки.

Враховуючи збереження кваліфікованих кадрів та існуючий потенціал виробництва обладнання в Україні, розвиток ТЕС може зробити країну ключовим гравцем на міжнародному енергетичному ринку [2].

Усі ці аспекти обґрунтовують стратегічну доцільність і необхідність розвитку теплових електростанцій в Україні, сприяючи забезпеченню стійкості та конкурентоспроможності енергетичного комплексу країни.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок теплових та електричних навантажень станції

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності системи $P_{\text{СМАХ}}$ та району $P_{\text{РМАХ}}$.

Представимо приклад обчислення для часового інтервалу "0-6" та сезону "зима" для да

$$P_{\text{pt}} = \frac{P'_{\text{pt}} \cdot P_{\text{РМАХ}}}{100}, \quad (2.1)$$

$$P_{\text{ct}} = \frac{P'_{\text{ct}} \cdot P_{\text{СМАХ}}}{100}, \quad (2.2)$$

де $P_{\text{РМАХ}}$, $P_{\text{СМАХ}}$ - максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи, МВт;

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

$$P_{\text{pt}} = \frac{53 \cdot 500}{100} = 265 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

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

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

Визначимо незмінні втрати в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{\text{lp}} = \Delta P'_p \cdot P_{\text{pmax}}, \quad (2.3)$$

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

Визначимо незмінні втрати в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P'_c \cdot P_{C_{\max}}, \quad (2.4)$$

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

Визначимо втрати, що змінюються в мережах місцевого району:

$$\Delta P_{2p} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{\max}}}, \quad (2.5)$$

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

Визначимо втрати, що змінюються в мережах системи:

$$\Delta P_{2c} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c_{\max}}}, \quad (2.6)$$

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

Сума потужностей, яка віддається у місцевий район:

$$P_{\text{рвід}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}, \quad (2.7)$$

$$P_{\text{рвід}} = 265 + 5 + 8,43 = 278,43 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається у систему:

$$P_{\text{свід}} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{свід}} = 814 + 22 + 84,33 = 920,33 \text{ (МВт)}.$$

Сума потужностей, яка віддається з шин станції:

$$P_{\text{відт}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}, \quad (2.9)$$

$$P_{\text{відт}} = 278,43 + 920,33 = 1198,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{вп.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{вп}} \cdot P_{\text{від.мак}}}{100}, \quad (2.10)$$

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

де $P_{\text{вст}}$ - наведена в завданні встановлена потужність станції;

$P'_{\text{вп}}$ - навантаження власних потреб, взяте відносно встановленої потужності станції по [3], ($P'_{\text{вп}} = 3\%$).

Вироблена генераторами потужність:

$$P_{\text{вир}} = P_{\text{від}} + P_{\text{вп}}, \quad (2.11)$$

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

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

Таблиця 2.1 – Добові графіки навантажень

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	53	58	92	85	94	99	88	65
	літо	50	52	88	79	89	94	83	60
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	265	290	460	425	470	495	440	325
	літо	250	260	440	395	445	470	415	300
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	5							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	8,43	10,09	25,39	21,68	26,51	29,40	23,23	12,68
	літо	7,50	8,11	23,23	18,72	23,76	26,51	20,67	10,80
Потужності, що	зима	278,43	305,09	490,39	451,68	501,51	529,40	468,23	342,68

віддається до місцевого району, МВт	літо	262,50	273,11	468,23	418,72	473,76	501,51	440,67	315,80
Навантаження системи, %	зима	74,00	80,00	99,00	93,00	96,00	100,00	87,00	76,00
	літо	64,00	69,00	89,00	80,00	88,00	93,00	84,00	69,00
Навантаження системи, МВт	зима	814,00	880,00	1089,00	1023,00	1056,00	1100,00	957,00	836,00
	літо	704,00	759,00	979,00	880,00	968,00	1023,00	924,00	759,00
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	22							
	літо								
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	84,33	98,56	150,94	133,19	141,93	154,00	116,56	88,95
	літо	63,08	73,32	121,98	98,56	119,26	133,19	108,66	73,32
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	920,33	1000,56	1261,94	1178,19	1219,93	1276,00	1095,56	946,95
	літо	789,08	854,32	1122,98	1000,56	1109,26	1178,19	1054,66	854,32
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	зима	1198,76	1305,65	1752,33	1629,87	1721,43	1805,40	1563,79	1289,63
	літо	1051,58	1127,43	1591,22	1419,28	1583,02	1679,70	1495,33	1170,12
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	42,17	44,00	51,64	49,54	51,11	52,54	48,41	43,72
	літо	39,65	40,95	48,88	45,94	48,74	50,39	47,24	41,68
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1240,93	1349,65	1803,96	1679,41	1772,54	1857,95	1612,21	1333,35
	літо	1091,23	1168,38	1640,10	1465,22	1631,76	1730,10	1542,57	1211,80

Вироблена електроенергія протягом року [3]:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i, \quad (2.12)$$

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

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

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	1857,95
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	12698155,02
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1900,00
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	1449,56
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,78
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,76
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6834,51
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6683,24
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,02

Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПт}_i} \cdot t_i$	400127,19
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	12298027,83
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5711,32

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

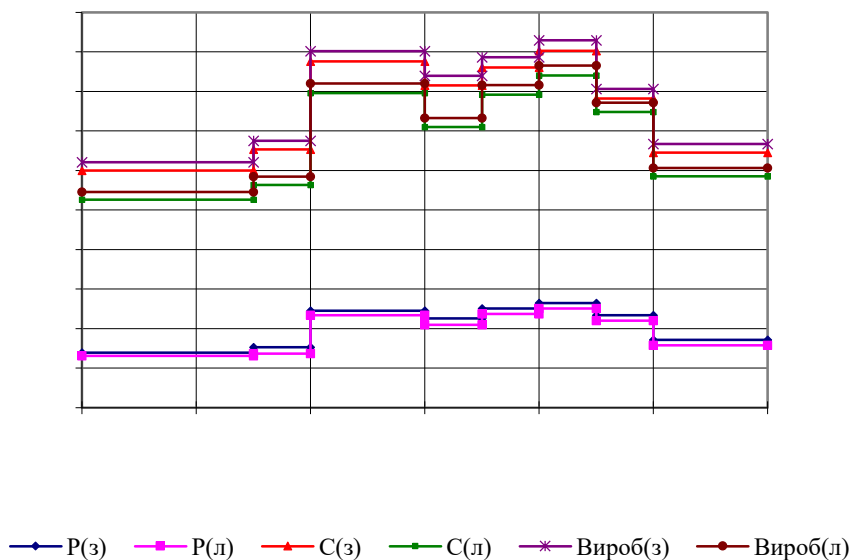


Рисунок 2.1 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

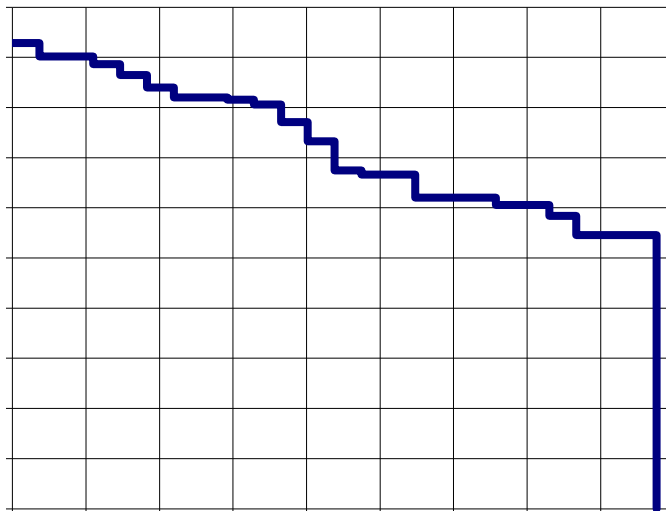


Рисунок 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

2.2 Вибір типу та потужності генераторів, турбін та парогенераторів

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

Таблиця 2.3 – Вибір турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-500-240	500	240	560	1500
К-300-240	300	240	560	865

Вибір парогенераторів. Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на КЕС визначаються згідно з раніше здійсненим вибором парових

турбін. Обрано парогенератори типу Пп-1600/255 для турбін К-500-240 та парогенератори типу Пп-950/255 для турбін К-300-240 [4]. Номінальні дані парогенераторів внесено до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір котлоагрегату

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-1600/255	1600	500	255	565	570	Вугілля
Пп-950/255	950	300	255	565	570	Вугілля

Вибір генераторів виконано наступним чином: для блоків потужністю 2х500 МВт обрано генератори типу ТГВ-500-2УЗ, а для блоків 3х300 МВт вибрано генератори типу ТГВ-300. Параметри генераторів, взяті з [5], заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S, МВА	P, МВт				
ТГВ-500-2УЗ	588	500	20	17	0,85	0,243
ТГВ-300	352,94	300	20	10,2	0,85	0,286

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

2.3 Зв'язок електричної станції з системою

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

Кількість ліній зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{c.max}}{P_{гр}}, \quad (3.1)$$

де $P_{гр}$ – пропускна здатність ЛЕП [1], МВт;

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

З місцевим районом:

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.max}}{P_{гр}}, \quad (3.2)$$

$$n_{mp} = \frac{529,4}{50} + 1 = 11,58 \approx 12 \text{ (лінії)}.$$

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

2.4 Вибір електричної схеми станції

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

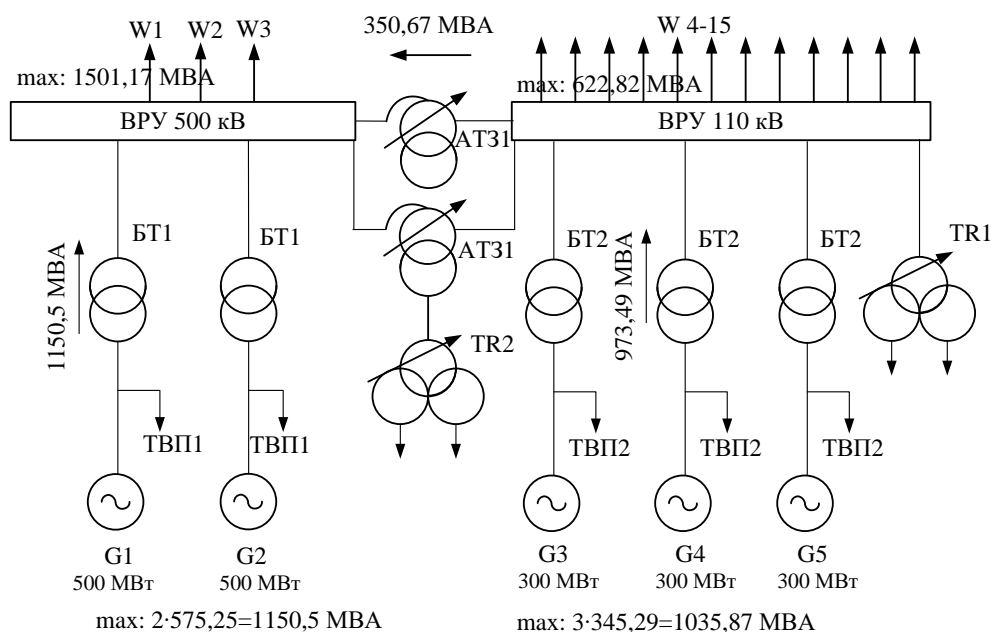


Рисунок 2.3 – Структурна схема станції №1

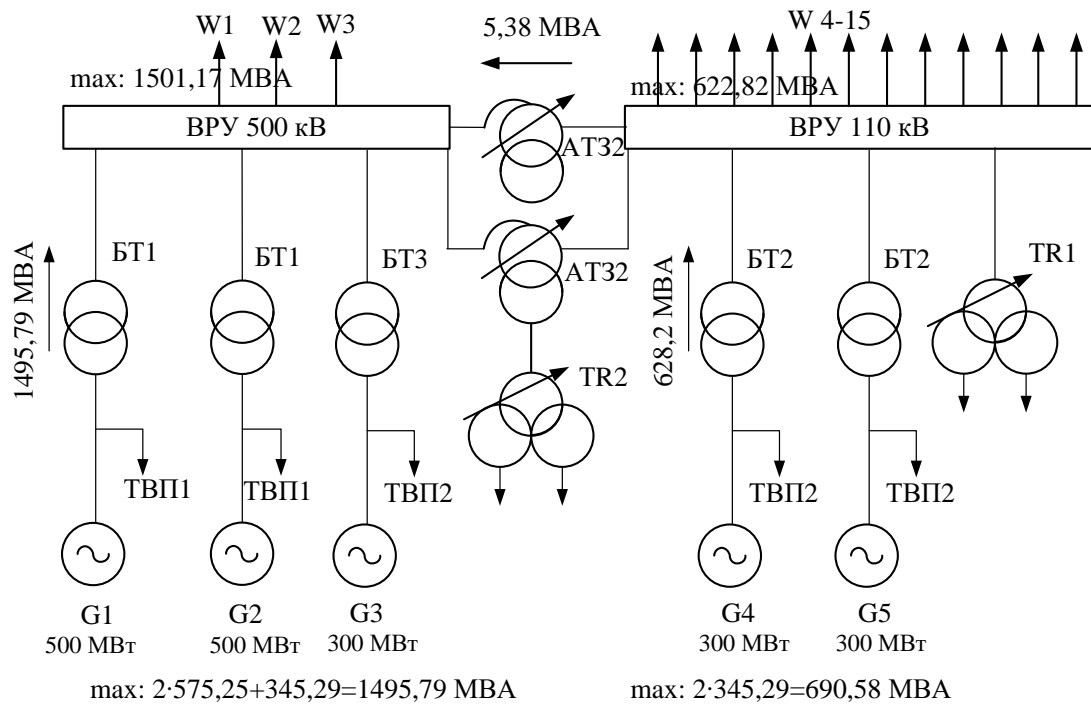


Рисунок 2.4 – Структурна схема станції №2

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

2.5 Вибір силових трансформаторів

а) трансформатори власних потреб

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

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

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

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

Для блоків 300 МВт:

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

Для блоків 500 МВт:

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

б) пускорезервні трансформатори власних потреб

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

$$S_{\text{TR}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП розр}}, \quad (2.14)$$

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

Технічні характеристики трансформаторів приведено в таблиці 2.6.

в) блочні трансформатори

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

$$S_{\text{ном Т}} > S_{\text{ном Г}} - S_{\text{ТВП}}, \quad (2.15)$$

де $S_{\text{ТВП}}$ – потужність ТВП, МВА;

$S_{\text{ном Г}}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Для блоків 300 Вт:

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

Для блоків 500 Вт:

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

г) автотрансформатори зв'язку

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

а). Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.Г}i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{p.\text{від.}\max} , \quad (2.16)$$

де $S_{\text{ном.Г}}$ – номінальна потужність генераторів;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, яка подається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1);

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

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

$$S_{p.\max} = (2 \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85) / 1,4 = 48,4 \text{ (МВА)}.$$

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

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.Г}i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{p.\text{від.}\min} , \quad (2.17)$$

де $S_{p.\min}$ – Мінімальна потужність, передавана з шин станції в місцевий район (див. Таблицю 1.1), буде врахована.

$$S_{p.\min} = (3 \cdot (352,94 - 7,65) - 262,5/0,85) / 1,4 = 519,3 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{p.\min} = (2 \cdot (352,94 - 7,65) - 262,5/0,85) / 1,4 = 272,7 \text{ (МВА)}.$$

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

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном.Г}i} - S'_{\text{вл.п.}} - S_{p.\text{від.}\max} , \quad (2.18)$$

де $S'_{\text{вл.п.}}$ – потужність, яка використовується для власних потреб блоків місцевого району, які продовжують працювати..

$$S_{p.\text{ав}} = ((3 - 1) \cdot (352,94 - 7,65) - 529,4/0,85) / 2 = 33,87 \text{ (МВА)}.$$

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

Вибір потужності трансформаторів зв'язку здійснюється на підставі більшого із наведених значень ($S'_{\text{ном.т}}$, $S''_{\text{ном.т}}$, $S'''_{\text{ном.т}}$).

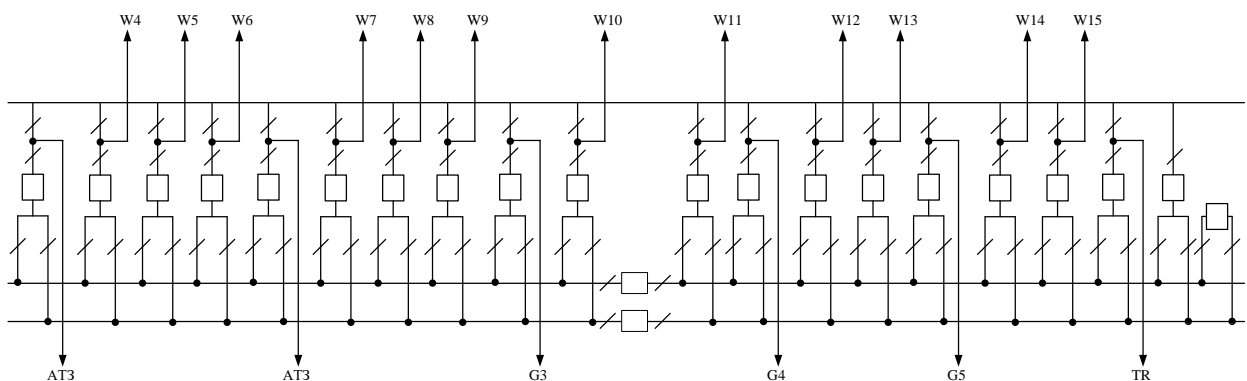
Таблиця 2.6 – Номінальні параметри трансформаторів

Позна-	Тип	S_p	$S_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_k , %	ΔP_x	ΔP_{k3}
--------	-----	-------	------------------	-----------------------	-----------	--------------	-----------------

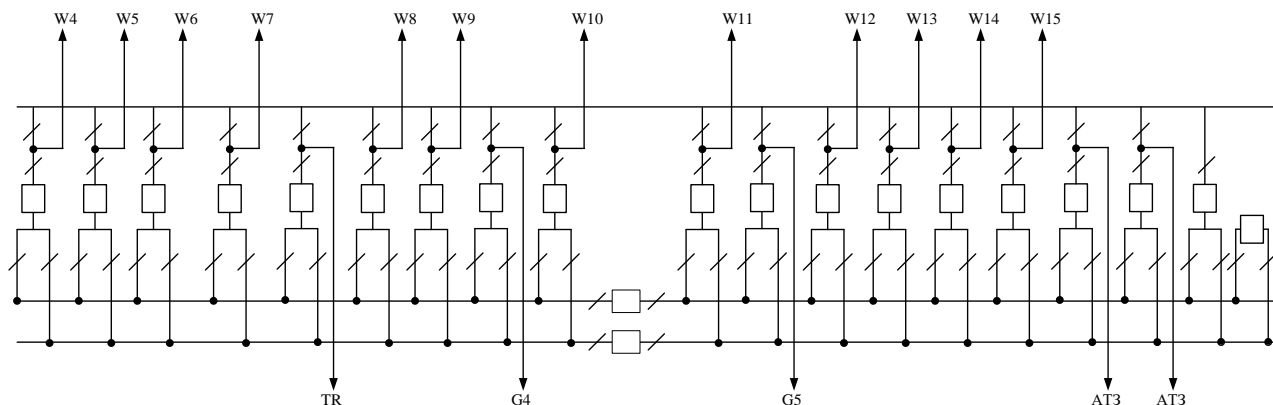
чення	трансформатора	МВА	МВА	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	кВт	кВт
БТ-1	ТЦ-630000/500	575,25	630	525	-	20	-	14	-	420	1210
БТ-2	ТДЦ-400000/110	345,29	400	121	-	20	-	10,5	-	320	900
БТ-3	ТЦ-400000/500	345,29	400	525	-	20	-	13	-	315	790
АТ31	АТДЦТН-250000/500/110	519,3	250	525	121	38,5	13	33	18,5	200	690
АТ32	АТДЦТН-250000/500/110	272,7	250	525	121	38,5	13	33	18,5	200	690
ТВП1	ТРДНС-25000/35	12,75	25	20	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	115
ТВП2	ТРДНС-25000/35	7,65	25	20	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	115
TR1	ТРДНС-25000/110	16,57	25	115	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	120
TR2	ТРДНС-25000/35	16,57	25	38,5	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	115

2.6 Вибір схем розподільчих пристроїв

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

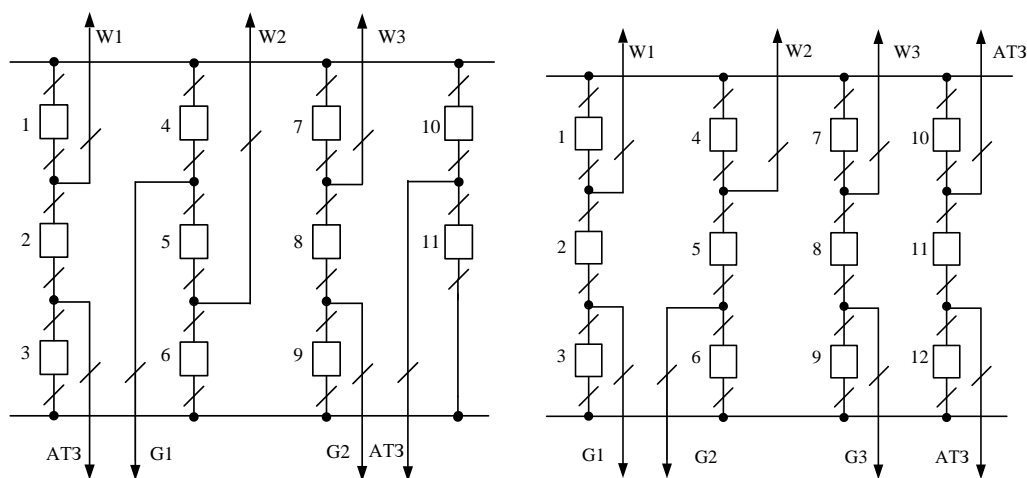


а) варіант схеми №1



б) варіант схеми №2

Рисунок 2.5 – Схема ВРУ–110 кВ



а) варіант схеми №1

б) варіант схеми №2

Рисунок 2.6 – Варіанти схеми ВРУ-550 кВ

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

$$Z = p_n \cdot K + И = p_n \cdot K + \frac{p_a + p_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}, \quad (2.19)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

$И$ – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

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

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

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

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

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (2.20)$$

де n — число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.		Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
	1 в.	2 в.		1 варіант	2 варіант
БТ1	2	2	8642	17284	17284
БТ2	3	2	7428	22284	14856
БТ3	0	1	7541	0	7541
АТЗ1	2	0	4632	9264	0
АТЗ2	0	2	4632	0	9264
Вимикачі:				0	0
500 кВ	11	12	7000	77000	84000
110 кВ	22	21	2370	52140	49770
Разом:				177972	182715

Визначимо витрати електроенергії в трансформаторах [4]:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТЗ1}};$$

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

$$\begin{aligned}
& + \left[3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 900 \cdot \left(\frac{973,49}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\
& + \left[2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 690 \cdot \left(\frac{350,67}{250} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] = 46163031,68 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \\
& \Delta W_2 = \Delta W_{\text{BT1}} + \Delta W_{\text{BT2}} + \Delta W_{\text{BT3}} + \Delta W_{\text{AT32}} ; \\
& \Delta W_2 = \left[2 \cdot 420 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1210 \cdot \left(\frac{1495,79 - 345,29}{630} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\
& + \left[2 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 900 \cdot \left(\frac{628,2}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\
& + \left[1 \cdot 315 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 790 \cdot \left(\frac{345,29}{400} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] + \\
& + \left[2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 690 \cdot \left(\frac{5,38}{250} \right)^2 \cdot 5711,32 \right] = 41775207,98 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.
\end{aligned}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,13 \cdot 177972 + \frac{9,4}{100} \cdot 177972 + 160 \cdot 46163031,68 \cdot 10^{-5} = 47505,69 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_2 = 0,13 \cdot 182715 + \frac{9,4}{100} \cdot 182715 + 160 \cdot 41775207,98 \cdot 10^{-5} = 45616,32 \text{ (тис.грн);}$$

$$\Delta Z = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} 100\% = \frac{47505,69 - 45616,32}{47505,69} 100\% = 5,9\% \geq 5\%.$$

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

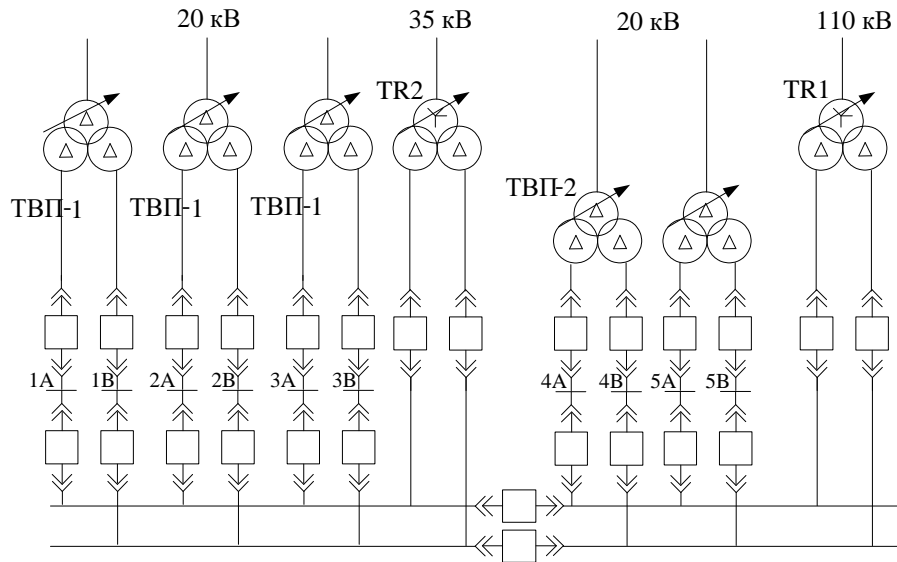


Рисунок 2.7 – Схема власних потреб станції

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

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

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

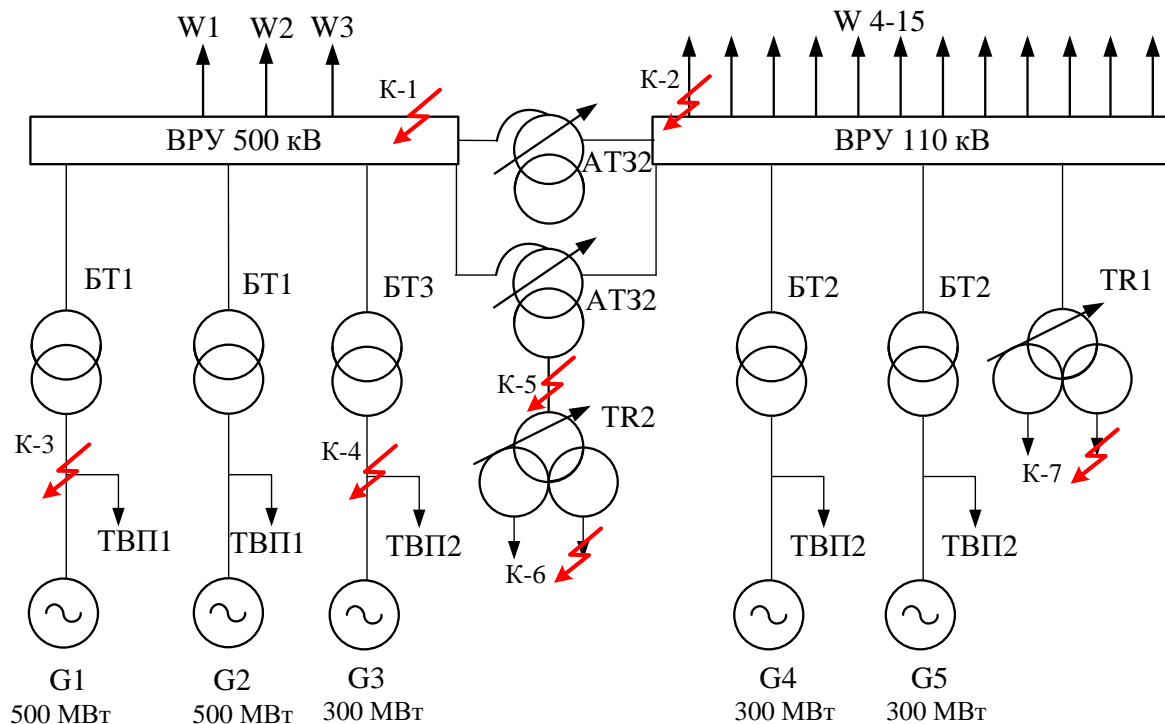


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема установки

- опори генераторів у відносних одиницях:

$$x_{*Г} = x''_{*дном} \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (2.21)$$

де $S_{ном}$ - номінальна повна потужність генератора, МВА;

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

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

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

- опір трансформаторів у відносних одиницях:

$$x_{*Т} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}}, \quad (2.22)$$

де $S_{ном}$ - номінальна повна потужність трансформатора, МВА;

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

$$X_{*6,7} = X_{*BT1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,222,$$

$$X_{*8,9} = X_{*B2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263,$$

$$X_{*10} = X_{*B3} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,325,$$

$$X_{*11,12} = X_{*TR1,2} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875,$$

- опір автотрансформаторів у відносних одиницях:

$$u_{KB} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}), \quad (2.23)$$

$$u_{KC} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}), \quad (2.24)$$

$$u_{KH} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}), \quad (2.25)$$

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

$$u_{KC} \% = 0,5 \cdot (13 + 18,5 - 33) = -0,75 = 0 (\%),$$

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

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

$$X_{*14} = X_{*AT32 BH} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{19,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} \right) = 0,385.$$

- опори ліній у відносних одиницях:

$$X_{*ЛЕП} = X_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (2.26)$$

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

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

U_{cp} - середня напруга, кВ,

$$X_{*15-17} = X_{*ЛЕП1-3} = 0,3 \cdot 550 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,622.$$

- опір системи:

$$X_{*c} = X_{*c.HOM} \frac{S_6}{S_{c.HOM}}, \quad (2.27)$$

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

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

$$x_{*18} = x_{*c} = 0,09 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,005.$$

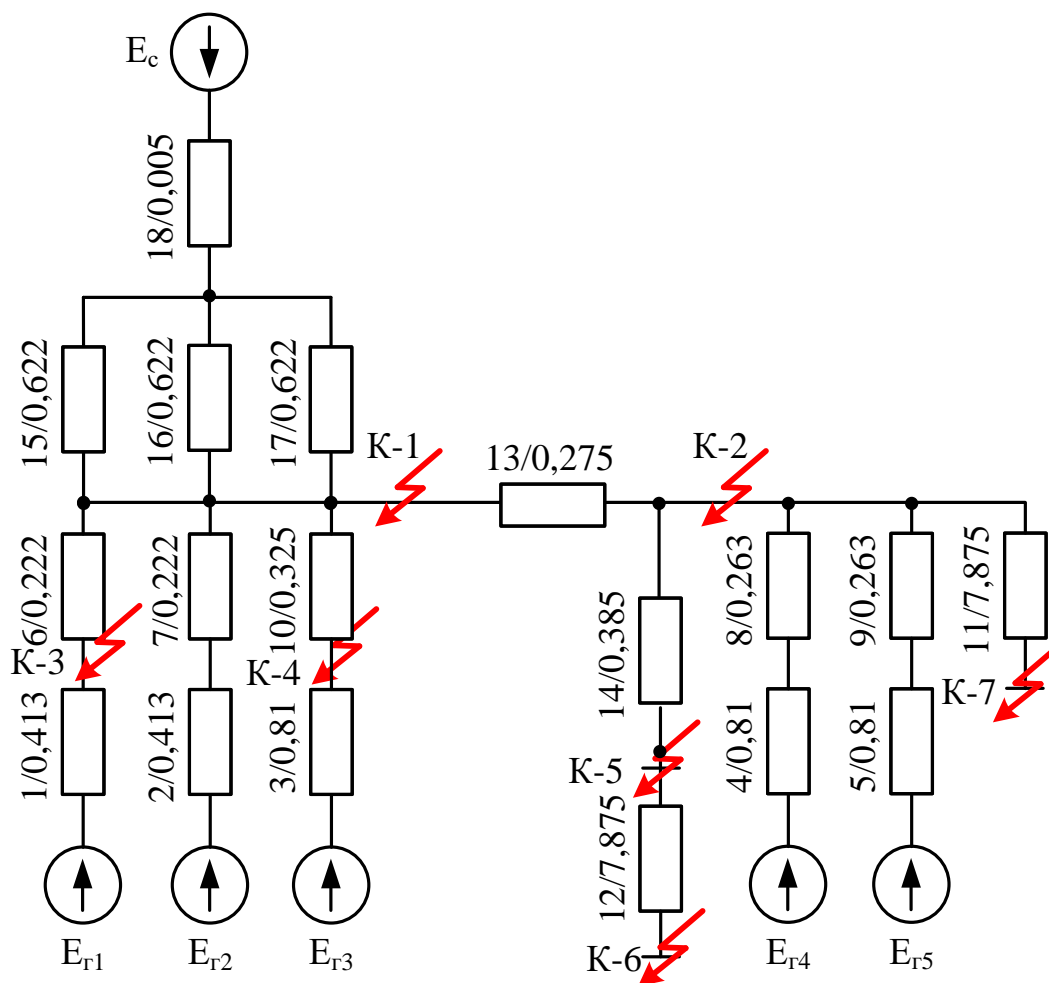


Рисунок 2.9 - Заступна схема електроустановки

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

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

$$x_{*20} = \frac{x_{*1} + x_{*6}}{2} = \frac{0,413 + 0,222}{2} = 0,317,$$

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

$$x_{*22} = x_{*3} + x_{*10} = 0,81 + 0,325 = 1,135,$$

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

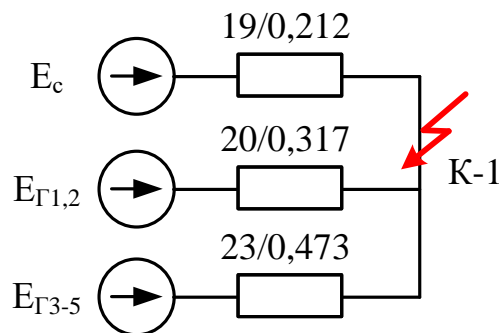


Рисунок 2.10 - Спрощення заступної схеми для точки К-1

Визначаємо значення періодичної складової струму КЗ за формулою:

$$I_{п.о} = \frac{E_*''}{X_{*рез}} \cdot I_6, \quad (2.28)$$

де E_*'' - ЕРС джерела, в.о., для даних турбогенераторів $E_{*Г1-9}'' = 1,13$, для системи $E_{*c}'' = 1$,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.29)$$

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

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

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

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

Розрахунок точки К₂.

$$X_{*24} = \frac{X_{*4} + X_{*8}}{2} = \frac{0,81 + 0,263}{2} = 1,073,$$

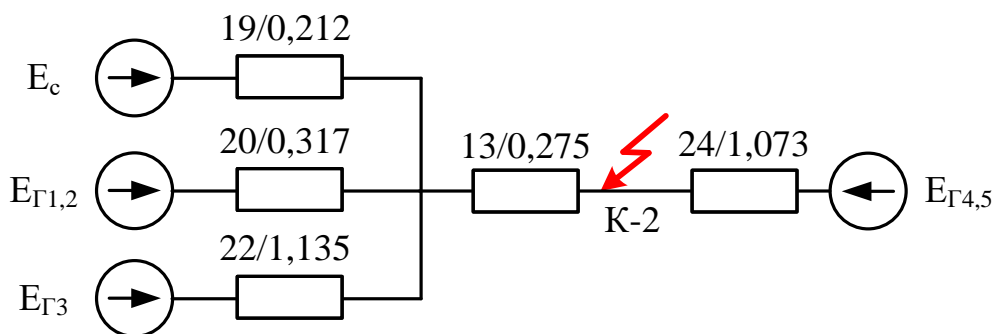


Рисунок 2.11 - Спрощення заступної схеми для точки К-2

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

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

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

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

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

$$X_{*28} = \frac{X_{*24} \cdot X_{*27}}{X_{*24} + X_{*27}} = 0,84.$$

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

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

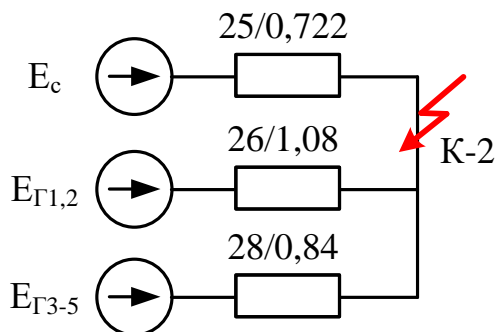


Рисунок 2.12 - Спрощення заступної схеми для точки К-2

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

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

Розрахунок точки К₃.

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

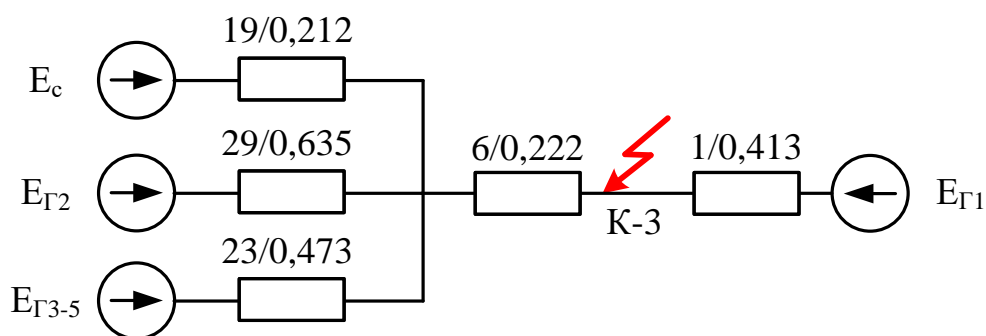


Рисунок 2.13 Спрощення заступної схеми для точки К-3

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

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

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

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

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

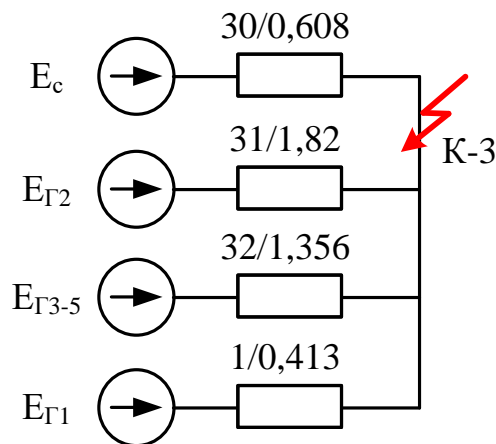


Рисунок 2.14 - Спрощення заступної схеми для точки К-3

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

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

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

$$I_{п.оГ3-5} = \frac{1,13}{1,356} \cdot 28,86 = 24 \text{ (кА)},$$

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

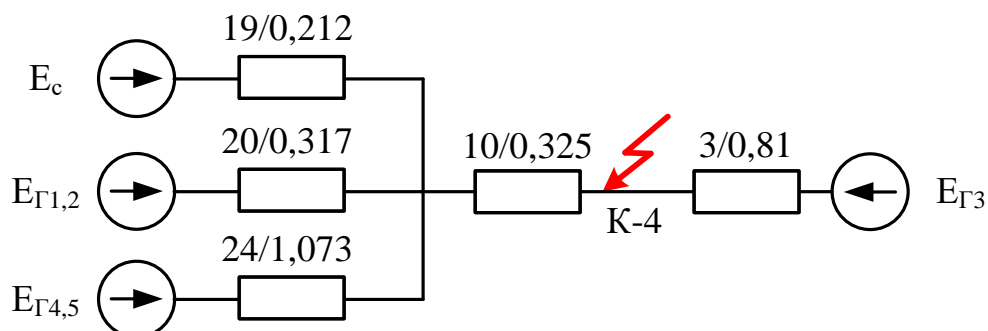
Розрахунок точки К₄.

Рисунок 2.15 Спрощення заступної схеми для точки К-3

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

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

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

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

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

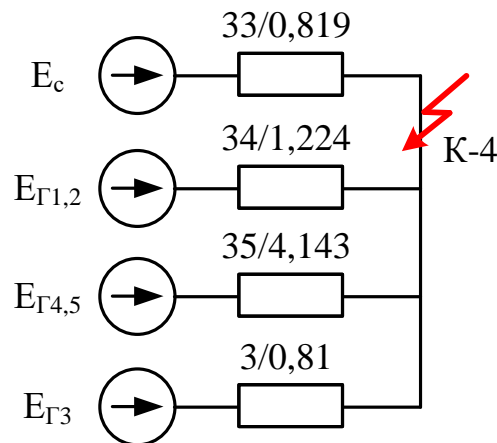


Рисунок 2.16 - Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$I_{п.ог3} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 28,86 = 40,3 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.ог1,2} = \frac{1,13}{1,224} \cdot 28,86 = 26,6 \text{ (кА)},$$

$$I_{п.ог4,5} = \frac{1,13}{4,143} \cdot 28,86 = 7,8 \text{ (кА)},$$

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

Розрахунок точки К₅.

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

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

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

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

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

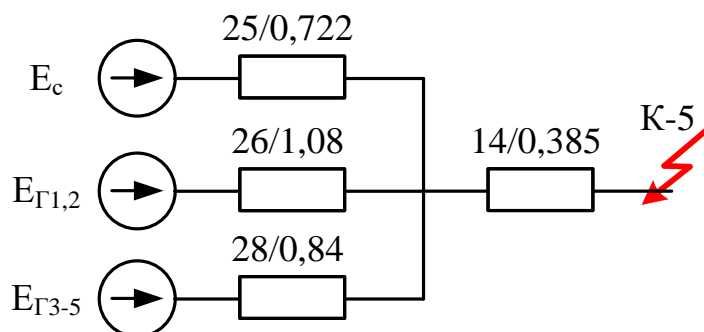


Рисунок 2.17 Спрощення заступної схеми для точки К-5

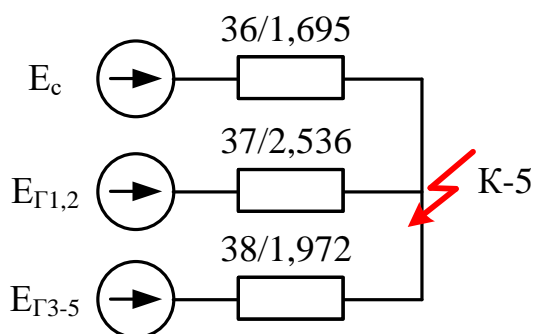


Рисунок 2.18 - Спрощення заступної схеми для точки К-5

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

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

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

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

Розрахунок точки К₆.

Для аналізу цього випадку можна використати результати розрахунку точки КЗ 5

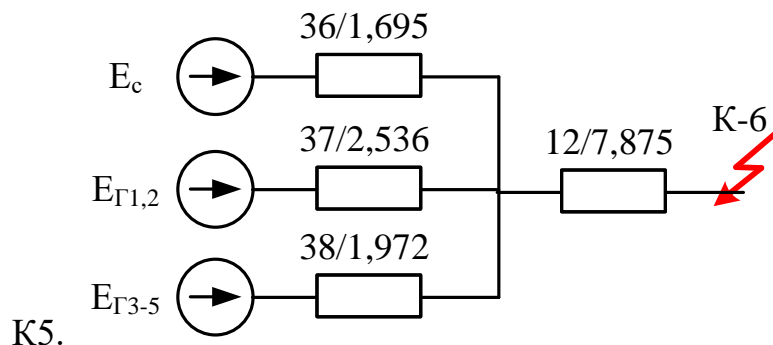


Рисунок 2.19 - Спрощення заступної схеми для точки К-6

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

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

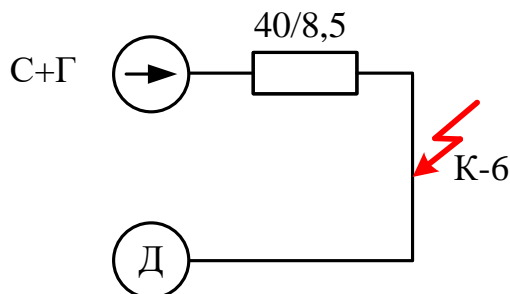


Рисунок 2.20 - Спрощення заступної схеми для точки К-6

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

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

$$I_{п.о.Д} = 4,0 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{2 \cdot U_{номд}}, \quad (2.28)$$

де $\sum P_{\text{ном}}$ - Сумарну номінальну потужність всіх двигунів ВП для приблизних оцінок струму КЗ приймаємо при живленні від робочого трансформатора. ($\sum P_{\text{ном}} \approx 1,25 \cdot S_{\text{ном.ТВП}}$);

$S_{\text{ном.ТВП}}$ - номінальна повна потужність робочого або резервного трансформаторів, МВА;

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

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

Розрахунок точки К₇.

Для розрахунку цього випадку можна скористатися результатом із розрахунку точки КЗ К₂. Тільки потрібно буде здвинути точку КЗ на опір x_{*11} .

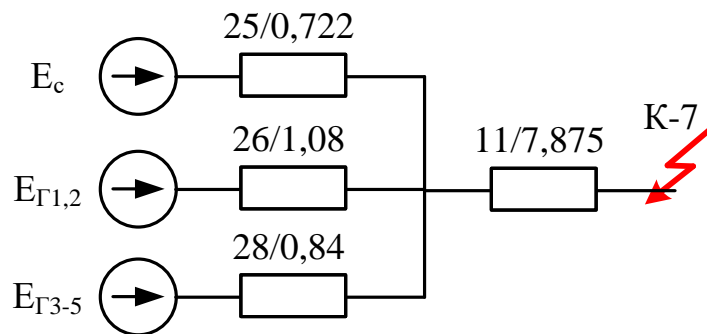


Рисунок 2.21 - Спрощення заступної схеми для точки К-7

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

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

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

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

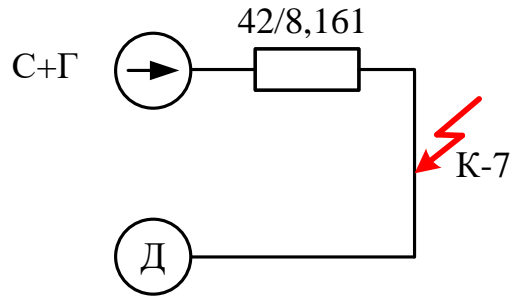


Рисунок 2.22 - Спрощення заступної схеми для точки К-7

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

- | | | |
|----------------|-------------|---------------------------|
| 1) ВРУ-500 кВ | HPL-550 B2 | $t_{\text{BB}}=0,02$ с.; |
| 2) ВРУ-110 кВ | HPL-170 B1 | $t_{\text{BB}}=0,035$ с.; |
| 3) Сторона АТЗ | HPL-72,5 B1 | $t_{\text{BB}}=0,04$ с.; |
| 4) РУ ВП-6 кВ | КУ-6 | $t_{\text{BB}}=0,05$ с. |

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{н}\tau}$ для генераторних віток.

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{н}\tau}$ для генераторних віток.

К₁: G_{1,2}:

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

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4}{1,32} = 3; \gamma_{\text{н},\tau} = 0,94.$$

G₃₋₅:

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

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,7}{1,19} = 2,2; \gamma_{\text{н},\tau} = 0,96.$$

К₂: а) G_{1,2}:

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

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{5,3}{5,9} = 0,95 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

G₃₋₅:

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

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{6,7}{5,3} = 1,3; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,98.$$

K₃: a) G₁:

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

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{78,9}{17} = 4,6; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,89.$$

G₂:

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{17,9}{17} = 1,01; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,99.$$

G₃₋₅:

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

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{24}{30,5} = 0,78 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K₄: a) G₃:

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

$$\frac{I_{\text{HO}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{40,3}{10,2} = 4; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,91.$$

G_{4,5}:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{7,8}{20,4} = 0,3 < 1; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

G_{1,2}:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{26,6}{34} = 0,78 < 1; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot k_y; \quad (2.29)$$

де $I_{\text{п.о}}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ, А;

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

Аперіодична складова струму КЗ [9]:

$$i_{\text{а.}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a}. \quad (2.30)$$

де T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ, с.

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

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{нт.Дв}} &= I_{\text{по.Дв}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{ат.Дв}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Дв}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у.Дв}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Дв}} \cdot K_{\text{у.Дв}} \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

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

Таблиця 2.8 – Дані для визначення складових струмів КЗ

	Вітка живлення	I_{n0} , кА	K_y	T_a , с	τ , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К1 ВРУ 500 кВ	Система	5,3	1,85	0,06	0,03	0,61	1
	Г1,2	4	1,98	0,478	0,03	0,94	0,94
	Г3-5	2,7	1,981	0,54	0,03	0,95	0,96
К2 ВРУ 110 кВ	Система	6,9	1,608	0,02	0,045	0,11	1
	Г1,2	5,3	1,98	0,478	0,045	0,91	1
	Г3-5	6,7	1,981	0,54	0,045	0,92	0,98
К3 Г1 500 МВт	Система	47,5	1,85	0,06	0,03	0,61	1
	Г1	78,9	1,981	0,54	0,03	0,95	0,99
	Г2	17,9	1,98	0,478	0,03	0,94	1
	Г3-5	24	1,981	0,54	0,03	0,95	0,91
К4 Г4 300 МВт	Система	35,2	1,85	0,06	0,045	0,47	1
	Г3	40,3	1,982	0,545	0,045	0,92	0,91
	Г1,2	26,6	1,98	0,478	0,045	0,91	1
	Г4,5	7,8	1,981	0,54	0,045	0,92	1
К5 НН АТЗ 37 кВ	Система	9,2	1,85	0,06	0,06	0,37	1
	Г1,2	6,95	1,98	0,478	0,06	0,88	1
	Г3-5	8,9	1,981	0,54	0,06	0,89	1
К6 ВП 6 кВ	С+Г	10,8	1,845	0,06	0,05	0,43	1
	Д	10,4	1,65	0,04	0,05	0,29	0,49
К7 ВП 6 кВ	С+Г	11,2	1,845	0,06	0,05	0,43	1
	Д	10,4	1,65	0,04	0,05	0,29	0,49

Таблиця 2.9 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	I_{n0} , кА	i_y , кА	i_{at} , кА	I_{nt} , кА	Примітка
К1 ВРУ 500 кВ	Система	5,3	13,87	4,55	5,30	Комут.апар. і шини
	Г1,2	4	11,20	5,31	3,76	
	Г3-5	2,7	7,56	3,61	2,59	

	Сума	12	32,63	13,47	11,65	
К2 ВРУ 110 кВ	Система	6,9	15,69	1,03	6,90	Комут.апар. і шини
	Г1,2	5,3	13,87	4,55	5,30	
	Г3-5	6,7	18,77	8,72	6,57	
	Сума	18,9	48,33	14,29	18,77	
К3 Г1 500 МВт	Система	47,5	124,27	40,75	47,50	шини в осн. Колі
	Г2	17,9	50,12	23,77	17,90	
	Г3-5	24	67,24	32,11	21,84	
	Сума	89,4	241,63	96,63	87,24	
	Г1	78,9	221,04	105,55	78,11	
	Сума	168,3	462,68	202,18	165,35	шини до ВП
К4 Г4 300 МВт	Система	35,2	92,09	23,52	35,20	шини в осн. Колі
	Г1,2	26,6	74,48	34,24	26,60	
	Г4,5	7,8	21,85	10,15	7,80	
	Сума	69,6	188,43	67,90	69,60	
	Г3	40,3	112,96	52,48	36,67	
	Сума	109,9	301,39	120,38	106,27	шини до ВП
К5 НН АТЗ 37 кВт	Система	9,2	24,07	4,79	9,20	
	Г1,2	6,95	19,46	8,67	6,95	
	Г3-5	8,9	24,93	11,26	8,90	
	Сума	25,05	68,46	24,72	25,05	
К6 РУ ВП 6 кВ	С+Г	10,8	28,18	6,64	10,80	Комут.апар
	Д	10,4	24,27	4,21	5,10	
	Сума	21,2	52,45	10,85	15,90	Шини
К7 РУ ВП 6 кВ	С+Г	11,2	29,22	6,88	11,20	Комут.апар
	Д	10,4	24,27	4,21	5,10	
	Сума	21,6	53,49	11,10	16,30	Шини

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

ВРУ-500 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\text{ГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \phi}; \quad (2.30)$$

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.31)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{АТ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.32)$$

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

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

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

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = I_{\text{НО}}^2 (t_{\text{ВИМ}} + T_a), \quad (2.33)$$

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

$$B_K = 12^2 (0,2 + 0,26) = 66,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-110 кВ:

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

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

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

$$I_{\max.ТR} = \frac{S_{\text{ТR.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.34)$$

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

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

Коло генератора 300 МВт.

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.HOM}}{0,95}. \quad (2.35)$$

$$I_{\max.TR} = \frac{S_{TR.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}; \quad (2.36)$$

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

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

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_k = B_{KП} + B_{Ka} = (B_{Пc} + B_{Пг} + B_{Пгс}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*Пг} \cdot I_{П.,o,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{П.,o,г}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{П.,o,г}^2 \cdot T_{a,г} + 4 \cdot I_c \cdot I_{П.,o,г} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,г})),$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ c}$; $B_{*Пг} = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{a,г} = 0,54 \text{ c}$; $I_{П.,o,г} = 40,3 \text{ кА}$;

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

$$B_k = (69,6^2 + 0,3 \cdot 40,3^2 + 2 \cdot 69,6 \cdot 40,3 \cdot 0,52) \cdot 4 + (69,6^2 \cdot 0,26 + \\ + 40,3^2 \cdot 0,54 + (4 \cdot 69,6 \cdot 40,3) / (1/0,26 + 1/0,54)) = 37099 (\text{kA}^2 \cdot \text{c}).$$

Коло генератора 500 МВт.

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

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

Імпульс квадратичного струму:

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

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ c}$; $B_{*Пг} = 0,3$; $T^* = 0,52$; $T_{a,г} = 0,478 \text{ c}$; $I_{П.,o,г} = 78,9 \text{ кА}$;

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

Сторона АТЗ 35 кВ:

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

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

РУ ВП-6 кВ:

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

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{нод}}^2 (0,5T_{\text{д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{нод}} (T_{\text{д}}' + T_{\text{асх}}), \quad (7.20)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{нод}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{нод}}};$$

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

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

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури проводимо в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Вибір комутаційної апаратури

ВРУ-500 кВ	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
Розрахункові дані	HPL-550 В2-53/4000	D BF-550/4000 Т1
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 951 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 11,65 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 53 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 13,47 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 12 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 53 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 32,63 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 66,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терттер}}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терттер}}^2 = 512 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ	Каталожні дані	
Розрахункові дані	Вимикач	Роз'єднувач
	HPL-170 В1-50/4000	D BF-110/4000 Т1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 126 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 2145 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

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

2.9 Вибір шин ВРП, ГРП ТА РТВП

ВРУ-500 кВ. Збірні шини:

$$I_{мах} = 951 \text{ (А)};$$

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

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

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

$$I_{доп} = 900 \text{ (А)}; D = 6 \text{ (м)}.$$

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

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D, \quad (2.37)$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

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

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.38)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

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

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.39)$$

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

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

n – кількість проводів у фазі, шт..

При $n = 2$:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} \quad (2.40)$$

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}$$

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

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

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

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

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

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

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (2.41)$$

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

Умова не виконується.

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

$I_{\text{доп}} = 950$ А.

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

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

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

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{4 \cdot 1,875 \cdot \lg \frac{756}{20,54}} = 18,9 \text{ (кВ / см)};$$

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

Умова виконується.

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

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 2145 \text{ А};$$

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

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

Вибираємо три проводи марки АС 400/22:

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

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

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

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

Перевірка за максимальним струмом:

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

Перевірка на коронування:

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

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

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

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

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

Умова виконується.

Вибір пофазно-екранованого струмопроводу.

Генератор 300 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи:

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

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

$$I_{max} = 10,7 \text{ кА} < I_{ном} = 12,5 \text{ кА;}$$

$$i_y = 112,96 \text{ кА} < i_{дин} = 400 \text{ кА.}$$

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

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

$$I_{max} = 0,732 \text{ кА} < I_{ном} = 1,2 \text{ кА;}$$

$$i_y = 301,39 \text{ кА} < i_{дин} = 400 \text{ кА.}$$

Генератор 500 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

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

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

$$I_{\max} = 17,894 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 221,04 \text{ кА} < i_{\text{ДИН}} = 560 \text{ кА}.$$

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

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

$$I_{\max} = 0,732 \text{ кА} < I_{\text{НОМ}} = 3,15 \text{ кА};$$

$$i_y = 462,68 \text{ кА} < i_{\text{ДИН}} = 750 \text{ кА}.$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{\max} = 390 \text{ А};$$

$$I_{\text{н,о}} = 20,05 \text{ кА};$$

$$i_y = 68,46 \text{ кА};$$

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

$$v_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо шини алюмінієві коробчастого перерізу:

$$q = 2(100 \times 45 \times 4,5) \text{ мм}^2, I_{\text{доп.НОМ}} = 2820 \text{ А}, q = 2 \times 775 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.НОМ}} \geq I_{\max}; \quad (2.42)$$

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

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.43)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{288,6 \cdot 10^6}}{90} = 189 \text{ мм}^2 < q = 2 \times 775 = 1550 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де функція } C = 90 \left[\frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2} \right].$$

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо [6]:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.44)$$

де $\sigma_{\text{розр}}$ і $\sigma_{\text{доп}}$ – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин;

$\sigma_{\text{ф}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

$\sigma_{\text{п}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії полос, МПа.

Припускаємо, що швелери мають жорстке зварення на всій довжині і розташовані вздовж вершини прямокутного трикутника, тоді $\sigma_{\text{п}}=0$, момент опору пакету шин $W_{y0-y0} = 48,6 \text{ см}^3$.

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\text{ф}} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (2.45)$$

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

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

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

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

Шини механічно стійкі.

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

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.46)$$

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

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{\text{із}} + c + \frac{h}{2}}{H_{\text{із}}}. \quad (2.47)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИОР-20-16,00 УХЛЗ [6]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$F_p = 16000 \text{ Н};$$

$$H_{iz} = 210 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{210 + 4,5 + \frac{100}{2}}{210} = 1,26.$$

$$F_{розр} = K_h \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.48)$$

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

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-20/2000-1250УХЛ1 [6]:

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$F_p = 12500 \text{ Н};$$

$$l_{iz} = 886 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.49)$$

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

РУВП-6 кВ. Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-1600-75 [6]:

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

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

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

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

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

Вибираємо кабель марки ААШв, 6 кВ, трьох жильний.

Економічний переріз:

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

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

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

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

Перевірка на термічну стійкість:

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

Кабель підходить.

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

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

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1087 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 35,76 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 81,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r^2 = 8,64 \text{ Ом}$	$r^2_{\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- а) варіант виконання вторинних обмоток: 0,2/10Р ;
- б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;
- в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів: $l_{\text{розр}} = 175 \text{ м}$;
- г) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$.

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.12).

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	–	2,5
Разом:		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.50)$$

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

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.51)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.52)$$

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

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

Вторинне навантаження:

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

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

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

$$U_{3\text{дод}} = 100 \text{ (В)}; S_{2\text{ном}0,5} = 100 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

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

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}$, В·А	$n_{\text{обм}}$, шт	Cos φ	Sin φ	$n_{\text{прил}}$, шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

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

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

Таблиця 2.14 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-500 кВ	ТВ-500	НКФ-М-500-П
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1

Автотрансформатор зв'язку:		
сторона ВН:	ТВТ-500	—
сторона СН:	ТВТ-110	—
сторона НН:	ТШЛ-35	ЗНОЛ.06-10УЗ
Блочний трансформатор БТ ₁ :		
сторона ВН:	ТВТ-500	—
сторона НН:	ТШ-20	—
Блочний трансформатор БТ ₂ :		
сторона ВН:	ТВТ-110	—
сторона НН:	ТШ-20	—
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR1:		
сторона ВН:	ТВТ-110	—
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ
Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2:		
сторона ВН:	ТШЛ-35	—
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ
Турбогенератор 300 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-20
Турбогенератор 500 МВт	ТШ-20	ЗНОМ-20
ТВП ₁ :		
сторона ВН:	ТШ-20	—
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ
ТВП ₂ :		
сторона ВН:	ТШ-20	—
сторона НН:	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6УЗ

2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

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

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

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

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

Проводимо перевірку:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$i_y \leq i_{дин};$$

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

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

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

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

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

Всі умови виконуються.

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

Проводимо перевірку:

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

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

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

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

Всі умови виконуються.

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

2.12 Вибір акумуляторної батареї

Виконаємо розрахунок АБ для блоку 500 МВт (одна батарея на блок).

Розрахунок навантаження установки постійного струму [6] зведений в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15– Підрахунок навантажень на АБ

Електроприймач	К- ть	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	I _{ав} , А	I _т , А
Постійне навантаження	—	—	—	25	—	25	25
Аварійне освітлення	—	—	—	130	—	130	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонаосу ущільнень генератора	1	25	128	120	300	120	—
Електродвигун аварійного маслонаосу змазки турбін	1	42	214	140	540	140	540
Електродвигун аварійного маслонаосу ущільнень генератора	1	42	216	200	540	—	540
Разом						445	1135

Визначаємо використання одного акумуляторного блоку типу СК на кожен блок. Акумуляторна батарея функціонуватиме у режимі постійної підзарядки за схемою із елементним комутатором (див. рисунок 12.1).

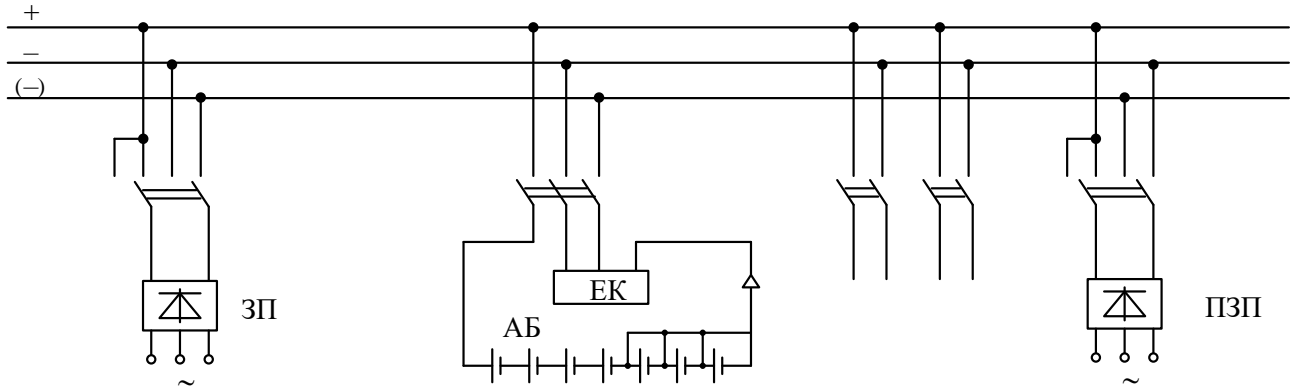


Рисунок 12.1 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – приводний електродвигун змінного струму).

Визначимо, що розрахункова тривалість аварійного навантаження становить 0,5 години. Відповідно до [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{ш} = 230$ В, а напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{кз} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}\text{C}$.

З таблиці 12.1 впливає:

$$I_{ав} = 445 \text{ (А)};$$

$$I_T = 1135 \text{ (А)}.$$

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}; \quad (2.53)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (2.54)$$

де $U_p = 1,75$ В [1] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130;$$

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0; \quad (2.55)$$

$$n_{\text{дод}} = 130 - 108 = 22.$$

У режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В, відбувається приєднання до шин

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (2.56)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ А/Н}$ [1] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, залежить від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot \frac{445}{25} = 18,69.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [6]: $N = 20$ (СК-20).

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_{\text{т}}}{46}; \quad (2.57)$$

$$N < 20; \quad (2.58)$$

$$\frac{1135}{46} = 24,67.$$

$20 < 24,67$, збільшуємо типовий номер до 28.

Перевіряємо в умовах короткочасного аварійного навантаження згідно з допустимою напругою:

$$j > \frac{I_{\text{т}}}{N}, \quad (2.59)$$

де коефіцієнт j визначається відповідно до кривих на рис. 12.2 [6], з урахуванням забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача на рівні 85% $U_{\text{ном}}$ і з урахуванням падіння напруги в кабелі на рівні 5% $U_{\text{ном}}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > \frac{1135}{28} = 35,46 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-28.

Підзарядний пристрій (ПЗП) обирається відповідно до розрахункових значень струму і напруги в нормальному режимі. Розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї приймається рівним 0,15 N [1]:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.60)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (таблиця 11).

$$I_{\text{ПЗП}} = 20 + 0,15 \cdot 28 = 24,8 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.61)$$

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

Для функції підзарядки застосовуються агрегати із твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80, призначені для напруги 260 В і струму 40 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть додаткового навантаження. Таким чином, розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою для додаткових елементів залишаються незмінними:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.62)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 28 = 1,6 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.63)$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

Вибираємо автоматичний пристрій зарядки акумуляторів типу АРН-3, який постачається разом з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2. Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою залишаються незмінними:

$$I_{3П} = I_{\text{пост}} + 5N ; \quad (2.64)$$

$$I_{3П} = 20 + 5 \cdot 28 = 180 \text{ (A)};$$

$$U_{3П} = U_3 \cdot n; \quad (2.65)$$

$$U_{3П} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800 ($U_{\text{ном}}=380 \text{ В}$, $I_{\text{ном}}=800 \text{ А}$).

3 СХЕМИ ВІДКРИТИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ

3.1 Вимоги, пропоновані до схем електроустановок

Вимоги, які висуваються до електричної схеми електроустановки (станції, підстанції), слід розглядати як критерії, що стосуються не лише самої схеми, а й установки в цілому, оскільки саме схема визначає основне електричне обладнання та експлуатаційні властивості установки. Зазначені вимоги, які визначаються на етапі проектування та закріплені в Нормах технологічного проектування електростанцій і підстанцій (НТП), затверджених Міненерго, охоплюють наступне [8]:

1) Забезпечення відповідності електричної схеми умовам роботи станції (підстанції) у енергосистемі, очікуваним режимам та, для станцій, відповідність технологічній схемі.

2) Забезпечення зручності експлуатації, що включає простоту та наочність схеми, мінімальну кількість переключень, пов'язаних із зміною режиму, та доступність електричного обладнання для ремонту без порушення режиму установки.

3) Забезпечення зручності будівництва електричної частини з урахуванням послідовності введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній.

4) Забезпечення можливості автоматизації установки в економічно доцільному обсязі.

5) Забезпечення достатньої та економічно обгрунтованої ступені надійності.

Остання вимога вимагає ретельного роз'яснення. Термін "надійність", згідно з Держстандартом 13377-75 [10], визначає властивість об'єкта (елементів устаткування, системи, що складається з ряду елементів, або електроустановки в цілому) виконувати свої функції та утримувати значення експлуатаційних параметрів встановлених межах протягом тривалого часу. Поняття "надійність" електричної станції чи підстанції визначається як властивість (здатність)

постачання електроенергії в мережу відповідно до запланованого графіку та забезпечення споживачів електроенергією, утримуючи якість електроенергії в межах, визначених чинними нормативами.

Оцінка кількісної надійності об'єкта проводиться за допомогою ряду показників, які вибираються та обґрунтовуються з урахуванням особливостей об'єкта, умов його експлуатації та можливих наслідків відмов, що є результатом порушень його працездатності.

Імовірність відмов елементів електричної схеми прямо залежить від якості виробів і методів експлуатації. Навіть при високоякісному обладнанні та високому рівні експлуатації, відмови є необхідні через ряд об'єктивних причин випадкового характеру, таких як неврахувані впливи, які вимагають введення непотрібних запасів. Відмови розглядаються як випадкові події, тому для аналізу надійності використовуються методи математичної теорії ймовірностей.

Для кількісної оцінки випадкових величин у теорії ймовірностей застосовується концепція математичного очікування випадкової величини, або середнього її значення, з урахуванням ймовірності різних можливих значень. Наприклад, частоту відмов елементів електричного устаткування характеризує параметр потоку відмов, тобто середню кількість відмов за одиницю часу. Якщо, наприклад, в групі з r елементів, що працюють в ідентичних умовах, протягом t років спостерігається m відмов, то параметр потоку відмов розраховується як m/t , і виражається у вимірах 1/рік, що складає $v = m/(nt)$.

Ще одним показником, який вказує на надійність, є час відновлення або час змушеного простою, який визначає середній час, необхідний для виявлення та усунення одного відмовлення. Якщо час, витрачений на виявлення та усунення першого, другого, ..., m -го відмовлень, складає t_1, t_2, \dots, t_m годин відповідно, час відновлення можна визначити за наступним виразом.:

$$T_B = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m V_i$$

Величини V_i та T_B є ключовими показниками надійності, які визначаються для типових елементів системи (енергоблоків, силових трансформаторів, ліній,

електричних апаратів і інших) з достатньою точністю на основі статистичних даних та експлуатаційного досвіду станцій та підстанцій, і вони подаються у відповідних довідниках. Зменшення значень параметрів потоку відмов та часу відновлення свідчить про високу надійність електроустановки.

Оцінка надійності схеми розподільного пункту та електроустановки в цілому є складним завданням через велику кількість елементів з можливими відмовами. Також потрібно враховувати можливість збігу декількох подій. Для розподільних пунктів великих електростанцій характерні наступні події [10]:

- відключення окремих приєднань (агрегатів, ліній, автотрансформаторів зв'язку й ін.), викликані ушкодженнями цих елементів при нормальному стані схеми;

- аналогічні відключення під час ремонтних робіт або часткового відключення елементів розподільного пункту; в цьому випадку може відбутися накладення двох подій — зовнішнього замикання та ремонту елементів розподільного пункту;

- відключення системи або секції розподільних шин через ушкодження в межах розподільного пункту або через відмову відповідного вимикача відключити ушкоджену ділянку (зовнішнє замикання може збігатися з відмовою відповідного вимикача), а також інші події.

Такі події можуть призводити до порушень нормального функціонування системи, дефіциту потужності, зниження частоти, порушення електропостачання споживачів і, в кінцевому підсумку, до збитків для національної економіки. Для визначення впливу кожного такого випадку на нормальну роботу розподільного пункту та електроустановки в цілому, необхідно визначити значення показників V_i та T_v для кожного типового випадку порушення нормальної роботи.

Розрізняють дві категорії збитків в електроенергетичних системах [10]:

- а) Збиток для системи, який виникає при будь-якому порушенні нормальної роботи станцій, підстанцій, мереж, незалежно від того, чи відбувається при цьому порушення електропостачання споживачів чи ні. Системний збиток може виникнути через недовиробіток електроенергії на

окремих станціях, витрати, пов'язані з відновленням ушкодженого устаткування, додаткові витрати палива резервними агрегатами, які, як правило, менш економічні, і додаткові втрати електроенергії в мережах через менш ефективний розподіл потоків потужності та інші причини;

б) Збиток для споживачів електроенергії, що виникає внаслідок перерв і обмежень у подачі енергії, призводячи до простоїв промислових підприємств, недовиробітку продукції, поломок устаткування і інших наслідків.

Отже, ймовірний економічний збиток, зумовлений відмовами електроустаткування в розглянутій схемі електроустановки, дорівнює сумі збитку для системи та збитку для споживачів. Перша складова залежить від наявного резерву потужності, схеми мереж, наявності зв'язків із сусідніми системами та інших факторів. Друга складова залежить від складу споживачів, виду виробництва, схеми електропостачання і т.д.

На даний момент відсутній загальноприйнятий метод визначення ймовірного збитку для системи та споживачів. Зазвичай збиток визначається пропорційно потужності відключених агрегатів або відключеного навантаження споживачів та тривалості аварійного стану. При цьому використовують значення питомого збитку, яке відноситься до одиниці відключеної потужності або одиниці недовідпущеної електроенергії.

Для підвищення надійності електричної частини станцій та підстанцій застосовуються такі заходи [8]:

- дублювання ліній, трансформаторів, елементів електричного устаткування, таких як системи збірних шин, вимикачі і т.д.;
- секціонування збірних шин і мереж за допомогою вимикачів з відповідними автоматичними пристроями;
- встановлення обхідних віток з обхідними вимикачами для заміни основних вимикачів під час ремонтних робіт і т.д.

Зазначені заходи зазвичай пов'язані з додатковими інвестиціями, ефективність яких може бути визначена відповідним розрахунком.

3.2 Проектування електричних схем електростанції, підстанцій техніко-економічний аналіз

Перед проведенням проектування електричних схем електростанцій та підстанцій виконується техніко-економічний аналіз, що передбачає розробку схеми розвитку електроенергетичної системи або її відокремленого фрагмента на прогнозований період тривалістю 10-15 років. Цей аналіз охоплює такі ключові аспекти [8]:

- Визначення обсягів та режимів споживання електроенергії та тепла в розглянутому районі.
- Аналіз наявних паливно-енергетичних ресурсів у регіоні.
- Обґрунтування схеми розміщення, потужності та порядку будівництва електростанцій.
- Визначення системи номінальних напруг та конфігурацій основних мереж системи, включаючи лінії зв'язку з іншими системами, а також порядок будівництва.
- Орієнтовна оцінка необхідних капітальних вкладень та потреби в паливі та обладнанні.

Процес розробки перспективної схеми розвитку системи породжує різні варіанти, які підлягають подальшому аналізу і порівнянню з точки зору техніко-економічних показників. Зіставлені варіанти повинні бути взаємозамінними та забезпечувати однаковий енергетичний ефект при заданих режимах споживання електроенергії. На основі цього аналізу видається завдання на технічний проект конкретної електростанції. Задача включає в себе такі дані:

- Встановлена потужність станції.
- Характеристики основного енергетичного обладнання, прийнятого в технологічній частині проекту (турбіни, генератори, котли).
- Порядок введення агрегатів в роботу.
- Робочий режим станції та її місце в добових графіках системи.

- Електричні навантаження протягом проектного періоду, їх характеристики та розподіл по рівнях напруги.
- Схеми мереж, які приєднуються до станції, з вказівкою кількості ліній, напрямків та переданих потужностей.
- Дані щодо струмів короткого замикання від системи.
- Особливі умови, які слід враховувати при проектуванні.

Виходячи з цього завдання та відповідно до нормативно-технічних положень [10], інженер-проектувальник розробляє різні варіанти основної схеми станції, зазначаючи потужності генераторів, трансформаторів, збірних шин різних рівнів напруги, ліній, що підлягають приєднанню, комутаційні апарати, реактори і таке інше. Кількість варіантів визначається конкретними умовами, проте ті варіанти, що не відповідають основним вимогам, відкидаються.

У присутності розподілених підстанцій з кількома рівнями напруги, пов'язаними через автотрансформатори, складають баланси потужності для кожної підстанції та визначають очікувані перетоки потужності між ними. Баланси формуються для характерних режимів, таких як максимальне та мінімальне навантаження, різна кількість активних агрегатів та аварійні умови, коли перетоки різко збільшуються. Складання балансів потужності може також бути необхідним у випадку підстанцій з секціонованими збірними шинами, де можлива окрема робота секцій або їх зв'язок через секційні реактори. Форма балансів може варіюватися залежно від умов. При значних відмінностях у коефіцієнтах потужності генераторів, навантажень тощо, розрахунки виконуються у складній формі.

Далі проводять розрахунки струмів короткого замикання і вибір вимикачів. Такі розрахунки виконуються для кожного варіанта схеми, оскільки струми короткого замикання визначають типи вимикачів і вартість підстанції. Також розглядають випадки примусового відмовлення від обраного варіанта схеми через надто великі струми короткого замикання.

Для обраних варіантів схеми визначають щорічні втрати енергії в трансформаторах (автотрансформаторах), оскільки вартість втраченої енергії є одним із показників економічності [5].

Як оціночний критерій ефективності порівнюваних варіантів реалізації електроустановки приймають загальні розрахункові витрати, виражені в гривнях на рік, що складаються з трьох компонентів:

$$Z = K \cdot p_n + I + Z$$

де K представляє капітальні витрати на проектувану установку; R_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, установлений для енергетичних розрахунків на рівні 0,12; I відображає щорічні витрати на виробництво; Z визначає ймовірний народногосподарський збиток, спричинений можливими порушеннями нормальної роботи системи та втратою електропостачання для споживачів.

При розрахунку капіталовкладень використовують узагальнені показники вартості, які віднесені до одиниці основного обладнання (трансформатори, РП-комірки та ін.), охоплюючи вартість обладнання, будівельних і монтажних робіт, а також накладні витрати. Розміщення капіталовкладень у часі зазвичай не враховується. Допускається обчислення вартості лише тих елементів установки, які відрізняються в порівнянних варіантах.

Витрати на виробництво включають витрати на амортизацію обладнання, його обслуговування та поточний ремонт, а також вартість електроенергії, яка втрачається щорічно в трансформаторах, реакторах та лініях.

3.3 Схеми розподільчих пристроїв

Розподільні пристрої станцій і підстанцій характеризуються різноманітністю параметрів, таких як номінальна напруга, кількість та потужність підключених генераторів і трансформаторів, видача потужності в мережу, кількість ліній, режим роботи та перспективи розвитку. У зв'язку з цим існують різні вимоги до окремих розподільних пунктів, що призводить до застосування різноманітних схем. Збірні шини можуть бути виконані як

одиначні, так і подвійні, і в деяких випадках передбачається третя допоміжна система шин. З'єднання джерел енергії і ліній зі збірними шинами може бути виконано різними способами. Співвідношення кількості вимикачів до кількості приєднань зазвичай коливається від 1 до 2 в найбільш розповсюджених схемах. Для схем з невеликою кількістю приєднань застосовуються спрощені варіанти з ще меншим співвідношенням вимикачів до приєднань. Таким чином, капітальні вкладення і приведені витрати, що характеризують економічність розподільних пунктів, можуть значно варіюватися.

Завдання інженера-проектувальника полягає в адекватній оцінці вимог, які ставляться до проектуваного розподільного пункту, та в обґрунтованій структурі електричної схеми. При цьому враховуються норми технологічного проектування станцій і підстанцій, а також типові схеми, які вже використовуються і добре вивчені з точки зору експлуатаційних властивостей та техніко-економічних показників.

У цьому розділі подано опис та аналіз типових схем розподільних пунктів станцій і підстанцій, що використовуються в українських енергетичних системах. Багато інших варіантів схем, прийнятих за кордоном, що можуть бути розглянуті як похідні від основних, в даному випадку не розглядаються. На представлених схемах показані виключно вимикачі та роз'єднувачі. Вимірювальні трансформатори та інші елементи навмисно виключені для фокусування уваги на основних елементах.

3.4 Розподільні пристрої з однією системою збірних шин

У пристроях даного типу, зображених на рисунку 3.1 (а), кожне з'єднання включає, в загальному випадку, вимикач і два роз'єднувачі - шинний і лінійний. Відомо, що вимикачі використовуються для автоматичного та неавтоматичного відключення та включення приєднань. Роз'єднувачі є обов'язковими для ізоляції апаратів та приєднань на період їхнього ремонту від сусідніх частин системи, які залишаються під напругою [7].

Термін "ізоляція" в даному контексті слід розглядати як утворення видимого розриву в повітрі, що забезпечує безпеку для людей. Наприклад, при ремонті вимикача на певному приєднанні його необхідно ізолювати від збірних шин і мережі, оскільки лінія, відключена від джерела енергії, може залишатися включеною з іншого кінця.

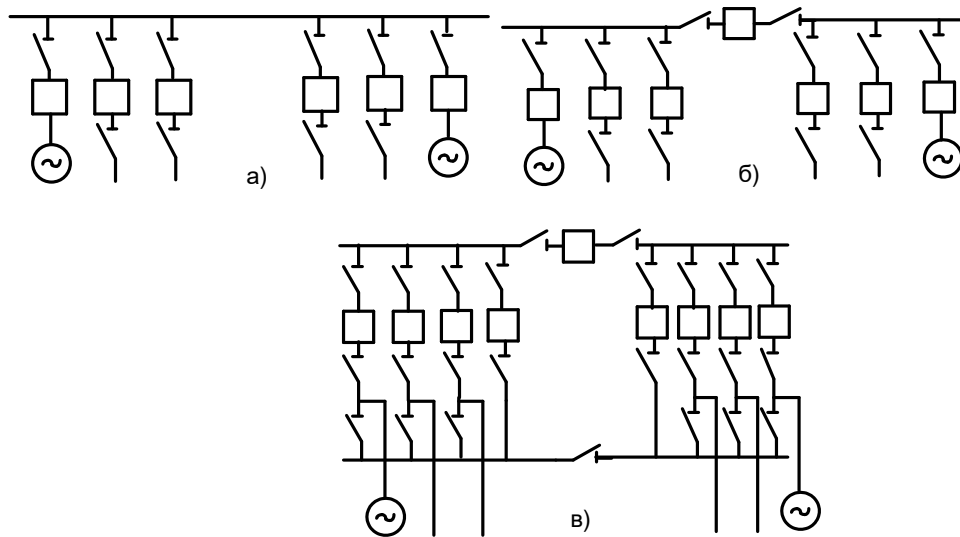


Рисунок 3.1 Принципова схема РП з однією системою збірних шин
 а — шини не секціоновані; б — секціоновані шини; в — секціоновані шини й обхідний пристрій.

Лише у випадках, коли можливість подачі напруги з протилежного кінця є виключеною, може бути відсутніми лінійні роз'єднувачі. Це особливо стосується приєднань двохобмоткових трансформаторів, оскільки ремонт вимикача проводиться при відключеному трансформаторі з боку вищої і нижчої напруги. У приєднаннях генераторів лінійні роз'єднувачі також зазвичай не передбачаються [8].

У розглянутій схемі операції з роз'єднувачами можливі тільки при відключеному вимикачі відповідного приєднання. Ясність цієї вимоги та простота РП практично виключають помилкові операції з роз'єднувачами. Однак передбачаються пристрої, які блокують, заважаючи неправильним операціям.

Перевагою розглянутої схеми із однією системою збірних шин є її виняткова простота і, отже, низька вартість. Недоліки включають:

- а) профілактичний ремонт збірних шин і шинних роз'єднувачів пов'язаний із відключенням усього пристрою на час ремонту;
- б) ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів зв'язаний із відключенням відповідних приєднань, що є небажаним, а в деяких випадках неприпустимим;
- в) коротке замикання в зоні збірних шин призводить до повного відключення РП;
- г) те саме стосується зовнішнього замикання і відмови відповідного вимикача приєднання.

Вказані недоліки можуть бути частково усунуті за допомогою зазначених додаткових пристроїв, але це супроводжується збільшенням витрат.

З метою уникнення повного відключення РП при короткому замиканні в зоні збірних шин і для забезпечення можливості їхнього поетапного ремонту введено секціонування збірних шин. Це передбачає їхнє поділ на окремі частини, або секції, з встановленням в точках розподілу вимикачів. Ці вимикачі можуть бути нормально замкнуті або нормально розімкнуті, залежно від конкретної мети. Їх називають секційними вимикачами. Зазвичай роз'єднувачі, які замикані або розімкнені за нормальних умов, рідко застосовуються в пристроях з секціонованими збірними шинами [10].

У секціонованих збірних шинах кожна секція має свої джерела енергії (генератори, трансформатори) і відповідне навантаження. Приєднання розподілені між секціями таким чином, щоб аварійне відключення однієї секції мінімально впливало на роботу системи та електропостачання споживачів. Кількість секцій залежить від числа та потужності джерел енергії, напруги, схеми мережі та режиму експлуатації установки. У РП з великою кількістю секцій збірні шини можуть утворювати кільце.

Секціоновані вимикачі, як правило, роз'єднані при нормальній роботі станції, оскільки генератори повинні працювати паралельно. При короткому замиканні в зоні збірних шин ушкоджена секція автоматично відключається. Інші секції залишаються в експлуатації. Таким чином, секціонування через нормально замкнуті вимикачі сприяє підвищенню надійності РП та

електроустановки в цілому. Важливо відзначити, що в разі відмови секціонованого вимикача відключаються дві суміжні секції, що може призвести до повного відключення у пристроях з двома секціями, хоча імовірність цього є невеликою.

На підстанціях з напругою 6–10 кВ секціоновані вимикачі зазвичай розімкнуті для обмеження струму короткого замикання. Вони постачаються пристроями автоматичного включення резервного живлення (АВР), які автоматично замикають вимикачі в разі відключення трансформатора, щоб не порушувати електропостачання споживачів [8].

З метою забезпечення можливості послідовного обслуговування вимикачів, не перериваючи роботу відповідних ланцюгів, встановлюють обхідні вимикачі та обхідну систему шин у РП, переважно з напругою 110–220 кВ. Умовно вважається, що при нормальній роботі обхідні роз'єднувачі та обхідні вимикачі знаходяться у вимкненому стані. Заміна робочого вимикача обхідним виконується за наступним порядком: спочатку увімкнено обхідний вимикач, щоб переконатися в справності обхідної системи; після цього вимкнено обхідний вимикач; включено обхідний роз'єднувач ремонтovanого приєднання; знову увімкнено обхідний вимикач; вимкнено вимикач, що підлягає ремонту, разом із відповідними роз'єднувачами. Захист ланцюга під час ремонту здійснюється обхідним вимикачем, укомплектованим відповідним реле захисту.

У пристроях із секціонованими збірними шинами та обхідною системою шин (рисунок 3.1, в), строго кажучи, потрібні два обхідні вимикачі. Однак з метою зекономлення можливо використовувати лише один вимикач із двома роз'єднувачами шин, які з'єднують обхідний вимикач з однією або іншою секцією збірних шин. Розподільні пристрої із секціонованою системою збірних шин і обхідною системою шин використовуються на станціях і підстанціях при напругах до 220 кВ. При цьому основною умовою є наявність достатнього резерву в джерелах енергії і лініях, що дозволяє короткочасно відключати одну секцію без порушення роботи електроустановки в цілому.

Пристрої із однією секціонованою системою збірних шин (без обхідної системи) застосовуються в ролі РП для підстанцій 6–35 кВ, РП 6–10 кВ для станцій, зокрема ТЕЦ, та РП для внутрішніх потреб станцій і інших установок. Аналогічні пристрої із обхідною системою шин використовуються для обмеженого кількісно приєднання як РП для станцій і підстанцій напругою 110–220 кВ.

3.5 Розподільні пристрої з двома системами збірних шин

У системах розподільних пристроїв з двома системами збірних шин (зображених на рисунку 3.2, а), кожне приєднання включає в себе вимикач та два шинні роз'єднувачі. Останні призначені для ізоляції вимикачів від збірних шин під час їх ремонту, а також для переключення ланцюгів з однієї системи шин на іншу без припинення їх роботи. В приєднаннях, де це необхідно для безпечного обслуговування вимикачів, передбачені лінійні роз'єднувачі. Додатково врахований шиноз'єднувальний вимикач, функції якого будуть роз'яснені нижче. Другу систему збірних шин за старих часів використовували

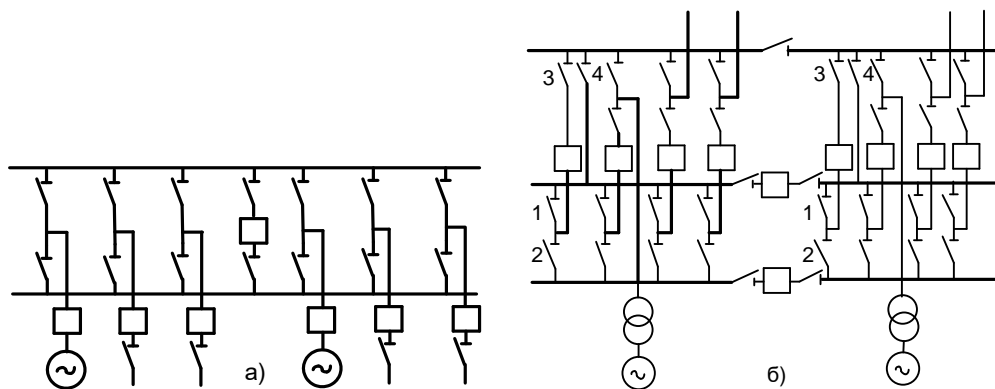


Рисунок 3.2 Принципова схема РП з двома системами збірних шин.

а — шини не секціоновані; б — секціоновані шини й обхідний пристрій.

Другу систему збірних шин у минулому використовували як резервну лише при ремонті основної. В сучасний час на РП 110–220 кВ, де ця схема широко застосовується, другу систему збірних шин використовують постійно

для забезпечення постійної робочої системи, що підвищує надійність електроустановки. При цьому приєднання розподіляють між обома системами для генераторів і навантажень. Шиноз'єднувальний вимикач зазвичай залишається нормально замкненим. Виключення з цього правила можливе лише для обмеження струму короткого замикання. Для захисту збірних шин застосовується диференційний струмовий захист, який забезпечує відключення лише ураженої системи. Під час цього робоча друга система шин з відповідними джерелами енергії і навантаженням продовжує працювати. Робота на одній системі збірних шин допускається лише тимчасово під час ремонту іншої системи, проте це зменшує надійність РП протягом короткого періоду [10].

Порядок операцій під час перемикання приєднань з однієї системи шин на іншу здійснюється за допомогою шинних роз'єднувачів. Операції з роз'єднувачами (включення, відключення) можливі лише в тому випадку, коли електричний ланцюг перед цим був відключений вимикачем або роз'єднувачем, який паралельно обходиться низьким опором. За умови ввімкненого шиноз'єднувального вимикача всі відкриті роз'єднувачі шин об'єднані через збірні шини та шиноз'єднувальний вимикач. Таким чином, можна ввімкнути будь-який роз'єднувач в одній системі та відключити роз'єднувач в іншій без обтічної дії на контактах. У процесі перемикання струм приєднання переноситься з одного роз'єднувача на інший. При відкритому шиноз'єднувальному вимикачі такі операції є неприпустимими. Щоб уникнути випадкового автоматичного відключення шиноз'єднувального вимикача під час перемикання, технічні правила експлуатації електростанцій та мереж рекомендують перед виконанням операцій з роз'єднувачами попередньо відкривати ланцюг електромагніта, що відключає шиноз'єднувальний вимикач, та знову його включати після завершення операцій із шинними роз'єднувачами.

В зазначеному порядку можуть бути переключені з однієї системи шин на іншу частина приєднань, якщо це необхідно при зміні режиму станції і системи, або всі приєднання — при підготовці до ремонту системи шин. В останньому

випадку необхідно після закінчення операцій із шинними роз'єднувачами відключити шиноз'єднувальний вимикач з відповідними роз'єднувачами.

Щоб уникнути неправильних операцій з роз'єднувачами, застосовують блокувальні пристрої. У системах із двома збірними шинами, шинні роз'єднувачі кожного приєднання блокуються разом із шиноз'єднувальним вимикачем. Крім того, передбачається блокування між вимикачем і роз'єднувачами в межах кожного приєднання, вимагаючи використання замків приводів, будь то механічні чи електромагнітні.

Переваги розглянутої схеми з двома системами збірних шин включають такі аспекти: можливість почергового ремонту збірних шин без перерви в роботі приєднань; можливість розподілу системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання або обмеження струму короткого замикання; можливість переключення окремих приєднань відповідно до режиму установки з однієї системи збірних шин на іншу.

Проте недоліки цієї схеми включають: порушення нормальної роботи установки на двох системах під час ремонту однієї з систем, що тимчасово знижує її надійність; відключення обох систем шин при замиканні в шиноз'єднувальному вимикачі; відключення системи шин при зовнішньому замиканні або відмові відповідного приєднання; вимкнення відповідних приєднань під час ремонту вимикачів і лінійних роз'єднувачів; складність розподільної підстанції; збільшення ймовірності ушкоджень в зоні збірних шин через часті переключення з використанням роз'єднувачів, порівняно з пристроями із однією системою при тому ж числі приєднань [8].

Перераховані недоліки можуть бути частково усунуті за допомогою описаних нижче заходів, хоча це вимагатиме додаткових витрат. При великій кількості приєднань використовують секціонування збірних шин. На РП 110—220 кВ системи секціонують обидві системи шин за допомогою нормально замкнутих вимикачів і встановлюють два шиноз'єднувальні вимикачі. Таким чином, РП поділяється на чотири частини, які з'єднані між собою через шиноз'єднувальні та секціонні вимикачі. У РП 6—10 кВ станцій із секціонними

реакторами обмежуються секціонуванням лише однієї системи, а друга використовується як резервна і допоміжна система.

З метою забезпечення можливості почергового ремонту вимикачів без припинення роботи відповідних приєднань встановлюють обхідну систему шин і обхідні вимикачі. У пристроях із двома системами збірних шин можуть об'єднуватися функції обхідного і шиноз'єднувального вимикачів в одному пристрої, що сприяє зменшенню загальної кількості вимикачів. У випадку наявності двох секцій (рисунок 3.2, б) потрібні два таких вимикачі зі сполученими функціями. Під час нормальної роботи роз'єднувачі 2, 3, 4 замкнуті, а вимикачі виконують функції шиноз'єднувальних вимикачів. При ремонті вимикачів приєднань роз'єднувач 4 повинен бути відключений. З двох шинних роз'єднувачів 1 і 2 повинен бути включений роз'єднувач зомбі, а РП поділяється на чотири частини, включаючи ремонтване приєднання та роз'єднувач 3. Схема РП із двома секціонованими системами шин видається складною.

До 1950—1960 років РП із двома системами збірних шин (із обхідною системою і без неї) розглядали як універсальні в українських енергосистемах. Вони широко застосовувалися на станціях і підстанціях при різних напругах, включаючи діапазон від 6 до 220 кВ. Навіть розподільні пристрої потужністю 500 кВ теплових електростанцій було реалізовано за такою схемою.

У сучасних умовах область застосування РП із двома системами збірних шин значно зменшилася. Зазвичай їх використовують на станціях і підстанціях при напругах 110—220 кВ з великою кількістю приєднань. Зазвичай застосовують обхідну систему із використанням обхідних вимикачів. Вважається недоцільним використання РП із двома системами збірних шин як основного обладнання для станцій і підстанцій потужністю 330—500 кВ через складність операцій із роз'єднувачами та важкі наслідки відключення системи шин з потужними агрегатами та лініями при зовнішніх замиканнях і відмовах лінійних вимикачів, а також при замиканнях у шиноз'єднувальних та секційних вимикачах. Сумніви також виникають щодо доцільності застосування РП із

двома системами збірних шин як основного обладнання для станцій типу ТЕЦ напругою 6—10 кВ. У таких пристроях бажано використовувати схему з однією секціонованою системою збірних шин [8].

3.6 Спрощені схеми розподільних пристроїв

Спрощені схеми, що виключають збірні шини або використовують короткі перемички між приєднаннями, отримали розповсюдження для розподільних пристроїв із обмеженим числом приєднань. На рисунку 3.3, а представлена схема пристрою для чотирьох приєднань — двох ліній та двох трансформаторів. В цій схемі передбачені вимикачі на лініях, ймовірність пошкодження яких виявляється значною в порівнянні з ймовірністю пошкодження трансформаторів. Третій вимикач розташований на перемичці, і таку конфігурацію називають схемою "з мостом". Відключення трансформаторів в разі їхнього ушкодження здійснюється за допомогою двох вимикачів вищої напруги 1—3 або 2—3, а також відповідного вимикача нижчої напруги. Отже, разом із пошкодженням трансформатором відключається і лінія. Швидке відновлення роботи лінії можливе після відключення роз'єднувача ушкодженого трансформатора та включення вимикача на перемичці.

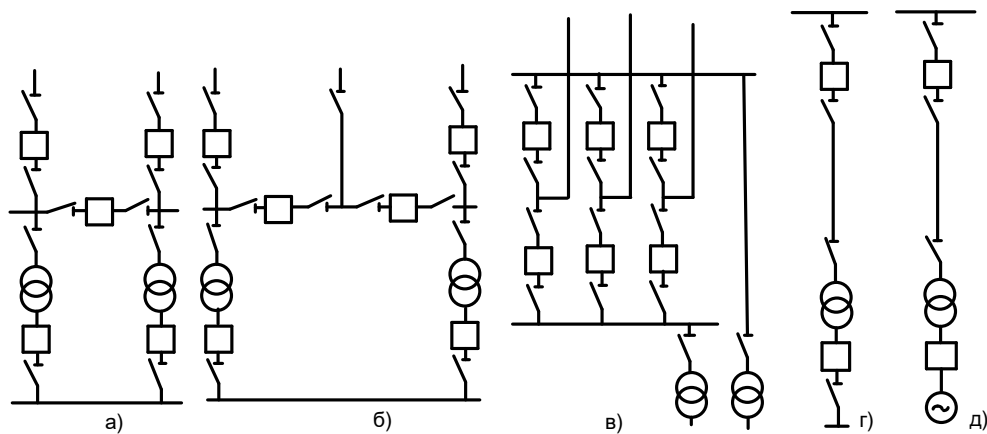


Рисунок 3.3 Спрощені схеми розподільних пристроїв.

а — одиночний міст, б — подвійний міст; в — схема шини — трансформатори; г — блок лінія — трансформатор; д — блок генератор — трансформатор — лінія

У разі наявності трьох ліній і двох трансформаторів (рисунок 3.3, б), необхідно використовувати чотири вимикачі: два для ліній та два для перемичок. Цю конфігурацію відомо як схема з подвійним мостом. При замиканні на середній лінії пристрій розділяється на дві частини, але їхнє повторне з'єднання можливе після відключення роз'єднувача лінії і включення вимикачів перемичок [8].

На рисунку 3.3, вказано альтернативний варіант РП для трьох ліній і двох трансформаторів. У цій схемі передбачено дві системи збірних шин, до яких кожен лінію підключено через два вимикачі. Трансформатори також приєднані до обох систем через роз'єднувачі. Такий розподіл називається схемою "шина-трансформатор". Відключення трансформаторів виконується трьома вимикачами, після чого, відключивши роз'єднувач ушкодженого трансформатора, можна включити вимикачі знову.

До спрощених схем також відносяться блокові схеми, наприклад, схема "лінія-трансформатор" (рисунок 3.3, г), що має вимикачі на відправному та прийомному кінцях. Ця схема дозволяє передавати потужність в обох напрямках. На рисунку 3.3, д показана схема блоку "генератор-трансформатор-лінія" з вимикачами біля генератора та на прийомному кінці лінії.

3.7 Аналіз схеми з двома робочими і обхідний системою шин

Для захисту збірних шин використовується диференціальний струмовий захист, який забезпечує селективне відключення у випадку пошкодження системи. При цьому друга система шин з відповідними джерелами енергії і навантаженням залишається в роботі, дозволяючи тимчасово працювати на одній системі збірних шин під час ремонту іншої. Однак в цей відносно короткий період часу надійність розподільного пристрою зменшується.

Переваги даної схеми з двома системами збірних шин включають:

- Можливість проведення періодичного ремонту збірних шин без припинення роботи приєднань.

- Здатність поділу системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання або обмеження струму короткого замикання.

Недоліки цієї схеми з двома робочими і обхідними системами шин включають:

- Відмова одного вимикача під час аварії призводить до відключення всіх джерел живлення і ліній, приєднаних до даної системи шин. Якщо в роботі знаходиться лише одна система шин, то відключаються всі приєднання.

- Ліквідація аварій затягується через використання роз'єднувачів для переходу з однієї системи шин на іншу. Особливо це актуально, якщо в якості джерел живлення використовуються потужні блоки турбогенератор-трансформатор, оскільки їх пуск після розгерметизації може зайняти значний час.

- Пошкодження шинового з'єднання рівноцінно короткому замиканню на обох системах шин, що веде до відключення всіх приєднань.

- Велика кількість операцій роз'єднувачами при виведенні в ревізію і ремонті вимикачів ускладнює експлуатацію розподільного пристрою.

- Необхідність встановлення шиноз'єднувального, обхідного вимикачів і значної кількості роз'єднувачів збільшує витрати на будівництво розподільного пристрою.

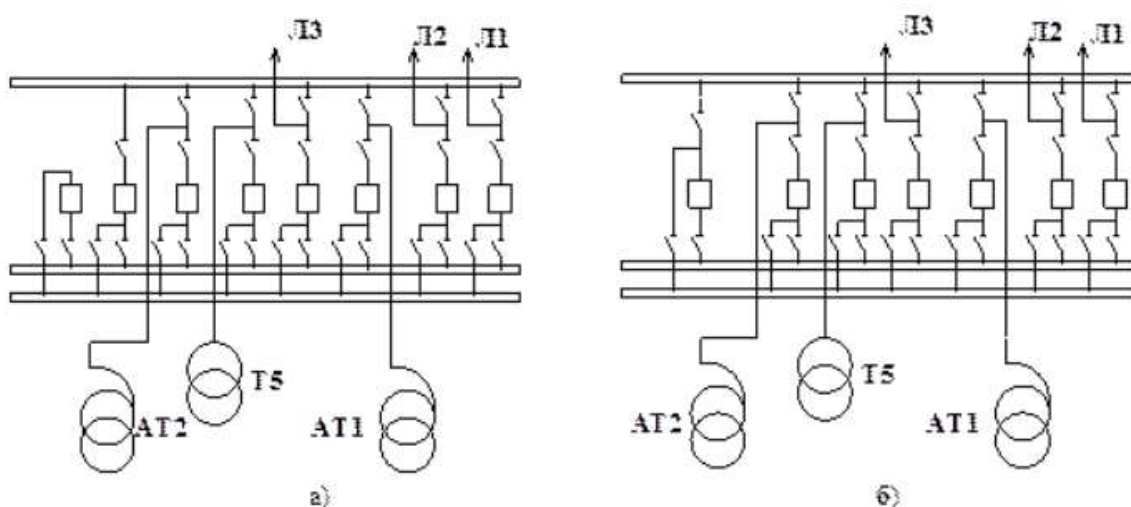


Рисунок 3.4- Схема з двома робочими і обхідний системою шин

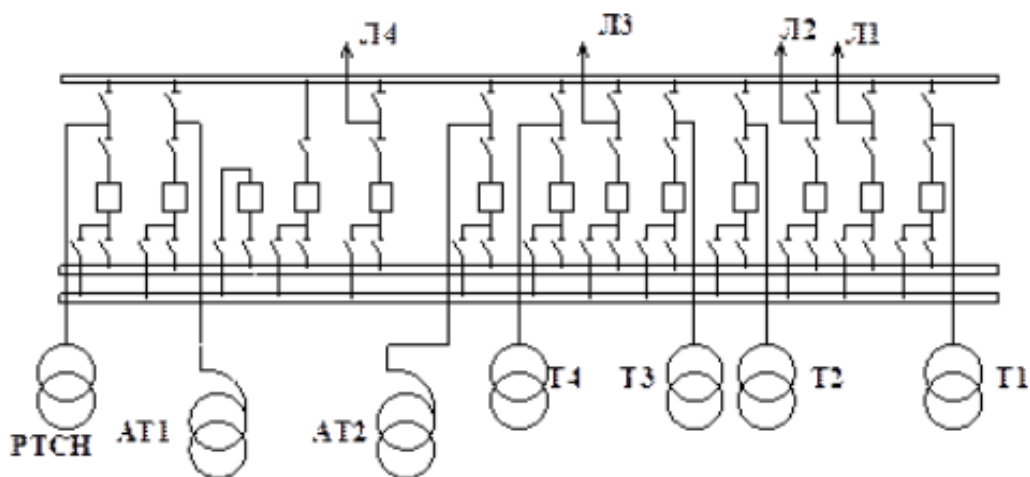
- а) установка окремих обхідного і шиноз'єдувального вимикача;
- б) схема з поєднаним обхідним шиноз'єдувального вимикача.

У випадку необхідності використання ШЗОВ за прямим призначенням, слід провести його відключення, що призведе до розділення робочих систем шин, після чого слід приєднати роз'єднувач і скористатися обхідним вимикачем.

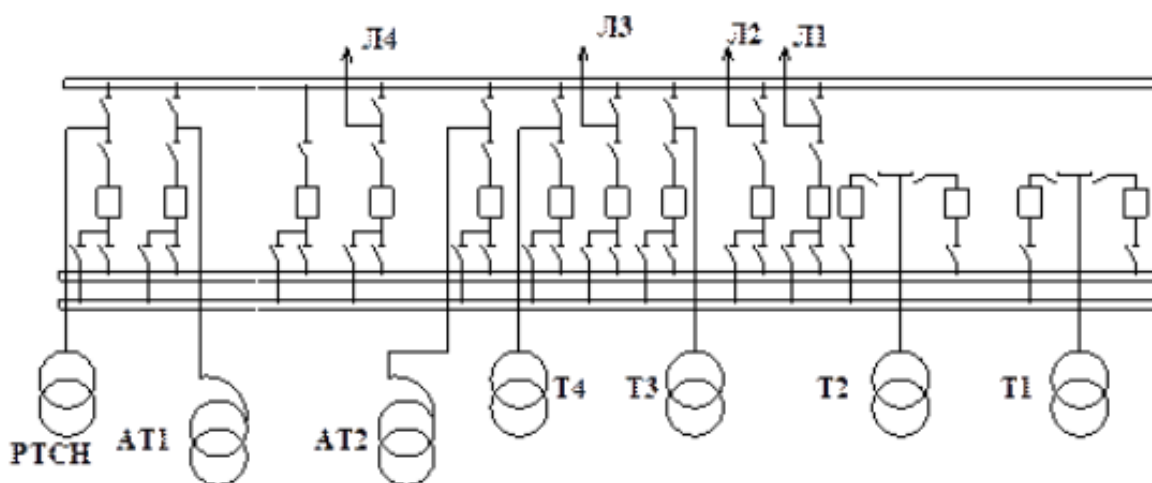
У випадках, де розмикання шин неприпустиме через можливість порушення паралельної роботи джерел живлення, рекомендується передбачити передчасний перехід всіх приєднань на одну систему шин. За умови значної кількості приєднань до системи шин, збільшується кількість операцій для звільнення обхідного вимикача, і, отже, збільшується час, необхідний для заміни вимикачів приєднань. Таким чином, відмова від окремого шиноз'єдувального вимикача рекомендується при числі приєднань не більше семи і потужності агрегатів менше 160 МВт.

Встановлення окремого ШСВ дозволяє забезпечити більшу оперативну гнучкість, проте виправдано лише у випадках, коли це обумовлено конкретними вимогами експлуатації, оскільки це призводить до збільшення капітальних витрат [10].

Висновок полягає в тому, що перший варіант схеми є більш перспективним, оскільки в схемі з об'єднаним ШЗОВ нижча надійність. Експлуатація такої схеми із значною ймовірністю може викликати помилкові перемикання роз'єднувачів, які здійснює обслуговуючий персонал.



а)



б)

Рисунок 3.5 Схема з двома робочими і обхідний системою шин

а) установка окремого ШЗВ і ОВ;

б) приєднання блоку через два вимикача.

Схему розподільного пристрою 110-220 кВ обираємо з двома робочими і обхідними системами шин, де застосовано лише один вимикач на ланцюг. Розглядаємо два варіанти:

а) Установка окремого ШЗВ і ОВ;

б) Приєднання блоку через два вимикача.

У першому варіанті схеми, в нормальному режимі, половина ліній і трансформаторів приєднана до однієї системи шин, а інша половина - до другої системи шин. ШСВ включений, забезпечуючи паралельну роботу всіх приєднань. При відмові одного вимикача приєднань втрачається половина ланцюгів, зберігаючи в роботі іншу половину. В разі відмови ШЗВ втрачаються всі приєднання. При ремонті ШЗВ для збереження паралельної роботи всіх ланцюгів необхідно перевести всі ланцюги на одну систему шин (зі збільшенням небезпеки втрати всього РУ) або перейти на роздільне роботу двох систем шин, що може створювати труднощі в живленні мережі і призводити до збільшення втрат енергії в лініях і трансформаторах через нерівномірне завантаження останніх.

При числі приєднань 11 і менше робочі збірних шин не секціонуються, а при більшій кількості приєднань секціонуються, кожна з двох робочих систем збірних шин.

У РУ з двома системами збірних шин, кожне приєднання має вимикач і два шинних роз'єднувачі. Останній служить для ізоляції вимикачів від збірних шин при їх ремонті, а також для перемикання ланцюгів з однієї системи шин на іншу без перерви в їх роботі. Лінійні роз'єднувачі передбачені в приєднаннях, де це необхідно для безпечного ремонту вимикачів. Шиноз'єднувальний вимикач в нормальному режимі замкнутий. Винятки з цього правила можуть бути зроблені тільки з метою обмеження струму КЗ.

Другий варіант схеми є більш надійним, оскільки функцію ШЗВ виконують два послідовно включених вимикача. Таким чином, підключаються два блоки, усуваючи недолік схеми а), де при відмові ШЗВ втрачається весь розподільний пристрій.

Висновок полягає в тому, що перший варіант схеми є значно дорожчим, оскільки в схемі з приєднанням блоку через два вимикача збільшуються капітальні витрати, особливо при встановленні елегазових вимикачів, що характеризуються високою вартістю.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

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

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

4.1 Нормативна база

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ТЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Небезпечні та шкідливі виробничі фактори.

Класифікація».

- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 кВ.

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

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

При роботі з електричним обладнанням слід користуватись такими нормативними документами:

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

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

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

ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Шкідливі речовини. Класифікація і загальні вимоги безпеки.

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

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

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

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

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

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

4.2 Розрахунок заземлення для впр високої напруги

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

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

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

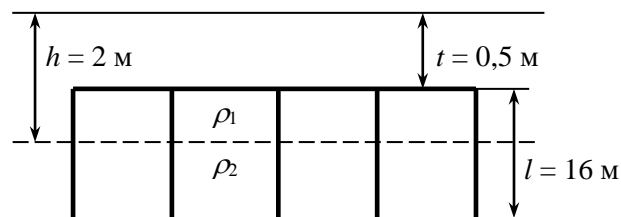
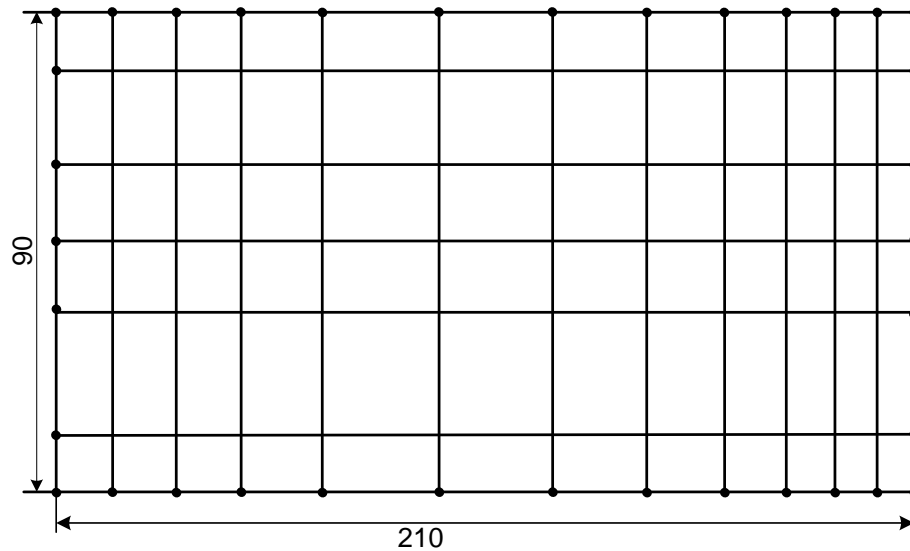


Рисунок 4.1- Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

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

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де L – периметр заземлювача.

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

Еквівалентний питомий опір землі:

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

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

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

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

Опір заземлювача:

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

де L_B , L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних

заземлювачів;

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

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

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

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

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

4.3 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 5.1 а, б).

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами; h_x , h , L – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5]; r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

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

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

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

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

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

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

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{М}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

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

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

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

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

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

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

Таблиця 4.1– Результати розрахунку величин для побудови зон захисту

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

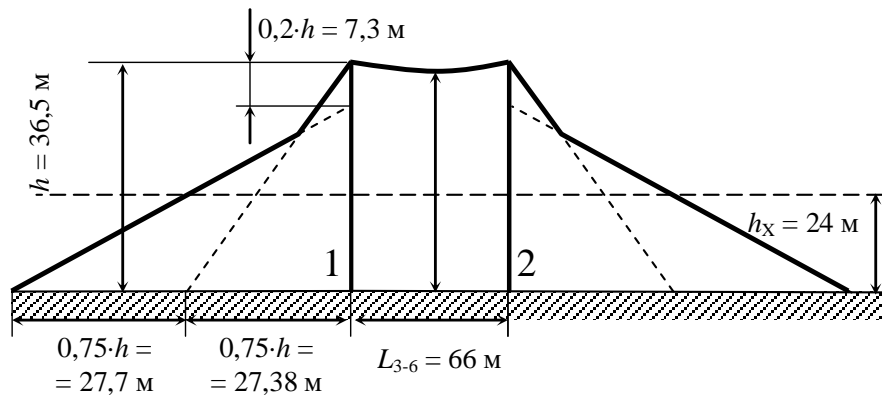


Рисунок 4.2 а. Зони захисту блискаковідводами, вид збоку

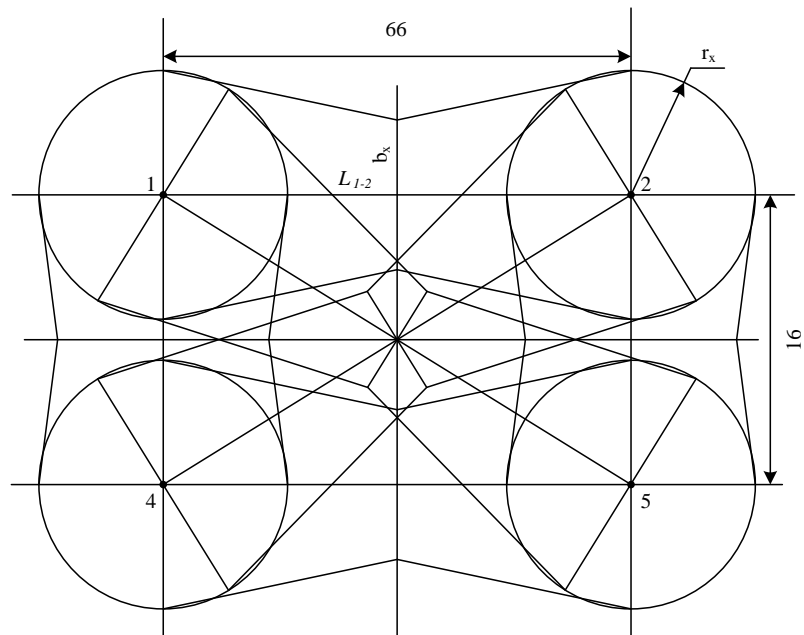


Рисунок 4.2 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху
Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП

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

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

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

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

Визначаємо значення надлишкового тиску, при якому елемент може отримати слабкі та середні руйнування. Результати зводимо в таблицю 4.2

Таблиця 4.2 – Граничні значення надлишкового тиску.

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

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

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

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

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

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

Інтенсивність землетрусу знаходимо за формулою:

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

де M – магнітуда землетрусу, бали;

R – відстань від центру землетрусу, км;

h – глибина епіцентру землетрусу, км.

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

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

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

4.5 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях

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

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

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно – кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузол об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводровові, захищені екранами від впливу ЕМІ [15].

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

Система живлення :

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

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

Система керування [14]:

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

Мікропроцесорна система [14]:

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

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

5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

5.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу [10].

5.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС

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

Всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [6].

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

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт-год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	15960000	2%	638400	48%	15321600	31920000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	912000000	39,0%	592800000	1,0%	15200000	1520000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	14592000	20%	3648000			18240000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	24548000	15%	4332000			28880000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	43320000	5%	2280000			45600000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	3,0%	90%	41040000	10%	4560000			45600000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	7600000					7600000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	48640000	10%	6080000	10%	6080000	60800000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	45600000	45600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	3040000	3040000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	4560000	4560000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	76000000	76000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	15200000	15200000
	Всього по главах 1-13			1107700000		614338400		181001600	1903040000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

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

5.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

Амортизація основних фондів

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

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

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1276678400	7%	89367488
$\Phi 2$	456000000	25%	114000000
$\Phi 3$	580761600	20%	116152320
Разом			216919808

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1276678400 \cdot 7\% + 456000000 \cdot 25\% + 580761600 \cdot 20\% = 216919808 \text{ грн.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{шт} \cdot N_{вст},$$

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

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

$k_{ит}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

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

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підраховавши, отримаємо:

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

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

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

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 5.3 – Розрахунок чисельності персоналу

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

Розрахунок затрат на інші витрати

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

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

де $P_p = 13\%$.

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

Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

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

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

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відн},$$

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

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

Таблиця 5.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

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

Аналіз отриманих результатів

Таблиця 5.5 - Основні техніко-економічні показники ЕС

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

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено проектування теплової електростанції з потужністю 1900 МВт. Станція розрахована на видачу електроенергії в енергосистему та забезпечення місцевих споживачів. Робота включала розрахунок навантаження, техніко-економічний аналіз та вибір обладнання, такого як парогенератори Пп-1600/255 та Пп-950/255, турбіни К-500-240 та К-300-240, турбогенератори ТГВ-500-2У3, ТГВ-300, трансформатори ТЦ-630000/500, ТДЦ-400000/110 та ТЦ-400000/500.

Обрана структурна схема та технічні рішення забезпечують надійність та безперебійне живлення споживачів. Видача електроенергії в систему реалізується на напрузі 500 кВ через 3 ПЛЕП, а живлення місцевих споживачів - на напрузі 110 кВ через 12 ліній.

Проведено розрахунки струмів короткого замикання, вибір струмоведучих частин та розподільчого обладнання. Здійснено аналіз розподільчих пристроїв різних класів напруг та типів. Результати роботи відповідають актуальним нормативам та можуть бути використані для покращення проектних рішень та оптимізації роботи електростанції.

Також, в ході дослідження схем розподільних пристроїв виявлено, що при певних умовах можуть виникати небезпечні ситуації. Рекомендується проведення детального аналізу та впровадження заходів для покращення їхньої роботи у критичних ситуаціях.

Отже, результати дослідження та проектування електричної частини теплової електростанції дозволяють забезпечити стійку та ефективну роботу станції з урахуванням сучасних вимог та стандартів в енергетичній галузі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Енергетична стратегія України на період 2030 р. від 17 серпня 2017 р. № 145-р Київ : Розпорядження // Кабінет міністрів України. – 2017. – С. 75
2. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
3. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
4. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
7. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.

9. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
10. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.7 «Заземлення і захисні заходи електробезпеки»: ПУЕ:2006.
11. IEC 60909-0:2016 - Short-Circuit Currents in Three-Phase AC Systems - Part 0: Calculation of Currents
12. IEC 62271-100:2018 - High-voltage Switchgear and Controlgear - Part 100: Alternating Current Circuit-Breakers
13. Tazvinga H., Nordgaard A., Veneziani M., et al. Stability analysis of nuclear power plant electrical systems: Challenges and solutions. IEEE Transactions on Power Delivery. 2019. Vol. 34, Issue 2.
14. Thakur S., Ghoshal S.P. Power system stability analysis and control issues in nuclear power plants: A review. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020. Vol. 115.
15. Han S., Wei L., Zhang X., et al. Stability analysis of nuclear power plant electrical power system considering wind power integration. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10, Issue 4.

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

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 Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____

(підпис)

Кибалка О.Ю.

(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 1900 МВт з
дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв
08-13.МКР.020.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Вишневський С.Я.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

_____ Ксенич Є.Г.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 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

Передбачається спорудження електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв з двома агрегатами одиничною потужністю 500 МВт та трьома по 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 250 км, потужність віддається по ЛЕП 500 кВ.

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	21.09.23	25.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	26.09.23	01.11.23	розділ 2
4	Дослідження схем розподільних пристроїв	02.11.23	20.11.23	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	21.11.23	25.11.23	розділ 4
6	Техніко-економічна частина	26.11.23	28.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	29.11.23	01.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	02.12.23	04.12.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Презентація

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

Магістерська кваліфікаційна робота Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1900 МВт з дослідженням схемних рішень розподільних пристроїв

Спеціальність 141 – Електроенергетика,
 електротехніка та електромеханіка.

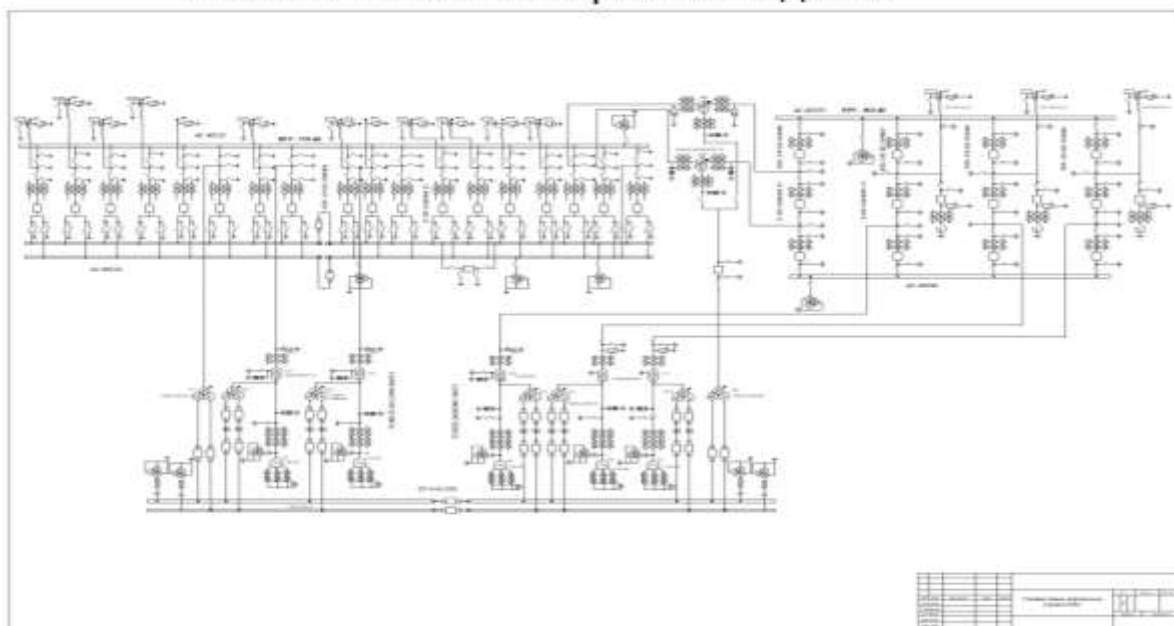
Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. 2ЕС-22м

Ксенич Євген Геннадійович

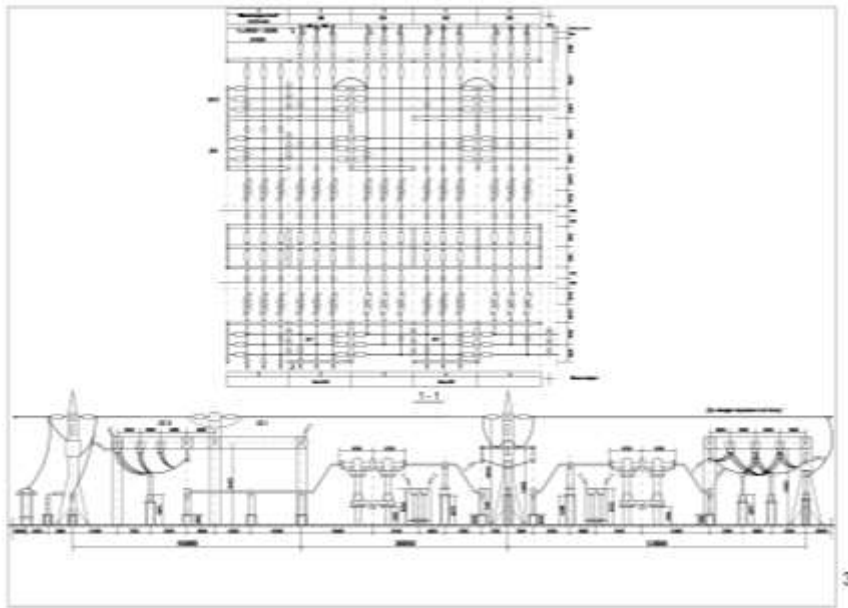
1

Головна схема електричних з'єднань



2

План та поперечний розріз ВРП 500 кВ



• Схема власних потреб КЕС

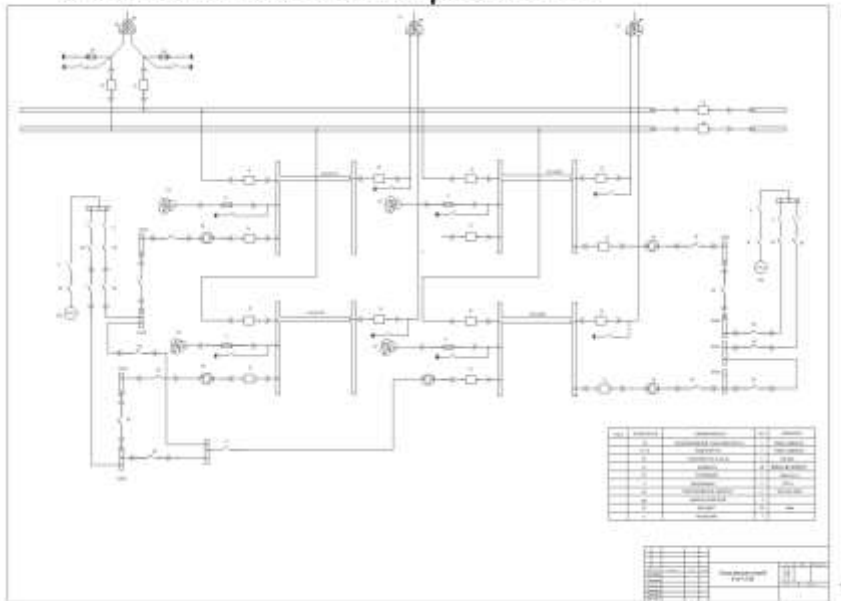
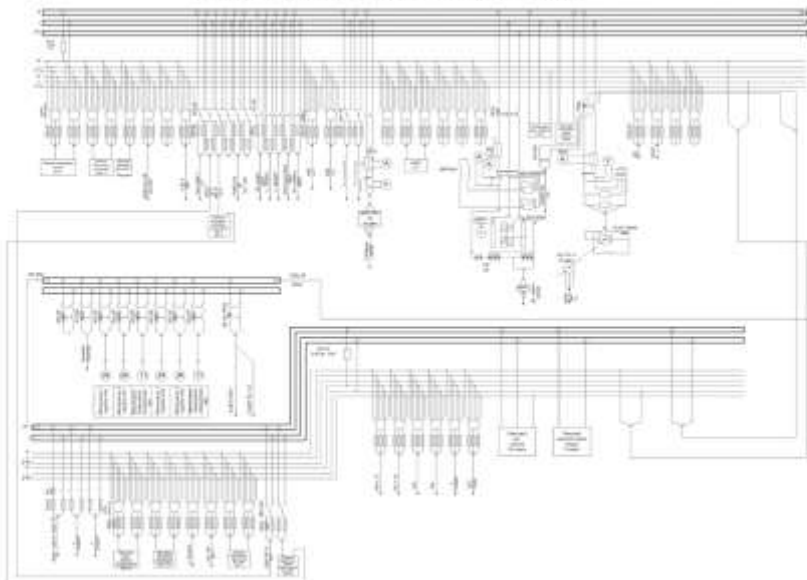
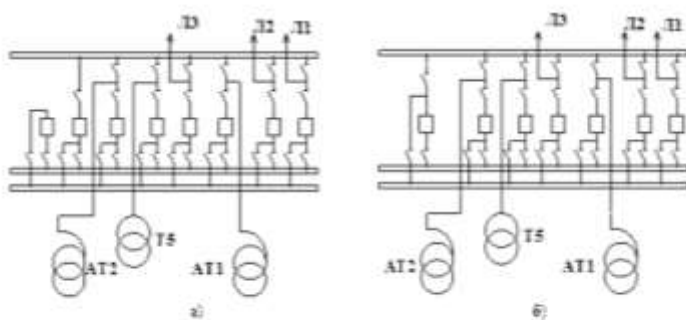


Схема живлення постійним струмом



5

Схема з двома робочими і обхідний системою шин

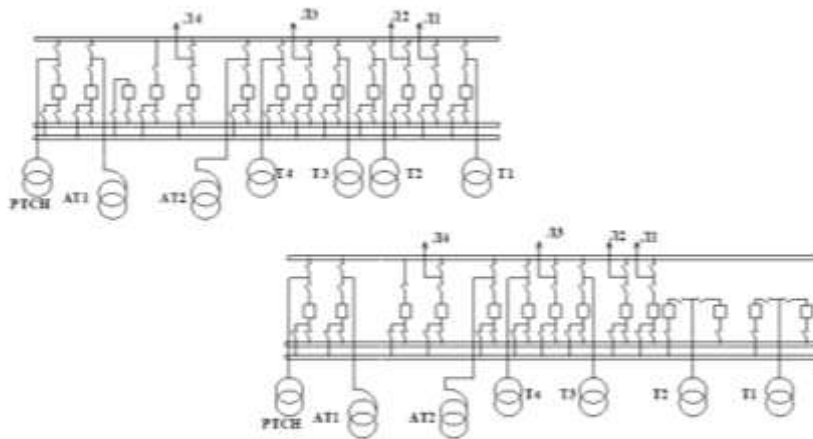


а) установка окремих обхідного і шиноздвального вимикача;

б) схема з поєднаним обхідним шиноздвального вимикача.

6

Схема з двома робочими і обхідний системою шин



б)

- а) установка окремого ШСВ і ОВ;
б) прислання блоку через два вимикача.

7

Основні техніко-економічні показники ЕС

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

8

Висновки

У магістерській роботі проведено проектування теплової електростанції з потужністю 1900 МВт. Станція розрахована на видачу електроенергії в енергосистему та забезпечення місцевих споживачів. Робота включала розрахунок навантаження, техніко-економічний аналіз та вибір обладнання, такого як парогенератори Пп-1600/255 та Пп-950/255, турбіни К-500-240 та К-300-240, турбогенератори ТГВ-500-2У3, ТГВ-300, трансформатори ТЦ-630000/500, ТДЦ-400000/110 та ТЦ-400000/500.

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