

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

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

ПРОЕКТУВАННЯ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 2400 МВт З АНАЛІЗОМ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Виконав: студент 4 курсу групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»
Надобних Н.О. _____

Керівник: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС
Малогулко Ю.В. _____

« 04 » червня 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доцент каф. ЕСС
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

Малогулко Ю.В.
« 06 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 06 » 06 2025 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

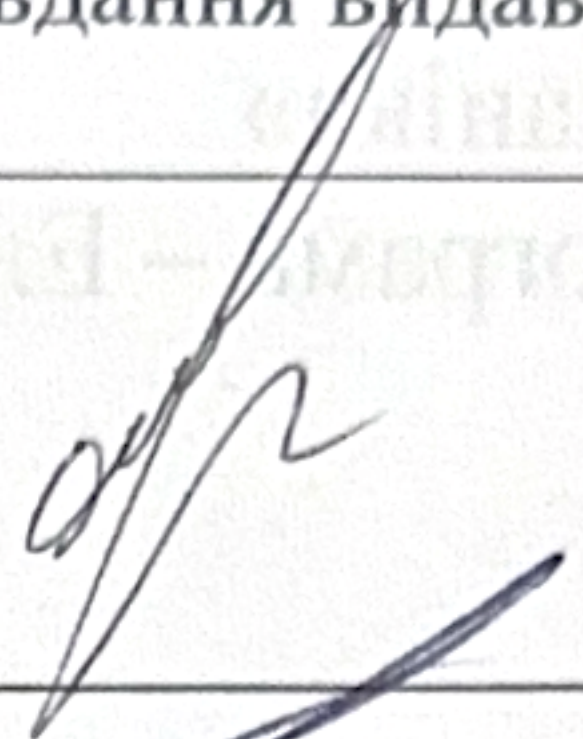
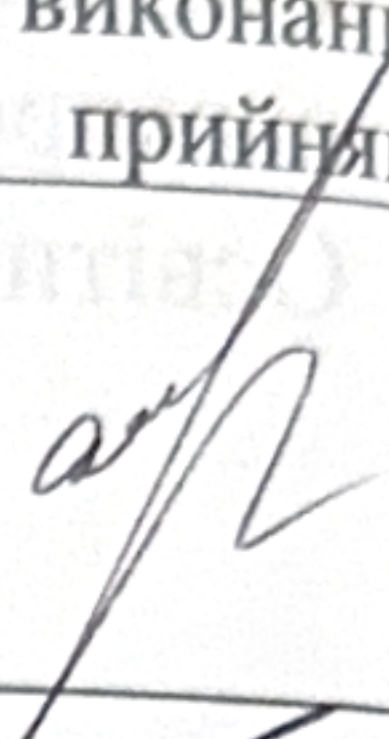
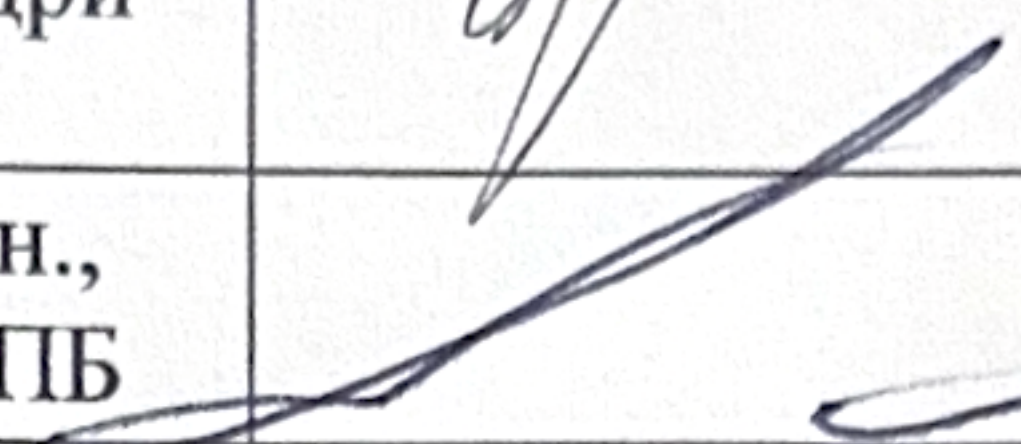
Надобних Нікіта Олегович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з аналізом експлуатації високовольтних вимикачів».
Керівник роботи к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97
2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Графіки електричних навантажень станції. 2. Вибір основного обладнання. 3. Проектування головної схеми електричних зв'язків електростанції. 4. Структура електропостачання власних потреб конденсаційної електричної станції. 5. Розрахунок струмів короткого замикання. 6. Розрахунок термічної дії струмів КЗ. 7. Вибір струмоведучих частин. 8. Вибір комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів. 9. Аналіз особливостей експлуатації високовольтних вимикачів. 10. Охорона праці. Висновки. Список використаної літератури. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Актуальність та задачі дослідження. 3. Графіки електричних навантажень станції. 4. Вибір основного обладнання. 5. Варіанти структурної схеми. 6. Вибір трансформаторів. 7. Схема електрозабезпечення системи власних потреб. 8. Розрахунок струмів короткого замикання. 9. Вибір вимірювальних трансформаторів. 10. Дослідження питань експлуатації

високовольтних вимикачів. 11. Порівняльна характеристика високовольтних вимикачів різних типів. 12. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання « 20» березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	27.03.25	век
2	Графіки електричних навантажень станції. Вибір основного обладнання	28.03.25	31.03.25	век
3	Структура електропостачання власних потреб конденсаційної електричної станції. Розрахунок струмів короткого замикання	01.04.25	10.04.25	век
4	Розрахунок термічної дії струмів КЗ. Вибір струмоведучих частин.	11.04.25	21.04.25	век
5	Вибір комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів. Аналіз особливостей експлуатації високовольтних вимикачів	22.04.25	04.05.25	век
6	Охорона праці	05.05.25	14.05.25	век
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	15.05.25	24.05.25	век
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	27.05.25	век
9	Перевірка БКР на плагіат.	28.05.25	31.05.25	век
10	Попередній захист БКР. Рецензування БКР.	01.06.25	03.06.25	век
11	Захист БКР	За графіком		век

Студент

підпис

Надобних Н.О.

Керівник

підпис

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Надобних Нікіта Олегович «Проектування конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з аналізом експлуатації високовольних вимикачів». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні станції». Вінниця: ВНТУ, 2025. 83 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 36 назв; рис.: 9, табл. 16.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто питання проектування електричної частини конденсаційної електричної станції встановленою потужністю 2400 МВт. Проведено вибір основного електротехнічного обладнання, включаючи турбіни, парогенератори та генератори. Розроблено головну схему електричних зв'язків станції, схему електропостачання власних потреб, а також виконано розрахунок струмів короткого замикання та їх термічної дії.

Особливу увагу приділено вибору струмоведучих частин, комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів. В роботі проведено аналіз особливостей експлуатації високовольних вимикачів, з урахуванням сучасних вимог до надійності та електробезпеки обладнання. Також розглянуто питання охорони праці, включаючи вимоги електробезпеки, санітарно-гігієнічні умови, а також протипожежний захист об'єкта. Запропоновані технічні рішення спрямовані на підвищення ефективності, надійності та безпечної експлуатації електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, проектування, головна схема електричних з'єднань, струми короткого замикання, високовольні вимикачі, струмоведучі частини, комутаційне обладнання, вимірювальні трансформатори, електропостачання власних потреб.

ABSTRACT

Nadobnikh Nikita “Design of a condensing power station with a capacity of 2400 MW with analysis of the operation of high-voltage switches”. Bachelor's qualification work in the specialty 141 – “Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics”, educational program – “Power stations”. Vinnytsia: VNTU, 2025. 83 p.

In Ukrainian. Bibliography: 36 titles; Fig.: 9, Table. 16.

The bachelor's qualification work considers the issue of designing the electrical part of a condensing power station with an installed capacity of 2400 MW. The main electrical equipment, including turbines, steam generators and generators, has been selected.

The main electrical wiring diagram of the station, the power supply diagram for its own needs, and the calculation of short-circuit currents and their thermal action have been performed.

Particular attention is paid to the selection of current-carrying parts, switching equipment and measuring transformers.

The paper analyzes the features of the operation of high-voltage switches, taking into account modern requirements for reliability and electrical safety of equipment. The issue of labor protection is also considered, including electrical safety requirements, sanitary and hygienic conditions, as well as fire protection of the facility. The proposed technical solutions are aimed at increasing the efficiency, reliability and safe operation of the power plant.

Keywords: condensing power plant, design, main electrical connection diagram, short-circuit currents, high-voltage switches, current-carrying parts, switching equipment, measuring transformers, power supply for own needs.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ	9
2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ	18
2.1 Вибір турбін	18
2.2 Вибір парогенераторів	18
2.3 Вибір генераторів	19
3 ПРОЄКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ЗВ'ЯЗКІВ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	21
3.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань	21
3.2 Вибір схеми приєднання станції до системи	22
3.3 Проектування структурної схеми станції	23
3.4 Вибір блочних трансформаторів	24
3.5 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв	28
4 СТРУКТУРА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ	30
5 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	32
5.1 Електрична схема заміщення установки	33
6 РОЗРАХУНОК ТЕРМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КЗ	36
7 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН	39
7.1 Вибір збірних шин ВРП 110 кВ	39
7.2 Вибір жорстких шин	42
7.2.1 Вибір ізоляторів	46
7.3 Вибір пофазно-екранованого струмопроводу	47

8 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	51
8.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів	52
8.2 Вибір вимірювальних трансформаторів	54
9 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ	60
10 ОХОРОНА ПРАЦІ	66
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	66
10.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами	66
10.1.2 Електробезпека	70
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	71
10.2.1 Мікроклімат	71
10.2.2 Склад повітря робочої зони	72
10.2.3 Виробниче освітлення	73
10.2.4 Виробничий шум	73
10.3 Пожежна безпека	74
ВИСНОВКИ	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	79
ДОДАТКИ	83

ВСТУП

Актуальність теми.

На сьогодні енергетичний сектор України перебуває у стані структурної трансформації, що зумовлено як глобальними тенденціями переходу до низьковуглецевої економіки, так і внутрішніми викликами, пов'язаними із забезпеченням енергетичної безпеки та стійкості електроенергетичної системи. В умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у виробничому балансі особливої актуальності набуває питання гнучкості та надійності традиційних типів генерації.

Конденсаційні електростанції (КЕС), поряд із атомними та гідроелектростанціями, залишаються основою балансуєчої потужності на фоні збільшення обсягів генерації з нестабільних джерел (сонячних та вітрових електростанцій). Саме КЕС забезпечують стабільну роботу енергосистеми у пікові години споживання та в періоди зниженого виробітку ВДЕ.

Крім того, значна частина енергогенерувальних потужностей в Україні вимагає модернізації: понад 50% основного обладнання теплових електростанцій мають високий рівень фізичного та морального зносу. У таких умовах проектування нових або реконструкція існуючих КЕС із використанням сучасних технічних рішень, зокрема у частині електричного устаткування, має важливе стратегічне значення.

Окремої уваги заслуговує питання ефективної експлуатації високовольтних вимикачів, які є ключовими елементами систем релейного захисту і автоматизації. Їхній технічний стан безпосередньо впливає на надійність та оперативність функціонування електроенергетичних систем у цілому.

Таким чином, проектування електричної частини КЕС потужністю 2400 МВт із урахуванням сучасних вимог до експлуатації та технічного обслуговування є актуальним напрямом інженерних досліджень та практичної діяльності в галузі електроенергетики.

Питання будівництва та проєктування теплових (конденсаційних) електростанцій залишається актуальним з низки причин:

1. **Зростання потреби в електроенергії.** З розвитком економіки та збільшенням кількості електронної техніки та електроприладів зростає споживання електроенергії, що потребує модернізації та розширення енергетичної інфраструктури.

2. **Інтеграція відновлюваних джерел енергії.** Із розширенням використання відновлюваних джерел (сонячної, вітрової, гідроенергетики) змінюється структура енергосистем. Теплові електростанції можуть виступати як резервне або балансувальне джерело для забезпечення стабільності енергопостачання.

3. **Технічний прогрес.** Впровадження новітніх технологій у теплових електростанціях сприяє підвищенню їхньої ефективності та зниженню рівня шкідливих викидів, а також відкриває можливості для застосування альтернативних видів палива.

4. **Забезпечення енергетичної безпеки.** Розвиток теплової генерації відіграє важливу роль у зміцненні енергетичної незалежності країни та її регіонів.

Відповідно до *Енергетичної стратегії України до 2030 року* (затвердженої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 року № 145-р), прогнозується зростання споживання електроенергії з нинішніх ~150 млрд кВт·год/рік до ~420 млрд кВт·год/рік у 2030 році (з урахуванням заходів із підвищення енергоефективності). Цей прогноз не враховує потенційне додаткове зростання споживання електроенергії для виробництва водню — перспективного екологічно чистого енергоносія, здатного частково замінити природний газ і нафтопродукти. За міжнародними прогнозами, масштабне впровадження водневої енергетики вимагатиме суттєвого збільшення встановлених потужностей електроенергетики.

У найближчі десятиліття основу забезпечення стабільного виробництва електроенергії становитимуть традиційні види генерації — теплова, атомна та гідроенергетика. Хоча відновлювані джерела (сонячна, вітрова, геотермальна енергетика тощо) мають екологічні переваги, їхній потенціал та економічна ефективність наразі є обмеженими порівняно з традиційними технологіями. Світові прогнози свідчать, що протягом наступних 20–30 років частка відновлюваних джерел в енергобалансі не перевищуватиме 10 %, попри позитивні екологічні перспективи.

Таким чином, у перспективі найближчих 30 років основними джерелами генерації електроенергії в Україні, як і у світі загалом, залишатимуться теплова та ядерна енергетика. Їхня сукупна частка у загальному виробництві електроенергії в Україні, ймовірно, становитиме 80–90 %. Це підтверджується не лише техніко-економічними показниками, а й тим, що аналогічний енергетичний баланс притаманний більшості розвинених країн світу. Порівняльний аналіз демонструє, що теплова генерація потребує у 2–3 рази менших капіталовкладень у порівнянні з ядерною, хоча експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії у ТЕС є вищими у 1,5–2 рази.

Електроенергетичний сектор України — це потужний виробничий комплекс, що забезпечує виробництво, перетворення та передачу електроенергії. Нині галузь переживає період істотних структурних змін, які суттєво впливають на напрямки її розвитку та умови функціонування.

Однією з ключових проблем є високий рівень зносу обладнання теплових електростанцій, які забезпечують понад половину встановленої потужності генерації. В середньому знос обладнання на ТЕС досягає 45 %, а на окремих станціях — навіть до 90 %. Крім того, існує гострий дефіцит органічного палива для виробництва теплової та електричної енергії, а також обмежені фінансові ресурси на модернізацію ТЕС.

Поточний стан енергетичної системи України можна охарактеризувати як критичний: дефіцит генерувальних потужностей призводить до зниження частоти в енергосистемі, що, у свою чергу, спричиняє автоматичні

відключення споживачів і створює загрозу стабільності енергетичного балансу країни.

Одним із шляхів вирішення цих проблем є модернізація наявних енергетичних об'єктів та будівництво нових електростанцій. Зокрема, актуальною є розробка проєктів для електричної частини нових конденсаційних електростанцій (КЕС). Такі об'єкти зазвичай будують поблизу джерел палива, оскільки транспортування пального на великі відстані є економічно недоцільним. Згенерована електроенергія передається до споживачів через високовольні лінії електропередач. Вибір місця для спорудження КЕС значною мірою залежить від наявності достатнього джерела водопостачання, що є критично важливим для роботи станції.

Проте конденсаційні електростанції (КЕС) мають обмежені можливості маневрування. Зокрема, запуск, синхронізація з енергосистемою та поступове нарощування навантаження на генераторний блок вимагають значного часу — зазвичай від 3 до 6 годин. У зв'язку з цим для турбогенераторів КЕС оптимальним є режим стабільної роботи при постійному навантаженні, яке змінюється в межах від технічного мінімуму до номінальної потужності.

Водночас теплові електростанції, що працюють на органічному паливі, спричиняють викиди в атмосферу оксидів сірки, оксидів азоту та вуглекислого газу. Тому зниження екологічного впливу цих станцій є важливим завданням як на національному рівні, так і в контексті глобальної кліматичної політики.

Мета і завдання дослідження: спроектувати електричну частину КЕС із встановленою потужністю 2400 МВт, зокрема провести аналіз особливостей експлуатації високовольних вимикачів.

Об'єкт дослідження: електрична частина конденсаційної електростанції.

Предмет дослідження: застосування нормативно-правових актів та технічних регламентів у сфері електроенергетики.

1 ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СТАНЦІЇ

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

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (1.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

– в мережах місцевого району:

$$\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015); \Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08);$$

– в мережах системи:

$$\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03); \Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16).$$

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (1.2)$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}, \quad (1.3)$$

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (1.4)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (1.5)$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (1.6)$$

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (1.7)$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (1.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вуд.t} = P_{p.вуд.t} + P_{с.вуд.t} \cdot \quad (1.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вуд.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вуд.мах}}{100}, \quad (1.10)$$

де $P_{вст}$ – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$$P'_{ВП} = 5 \% \text{ (табл. 1.2 [1]);}$$

$P_{вуд.мах}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вуд.t} + P_{ВП.t} \cdot \quad (1.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 6-12 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{70 \cdot 600}{100} = 420 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 600 = 6,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{420^2}{600} = 17,64 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 420 + 6,0 + 17,64 = 443,64 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{90 \cdot 1400}{100} = 1260,0 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 1400 = 28,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{1260,0^2}{1400} = 158,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 1260,0 + 28,0 + 158,76 = 1446,76 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t} = 443,64 + 1446,76 = 1890,4 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{БП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{ест}} \right) \cdot \frac{P'_{БП} \cdot P_{вид.\max}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1890,4}{2400} \right) \cdot \frac{3 \cdot 2266}{100} = 59,319 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{БП.t} = 1890,4 + 59,319 = 1949,719 \text{ (МВт)}.$$

По приведенному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 1.1.

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

– максимальне навантаження станції $P_{\max} = 2331,703$ МВт;

– річний виробіток електроенергії:

$$E_P = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i ; \quad (1.12)$$

$$\begin{aligned} E_P = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}i} t_i &= \left[6 \cdot 1949,719 + 2 \cdot 1982,884 + 4 \cdot 2230,013 + 2 \cdot 2331,703 + \right. \\ &\quad \left. + 2 \cdot 2331,703 + 2 \cdot 2083,475 + 2 \cdot 1873,496 + 4 \cdot 1839,965 \right] \times 183 + \\ &\quad + \left[6 \cdot 1789,197 + 2 \cdot 1821,936 + 4 \cdot 2009,722 + 2 \cdot 2076,844 + 2 \cdot 1900,896 + \right. \\ &\quad \left. + 2 \cdot 1833,773 + 2 \cdot 1680,9 + 4 \cdot 1615,239 \right] \times 182 = \\ &= 16984006,974 \text{ МВт} \cdot \text{год} . \end{aligned}$$

– встановлена потужність ЕС: $P_{\text{вст}} = 2400$ МВт;

– середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T} \text{ МВт.} \quad (1.13)$$

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T} = \frac{16984006,974}{8760} = 198814 \text{ МВт.}$$

Таблиця 1.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

Години доби, год.		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	70	75	85	100	100	90	85	80
	літо	60	65	80	90	90	80	70	60
Навантаження місцевого району, МВт	зима	420	450	510	600	600	540	510	480
	літо	360	390	480	540	540	480	420	360
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	6	6	6	6	6	6	6	6
	літо	6	6	6	6	6	6	6	6
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	17,640	20,250	26,010	36,000	36,000	29,160	26,010	23,040
	літо	12,960	15,210	23,040	29,160	29,160	23,040	17,640	12,960
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	443,640	476,250	542,010	642,000	642,000	575,160	542,010	509,040
	літо	378,960	411,210	509,040	575,160	575,160	509,040	443,640	378,960
Навантаження системи, %	зима	90	90	100	100	100	90	80	80
	літо	85	85	90	90	80	80	75	75
Навантаження системи, МВт	зима	1260	1260	1400	1400	1400	1260	1120	1120
	літо	1190	1190	1260	1260	1120	1120	1050	1050
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	28	28	28	28	28	28	28	28
	літо	28	28	28	28	28	28	28	28
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	158,76	158,76	196	196	196	158,76	125,44	125,44
	літо	141,61	141,61	158,76	158,76	125,44	125,44	110,25	110,25
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1446,76	1446,76	1624	1624	1624	1446,76	1273,44	1273,44
	літо	1359,61	1359,61	1446,76	1446,76	1273,44	1273,44	1188,25	1188,25
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	1890,40	1923,01	2166,01	2266,00	2266,00	2021,92	1815,45	1782,48
	літо	1738,57	1770,82	1955,80	2021,92	1848,60	1782,48	1631,89	1567,21
Витрата на власні потреби, МВт	зима	59,319	59,874	64,003	65,703	65,703	61,555	58,046	57,485
	літо	50,627	51,116	53,922	54,924	52,296	51,293	49,010	48,029
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1949,71	1982,88	2230,01	2331,70	2331,70	2083,47	1873,49	1839,96
	літо	1789,19	1821,93	2009,72	2076,84	1900,89	1833,77	1680,90	1615,23

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{1938,814}{2331,703} = 0,832; \quad (1.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} = \frac{1938,814}{2400} = 0,808; \quad (1.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_P}{P_{\max}} = \frac{16984006,974}{2331,703} = 7283,951 \text{ год}; \quad (1.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = \frac{E_P}{P_{\text{вст}}} = \frac{16984006,74}{2400} = 7076,67 \text{ год}; \quad (1.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}} = \frac{2400}{2331,703} = 1,029. \quad (1.18)$$

На основі проведених розрахунків сформуємо добові графіки навантаження для зимового та літнього періодів (рис. 1.1), а також річний графік за тривалістю (рис. 1.2), враховуючи, що тривалість зимового періоду становить 183 доби, а літнього — 182 доби. Для побудови графіків навантаження (тобто графіків потужності, що постачається у локальний район) використовуються дані зі стовпця відповідної таблиці 1.1. Спершу складається графік потужності для зимового періоду, далі — для літнього. По вертикальній осі відкладається значення потужності для відповідного періоду, а по горизонтальній — тривалість навантаження протягом доби, виражена в годинах.

За аналогічним принципом будуються графіки навантаження, тобто потужності, що подається у систему (окремо для зимового та літнього періодів), а також графіки потужності, яку виробляють генератори електростанції (для обох сезонів). Для побудови річного графіка навантаження створюється система координат з двома осями: по вертикальній осі

відкладається потужність, вироблена генераторами електростанції, в порядку спадання, а по горизонтальній — кількість годин у році. Тривалість навантаження визначається шляхом множення тривалості навантаження протягом доби на тривалість відповідного періоду в добах. Графік будується для всіх значень потужності, наведених у останньому стовпці таблиці.

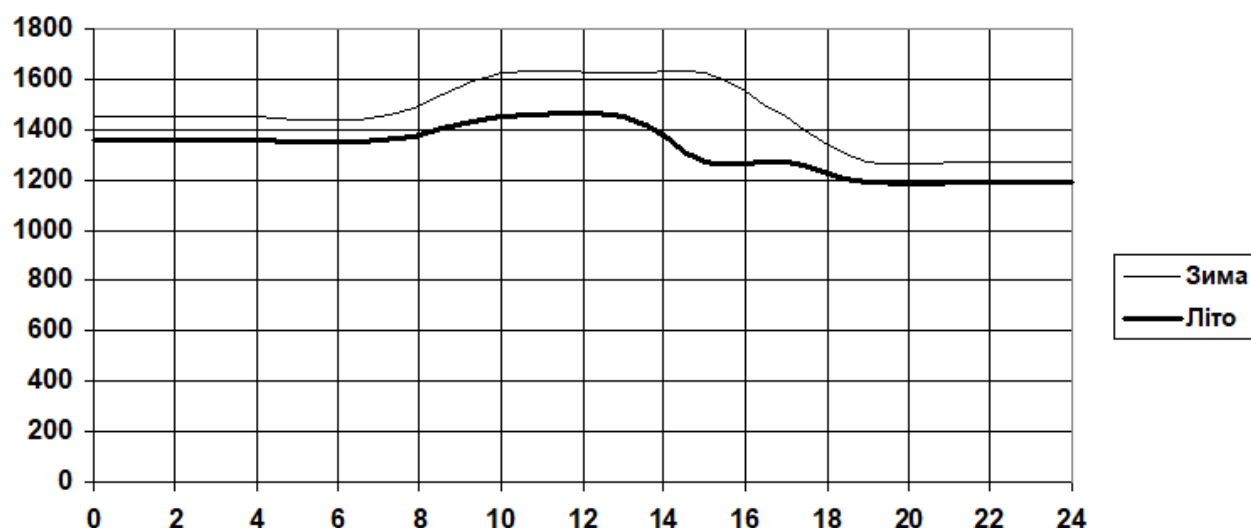


Рисунок 1.1 – Графік навантаження місцевого району

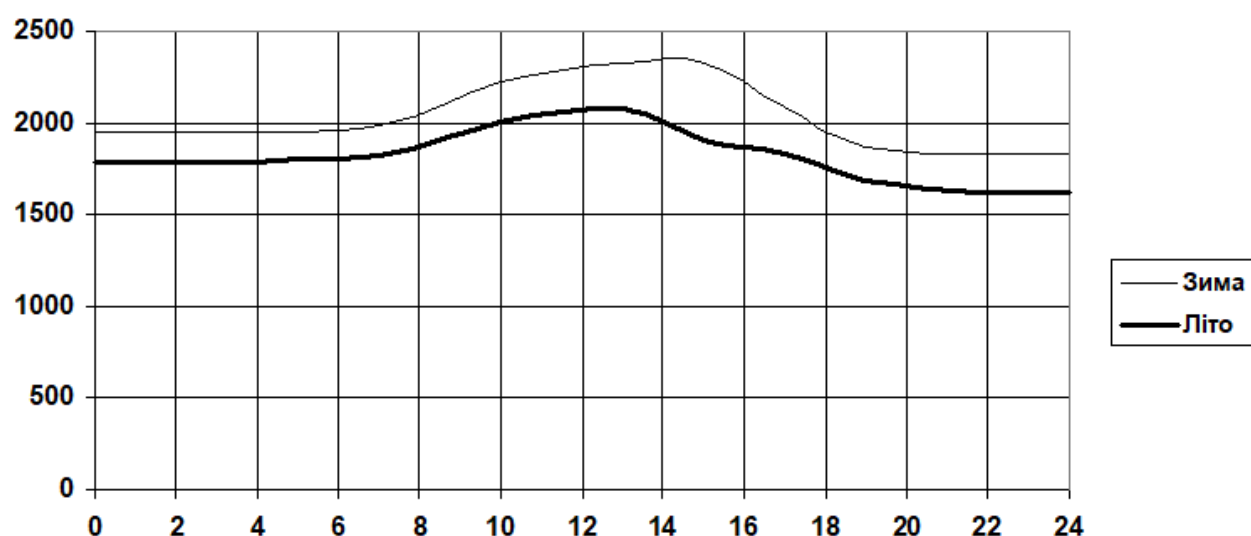


Рисунок 1.2 - Графік навантаження системи

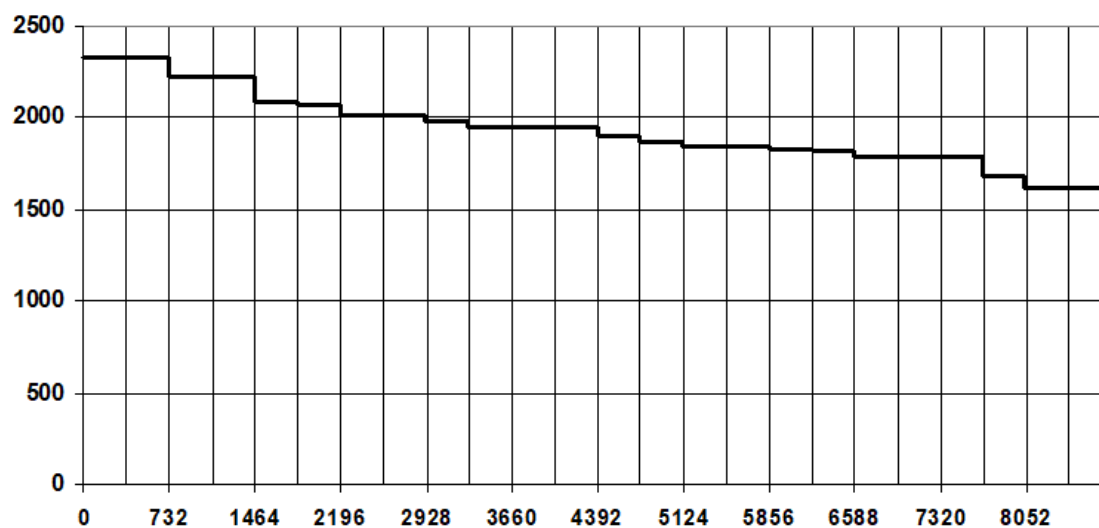


Рисунок 1.3 – Річний графік навантаження

2 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ

Основне енергетичне обладнання бажано підбирати максимально уніфікованим, оскільки це сприяє індустріалізації процесу будівництва, спрощує експлуатацію та обслуговування, а також полегшує проведення ремонтних робіт. До складу основного обладнання конденсаційної електростанції (КЕС) входять парогенератори та турбіни.

2.1 Вибір турбін

Вибір типу турбін та їх одиничної потужності для встановлення на проєктованій ТЕС здійснюється з урахуванням типу станції (КЕС чи ТЕЦ) та її загальної встановленої потужності. Для КЕС застосовуються конденсаційні турбіни типу «К».

Відповідно до технічного завдання, для блоків потужністю 300 МВт обираються турбіни типу К-300-240, для блоків 500 МВт — К-500-240, а для блоку 800 МВт передбачено використання турбіни К-800-240.

Основні параметри обраних турбін подано у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °С	Температура міжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
К-300-240	300	240	560	565	890
К-500-240	500	240	560	565	1500
К-800-240 (одновальна)	800	240	560	565	2560

2.2 Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск), а також кількість котлів на КЕС визначаються на основі раніше здійсненого вибору типів парових турбін. Паропродуктивність парогенераторів для блочних КЕС підбирається

відповідно до максимального пропуску гострої пари через турбіну, з урахуванням власних потреб станції та із запасом близько 3%.

Для забезпечення уніфікації обладнання прийнято рішення використовувати однотипні парогенератори марки Пп-950/255ГМ. Розподіл парогенераторів за блоками передбачає: для кожної турбіни К-300-240 — по одному парогенератору (всього 2 шт.), для кожної турбіни К-500-240 — по два парогенератори (всього 4 шт.), для турбіни К-800-240 — чотири парогенератори (всього 4 шт.). Загальна кількість парогенераторів складає 10 одиниць.

Номінальні характеристики обраних парогенераторів наведені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Параметри реакторних установок

Марка котлоагрегату	Продук-ність, т/год	Електр. по-ність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на вході, ата	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут

2.3 Вибір генераторів

Кількість і одинична потужність генераторів повинні відповідати кількості та електричній потужності встановлених турбін. Вибір робочої напруги для генераторів великої потужності (понад 60 МВт) здійснюється з урахуванням технологічних можливостей їх виготовлення, при цьому пріоритет надається більш високим значенням напруги.

Для блоків потужністю 2×300 МВт обрано генератори типу ТГВ-300-2УЗ. Для блоків 2×500 МВт передбачено встановлення генераторів ТГВ-500-2УЗ, а для блоку потужністю 800 МВт — генератор ТГВ-800-2УЗ.

Основні технічні характеристики вибраних генераторів подано у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
ТГВ-300-2У3	353	300	20	10,2	0,85	0,195
ТГВ-500-2У3	588	500	20	17	0,85	0,243
ТГВ-800-2У3	941	800	24	22,65	0,85	0,272

Вибране технологічне обладнання гарантує стабільну та ефективну роботу електростанції, забезпечуючи необхідний рівень надійності та безпеки експлуатації. Обладнання дозволяє здійснювати виробництво електричної енергії відповідно до встановлених добових і сезонних графіків навантаження, а також оперативно реагувати на зміни споживчого попиту. Крім того, передбачена конфігурація енергетичних блоків створює умови для гнучкого керування режимами генерації, оптимізації паливовикористання та зниження впливу на довкілля.

3 ПРОЄКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ЗВ'ЯЗКІВ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

3.1 Вибір головної схеми електричних з'єднань

Вибір головної схеми електричних з'єднань є одним із ключових етапів у проєктуванні електричної частини електростанції, оскільки саме ця схема визначає загальну структуру електроенергетичного комплексу, взаємозв'язок його основних елементів та принципи їхньої взаємодії. Від правильного вибору схеми залежить надійність, гнучкість та ефективність роботи станції, можливість безпечного ведення експлуатаційних режимів, простота обслуговування та перспективи подальшої модернізації.

При формуванні головної схеми враховуються такі вихідні чинники:

- тип і призначення електростанції (конденсаційна, теплофікаційна тощо), а також вид використовуваного палива;
- кількість енергоблоків та їх одинична встановлена потужність;
- характеристики графіків електричних навантажень та структура споживачів (власні потреби станції, промислові споживачі, мережеві підключення);
- параметри та конфігурація зовнішньої енергосистеми, до якої підключатиметься станція (рівні напруги, структура мережі, можливі точки приєднання);
- вимоги щодо резервування, ремонтпридатності та технологічної гнучкості електростанції;
- умови забезпечення стабільної роботи у разі позаштатних ситуацій чи аварій.

Додатково при виборі схеми враховуються сучасні тенденції розвитку енергетики, можливість впровадження автоматизованих систем управління та моніторингу, вимоги до енергоефективності та екологічної безпеки.

3.2 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання електростанції до енергосистеми передбачає вибір рівнів напруги, на яких здійснюватиметься видача виробленої електроенергії, а також визначення кількості та пропускної здатності ліній електропередач (ЛЕП) для кожного з вибраних рівнів напруги.

Враховуючи різноманітні вихідні умови та особливості конкретного регіону, видача електроенергії з електростанції може організовуватись по одному, двом або трьом рівням підвищеної напруги.

Найпоширенішим є варіант, коли передача потужності здійснюється на двох рівнях:

- 110–220 кВ — для живлення місцевого району навантаження (радіус дії — приблизно 30–150 км);
- 330–750 кВ — для видачі електроенергії в основну (магістральну) мережу енергосистеми.

У випадках, коли місцеве енергоживлення не передбачено, передача потужності може здійснюватися на двох високих рівнях напруги — наприклад, 220–330 кВ та 500–750 кВ.

При виборі кількості та пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ і вище необхідно дотримуватись таких вимог:

1. При відключенні будь-якої з ліній має бути забезпечено можливість повної видачі доступної на станції потужності.
2. У випадку одночасного відключення двох ліній у повній схемі або при аварійному відключенні однієї лінії під час ремонту іншої допускається тимчасове обмеження потужності, що видається станцією, проте за можливості — без зупинки енергоблоків.

Відповідно до технічного завдання та рекомендацій щодо проектування для цієї системи приймаємо рівень напруги 330 кВ для підключення до загальної енергосистеми та 110 кВ — для місцевої розподільчої мережі.

На основі цих параметрів розраховується необхідна кількість ЛЕП для надійного зв'язку станції як з енергосистемою, так і з локальним районом споживання.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{\text{ЛЕП}330} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (3.1)$$

$$n_{\text{ЛЕП}750} = \frac{1624}{350} + 1 = 5,64 \approx 6 \text{ ліній.}$$

для місцевого району:

$$n_{\text{ЛЕП}110} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (3.2)$$

$$n_{\text{ЛЕП}110} = \frac{642}{50} + 1 = 13,84 \approx 14 \text{ ліній.}$$

3.3 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини електростанції визначає принципи розподілу генераторів між розподільчими пристроями (РП) різних рівнів напруги, конфігурацію блоків типу "генератор – трансформатор", а також характер електромагнітних зв'язків між РП (через трансформатори або автотрансформатори).

Розподіл генераторів за РП здійснюється з урахуванням потужності, що видається на відповідний рівень напруги. При цьому важливо забезпечити мінімальні перетоки потужності між РП різної напруги як у нормальних, так і в аварійних режимах роботи системи.

Для реалізації такої структури передбачається:

- Два генератори типу ТГВ-300-2У3 підключаються до внутрішньостанційного розподільчого пристрою 110 кВ (ВРП-110) за схемою блочного з'єднання "генератор – трансформатор".
- Генератори типу ТГВ-500-2У3 та ТГВ-800-2У3 підключаються до високовольтного розподільчого пристрою 330 кВ (ВРП-330).
- Взаємозв'язок між РП 110 кВ та 330 кВ здійснюється за допомогою двох автотрансформаторів зв'язку (див. рис. 3.1).

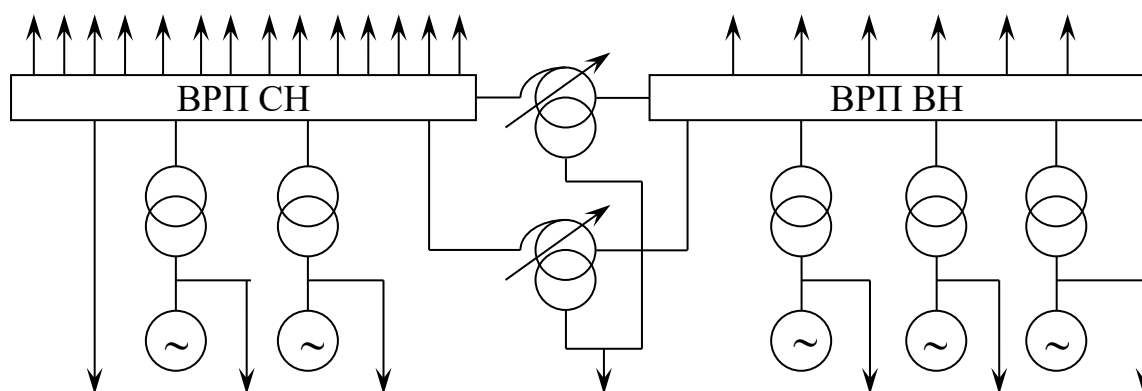


Рисунок 3.1 – Структурна схема станції

3.4 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів включає визначення їх кількості, типу та номінальної потужності. Перевагу доцільно надавати трифазним трансформаторам, оскільки їх використання спрощує конструкцію та експлуатацію обладнання.

У разі, якщо застосування трифазних трансформаторів неможливе через обмеження по габаритах, транспортуванню або інші конструктивні особливості, допускається формування трансформаторних груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів.

Всі трансформатори та автотрансформатори, за винятком двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні бути оснащені пристроями

регулювання напруги під навантаженням (РПН), що дозволяє підтримувати оптимальні параметри напруги в системі при змінних режимах роботи.

$$S_{BT\ розр} = S_{ном\ Г} - S_{ВП} ; \quad (3.3)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot S_{ном\ Г} \cdot K_{П} ;$$

$$S_{p\max} = S_{ном\ Г} - S_{ВП} - S_{p.\text{від.}\max} ,$$

де $S_{ном\ Г}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район.

$$S_{p\min} = S_{ном\ Г} - S_{ВП} - S_{p.\text{від.}\min} , \quad (3.4)$$

де $S_{p.\text{від.}\min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район.

$$S_{p\text{ авар}} = -S_{ВП} - S_{p.\text{від.}\max} ; \quad (3.5)$$

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном\ Г} \cdot k_{П} . \quad (3.6)$$

Вибір трансформаторів передбачає визначення оптимальної кількості, типу та номінальної потужності обладнання. Переважно використовуються трифазні трансформатори, оскільки вони забезпечують компактність, високу надійність та спрощують монтаж і обслуговування.

У разі, коли застосування трифазних трансформаторів з певних причин є недоцільним або неможливим (наприклад, через обмеження за

транспортними габаритами чи конструктивні особливості), допускається формування трансформаторної групи, що складається з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів.

Крім того, всі трансформатори та автотрансформатори (за винятком двохобмоткових блочних трансформаторів) мають бути оснащені системами регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це забезпечує підтримання стабільної напруги на виході трансформатора в умовах змінних навантажень та підвищує загальну ефективність роботи енергосистеми.

1) Блочні трансформатори:

Для блоків ТГВ-300-2УЗ: $S_{\text{ном.т}} \geq 353 - 353 \cdot 0,03 = 342,41 \text{ МВА};$

Для блоків ТГВ-500-2УЗ: $S_{\text{ном.т}} \geq 588 - 588 \cdot 0,03 = 570,36 \text{ МВА};$

Для блоку ТГВ-800-2УЗ: $S_{\text{ном.т}} \geq 941 - 941 \cdot 0,03 = 912,77 \text{ МВА}.$

2) Трансформатори власних потреб (ТВП):

Для блоків ТГВ-300-2УЗ: $S_{\text{твп}} \geq 0,03 \cdot 353 \cdot 0,85 = 9 \text{ МВА};$

Для блоків ТГВ-500-2УЗ: $S_{\text{твп}} \geq 0,03 \cdot 588 \cdot 0,85 = 15 \text{ МВА};$

Для блоку ТГВ-800-2УЗ: $S_{\text{твп}} \geq 0,03 \cdot 941 \cdot 0,85 = 24 \text{ МВА}.$

3) Пускорезервні трансформатори власних потреб (ПРТВП):

Оскільки не встановлюємо генераторні вимикачі і станція складається з 5 блоків, то встановлюємо два ПРТВП. Потужність ПРТВП повинна забезпечити заміну самого крупного робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійну зупинку другого блока. Їх розрахункова потужність:

$$S_{\text{пртвп}} = 1,3 \cdot S_{\text{твп розр}} = 1,3 \cdot 24 = 31,2 \text{ МВА}.$$

Перший ПРТВП приєднуємо до РП 110 кВ, в якості другого резервного джерела живлення системи ВП використовуємо обмотки НН автотрансформаторів зв'язку.

4) Автотрансформатори зв'язку АТЗ. Наведемо формули для визначення номінальної потужності трансформаторів.

а) Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.Г}i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{p.\text{від.}\max} = 2 \cdot (353 - 10) - 642 / 0,85 = - 69,294$$

МВА.

де $S_{\text{ном.Г}}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району;

$S_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район;

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

б) Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{ном.Г}i} - S_{\text{вл.ном}} - S_{p.\text{від.}\min} = 2 \cdot (353 - 10) - 378,960 / 0,85 = 240,165 \text{ МВА.}$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район.

в) Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{p.\text{ав}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{ном.Г}i} - S'_{\text{в.п.}} - S_{p.\text{від.}\max} = 353 - 10 - 642 / 0,85 = - 412,294 \text{ МВА.}$$

де $S'_{\text{в.п.}}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, що лишилися в роботі.

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

$$S'_{\text{ном.Т}} \geq |S_{p.\max}| / 1,4 = 69,294 / 1,4 = 49,496 \text{ МВА;}$$

$$S''_{\text{ном.Т}} \geq |S_{p.\min}| / 1,4 = 240,165 / 1,4 = 171,546 \text{ МВА;}$$

$$S'''_{\text{ном.Т}} \geq |S_{p.\text{ав}}| / 2 = 412,294 / 2 = 206,147 \text{ МВА.}$$

По більшому з цих значень ($S'_{\text{ном.т}}$, $S''_{\text{ном.т}}$, $S'''_{\text{ном.т}}$) виконується вибір потужності АТЗ (в даному випадку це $S''_{\text{ном.т}} = 206,147 \text{ МВА}$).

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 - Марки та параметри трансформаторів

Позн. на схемі	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %		
			ВН	СН	НН	ВН-НН	ВН-СН	СН-НН
БТ 1, 2	ТДЦ-400000/110	400	121	—	20	10,5	—	—
БТ 3, 4	ТНЦ-630000/330	630	347	—	20	11,5	—	—
БТ5	ТЦН-1000000/330	1000	347	—	24	11,5	—	—
ТВП 1, 2	ТДНС-10000/35	10	20	—	6,3	8	—	—
ТВП 3, 4	ТДНС-16000/20	16	20	—	6,3	10	—	—
ТВП 5	ТРДНС-25000/35	25	24	—	6,3-6,3	10,5	—	30*
ПРТВП 1	ТРДН-40000/110	40	115	—	6,3-6,3	10,5	—	30*
ПРТВП 2	ТРДНС-40000/35	40	38,5	—	6,3-6,3	12,7	—	40*
АТЗ 1, 2	АТДЦТН-250000/330/110	250	330	12	38,5	54	10,5	42

*Примітка: для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН в колонці U_k СН-НН наведені U_k НН1-НН2.

Вибране силове обладнання зможе забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РП і надійний зв'язок з системою та місцевим районом.

3.5 Вибір схем відкритих розподільчих пристроїв

Видача електричної потужності зі станції здійснюється через шини відкритих розподільчих пристроїв (ВРП). При виборі оптимальної схеми ВРП [3] враховуються такі ключові критерії, як:

- надійність експлуатації,
- економічна доцільність,
- гнучкість для подальшого розширення або модернізації,
- відповідність технічним стандартам і вимогам системи,
- забезпечення зручності в обслуговуванні та ремонтпридатності.

У результаті попереднього аналізу та порівняння різних варіантів схем було обрано ті конфігурації, які в найбільшій мірі відповідають зазначеним вимогам для даного об'єкта.

Зокрема, для ВРП 110 кВ та ВРП 330 кВ прийнято до реалізації схему "зв'язаних шестикутників", яка забезпечує високу надійність, резервування та оптимальні умови для перспективного розвитку електростанції.

Схема електричної частини проекрованої КЕС, включаючи прийняті схеми ВРП, представлена на рис. 3.2.

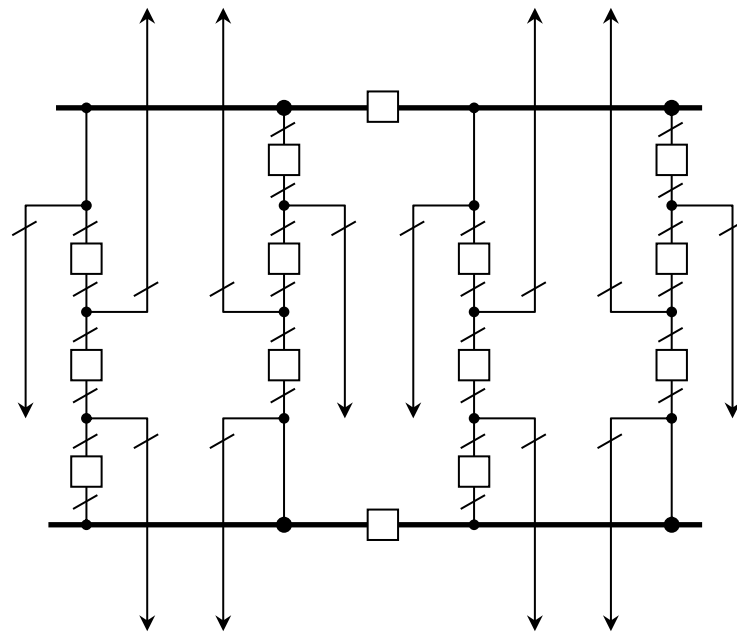


Рисунок 3.2 – Схема проекрованої КЕС

4 СТРУКТУРА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Процес виробництва електроенергії на конденсаційній електростанції (КЕС) є повністю механізованим. Функціонування агрегатів станції забезпечується значною кількістю допоміжного обладнання — насосів, вентиляторів, подрібнювачів та інших механізмів.

Для приводу основної частини цього обладнання застосовуються трифазні асинхронні електродвигуни з короткозамкнутим ротором, які відзначаються високою надійністю, простотою конструкції та ефективністю в експлуатації.

Безперебійна робота електростанції безпосередньо залежить від надійного функціонування механізмів власних потреб (ВП), адже від їх стабільної роботи залежить можливість підтримання основного технологічного процесу.

Відповідно, споживачі власних потреб належать до споживачів I категорії за надійністю електропостачання, що вимагає забезпечення їх гарантованим та резервованим живленням.

У цьому розділі розробляється схема електропостачання споживачів власних потреб (рис. 4.1), з урахуванням вимог та методичних рекомендацій щодо побудови таких схем на КЕС.

У системі електропостачання власних потреб основними рівнями напруги є 6 кВ (для електродвигунів потужністю понад 200 кВт) та 0,38/0,23 кВ — для решти споживачів. Розподільчі пристрої власних потреб будуються на базі однієї секціонованої системи шин. Для блочних КЕС кількість секцій напругою 6 кВ зазвичай визначається виходячи з конфігурації енергоблоків — по дві секції на кожен енергоблок, якщо його потужність перевищує 160 МВт. При цьому кожна секція або парно з'єднані секції приєднуються до робочого трансформатора власних потреб.

Обрана схема електроживлення власних потреб забезпечує високу надійність та безперервність живлення усіх ключових споживачів станції, а також гарантує можливість запуску генераторів. Надійність цієї системи наряду впливає на стабільну та ефективну роботу всієї електростанції.

9

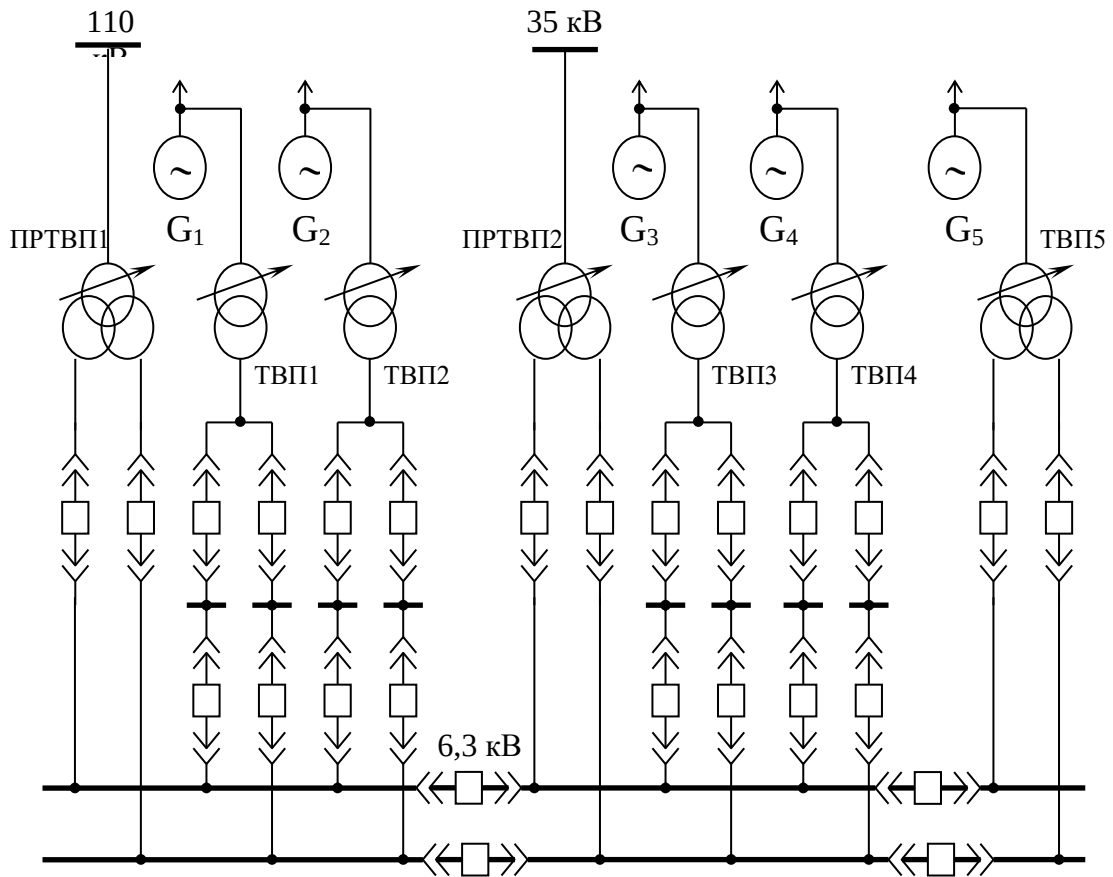


Рисунок 4.1 - Схема електрозабезпечення системи власних потреб електростанції

5 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується з метою вибору або перевірки параметрів електротехнічного обладнання, а також для розрахунку налаштувань релейного захисту та автоматики.

Щоб спростити обчислення без значної втрати точності, у практиці застосовуються низка допустимих припущень:

- вважається, що фази ЕРС усіх генераторів залишаються незмінними протягом усього процесу короткого замикання;
- насичення магнітних систем не враховується, що дозволяє вважати індуктивні опори постійними та незалежними від струму;
- намагнічувальні струми силових трансформаторів приймаються незначними і не враховуються;
- зазвичай ігноруються ємнісні провідності елементів кола на землю, за винятком спеціальних розрахунків;
- передбачається, що система трифазна і симетрична; вплив навантаження на струми КЗ розглядається наближено; активними опорами кола зазвичай нехтують.

При дотриманні зазначених припущень похибка розрахунків не перевищує 10 %, що є цілком допустимим для практичного застосування.

Процедура розрахунку передбачає складання розрахункової схеми (спрощеної однолінійної схеми електроустановки), на основі якої створюється схема заміщення. Шляхом послідовних перетворень схема спрощується таким чином, щоб кожне джерело живлення або група джерел була зв'язана з точкою короткого замикання через єдиний результуючий опір.

Маючи результуючу ЕРС та опір, за законом Ома обчислюється:

- початкове значення періодичної складової струму КЗ,
- ударний струм,
- а також періодична та аперіодична складові струму КЗ у задані моменти часу.

Для початку розрахунку складається розрахункова схема — спрощена однолінійна схема електроустановки, на якій відображено всі елементи, що впливають на струми КЗ, та визначено точки короткого замикання (рис. 5.1).

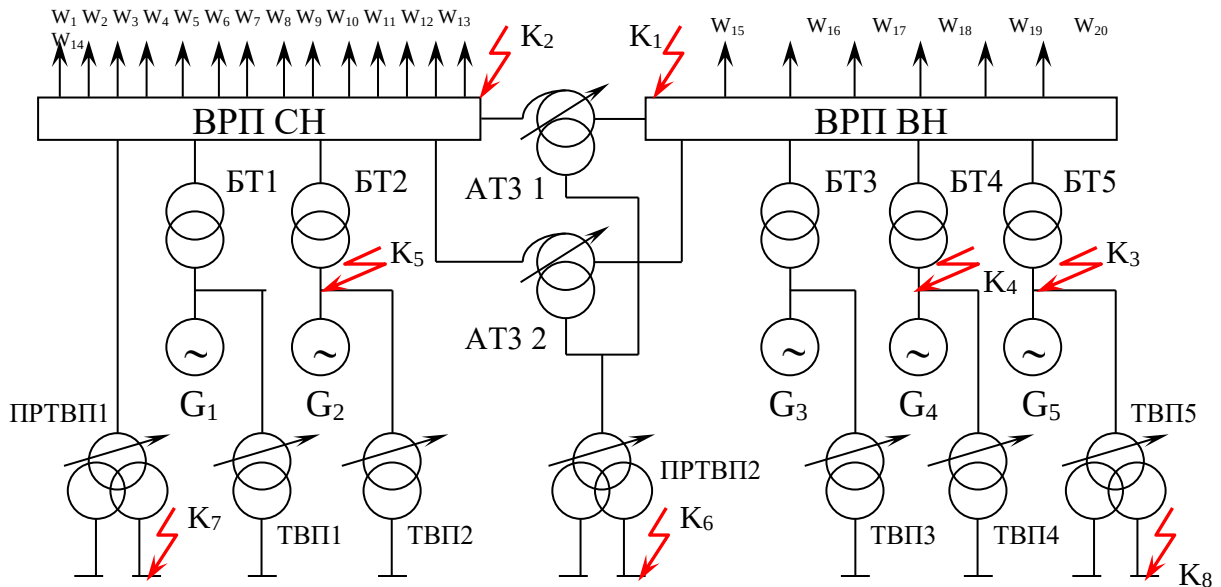


Рисунок 5.1 – Розташування точок короткого замикання

5.1 Електрична схема заміщення установки

Під час складання розрахункової схеми електроустановки визначають потенційні точки короткого замикання (КЗ). Для кожної обраної точки будується еквівалентна електрична схема заміщення, яка за вхідними параметрами відповідає вихідній розрахунковій схемі. При цьому всі магнітні (трансформаторні) зв'язки у схемі замінюються на електричні елементи.

Параметри елементів розрахункової схеми можуть задаватися у відносних або іменованих одиницях. У випадку використання іменованих одиниць всі опори мають бути приведені до омів та узгоджені за єдиною базовою напругою (як правило, середньою напругою одного рівня трансформації). Таке приведення необхідне в тих випадках, коли між джерелом живлення та точкою КЗ у схемі присутні один або кілька ступенів трансформації — це дозволяє правильно врахувати вплив трансформаторів на розподіл напруг та струмів у процесі короткого замикання.

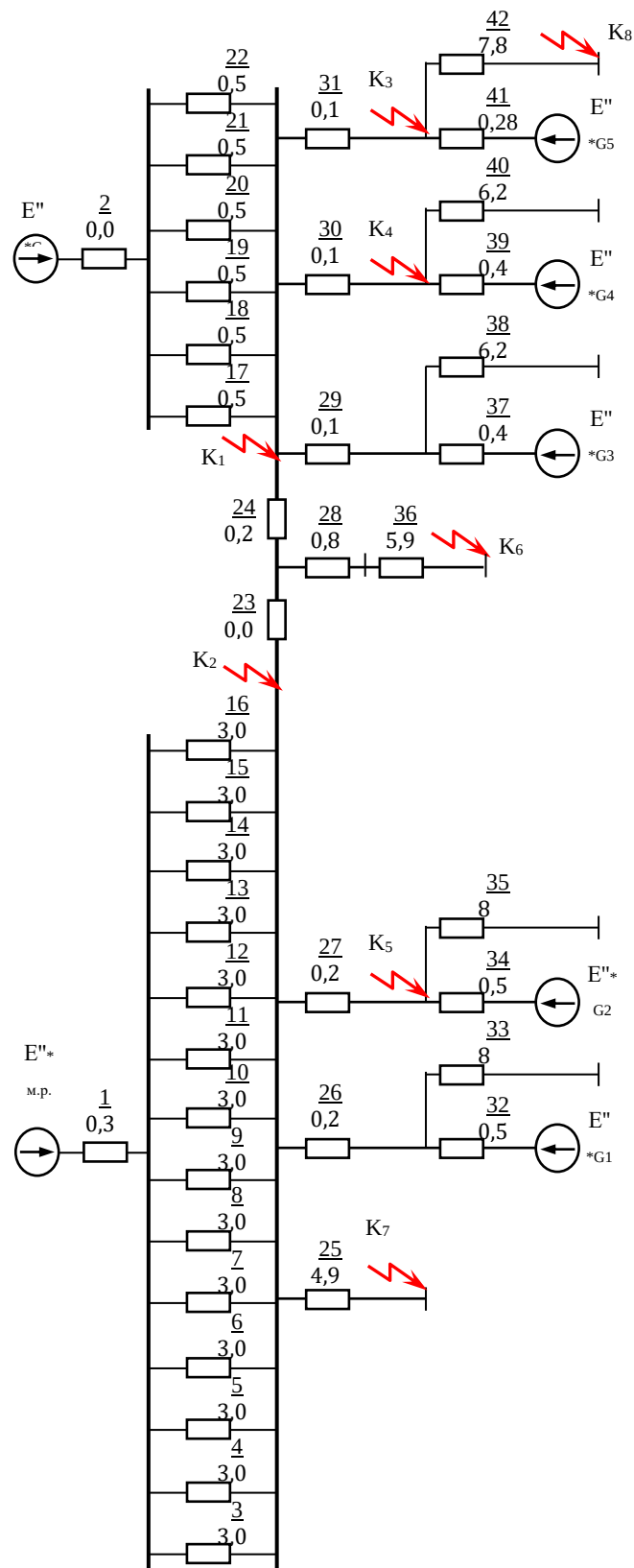


Рисунок 5.2 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними. Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки. Розрахунки величин усіх елементів схеми заміщення; періодичної складової струму КЗ для часу $t=0$; струмів КЗ в системі власних потреб електростанції та Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$ наведені у Додатку Б.

Розрахунок струмів короткого замикання виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

6 РОЗРАХУНОК ТЕРМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КЗ

Під час протікання струму короткого замикання (КЗ) провідник зазнає додаткового нагріву. Оскільки струм КЗ суттєво перевищує значення струму у нормальному (робочому) режимі, рівень нагрівання провідника може досягати небезпечних меж, що може спричинити плавлення або обвуглення ізоляції, а також деформацію та плавлення струмопровідних елементів.

Основним критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура, якої він може досягати під дією струмів КЗ. Вважається, що провідник або апарат є термічно стійким, якщо під час проходження КЗ його температура не перевищує встановлених граничних значень.

Кількість теплоти, що виділяється у провіднику під час короткого замикання, зазвичай характеризується таким показником, як тепловий імпульс короткого замикання (або імпульс квадратичного струму):

$$B_k = \int_0^t i^2 dt. \quad (6.1)$$

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: віддалене КЗ (K_1, K_2), КЗ поблизу генераторів (K_3, K_4, K_5) і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів (K_6, K_7, K_8).

$$\boxed{K_1} \quad B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad \text{де } t_{\text{отк}} - \text{час відключення.}$$

$$B_k = 33,298^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 266,102 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_2} \quad B_k = 39,97^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 383,424 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_3} \quad B_k = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}};$$

$$B_{\text{кп}} = B_{\text{кС}} + B_{\text{кГ}} + B_{\text{кГС}};$$

$$B_{KC} = I_C^2 \cdot t_{отк} = 114,103^2 \cdot 4 = 52077,978 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Gamma} = B_* \cdot I_{поГ}^2 \cdot t_{отк} = 0,32 \cdot 112,875^2 \cdot 4 = 16308,18 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{поГ} \cdot t_{отк} = 2 \cdot 171,921 \cdot 0,55 \cdot 112,875 \cdot 4 = 85384,565 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)},$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора.

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{поГ}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{поГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}} =$$

$$= 171,921^2 \cdot 0,04 + 112,875^2 \cdot 0,33 + \frac{4 \cdot 171,921 \cdot 112,875}{0,04^{-1} + 0,33^{-1}} = 8155,955 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{KII} = 52077,978 + 16308,18 + 85384,565 = 153770,723 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_K = 153770,723 + 8155,955 = 161926,678 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₄

$$B_{KC} = I_C^2 \cdot t_{отк} = 16,173^2 \cdot 4 = 1046,264 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Gamma} = B_* \cdot I_{поГ}^2 \cdot t_{отк} = 0,32 \cdot 78,985^2 \cdot 4 = 7985,447 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{поГ} \cdot t_{отк} = 2 \cdot 25,5 \cdot 0,55 \cdot 78,985 \cdot 4 = 8862,117 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{поГ}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{поГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}} =$$

$$= 25,5^2 \cdot 0,04 + 78,985^2 \cdot 0,468 + \frac{4 \cdot 25,5 \cdot 78,985}{0,04^{-1} + 0,468^{-1}} = 3242,573 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_K = 1046,264 + 7985,447 + 8862,117 + 3242,573 = 21136,401 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

K₅

$$B_{KC} = I_C^2 \cdot t_{отк} = 11,163^2 \cdot 4 = 498,450 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Gamma} = B_* \cdot I_{поГ}^2 \cdot t_{отк} = 0,32 \cdot 59,096^2 \cdot 4 = 4470,192 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{K\Gamma C} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{поГ} \cdot t_{отк} = 2 \cdot 24,371 \cdot 0,55 \cdot 59,096 \cdot 4 = 6337,006 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{поГ}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{поГ}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}} =$$

$$= 24,371^2 \cdot 0,04 + 59,096^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 24,371 \cdot 59,096}{0,04^{-1} + 0,54^{-1}} = 2124,164 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_K = 498,450 + 4470,192 + 6337,006 + 2124,164 = 13429,812 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_6} \quad B_k = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поС}} \cdot (T'_D + T_{\text{асх}})$$

$$\text{де} \quad T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{поД}} \cdot T_{\text{ад}}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}} = \frac{13,139 \cdot 0,067 + 16,667 \cdot 0,04}{13,139 + 16,667} = 0,052;$$

$$B_k = 13,139^2(0,2+0,052)+16,667^2(0,5 \cdot 0,07+0,052)+2 \cdot 16,667 \cdot 13,139(0,07+0,052) = 121,104 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_7} \quad T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{поД}} \cdot T_{\text{ад}}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}} = \frac{18,008 \cdot 0,067 + 16,667 \cdot 0,04}{18,008 + 16,667} = 0,054;$$

$$B_k = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поС}} \cdot (T'_D + T_{\text{асх}}) =$$

$$= 18,008^2(0,2+0,054)+16,667^2(0,5 \cdot 0,07+0,054)+2 \cdot 16,667 \cdot 18,008(0,07+0,054) =$$

$$181,527 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

$$\boxed{K_8} \quad T_{\text{асх}} = \frac{I_{\text{поС}} \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{поД}} \cdot T_{\text{ад}}}{I_{\text{поС}} + I_{\text{поД}}} = \frac{11,478 \cdot 0,059 + 8,333 \cdot 0,04}{11,478 + 8,333} = 0,051;$$

$$B_k = I_{\text{поС}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{асх}}) + 2 \cdot I_{\text{поД}} \cdot I_{\text{поС}} \cdot (T'_D + T_{\text{асх}}) =$$

$$= 11,478^2(0,2+0,051)+8,333^2(0,5 \cdot 0,07+0,051)+2 \cdot 8,333 \cdot 11,478(0,07+0,051) =$$

$$= 62,186 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Результати розрахунків теплових імпульсів зводимо до табл. 6.1.

Таблиця 6.1 - Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₆	K ₇	K ₈
B _к , ² ·с	266,10	383,42	161926,678	21136,40	13429,8	121,10	181,52	62,18

7 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН

7.1 Вибір збірних шин ВРП 110 кВ

Вибір збірних шин ВРП–110 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є блок 300 МВт. Згідно [1]:

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}; \quad (7.1)$$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1,950 \text{ кА},$$

де $S_{\text{номГ}}$ – повна номінальна потужність генератора; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга РП.

Вибираємо шини з проводу 2×АС 600/72, каталожні дані взято з [3], стор. 624: $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}$; $d = 33,2 \text{ мм}$.

Перевірка по допустимому струму:

$$1950 \text{ А} < 1050 \cdot 2 = 2100 \text{ А}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (7.2)$$

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]); $r_0 = d / 20 = 1,66 \text{ см}$ – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, (\kappa B / \text{см}),$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі ([1], табл. 7.4)

$$K = 1 + 2 \cdot r_0 / a = 1 + 2 \cdot 1,66 / 20 = 1,166,$$

де $a = 20$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі ([1], с. 48);

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі (для двох проводів по [1], табл. 7.4):

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,66 \cdot 20} = 5,762 \text{ см};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

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

де D – відстань між фазами, см ([1], табл. 7.3);

$$U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ} ([3], \text{ стор. 238}).$$

$$E = 1,166 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{378}{5,762}} = 8,28 (\kappa B / \text{см}).$$

$$0,9 \cdot 30,612 = 27,551 > 1,07 \cdot 8,28 = 8,86 \quad \Rightarrow \quad \text{умова виконується.}$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Виконаємо перевірку шин на електродинамічну стійкість, користуючись методикою, викладеною в [1], с. 44.

Відстань між фазами $D = 300$ см.

Зусилля від тривалого протікання струму 2-ф. КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{no}^{(3)2}}{D} = 0,15 \cdot \frac{(39,97)^2}{3} = 79,880 \text{ (Н/м)},$$

де $I_{no}^{(3)}$ – з табл. 5.5.

Сила тяжіння 1 м струмопроводу (із врахуванням маси кілець):

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (2 \cdot 2170 \cdot 10^{-3} + 1,6) = 64,033 \text{ (Н/м)},$$

де m – маса 1 м струмопроводу, кг, з табл. 7.35 [2].

Приймаючи час дії релейного диференційного захисту $t_3 = 0,1$ с, знаходимо еквівалентний по імпульсу час дії швидкодіючого захисту $t_{ек}$. Для кіл генераторів і трансформаторів в середньому:

$$t_{ек} = t_3 + 0,05 = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

де 0,05 – враховує вплив аперіодичної складової.

Визначаємо відношення $\sqrt{h}/t_{ек}$, де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі, по [1] для ВРП $h = 2,5$ м.

$$\sqrt{h}/t_{ек} = \sqrt{2,5}/0,15 = 10,541.$$

По діаграмі рис. 4.9, [3] для значення $f/g = 79,880/64,033 = 1,247$ знаходимо відношення $b/h = 0,4$, де b – відхилення проводу, м. Звідки

$$b = 0,4 \cdot 2,5 = 1 \text{ м}.$$

Допустиме відхилення фази:

$$b_{дон} = \frac{D - d - a_{дон}}{2} = \frac{3 - 0,115 - 0,45}{2} = 1,218 \text{ м},$$

де $a_{дон}$ – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, з табл. 7.3 [1];

d – діаметр фази (струмопроводу), $d = 2 \cdot r_{ек} = 2 \cdot 5,762 \cdot 10^{-3} = 0,115$ м.

$b_{дон} > b$, отже умова виконується.

Гнучкі струмопроводи з розщепленими фазами перевіряються також *по електродинамічній взаємодії провідників однієї фази*.

Зусилля на кожен провід від взаємодії з усіма іншими $n-1$ проводами:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{no}^{(3)2}}{d} = \frac{2-1}{2^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(39,97 \cdot 10^3)^2}{0,115} = 694,609 \text{ Н/м}.$$

Питоме навантаження на кожен провід від взаємодії при КЗ:

$$\gamma_k = f_u / q = 694,609 / 600 = 1,158 \text{ МПа/м},$$

де q – переріз проводу, мм^2 .

Питоме навантаження на провід від власної ваги:

$$\gamma_1 = 9,8 \cdot m / q = 9,8 \cdot 1,603 / 600 = 0,026 \text{ МПа/м.}$$

Приймаючи максимальне тяжіння на фазу в нормальному режимі $T_{\phi, \max} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$, визначаємо максимальну напруженість в проводі при нормальному режимі:

$$\sigma_{\max} = T_{\phi, \max} / (n \cdot q) = 100 \cdot 10^3 / (2 \cdot 600) = 83,333 \text{ МПа.}$$

Допустима відстань між распорками всередині фази:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\max} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\max} \cdot 24\beta}{(\gamma_k + k\gamma_1) \cdot (\gamma_k - k\gamma_1)}} =$$

$$= 1,8 \cdot 83,333 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 83,333 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(1,158 + 1,8 \cdot 0,026) \cdot (1,158 - 1,8 \cdot 0,026)}} = 20,677 \text{ м} > 15$$

м.,

де $k=1,8$ – коефіцієнт допустимого збільшення механічної напруженості в проводі при КЗ;

β – коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу (для алюмінію $\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$).

Отже, згідно [3], встановлюємо внутрішньофазні распорки через кожні 15 м для фіксації проводів розщепленої фази.

7.2 Вибір жорстких шин

Для вибору шин у колі трансформатора ТРДН-40000/110 (ПРТСН 1) зі сторони 6,3 кВ приймаємо рішення застосувати жорсткі алюмінієві шини. Використання мідних шин на даному етапі недоцільне через їх високу вартість, навіть при значних струмових навантаженнях.

Для струмів до 3000 А зазвичай застосовують одно- або двополосні шини. При ще вищих струмах рекомендується використання шин коробчатого профілю, оскільки вони забезпечують:

- менші втрати енергії за рахунок зменшення ефекту близькості та поверхневого ефекту;
- кращі умови охолодження.

Збірні шини та ошиновку на 6–10 кВ (з шин прямокутного або коробчатого перерізу) монтують на опорних фарфорових ізоляторах. Використовувані шинотримачі дозволяють повздовжнє зміщення шин, що виникає під час їх нагріву. При великих довжинах шин додатково встановлюють компенсатори. Також у місцях підключення до апаратів шини вигинають або встановлюють компенсатори, щоб уникнути механічного впливу температурних деформацій шин на обладнання.

З'єднання шин по довжині виконується зазвичай зварюванням.

Підключення алюмінієвих шин до мідних або латунних затискачів апаратів здійснюється за допомогою перехідних затискачів, що запобігають виникненню електролітичної пари "мідь-алюміній".

З метою кращого тепловідведення та для зручності експлуатації шини маркуються кольорами:

- для змінного струму: фаза А — жовтий, фаза В — зелений, фаза С — червоний;
- для постійного струму: позитивна шина — червоний, негативна — синій.

Відповідно до вимог п.1.3.28 ПУЕ, економічна щільність струму для збірних шин і ошиновки в межах відкритих та закритих РП на всіх рівнях напруги не розраховується. Остаточний вибір перерізу шин здійснюється виходячи з їх теплової стійкості — тобто за допустимим струмом нагріву.

Визначаємо розрахунковий струм тривалого режиму:

$$I_{\max} = 1,35 \frac{S_{\text{ном.т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,35 \frac{40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2,474 \text{ кА};$$

За умовами експлуатації беремо двополосні алюмінієві шини ([3] с. 625) 2(120×8): $I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}; \quad q = 960 \text{ мм}^2.$

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\max} = 2474 \text{ A} < I_{\text{дон}} = 2650 \text{ A}.$$

Перевіримо шини *на термічну стійкість*:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{181,527 \cdot 10^6}}{90} = 149,702 \text{ мм}^2,$$

де C – функція, значення якої наведено в [1], с. 33, табл. 6.3; B_k – з табл. 6.

$$q = 2 \cdot 120 \cdot 8 = 1920 \text{ мм}^2;$$

$$q = 1920 \text{ мм}^2 > q_{\min} = 149,702 \text{ мм}^2 \quad \text{отже шини термічно стійкі.}$$

Перевіримо шини *на механічну міцність*.

Визначаємо відстань l між ізоляторами при умові, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad \text{звідки} \quad l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

де J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно вісі, перпендикулярної напрямку вигинаючої сили, см^4 .

Якщо шини розташовані на ребрі, а полоси в пакеті жорстко зв'язані між собою, то по табл. 4.1 [3]

$$J = 0,72 \cdot b^3 \cdot h = 0,72 \cdot 0,8^3 \cdot 12 = 4,424 \text{ см}^4,$$

де b, h – розміри шини.

$$\text{Тоді} \quad l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{4,424}{2 \cdot 0,8 \cdot 12}} = 0,416 \text{ м}^2; \quad l \leq \sqrt{0,416} =$$

0,645 м.

Якщо шини на ізоляторах розташовані плашмя, то по табл. 4.1 [3]:

$$J = b \cdot h^3 / 6 = 0,8 \cdot 12^3 / 6 = 230,4 \text{ см}^4;$$

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{230,4}{2 \cdot 0,8 \cdot 12}} = 3 \text{ м}^2; \quad l \leq \sqrt{3} = 1,732 \text{ м}.$$

Цей варіант розташування шин дозволяє значно збільшити відстань між ізоляторами до 1,732 м, тобто дає значну економію ізоляторів.

Приймаємо розташування шин плашмя, прольот 1,7 м; відстань між фазами $a = 0,8$ м.

Визначаємо відстань між прокладками:

$$l_n \leq 0,216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{k_\phi}} = 0,216 \sqrt{\frac{1,6}{86311}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,512}{0,3}} = 0,547 \text{ м};$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,512}{2,6}} \cdot 10^{-2} = 0,456 \text{ м},$$

де E – модуль пружності матеріалу шин, $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па по табл. 4.2 [3];

J_n – момент інерції полоси, $J_n = b^3 \cdot h / 12 = 0,8^3 \cdot 12 / 12 = 0,512 \text{ см}^4$;

k_ϕ – коефіцієнт форми, $k_\phi = 0,3$ по рис. 4.5 [3];

a_n – відстань між осями полос, $a_n = 2b = 1,6$ см.

i_y – з табл. 5.5.

Маса полоси m_n на 1 м визначається по табл. ПЗ.4, с. 625 [3]:
 $m_n = 2,6 \text{ кг/м}$.

Приймаємо менше значення $l_n = 0,456$ м, тоді кількість прокладок в прольоті $n = l / l_n - 1 = 1,7 / 0,456 - 1 = 2,728$. Приймаємо $n = 3$.

При трьох прокладках в прольоті розрахунковий прольот:

$$l_n = l / (n + 1) = 1,7 / (3 + 1) = 0,425 \text{ м}.$$

Визначаємо силу взаємодії між полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,3 \cdot 86311^2}{4 \cdot 0,008} \cdot 10^{-7} = 6983,989 \text{ Н/м}.$$

Напруженість в матеріалі полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{6983,989 \cdot 0,425^2}{12 \cdot 19,2} = 5,475 \text{ МПа},$$

де W_n – момент опору шини відносно вісі, яка перпендикулярна дії зусилля, по табл. 4.1 [3]: $W_n = b \cdot h^2 / 6 = 0,8 \cdot 12^2 / 6 = 19,2 \text{ см}^3$.

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^{(3)2}}{a \cdot W_{\phi}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,7^2 \cdot 86311^2}{0,8 \cdot 38,4} = 12,139 \text{ МПа},$$

де $W_{\phi} = b \cdot h^2 / 3 = 0,8 \cdot 12^2 / 3 = 38,4 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\pi} = 12,139 + 5,475 = 17,614 \text{ МПа},$$

що менше $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ (з табл. 4.2 [3]). Таким чином, шини механічно міцні.

7.2.1 Вибір ізоляторів

В системі ВП ЕС шини закріплюються на опорних, прохідних та підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad F_{\text{розр}} \leq F_{\text{доп}},$$

де $U_{\text{уст}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга відповідно системи ВП та ізолятора; $F_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на ізолятор; $F_{\text{розр}}$ – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2], с.282 опорний ізолятор **ІО-10-7,50 УЗ**.

$$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}.$$

Розрахункова сила, що діє на ізолятор (шина розташована плашмя):

$$F_{\text{роз}} = 0,173 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,173 \cdot \frac{86,311^2}{0,8} \cdot 1,7 = 2738,655 \text{ Н}.$$

Допустиме навантаження на ізолятор: $F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн.}}$

де $F_{\text{руйн}}$ – руйнівне навантаження на згин [2]:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

$F_{\text{розр}} = 2738,655 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 4500 \text{ Н}$, умова виконується.

Вибираємо по [2], с.288 прохідний ізолятор **ІП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2**.

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

$$I_{\text{max}} = 2,474 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА}.$$

$$F_{\text{роз}} = 0,0865 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,0865 \cdot \frac{86,311^2}{0,8} \cdot 1,7 = 1369,328 \text{ Н}.$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{руйн}} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{розр}} = 1369,328 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 1800 \text{ Н,}$$

всі умови виконуються.

7.3 Вибір пофазно-екранованого струмопроводу

Для з'єднання виводів потужних генераторів з підвищувальними сило-
вими трансформаторами та трансформаторами власних потреб (ТВП) у су-
часних електростанціях широко застосовують комплектні пофазно-екрано-
вані струмопроводи (КЕТ). У такому виконанні кожна фаза струмопроводу
розміщується у герметичному металевому кожусі (зазвичай з алюмінію), що
забезпечує:

- електромагнітний захист;
- підвищену механічну міцність;
- захист від впливу зовнішніх факторів.

Згідно з нормами технологічного проєктування, використання КЕТ є
обов'язковим для генераторів потужністю від 160 МВт і вище. Також реко-
мендується впровадження екранованих струмопроводів для генераторів у
діапазоні 60–100 МВт — особливо в межах машинного залу.

На відкритому просторі використання КЕТ доцільно тоді, коли відстань
від генератора до підвищувального трансформатора не перевищує 15
метрів. Якщо ж дистанція більша, практичнішим рішенням є застосування
гнучких шинопроводів.

У даному проєкті для з'єднання виводів генератора ТГВ-300-2У3 з фа-
садною стіною головного корпусу електростанції передбачено викори-
стання комплектного пофазно-екранованого струмопроводу. Конкретний
вибір струмопроводу здійснюється на основі номінальних параметрів гене-
ратора та з урахуванням умов експлуатації. Перевірка здійснюється за умо-
вою:

$$i_{y\partial} \leq i_{\partial\text{ин}},$$

де $i_{дин}$ – струм динамічної стійкості струмопроводу.

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Обираємо струмопровід ([2], табл. 9.13, с. 539):

ТЭКН-Е-20-12500-400: $I_{ном} = 12,5 \text{ кА}$; $U_{ном} = 20 \text{ кВ}$; $i_{дин} = 400 \text{ кА}$.

Тип вбудованого

трансформатора напруги: ЗОМ-1/20; ЗНОМ-20;

трансформатора струму: ТШ-20-12000/5.

$$\text{Струм тяжкого режиму: } I_{макс} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,727 \text{ кА};$$

ударний струм в колі генератора (з табл. 5.5): $i_y = 165,561 \text{ кА}$.

$$i_y = 165,561 \text{ кА} < i_{дин} = 400 \text{ кА};$$

$$I_{макс} = 10,727 \text{ кА} < I_{ном} = 12,5 \text{ кА},$$

отже, струмопровід підходить.

7.4 Вибір кабеля

Вибір марки кабелю здійснюється з урахуванням умов його прокладки та експлуатаційних вимог. Основними факторами, які впливають на вибір, є:

- місце прокладки (приміщення, кабельні канали, підземна прокладка, на відкритому повітрі, у воді тощо);
- характеристики навколишнього середовища (температура, вологість, наявність агресивних хімічних речовин);
- механічні навантаження (вібрації, можливі удари, натяг);
- пожежна безпека (непоширення горіння, низький димовий та газовий викид при загорянні);
- електричні характеристики (робоча напруга, частота, допустимі струмові навантаження).

Відповідно до цих умов для кожного конкретного випадку рекомендується застосування певних марок кабелів — наприклад:

- ВВГнг-LS — для прокладки у будівлях з підвищеними вимогами до пожежної безпеки;
- АСБл або ПвКВ — для підземної прокладки в ґрунті;
- КГ — для гнучких з'єднань у промислових установках;
- ПвП — для прокладки на відкритому повітрі.

Правильний вибір марки кабелю забезпечує довговічність, безпеку та надійність роботи електроустановки.

Вибір кабелю виконуємо для ЕД ВП АНЗ-2-15-69-10УЗ. Паспортні дані його беремо з табл. 4.21 [2]: $P_{\text{ном}} = 800 \text{ кВт}$; $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$; $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,813$.

по напрузі установки:

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

по конструкції (табл. 7.5 [1]):

обираємо кабель ААГ;

по економічній густині струму:

$$q_e = \frac{I_{\text{ном}}}{J_e} = \frac{100}{1,4} = 71,429 \text{ мм}^2,$$

де $J_e = 1,4$ — економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп ном}} = 135 \text{ А}$, поправочний коефіцієнт на температуру повітря $k_2 = 0,87$ (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму: $I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{доп ном}} = 0,87 \cdot 135 = 117,45 \text{ А}$.

$$I_{\text{доп}} = 117,45 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}.$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{181,527 \cdot 10^6}}{98} = 137,482 \text{ мм}^2.$$

де $C = 98$ для кабелів з паперовою ізоляцією і алюмінієвими жилами.

Оскільки $q_{\min} > 70 \text{ мм}^2$, то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил 150 мм^2 . Таким чином, остаточно приймаємо кабель **ААГ 3×150**.

Обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

8 ВИБІР КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Усі елементи розподільчого пристрою (РП) електростанції або підстанції повинні забезпечувати надійну роботу як у тривалих нормальних режимах, так і витримувати аварійні режими, зокрема важкі короткі замикання. При цьому обладнання повинно мати достатню термічну та динамічну стійкість.

Надійність роботи апаратів гарантовано виробниками лише за умови їх правильного вибору та відповідності експлуатаційним умовам. Тому під час вибору обладнання необхідно ретельно перевіряти відповідність їх параметрів як для робочих (тривалих), так і для аварійних (короткочасних) режимів.

Основними параметрами, які повинні відповідати умовам тривалого режиму, є:

- номінальна напруга;
- номінальний струм.

Після цього виконується перевірка обладнання на стійкість до короткого замикання. За розрахунковий випадок зазвичай приймається трифазне коротке замикання (КЗ), як найбільш небезпечне за динамічним та тепловим впливом.

- Електродинамічна стійкість апарата визначається допустимим ударним струмом, який має бути не меншим за розрахункове значення.
- Термічна стійкість перевіряється шляхом порівняння розрахованого теплового імпульсу КЗ з допустимим імпульсом (визначеним за даними каталогу виробника), який обчислюється як добуток квадрата номінального струму на номінальний час термічної стійкості.

Роз'єднувач — це контактний комутаційний апарат, призначений для відкривання та закривання електричного кола за відсутності струму або

при незначному струмі. У відключеному стані роз'єднувач забезпечує видимий ізоляційний проміжок для безпечного обслуговування.

Вимикач — це комутаційний апарат, що виконує вмикання та вимикання електричного кола у всіх режимах:

- номінальне навантаження;
- перевантаження;
- коротке замикання;
- холостий хід;
- несинхронна робота.

Найбільш складним і відповідальним є відключення струмів КЗ та включення при існуючому КЗ.

До вимикачів високої напруги (110 кВ і вище) висуваються такі вимоги:

1. Надійне відключення будь-яких струмів — від десятків ампер до номінального струму відключення.
2. Висока швидкодія — мінімальний час відключення.
3. Можливість швидкодіючого автоматичного повторного включення (АПВ) — швидке повторне вмикання після відключення.
4. Можливість пофазного управління (для вимикачів 110 кВ і вище).
5. Зручність обслуговування — легкий доступ для огляду та ревізії контактів.
6. Вибухо- і пожежобезпечність.
7. Зручність транспортування та експлуатації.

Таким чином, правильний вибір та перевірка параметрів комутаційних апаратів є необхідною умовою для забезпечення стабільної та безпечної роботи розподільчих пристроїв та всієї електроенергетичної системи.

8.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розглянемо вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРП-110 кВ.

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРП-110 кВ:

$$\text{струм генератора: } I_{p.max.} = \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} =$$

1,950 кА;

струм від n ЛЕП:

$$I_{p.max.} = \frac{1}{n-1} \cdot \frac{P_{нав.max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{1}{14-1} \cdot \frac{642}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 0,305 \text{ кА};$$

$$\text{струм від АТЗ: } I_{p.max.} = 1,5 \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,968 \text{ кА}.$$

Вибираємо вимикач [2, с. 238] типу **ВВБК-110Б-50/3150У1** на базі головних параметрів:

$$\text{- по напрузі установки: } U_{уст} \leq U_{ном}: \quad 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

$$\text{- по тривалому струму: } I_{роб.max} \leq I_{ном}: \quad 1,968 \text{ кА} < 3,15 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

а) на відключаючу здатність вимикача:

$$\sqrt{2} I_{п\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} I_{ном.відк} (1 + \beta_n),$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у відключаючому струмі, %, яке визначається по кривій рис. 8.1 [1]: $\beta_n = 0,26$.

$$\sqrt{2} \cdot 39,97 + 26,828 = 83,354 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50(1 + 0,26) = 89,095 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$I_{п\tau} \leq I_{від.ном};$$

$$39,97 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{по} \leq I_{дин}: \quad 39,97 \text{ кА} < 50 \text{ кА}; \quad \text{умова виконується};$$

$$i_y \leq i_{дин}$$

$104,6 \text{ кА} < 128 \text{ кА}$ умова виконується,

де $I_{\text{дин}}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2]; $i_{\text{дин}}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ (табл. 6); I_T – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2]; t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$383,424 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 56^2 \cdot 3 = 9408 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2], с.273: **РНДЗ.1-110/3200 У1**

по умовам:

- по напрузі установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$; $110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$;
- по тривалому струму: $I_{\text{роб. max}} \leq I_{\text{ном}}$; $1,968 \text{ кА} < 3,2 \text{ кА}$.

Проводимо перевірку:

- на електродинамічну стійкість: $i_y \leq i_{\text{дин}}$; $104,6 \text{ кА} < 125 \text{ кА}$;
- на термічну стійкість: $B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$;

$$383,424 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

всі умови виконується.

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

8.2 Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатор струму призначений для зниження рівня первинного струму до зручних для обробки значень, які відповідають діапазону вимірювальних приладів та пристроїв релейного захисту. Крім того, він виконує гальванічне розділення між колами високої напруги та вимірювальними колами. Конструктивно трансформатор струму складається із замкненого магнітопроводу та двох обмоток — первинної та вторинної.

Первинна обмотка включається послідовно в коло вимірюваного струму. До вторинної обмотки підключаються вимірювальні прилади або реле. Стандартні значення номінального вторинного струму становлять 5 А або 1 А.

Варто зазначити, що коефіцієнт трансформації трансформатора струму не є абсолютно постійною величиною і може дещо відрізнитись від номінального через вплив струму намагнічування, що створює певну похибку. Ця похибка залежить від вторинного навантаження та ступеня кратності первинного струму відносно номінального значення. Зокрема, збільшення навантаження або дуже високі (або дуже низькі) значення первинного струму призводять до зростання похибки.

Залежно від класу точності трансформатори струму поділяються на:

- клас 0,2 — для підключення високоточних лабораторних приладів;
- клас 0,5 — для комерційного обліку (лічильники грошового розрахунку);
- клас 1 — для загальнопромислових технічних вимірювань;
- класи 3 і 10 — для релейного захисту.

Через низький опір струмових кіл вимірювальних приладів і реле, трансформатор струму фактично працює у режимі, наближеному до короткого замикання (КЗ). Через це суворо забороняється розривати вторинне коло трансформатора струму при наявності струму у первинному колі. У разі потреби заміни приладу або реле спочатку необхідно закортити (шунтувати) вторинну обмотку.

Трансформатор напруги виконує аналогічну функцію, але для напруги — він знижує високу напругу до стандартного значення (зазвичай 100 В або $100/\sqrt{3}$ В) і ізолює вимірювальні кола та кола релейного захисту від первинних високовольтних кіл. Первинна обмотка підключається безпосередньо до мережевої напруги, а до вторинної підключаються вимірювальні прилади та реле (паралельним з'єднанням).

Для підвищення електробезпеки, один з виводів вторинної обмотки заземлюється.

На відміну від трансформаторів струму, трансформатори напруги працюють у режимі, наближеному до холостого ходу, оскільки прилади мають великий опір, а струм, який вони споживають, невеликий.

У трансформаторах напруги, як і у струмових, спостерігається певна кутова похибка (зсув фаз між первинною та вторинною напругою), обумовлена втратами в магнітопроводі та розсіюванням магнітного потоку.

Класи точності для трансформаторів напруги: 0,2; 0,5; 1; 3.

При підключенні приладів необхідно стежити, щоб їх загальна потужність не перевищувала номінальну потужність трансформатора, інакше похибка зростатиме.

Залежно від призначення і схеми підключення в системі, можуть застосовуватися трансформатори напруги з різними варіантами з'єднання обмоток.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Проведемо вибір вимірювального трансформатора струму для приєднання вимірювальних приладів в коло генератора ТГВ-300-2УЗ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3], схема ввімкнення приладів показана на рис. 9. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭКН-Е-20-12500-400 (див. п. 7.3), то обираємо трансформатори струму, вбудовані в струмопровід, **ТШ-20-12000/5**, параметри якого з [2]: $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$; $I_{1\text{ном}} = 12 \text{ кА}$; $r_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$; $I_{\text{тер}} = 160 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$, клас точності 0,5.

Його перевірку проводимо за умовами:

- По напрузі установки: $U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$;
- По допустимому струму: $I_{\text{роб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}$;

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,727 \text{ кА};$$

$$I_{\text{роб.мах}} = 10,727 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 12 \text{ кА}.$$

– По електродинамічній стійкості: $i_y \leq i_{\text{дин.}}$

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому по цій умові вони не перевіряються.

– По термічній стійкості: $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$

$$13429,812 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

– По вторинному навантаженню: $Z_2 \leq Z_{2н},$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_k + R_{\text{з.пров.}}$ – розрахункове навантаження;

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$ [1] – опір контактів;

$R_{\text{з.пров.}}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення (рис. 8.1) і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (табл. 8.1).

З табл. 9.1. видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2 = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{\text{з.пров.}} = Z_{2н} - \Sigma Z_{\text{пр}} - R_k = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом}.$$

Відповідно [3], для генератора 300 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 30 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1] $I_{\text{розр}} = I = 30$ м; тоді переріз кабеля:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{R_{\text{з.пров.}}} = \frac{0,0175 \cdot 30}{0,54} = 0,972 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом $1,5 \text{ мм}^2$.

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 30}{1,5} + 0,1 + 0,56 = 1,01 \text{ Ом} < Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

В колі комплектного струмопровода, якій приєднаний до генератора ТГВ-300-2УЗ, встановлений трансформатор напруги **ЗНОМ-20**.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2\text{розн.}}$$

де $S_{2н} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги; $S_{2\text{розн.}}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2\text{розн.}}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 8.2.). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Таблиця 8.1 – Вибір вимірювальних трансформаторів струму

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-І670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
	Сумарне значення		14	10	14

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{69^2 + 7,3^2} = 69,385 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$S_{2\text{розн.}} = 69,385 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2н} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Вся обрана контрольно-вимірювальна апаратура буде працювати в класі точності, встановленому технічними вимогами, що забезпечує точний контроль електроенергії і контроль за режимом роботи станції.

Таблиця 8.2 - Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Назва	Тип	S однієї катушки	К-ть кату шок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужно-	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ- І670	1,5 Вт	2	0,38	0,92	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне значення						69	7,3

9 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

Експлуатація високовольтних вимикачів є одним із ключових напрямів у сфері електроенергетики та електротехніки. Вони відіграють важливу роль у забезпеченні стабільності та безпеки енергосистем, виконуючи функції відключення електричних ліній та обладнання у випадках перевищення допустимих параметрів струму чи виникнення аварійних ситуацій. Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів спрямоване на підвищення їх ефективності, надійності та безпеки в реальних умовах роботи.

Серед основних аспектів, які розглядаються при аналізі експлуатації високовольтних вимикачів, можна виділити такі:

- **Надійність і довговічність** — оцінка стійкості вимикачів до тривалих навантажень, частих комутаційних операцій, а також впливу несприятливих зовнішніх факторів (температури, вологи, агресивних середовищ).

- **Технічне обслуговування** — розробка оптимальних програм профілактичного обслуговування, що включають контроль стану контактної групи, ізоляційних матеріалів та механічних вузлів.

- **Безпека експлуатації** — вивчення заходів захисту персоналу та обладнання під час комутаційних процесів, особливо в умовах високих струмів короткого замикання та перенапруг.

- **Ефективність роботи** — аналіз динаміки включення та відключення, часів спрацювання та здатності вимикачів ефективно працювати при різних режимах навантаження.

- **Енергоефективність** — дослідження способів оптимізації комутаційних процесів із метою зниження втрат енергії та мінімізації негативного впливу на довкілля.

- **Автоматизація та дистанційний контроль** — впровадження сучасних автоматизованих систем керування та моніторингу стану вимикачів,

що дозволяє своєчасно виявляти потенційні несправності та підвищувати загальну ефективність експлуатації.

Комплексний підхід до дослідження та удосконалення експлуатаційних характеристик високовольтних вимикачів сприяє підвищенню якості та надійності функціонування електроенергетичних систем. Це, своєю чергою, забезпечує безперебійну роботу енергопостачання, стійкість енергетичних мереж та підвищення технічного рівня експлуатаційної культури у галузі.

Сучасний етап розвитку електроенергетики висуває підвищені вимоги до надійності та довговічності енергетичного обладнання, зокрема до високовольтних вимикачів змінного струму. Вони є критично важливими елементами енергосистеми, що значною мірою визначають безпеку функціонування енергетичної інфраструктури та якість електропостачання споживачів. Надійна робота високовольтних вимикачів є запорукою збереження цілісності обладнання при аварійних ситуаціях і стабільної роботи системи в нормальних та післяаварійних режимах.

Вимикачі, які встановлюються на електричних підстанціях, зазвичай розраховані на значні номінальні напруги (від 6 до 1150 кВ) та високі значення струмів відключення (до 50 кА). Конструктивно це складні пристрої з електромагнітними, пружинними, гідравлічними або пневматичними приводами [16]. За типом середовища, що використовується для гасіння електричної дуги, розрізняють повітряні, масляні, вакуумні та елегазові вимикачі [17].

Етапи розвитку високовольтних вимикачів як силового комутаційного обладнання охоплюють кілька технологічних поколінь. У 1920–1950-х роках широкого застосування набули масляні та маломасляні вимикачі. Впродовж 1940–1960-х років з'явилися вдосконалені повітряні вимикачі, а в подальші десятиліття — вакуумні та елегазові конструкції [15]. Однак, згідно з оглядом сучасної літератури, повітряні вимикачі (рис. 11, а) сьогодні практично не застосовуються через їхню громіздкість, низьку ефективність та

високу вартість обслуговування. Застаріле обладнання поступово замінюється на більш сучасні, ефективні й надійні аналоги.

У зв'язку з цим доцільним є проведення аналізу характеристик основних типів високовольтних вимикачів, які актуально застосовуються сьогодні — масляних (рис. 11, б), вакуумних (рис. 11, в) та елегазових (рис. 11, г). При цьому слід розглядати їх технічні особливості, переваги й недоліки з урахуванням умов експлуатації, що є важливим чинником при виборі вимикачів для конкретних об'єктів енергетичної інфраструктури [18].

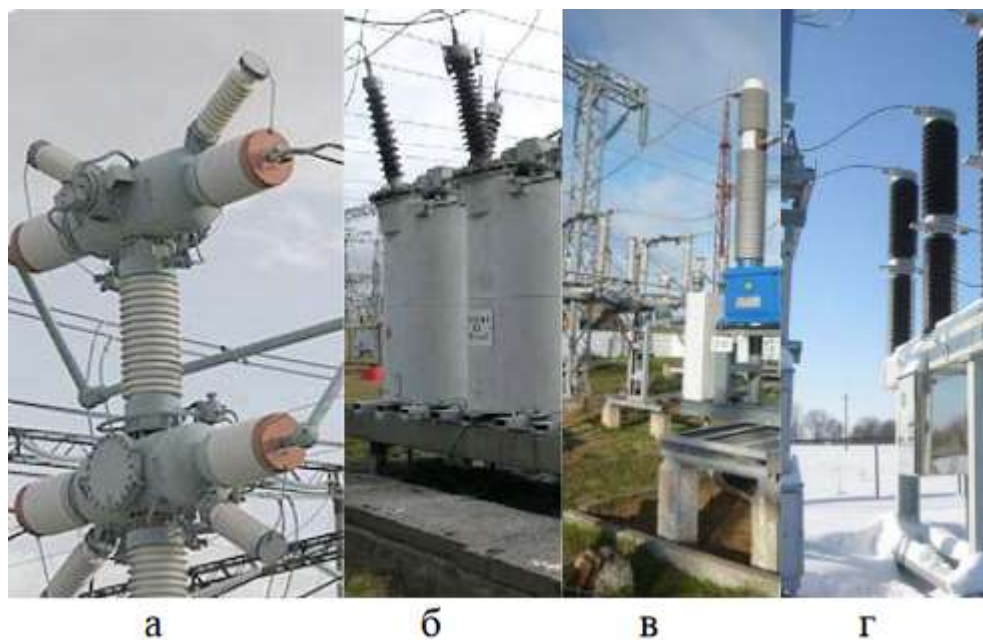


Рисунок 9.1 - Високовольтні вимикачі різних типів: а – повітряні, б – оливні, в – вакуумні, г – елегазові

Однією з ключових характеристик високовольтних вимикачів є їх **механічна міцність**, яка безпосередньо залежить від складності конструкції: чим простіша конструкція, тим вища її механічна надійність. З цієї точки зору вакуумні вимикачі мають перевагу, оскільки відзначаються найпростішою конструкцією та високою механічною міцністю. Натомість масляні вимикачі поступаються їм за цим показником.

Важливим параметром є також **електрична міцність дугогасного середовища**. Вакуумні вимикачі демонструють високу діелектричну міцність, особливо при напругах 110 кВ і вище. Ще вищі показники має елегаз (SF₆), що забезпечує найкращі умови для гасіння дуги на високих напругах. Масляні вимикачі, у свою чергу, мають менш ефективне дугогасне середовище.

Не менш важливою характеристикою є **комутаційний ресурс вимикачів**, який визначається максимальною кількістю робочих циклів (включень та відключень). Цей ресурс залежить від величини комутуваних струмів — чим вищі струми, тим швидше відбувається знос елементів вимикача. Вакуумні вимикачі, до прикладу, після вичерпання комутаційного ресурсу зазвичай підлягають заміні. Елегазові вимикачі після досягнення граничного ресурсу проходять капітальний ремонт з оцінкою стану і прийняттям рішення щодо подальшої експлуатації [19]. Масляні вимикачі мають обмежений міжремонтний ресурс — зазвичай після 7 автоматичних відключень струмів короткого замикання необхідний капітальний ремонт.

Суттєвою характеристикою є **маса та габарити вимикачів**. Елегазові та вакуумні вимикачі мають значно меншу масу і габарити порівняно з масляними. Наприклад, масляний вимикач МКП-110 важить майже 17 т, тоді як сучасний елегазовий вимикач Siemens 3AP1DT-126 має масу лише 3,6 т і значно компактніші розміри [19].

З точки зору **експлуатації**, вакуумні вимикачі мають значні переваги — вони не потребують обслуговування дугогасної та контактної частин, їх конструкція є простою, що знижує потребу у спеціалізованому обладнанні та інструменті для технічного обслуговування. Елегазові вимикачі мають складнішу конструкцію, однак їх технічне обслуговування зазвичай не є проблемним. Масляні вимикачі, навпаки, вимагають більш трудомісткого обслуговування та періодичного капітального ремонту, пов'язаного, зокрема, з необхідністю заміни діелектричного масла через втрату його ізоляційних та дугогасних властивостей.

Питання **пожежної безпеки** займає важливе місце у виробництві та експлуатації високовольтних вимикачів. З усіх типів вимикачів саме масляні становлять найбільшу пожежну небезпеку через наявність легкозаймистого трансформаторного масла. У зв'язку з цим для розподільчих пристроїв з масляними вимикачами діють суворі вимоги до пожежної безпеки. Елегазові та вакуумні вимикачі позбавлені цього недоліку: вони не містять легкозаймистих матеріалів, що робить їх експлуатацію з точки зору пожежної безпеки практично безпечною.

Таблиця 9.1 - Порівняльна характеристика високовольтних вимикачів різних типів

Вимикач	Умови експлуатації	Умови експлуатації в навколишньому середовищі	Обслуговування	Вплив навколишнього середовища	Зносостійкість	Габарити
Елегазовий	Немає ризику виникнення вибуху або зовнішніх проявів	Екологічно небезпечний (при утилізації або витокі)	Змащення механізмів керування в мінімальному обсязі	Нечутливі: повністю запаяна герметична камера	Висока	Невеликі
Вакуумний	Немає ризику виникнення вибуху або зовнішніх проявів	Відсутність забруднення навколишнього середовища	Масило механізмів керування в мінімальному обсязі	Нечутливі: повністю запаяна герметична камера	Висока	Невеликі
Оливний	Ризик виникнення пожежі або вибуху	Екологічно небезпечний	Періодична заміна олії (необоротна деградація олії при кожному відключенні)	Властивості середовища відключення можуть погіршуватися під впливом факторів навколишнього середовища (вологість, пил тощо)	Псередня	Відносно великі
Повітряний	Вибухо- та пожежобезпечний	Безпечний	Часта заміна дугогасних контактів, періодичне технічне обслуговування механізму управління	Вплив температури навколишнього середовища, необхідність у додаткових установках	Середня	Установка, що вимагає великих відстаней

Питання екологічного впливу електрообладнання на навколишнє середовище набуває дедалі більшого значення в умовах сучасних вимог до

сталого розвитку та екологічної безпеки. У цьому контексті особливу увагу слід приділяти мінімізації викидів шкідливих речовин, які можуть супроводжувати експлуатацію різних типів високовольтних вимикачів.

Серед усіх типів вимикачів, масляні мають найсуттєвіший негативний екологічний вплив. Основним ризиком є використання трансформаторного масла, яке у разі порушення герметичності бака або під час аварійних ситуацій може потрапляти у ґрунт і спричиняти забруднення навколишнього середовища.

На відміну від них, елегазові та вакуумні вимикачі демонструють значно кращі екологічні показники. Хоча елегазові вимикачі містять газ SF₆ (який є парниковим газом з високим потенціалом глобального потепління), за умови технічно справної конструкції та мінімізації витоків елегазу, їхній вплив на довкілля є значно меншим. До того ж сучасні стандарти передбачають системи моніторингу і контролю витоків, що додатково знижує екологічні ризики.

Найбільш екологічно безпечними є вакуумні вимикачі, оскільки вони не містять ні масла, ні газів, які б могли забруднювати довкілля. Вакуум як ізоляційне середовище є абсолютно нейтральним і не створює жодних ризиків для навколишнього середовища як під час нормальної експлуатації, так і у випадку аварій.

З урахуванням усіх зазначених аспектів можна зробити висновок, що вакуумні вимикачі є найкращим вибором з погляду як пожежної безпеки, так і екологічної відповідності сучасним вимогам сталого розвитку.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці під час проектування КЕС. На проектний персонал, що здійснює проектування КЕС у спеціалізованих проектних організаціях, впливають такі шкідливі виробничі фактори [21, 22]: фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил); фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

10.1.1 Вимоги електробезпеки до приміщень з комп'ютерами

Площа, виділена для одного робочого місця з ПК повинна складати не менше 6 м², а об'єм – не менше 20 м³.

Під час проектування КЕС необхідно дотримуватись вимог ПВЕ, ПТЕ, ПБЕ ЕЕС, Правил пожежної безпеки в Україні, а також розділів ДБН, що стосуються штучного освітлення та електротехнічних пристроїв, та вимог нормативно-технічної і експлуатаційної документації заводів виробників комп'ютерів. Комп'ютери та устаткування для обслуговування, ремонту та їх налагодження, інше устаткування (апарати управління, контрольно-вимірювальні прилади, світильники, тощо) електропроводи та кабелі за

виконанням та ступенем захисту мають відповідати класу зони за ПВЕ, мати апаратуру захисту від струму короткого замикання та інших аварійних режимів.

Під час монтажу та експлуатації необхідно повністю унеможливити виникнення електричного джерела загоряння внаслідок короткого замикання та перевантаження проводів, обмежувати застосування проводів з легкозаймистою ізоляцією і, за можливості, перейти на негорючу ізоляцію. Під час ремонту ліній електромережі шляхом зварювання, паяння та з використанням відкритого вогню необхідно дотримуватися Правил пожежної безпеки в Україні. Лінія електромережі для живлення комп'ютерів, їх периферійних пристроїв та устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладання фазового, нульового робочого та нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів. Використання нульового робочого провідника як нульового захисного провідника забороняється.

Нульовий захисний провід прокладається від стійки групового розподільчого щита, розподільчого пункту до розеток живлення. Не допускається підключення на щиті до одного контактного затискача нульового робочого та нульового захисного провідників. Площа перерізу нульового робочого та нульового захисного провідника в груповій трипровідній мережі повинна бути не менше площі перерізу фазового провідника. Усі провідники повинні відповідати номінальним параметрам мережі та навантаження, умовам навколишнього середовища, умовам розподілу провідників, температурному режиму та типам апаратури захисту, вимогам ПВЕ. У приміщені, де одночасно експлуатується або обслуговується більше п'яти персональних комп'ютерів, на помітному та доступному місці встановлюється аварійний резервний вимикач, який може повністю вимкнути електричне живлення приміщення, крім освітлення.

Комп'ютери та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження повинні підключатися до електромережі тільки з допомогою справних штепсельних з'єднань і електророзеток заводського виготовлення. Штепсельні з'єднання та електророзетки крім контактів фазового та нульового робочого провідників повинні мати спеціальні контакти для підключення нульового захисного провідника. Конструкція їх має бути такою, щоб приєднання нульового захисного провідника відбувалося раніше ніж приєднання фазового та нульового робочого провідників. Порядок роз'єднання при відключенні має бути зворотним. Необхідно унеможливити з'єднання контактів фазових провідників з контактами нульового захисного провідника.

Неприпустимим є підключення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження до звичайної двопровідної електромережі, в тому числі – з використанням перехідних пристроїв. Електромережі штепсельних з'єднань та електророзеток для живлення комп'ютерів та устаткування для їх обслуговування, ремонту та налагодження слід виконувати за магістральною схемою, по 3 - 6 з'єднань або електророзеток в одному колі. Штепсельні з'єднання та електророзетки для напруги 12 В та 36 В за своєю конструкцією повинні відрізнятися від штепсельних з'єднань для напруги 127В та 220В. Штепсельні з'єднання та електророзетки, розраховані на напругу 12 В та 36 В, мають бути пофарбовані в колір, який візуально значно відрізняється від кольору штепсельних з'єднань, розрахованих на напругу 127 В та 220 В.

Індивідуальні та групові штепсельні з'єднання та електророзетки необхідно монтувати на негорючих або важкогорючих пластинах з урахуванням вимог ПВЕ та Правил пожежної безпеки в Україні. Електромережу штепсельних розеток для живлення комп'ютерів та їх устаткування для обслуговування, ремонту та налагодження при розташуванні їх уздовж стін приміщення прокладають по підлозі поряд зі стінами приміщення, як правило, в металевих трубах і гнучких металевих рукавах з відводами відповідно до

затвердженого плану розміщення обладнання та технічних характеристик обладнання. При розташуванні в приміщенні за його периметром до 5 комп'ютерів, використанні трипровідникового захищеного проводу або кабелю в оболонці з негорючого або важкогорючого матеріалу дозволяється прокладання їх без металевих труб та гнучких металевих рукавів.

Металеві труби та гнучкі металеві рукави повинні бути заземлені. Заземлення повинно відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Для підключення переносної електроапаратури застосовують гнучкі проводи в надійній ізоляції. Тимчасова електропроводка від переносних приладів до джерел живлення виконується найкоротшим шляхом без заплутування проводів у конструкціях машин, приладів та меблях. Доточувати проводи можна тільки шляхом паяння з наступним старанним ізолюванням місць з'єднання.

Є неприпустимими:

- експлуатація кабелів та проводів з пошкодженою або такою, що втратила захисні властивості за час експлуатації, ізоляцією; залишення під напругою кабелів та проводів з неізольованими провідниками;
- застосування саморобних подовжувачів, які не відповідають вимогам до переносних електропроводок;
- застосування для опалення приміщення нестандартного (саморобного) електронагрівального обладнання або ламп розжарювання;
- користування пошкодженими розетками, розгалужувальними та з'єднувальними коробками, вимикачами та іншими електровиробами, а також лампами, скло яких має сліди затемнення або випинання.
- підвішування світильників безпосередньо на струмопровідних проводах, обгортання електроламп і світильників папером, тканиною та іншими горючими матеріалами, експлуатація їх зі знятими ковпаками (розсіювачами);
- використання електроапаратури та приладів в умовах, що не відповідають вказівкам (рекомендаціям) підприємств-виготовлювачів.

10.1.2 Електробезпека

Живлення обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Категорія умов по небезпеці електротравматизму – без підвищеної небезпеки, у зв'язку з відсутністю в приміщенні факторів підвищеної небезпеки.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам: для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

- при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі. Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

- електрозахисні засоби захисту. Електротехнічний персонал повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Забороняється користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до

1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин, необхідно вимкнути його і повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ". Розшиновку або від'єднання кабеля при підготовці робочого місця може виконати ремонтний робітник, який має третю групу. Під наглядом чергового або оперативно-ремонтного робітника. З найближчих до робочого міста струмоведучих частин до наступних доторканню повинна бути знята напруга або вони повинні бути огорожені.

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами. В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізолювальним проводом) повинні бути заземлені.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота дослідників відноситься до легкої

фізичної роботи категорія Ia, бо вони практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м³. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оперативного персоналу

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень мікроклімату та концентрації шкідливих речовин необхідно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціювання повітря.

10.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, роботи з монтажу електрообладнання, потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в». Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під- роз- ряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

10.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщенні широкопasmовий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам СН 3223-85, ГОСТ 12.1.003-85, ГР 2411-81 і наведені в табл. 10.4.

Устаткування, що є джерелом шуму (вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання з переробки деревини), слід розташовувати поза межами приміщень, де встановлені ПК.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Звукопоглинаючі облицювання розміщують на стелі і в верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м таким чином, щоб акустично оброблена поверхня складала не менше 60 % від загальної площі обмежувачих приміщення поверхонь. У вузьких і дуже високих приміщеннях доцільно облицювання розміщувати на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) не облицьованими, або проектувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

10.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [21, 22]. Пожежо-вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [23], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [24].

Отже, проектування КЕС здійснюється в приміщеннях спеціалізованої проєктної організації, які за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відносяться до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для

категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами П-Іа, де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів – сукупність властивостей, що характеризують їхню здатність до виникнення і поширення горіння. Наслідком горіння, залежно від його швидкості та умов протікання, можуть бути пожежа або вибух. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначають показниками, вибір яких залежить від агрегатного стану речовини (матеріалу), та умов їхнього застосування.

Будівля енергопідприємства, в якій розташоване це приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості. До II ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 10.5.

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [25] наведено в таблиці 10.6.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 6.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 10.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків і споруд слід приймати за таблицею 10.7 (знаменник) [25].

Таблиця 10.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, ко-стури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горішні та над підвалами	елементи сумі-щених покрит-тів	
	несучі та сходових клі-ток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (перегородки				пли-ти, на-сти-ли, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Таблиця 10.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип запо-внення прорізів, не нижче	Тип про-типожежного там-бур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Таблиця 10.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12

На території проектної організації встановлено 8 порошкових вогнегасників ВВП-8 (ВП-5) і 12 газових вогнегасників ВВК-7 [16].

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі було розроблено проєкт електричної станції конденсаційного типу. Запроєктована станція призначена для передачі потужності до енергосистеми та забезпечення електроенергією споживачів місцевого регіону.

У межах роботи виконано розрахунок графіків навантаження електростанції та визначено її техніко-економічні показники. Для проєктованої КЕС передбачено встановлення десяти парових котлів типу Пп-950/255ГМ із продуктивністю 950 т/год.

Силова установка станції включає: дві турбіни типу К-300-240 із номінальною потужністю 300 МВт, дві турбіни типу К-500-240 із номінальною потужністю 500 МВт та одну турбіну типу К-800-240 із номінальною потужністю 800 МВт.

Основне електротехнічне обладнання станції складається з таких агрегатів: два турбогенератори ТГВ-300-2У3 (300 МВт), два турбогенератори ТГВ-500-2У3 (500 МВт), один турбогенератор ТГВ-800-2У3 (800 МВт); два силові трансформатори ТДЦ-400000/110 (400 МВА), два ТНЦ-630000/330 (630 МВА), один ТЦН-1000000/330 (1000 МВА); два автотрансформатори АТДЦТН-250000/330/110 (250 МВА).

Трансформатори для власних потреб передбачено в такій конфігурації: два ТДНС-10000/35 (10 МВА, 20/6,3 кВ), два ТДНС-16000/20 (16 МВА, 20/6,3 кВ), один ТРДНС-25000/35 (25 МВА, 24/6,3 кВ), один ТРДН-40000/110 (40 МВА, 115/6,3 кВ), один ТРДНС-40000/35 (40 МВА, 38,5/6,3 кВ).

Передача електроенергії до енергосистеми здійснюється на рівні напруги 330 кВ, а постачання місцевим споживачам — на рівні 110 кВ. Для обох напруг (330 кВ і 110 кВ) передбачено відкриті розподільчі пристрої (ВРП). Для ВРП 330 кВ використано схему зв'язаних шестикутників; передбачено шість повітряних ліній електропередачі (ПЛЕП) 330 кВ для

з'єднання КЕС з енергосистемою. Аналогічна схема застосована й для ВРП 110 кВ, від якого відходять чотирнадцять ПЛЕП 110 кВ.

Розподільчі пристрої власних потреб на 6 та 0,4 кВ виконані за схемою з однією системою збірних шин. Проведено вибір струмоведучих елементів, комутаційного та контрольно-вимірювального обладнання.

Порівняльний аналіз високовольтних вимикачів засвідчив, що на сьогодні найбільш ефективними, надійними та сучасними є елегазові та вакуумні вимикачі. Виробники комутаційної апаратури постійно вдосконалюють їх характеристики, унаслідок чого масляні вимикачі практично виведені з виробництва. При спорудженні нових об'єктів та модернізації існуючих пріоритет надається саме елегазовим та вакуумним вимикачам, оскільки вони забезпечують високу надійність електропостачання, відповідають вимогам безпеки обслуговування, пожежної безпеки та сучасним екологічним стандартам.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. 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.
3. 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.
4. 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. Матєєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
5. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова. К. : НАУ, 2018. 312 с.
6. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
7. Бардик Є.І., Лукаш Н.П. Електрична частина електростанцій і підстанцій: навчальний посібник. К. НТУУ «КПІ» 2011р. 220с.

8. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
9. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
10. Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.
11. Друга редакція додатку до кодексу системи передачі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» НЕК «Укренерго».
12. 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.
13. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. 260 с.
14. Журахівський А. В., Казанський С. В., Матеєнко Ю. П. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 457 с.
15. Романченко Ю.А., Петухов О. Г., Рєзнік І. О. Порівняльний аналіз різних типів високовольтних вимикачів. Майбутній науковець – 2021 : матеріали всеукр. наук.- практ. конф. з міжнар. участю. Сєверодонецьк: СНУ ім. В. Даля, 2021. – С. 160-162.
16. Михайлюк Р. І., Мисенко С. В., Кутін В. М., Рубаненко О. Є. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі. Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.

17. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.
18. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2015. 115 с.
19. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
20. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
21. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
22. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
23. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
24. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.
25. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

26. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
27. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
28. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
29. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.
30. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
31. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
32. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
33. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.
34. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
35. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
36. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Назва роботи: «Проектування конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з аналізом експлуатації високовольтних вимикачів»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС Малогулко Ю.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

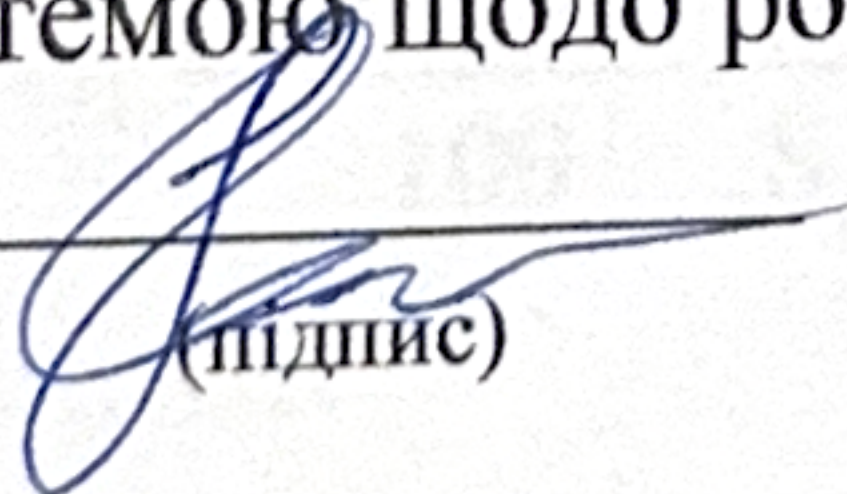
StrikePlagiarism	
Оригінальність	63,6 %
Загальна схожість	36,4 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☒ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор


(підпис)

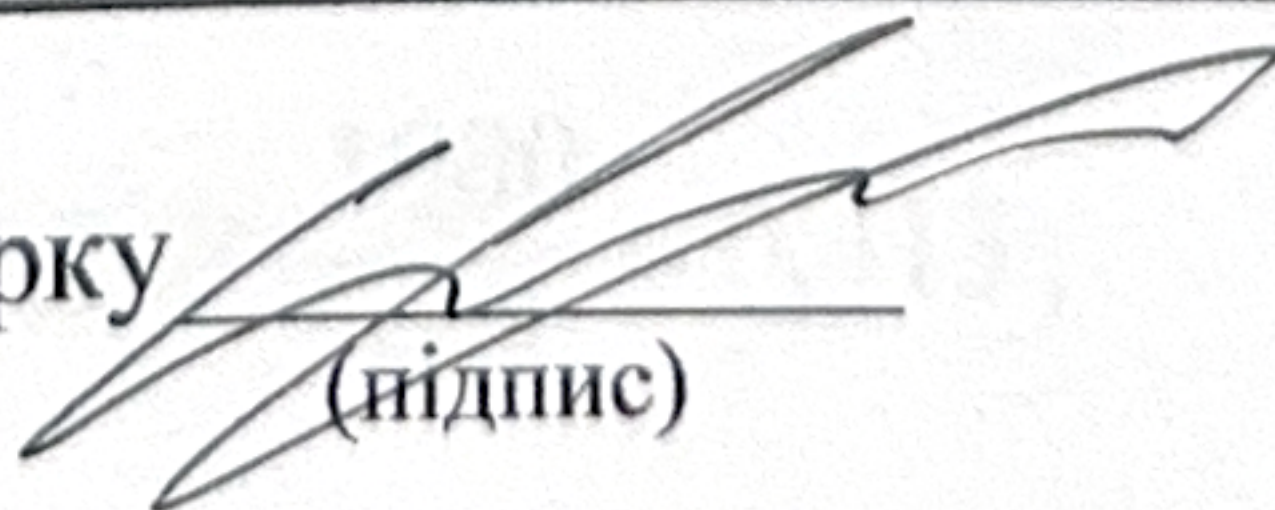
Надобних Н.О.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНОК ВЕЛИЧИН УСІХ ЕЛЕМЕНТІВ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ

Для обраної точки КЗ складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними.

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки.

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

- системи:

$$X_{*2} = X_{*сн\text{ом}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = 0,11 \cdot \frac{1000}{29000} = 0,004;$$

- ЛЕП 110:

$$X_{*3-16} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,025;$$

- ЛЕП 330:

$$X_{*17-22} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2} = 0,32 \cdot 185 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,512;$$

- блочних трансформаторів БТ1, БТ2:

$$X_{*26} = X_{*27} = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263;$$

- блочних трансформаторів БТ3, БТ4:

$$X_{*29} = X_{*30} = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,183;$$

- блочного трансформатора БТ5:

$$X_{*31} = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{1000} = 0,115;$$

- генераторів G_1, G_2 :

$$X_{*32} = X_{*34} = X_{\text{д*ном}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

- генераторів G_3, G_4 :

$$X_{*37} = X_{*39} = 0,243 \cdot \frac{1000}{588} = 0,413;$$

- генератора G_5 :

$$X_{*41} = 0,272 \cdot \frac{1000}{941} = 0,289;$$

- ТВП1, ТВП2:

$$X_{*33} = X_{*35} = \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8;$$

- ТВПЗ, ТВП4:

$$X_{*38} = X_{*40} = \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,25;$$

- ТВП5:

$$X_{*42} = 1,875 \cdot \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

- ПРТВП 1:

$$X_{*25} = 1,875 \cdot \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4,922;$$

- ПРТВП 2:

$$X_{*36} = 1,875 \cdot \frac{u_{KB-H\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = 1,875 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,953;$$

- АТЗ:

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}) = 0,5 \cdot (54 + 10,5 - 42) = 11,25\%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}) = 0,5 \cdot (10,5 + 42 - 54) = 0;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}) = 0,5 \cdot (54 + 42 - 10,5) = 42,75\%.$$

$$X_{*B} = X_{*24} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{2 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 250} = 0,225;$$

$$X_{*C} = X_{*23} = 0;$$

$$X_{*H} = X_{*28} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{2 \cdot S_{НОМ}} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 250} = 0,855.$$

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

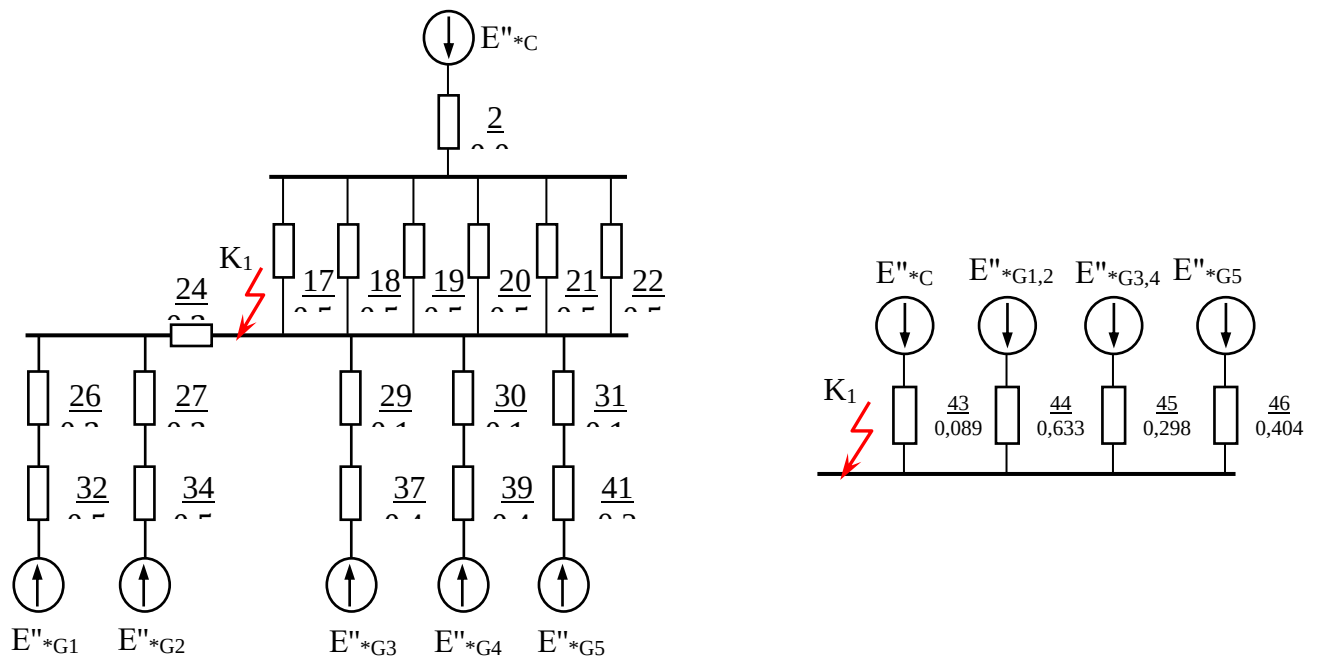
Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

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

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

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

К₁ Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 (рис. 1). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2).



$$X_{*43} = X_{*2} + \frac{X_{*17}}{6} = 0,004 + \frac{0,512}{6} = 0,089;$$

$$X_{*44} = \frac{X_{*26} + X_{*32}}{2} + X_{*24} = \frac{0,263 + 0,552}{2} + 0,225 = 0,633;$$

$$X_{*45} = \frac{X_{*29} + X_{*37}}{2} = \frac{0,183 + 0,413}{2} = 0,298;$$

$$X_{*46} = X_{*31} + X_{*41} = 0,115 + 0,289 = 0,404.$$

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

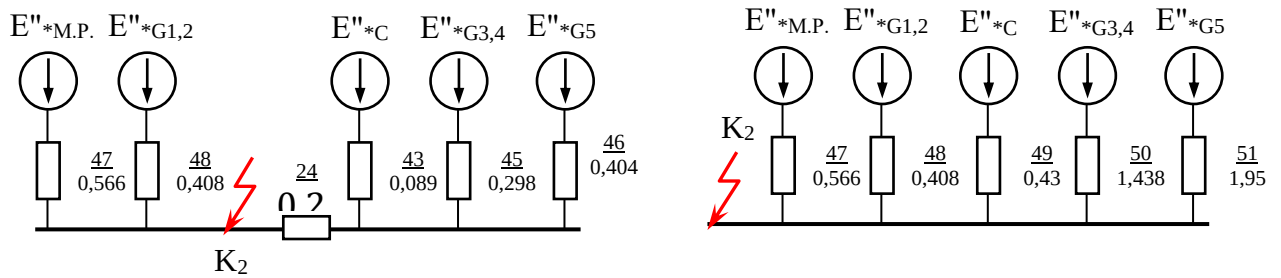
$$I_{\text{Пос}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*43}} \cdot I_B = \frac{1}{0,089} \cdot 1,698 = 19,079 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1,2}} = \frac{E''_{*G1,2}}{X_{*44}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,633} \cdot 1,698 = 3,031 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог3,4}} = \frac{E''_{*G3,4}}{X_{*45}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,298} \cdot 1,698 = 6,439 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог5}} = \frac{E''_{*G5}}{X_{*46}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,404} \cdot 1,698 = 4,749 \text{ (кА)}.$$

К₂ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₂ представлена на рис. 3.



$$X_{*47} = X_{*1} + \frac{X_{*3}}{14} = 0,35 + \frac{3,025}{14} = 0,566;$$

$$X_{*48} = \frac{X_{*26} + X_{*32}}{2} = \frac{0,263 + 0,552}{2} = 0,408.$$

Згорнемо цю схему до виду рис. 4:

$$X_{\Delta} = X_{*24} \cdot (X_{*43} \cdot X_{*45} + X_{*43} \cdot X_{*46} + X_{*45} \cdot X_{*46}) =$$

$$= 0,225 \cdot (0,089 \cdot 0,298 + 0,089 \cdot 0,404 + 0,298 \cdot 0,404) = 0,041;$$

$$X_{*49} = X_{*43} + \frac{X_{\Delta}}{(X_{*45} \cdot X_{*46})} = 0,089 + \frac{0,041}{0,298 \cdot 0,404} = 0,43;$$

$$X_{*50} = X_{*45} + \frac{X_{\Delta}}{(X_{*43} \cdot X_{*46})} = 0,298 + \frac{0,041}{0,089 \cdot 0,404} = 1,438;$$

$$X_{*51} = X_{*46} + \frac{X_{\Delta}}{(X_{*43} \cdot X_{*45})} = 0,404 + \frac{0,041}{0,089 \cdot 0,298} = 1,95.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 5,020 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E''_C}{X_{*49}} \cdot I_B = \frac{1}{0,43} \cdot 5,02 = 11,674 \text{ (кА)};$$

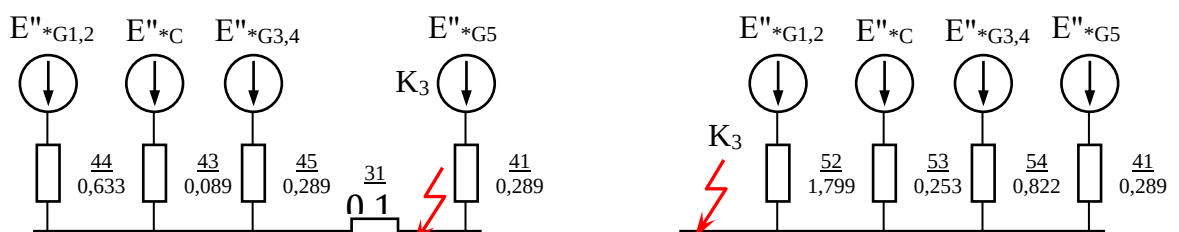
$$I_{\text{ПОМ.р.}} = \frac{E''_{\text{М.р.}}}{X_{*47}} \cdot I_B = \frac{0,85}{0,566} \cdot 5,02 = 7,539 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1,2}} = \frac{E''_{G1,2}}{X_{*48}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,408} \cdot 5,02 = 13,903 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ3,4}} = \frac{E''_{G3,4}}{X_{*50}} \cdot I_B = \frac{1,13}{1,438} \cdot 5,02 = 3,945 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ5}} = \frac{E''_{G5}}{X_{*51}} \cdot I_B = \frac{1,13}{1,95} \cdot 5,02 = 2,909 \text{ (кА)}.$$

К₃ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₃ представлена на рис. 5.



Згорнемо цю схему до виду рис. 6:

$$x_{\Delta} = x_{*31} \cdot (x_{*44} \cdot x_{*43} + x_{*44} \cdot x_{*45} + x_{*43} \cdot x_{*45}) = \\ = 0,115 \cdot (0,633 \cdot 0,089 + 0,633 \cdot 0,289 + 0,089 \cdot 0,289) = 0,030;$$

$$x_{*52} = x_{*44} + \frac{x_{\Delta}}{(x_{*43} \cdot x_{*45})} = 0,633 + \frac{0,03}{0,089 \cdot 0,289} = 1,799;$$

$$x_{*53} = x_{*43} + \frac{x_{\Delta}}{(x_{*44} \cdot x_{*45})} = 0,089 + \frac{0,03}{0,633 \cdot 0,289} = 0,253;$$

$$x_{*54} = x_{*45} + \frac{x_{\Delta}}{(x_{*44} \cdot x_{*43})} = 0,289 + \frac{0,03}{0,633 \cdot 0,089} = 0,822.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,868 \text{ (кА)}.$$

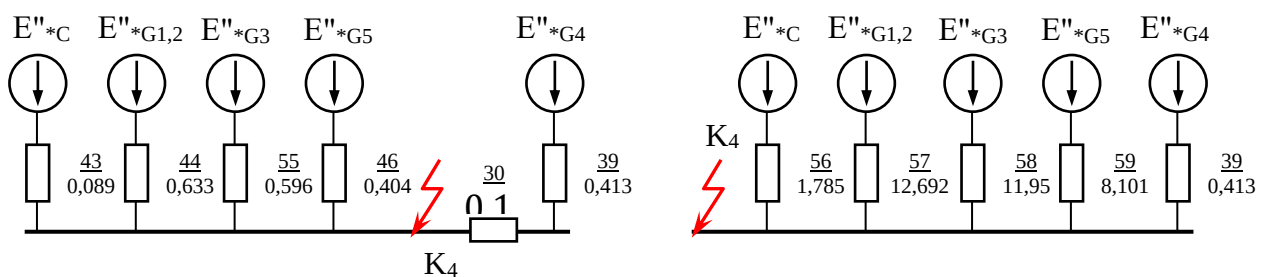
$$I_{\text{ПОР}} = \frac{E''_C}{x_{*53}} \cdot I_B = \frac{1}{0,253} \cdot 28,868 = 114,103 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1,2}} = \frac{E''_{G1,2}}{x_{*52}} \cdot I_B = \frac{1,13}{1,799} \cdot 28,868 = 18,133 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ3,4}} = \frac{E''_{G3,4}}{x_{*54}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,822} \cdot 28,868 = 39,685 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ5}} = \frac{E''_{G5}}{x_{*41}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,289} \cdot 28,868 = 112,875 \text{ (кА)}.$$

К₄ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₄ представлена на рис. 7.



$$x_{*55} = x_{*29} + x_{*37} = 0,183 + 0,413 = 0,596.$$

Згорнемо цю схему до виду рис. 8:

$$x_{\Delta} = \frac{1}{1/x_{43} + 1/x_{44} + 1/x_{55} + 1/x_{46}} = \frac{1}{1/0,089 + 1/0,633 + 1/0,596 + 1/0,404} = 0,059;$$

$$x_{*56} = x_{*43} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,089 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 1,785;$$

$$x_{*57} = x_{*44} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,633 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 12,692;$$

$$x_{*58} = x_{*55} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,596 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 11,950;$$

$$x_{*59} = x_{*46} \cdot (1 + x_{*30}) / x_{\Delta} = 0,404 \cdot (1 + 0,183) / 0,059 = 8,101.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,868 \text{ (кА)}. I_{\text{ПOC}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*56}} \cdot I_B = \frac{1}{1,785} \cdot 28,868 = 16,173 \text{ (кА)};$$

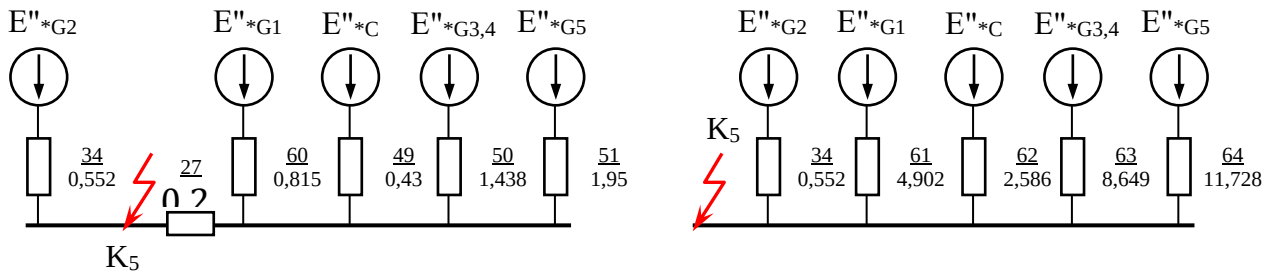
$$I_{\text{ПOG1,2}} = \frac{E''_{*G1,2}}{X_{*57}} \cdot I_B = \frac{1,13}{12,692} \cdot 28,868 = 2,570 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПOG3}} = \frac{E''_{*G3}}{X_{*58}} \cdot I_B = \frac{1,13}{11,95} \cdot 28,868 = 2,73 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПOG4}} = \frac{E''_{*G4}}{X_{*39}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,413} \cdot 28,868 = 78,985 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПOG5}} = \frac{E''_{*G5}}{X_{*59}} \cdot I_B = \frac{1,13}{8,101} \cdot 28,868 = 4,027 \text{ (кА)}.$$

K₅ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K₅ представлена на рис. 9.



$$x_{*60} = x_{*26} + x_{*32} = 0,263 + 0,552 = 0,815.$$

Згорнемо цю схему до виду рис. 10:

$$x_{\Delta} = \frac{1}{1/x_{*60} + 1/x_{*49} + 1/x_{*50} + 1/x_{*51}} = \frac{1}{1/0,815 + 1/0,43 + 1/1,438 + 1/1,95} = 0,210;$$

$$x_{*61} = x_{*60} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 0,815 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 4,902;$$

$$x_{*62} = x_{*49} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 0,430 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 2,586;$$

$$x_{*63} = x_{*50} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 1,438 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 8,649;$$

$$x_{*64} = x_{*51} \cdot (1 + x_{*27}) / x_{\Delta} = 1,950 \cdot (1 + 0,263) / 0,21 = 11,728.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 20) = 28,868 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ПOC}} = \frac{E''_{*C}}{X_{*62}} \cdot I_B = \frac{1}{2,586} \cdot 28,868 = 11,163 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПOG1}} = \frac{E''_{*G1}}{X_{*61}} \cdot I_B = \frac{1,13}{4,902} \cdot 28,868 = 6,655 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПOG2}} = \frac{E''_{*G2}}{X_{*34}} \cdot I_B = \frac{1,13}{0,552} \cdot 28,868 = 59,096 \text{ (кА)};$$

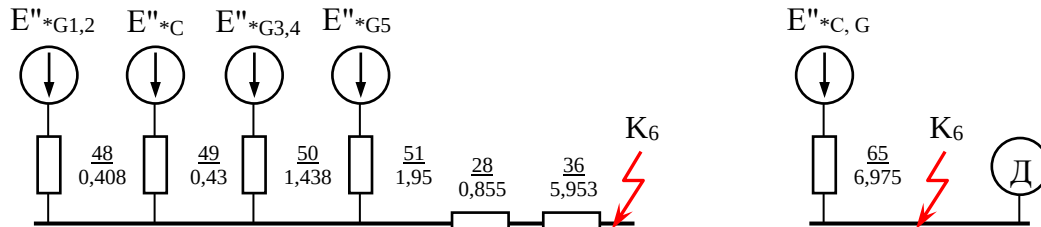
$$I_{\text{ПOG3,4}} = \frac{E''_{*G3,4}}{X_{*63}} \cdot I_B = \frac{1,13}{8,649} \cdot 28,868 = 3,772 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПOG5}} = \frac{E''_{*G5}}{X_{*64}} \cdot I_B = \frac{1,13}{11,728} \cdot 28,868 = 2,781 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб електростанції

К₆ В цьому випадку суттєвий вплив на характер процесу і струм мають групи потужних електродвигунів, ввімкнених поблизу місця пошкодження. Напруга на виводах двигуна при цьому виявляється менше їх ЕРС, внаслідок чого вони переходять в режим генератора, який посиляє струм в місці пошкодження.

Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₆ представлена на рис. 10.



$$Y_1 = \frac{1}{X_{*48}} + \frac{1}{X_{*49}} + \frac{1}{X_{*50}} + \frac{1}{X_{*51}} = \frac{1}{0,408} + \frac{1}{0,43} + \frac{1}{1,438} + \frac{1}{1,95} = 5,985;$$

$$X_{*65} = \frac{1}{Y_1} + X_{*28} + X_{*36} = \frac{1}{5,985} + 0,855 + 5,953 = 6,975.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)}.$$

Визначаємо початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$\text{для генераторів і системи: } I_{по\ C,G} = \frac{E''_{*C,G}}{X_{*65}} \cdot I_B = \frac{1}{6,975} \cdot 91,643 = 13,139 \text{ (кА)};$$

для двигунів:

$$I_{по\ Д} = 2 \cdot \Sigma P_{ном} / U_{ном},$$

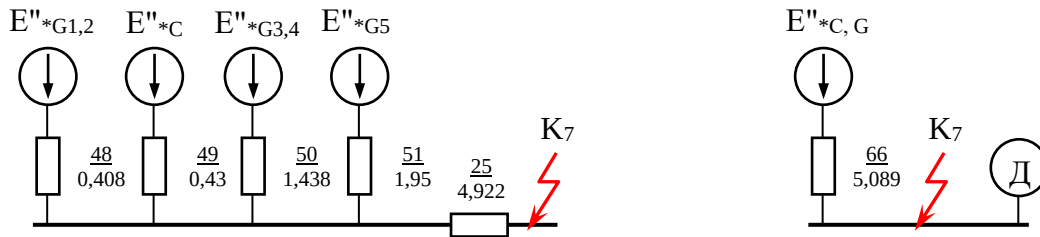
де $\Sigma P_{ном}$ – сумарна номінальна потужність всіх двигунів власних потреб, які електрично зв'язані з місцем КЗ,

$U_{ном}$ – номінальна напруга двигунів. Згідно [1] при живленні від ПРТВП:

$$\Sigma P_{ном} = 1,25 \cdot S_{ном\ ПРТВП} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ (МВт)};$$

$$I_{по\ Д} = 2 \cdot 50 / 6 = 16,667 \text{ (кА)}.$$

К₇ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₇ представлена на рис. 11.



$$X_{*66} = \frac{1}{Y_1} + X_{*25} = \frac{1}{5,985} + 4,922 = 5,089.$$

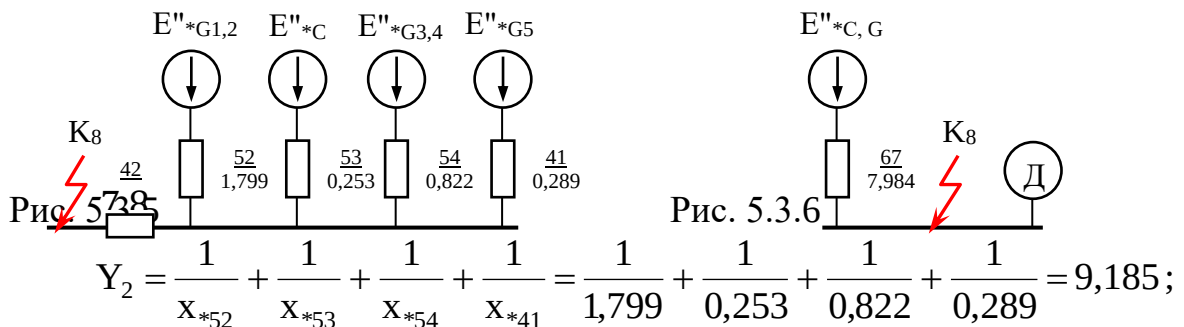
$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)}.$$

$$I_{по\ C,G} = \frac{E''_{*C,G}}{X_{*66}} \cdot I_B = \frac{1}{5,089} \cdot 91,643 = 18,008 \text{ (кА)};$$

$$\Sigma P_{ном} = 1,25 \cdot S_{ном\ ПРТВП} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ (МВт)};$$

$$I_{по\ Д} = 2 \cdot \Sigma P_{ном} / U_{ном} = 2 \cdot 50 / 6 = 16,667 \text{ (кА)}.$$

К₈ Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К₈ представлена на рис. 12.



$$Y_2 = \frac{1}{X_{*52}} + \frac{1}{X_{*53}} + \frac{1}{X_{*54}} + \frac{1}{X_{*41}} = \frac{1}{1,799} + \frac{1}{0,253} + \frac{1}{0,822} + \frac{1}{0,289} = 9,185;$$

$$X_{*67} = \frac{1}{Y_2} + X_{*42} = \frac{1}{9,185} + 7,875 = 7,984.$$

$$I_B = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,643 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

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

де $I_{по}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ; k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a . Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, табл. 5.7].

Значення періодичної і аперіодичної складової струму КЗ для часу $t > 0$ в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{\text{св откл}} + 0,01,$$

де $t_{\text{св откл}}$ – власний час відключення вимикача.

Аперіодична складова струму КЗ:

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

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 1 – Параметри вимикачів

ВРП 110 кВ	ВВУ-110Б-40/2000У1	$t_{\text{св откл}} = 0,060$ с	$\tau = 0,070$ с
ВРП 330 кВ	ВВД-330Б-40/3150У1	$t_{\text{св откл}} = 0,060$ с	$\tau = 0,070$ с
ВП	ВЭ-6-40/1600У3(ТЗ)	$t_{\text{св откл}} = 0,075$ с	$\tau = 0,085$ с

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

К₁ Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 19,079 \cdot 1,78 = 48,028 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,031 \cdot 1,977 = 8,474 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG3,4} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,439 \cdot 1,983 = 18,057 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,749 \cdot 1,967 = 13,211 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{\text{атC}} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}} = \sqrt{2} \cdot 19,079 \cdot 0,174 = 4,695 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{атG1,2}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 3,031 \cdot 0,804 = 3,446 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{атG3,4}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 6,439 \cdot 0,819 = 7,458 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{атG5}} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 4,749 \cdot 0,792 = 5,319 \text{ (кА)}.$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [1, стор. 20] приймаємо, що $I_{n\tau} = I_{no} = \text{const.}$

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 19,079 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau G1,2} = I_{noG1,2} = 3,031 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau G3,4} = I_{noG3,4} = 6,439 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau G5} = I_{noG5} = 4,749 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К ₁	Генератори 1, 2	3,031	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3, 4	6,439	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	4,749	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	19,079	0,07	0,04	1,78	0,174
К ₂	Генератори 1, 2	13,903	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3, 4	3,945	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	2,909	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	11,674	0,07	0,04	1,78	0,174
	М. р.	7,539	0,07	0,02	1,608	0,03
К ₃	Генератори 1, 2	18,133	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3, 4	39,685	0,07	0,35	1,983	0,819
	Система	114,103	0,07	0,04	1,78	0,174
	Генератор 5	112,875	0,07	0,33	1,97	0,809
К ₄	Генератори 1, 2	2,57	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератор 3	2,73	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	4,027	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	16,173	0,07	0,04	1,78	0,174
	Генератор 4	78,985	0,07	0,468	1,98	0,861
К ₅	Генератор 1	6,655	0,07	0,32	1,977	0,804
	Генератори 3,4	3,772	0,07	0,35	1,983	0,819
	Генератор 5	2,781	0,07	0,3	1,967	0,792
	Система	11,163	0,07	0,04	1,78	0,174
	Генератор 2	59,096	0,07	0,54	1,981	0,878
К ₆	Генератори + С	13,139	0,085	0,067	1,862	0,281
	Ел. двигуни в.п.	16,667	0,085	—	1,65	—
К ₇	Генератори + С	18,008	0,085	0,067	1,862	0,281
	Ел. двигуни в.п.	16,667	0,085	—	1,65	—
К ₈	Генератори + С	11,478	0,085	0,059	1,844	0,237
	Ел. двигуни в.п.	8,333	0,085	—	1,65	—

К₂ Всі розрахунки аналогічні випадку К₁.

$$\begin{aligned}
 i_{yC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,674 \cdot 1,78 = 29,387 \text{ (кА)}; \\
 i_{yG1,2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 13,903 \cdot 1,977 = 38,871 \text{ (кА)}; \\
 i_{yG3,4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,945 \cdot 1,983 = 11,063 \text{ (кА)}; \\
 i_{yM.P.} &= \sqrt{2} \cdot I_{noM.P.} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 7,539 \cdot 1,608 = 17,144 \text{ (кА)}; \\
 i_{yG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,909 \cdot 1,967 = 8,092 \text{ (кА)}; \\
 i_{atC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{ac}} = \sqrt{2} \cdot 11,674 \cdot 0,174 = 2,873 \text{ (кА)}; \\
 i_{atG1,2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 13,903 \cdot 0,804 = 15,808 \text{ (кА)}; \\
 i_{atG3,4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 3,945 \cdot 0,819 = 4,569 \text{ (кА)}; \\
 i_{atM.P.} &= \sqrt{2} \cdot I_{noM.P.} \cdot e^{-\tau/T_{aM.P.}} = \sqrt{2} \cdot 7,539 \cdot 0,03 = 0,320 \text{ (кА)}; \\
 i_{atG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 2,909 \cdot 0,792 = 3,258 \text{ (кА)}.
 \end{aligned}$$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$\begin{aligned}
I_{\pi C} &= I_{noC} = 11,674 \text{ (кА)}; \\
I_{\pi G1,2} &= I_{noG1,2} = 13,903 \text{ (кА)}; \\
I_{\pi G3,4} &= I_{noG3,4} = 3,945 \text{ (кА)}; \\
I_{\pi \text{ м.р.}} &= I_{no \text{ м.р.}} = 7,539 \text{ (кА)}; \\
I_{\pi G5} &= I_{noG5} = 2,909 \text{ (кА)}.
\end{aligned}$$

К₃ Ударний струм, аперіодична складова – аналогічно К₁.

$$\begin{aligned}
i_{yC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 114,103 \cdot 1,78 = 287,231 \text{ (кА)}; \\
i_{yG1,2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 18,133 \cdot 1,977 = 50,698 \text{ (кА)}; \\
i_{yG3,4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,945 \cdot 1,983 = 11,292 \text{ (кА)}; \\
i_{yG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,909 \cdot 1,97 = 7,906 \text{ (кА)}; \\
i_{aTC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}} = \sqrt{2} \cdot 114,103 \cdot 0,174 = 28,078 \text{ (кА)}; \\
i_{aTG1,2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 18,133 \cdot 0,804 = 20,618 \text{ (кА)}; \\
i_{aTG3,4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 3,945 \cdot 0,819 = 4,596 \text{ (кА)}; \\
i_{aTG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 2,909 \cdot 0,809 = 3,240 \text{ (кА)}.
\end{aligned}$$

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

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{\pi C} = I_{noC} = 114,103 \text{ (кА)}.$$

По методиці, викладеній в [1, рис. 5.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

$$I'_{\text{ном}G1,2} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}G1,2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,380 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}G3,4} = \frac{2 \cdot S_{\text{ном}G3,4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 33,948 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{ном}G5} = \frac{S_{\text{ном}G5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,164 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}G1,2}}{I'_{\text{ном}G1,2}} = \frac{18,133}{20,380} = 0,9 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\pi G1,2} = I_{\text{по}G1,2} = 18,133 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}G3,4}}{I'_{\text{ном}G3,4}} = \frac{39,685}{33,948} = 1,169; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\pi G3,4}}{I_{\text{по}G3,4}} = 0,98 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{\pi G3,4} = 0,98 \cdot 39,685 = 38,891 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}G5}}{I'_{\text{ном}G5}} = \frac{112,875}{27,164} = 4,155; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\pi G5}}{I_{\text{по}G5}} = 0,88 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{\pi G5} = 0,88 \cdot 112,875 = 99,33 \text{ (кА)}.$$

К₄, Аналогічно К₃.

$$\begin{aligned}
i_{yC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 16,173 \cdot 1,78 = 40,712 \text{ (кА)}; \\
i_{yG1,2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,570 \cdot 1,977 = 7,185 \text{ (кА)}; \\
i_{yG3} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,73 \cdot 1,983 = 7,656 \text{ (кА)};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
i_{yG4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 78,985 \cdot 1,98 = 221,169 \text{ (кА)}; \\
i_{yG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 4,027 \cdot 1,967 = 11,202 \text{ (кА)}; \\
i_{atC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}} = \sqrt{2} \cdot 16,173 \cdot 0,174 = 3,980 \text{ (кА)}; \\
i_{atG1,2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1,2} \cdot e^{-\tau/T_{aG1,2}} = \sqrt{2} \cdot 2,570 \cdot 0,804 = 2,922 \text{ (кА)}; \\
i_{atG3} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3} \cdot e^{-\tau/T_{aG3}} = \sqrt{2} \cdot 2,73 \cdot 0,819 = 3,162 \text{ (кА)}; \\
i_{atG4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG4} \cdot e^{-\tau/T_{aG4}} = \sqrt{2} \cdot 78,985 \cdot 0,861 = 96,175 \text{ (кА)}; \\
i_{atG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 4,027 \cdot 0,792 = 4,510 \text{ (кА)}.
\end{aligned}$$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$\begin{aligned}
I_{\pi C} &= I_{noC} = 16,173 \text{ (кА)}. \\
I'_{\text{НОМ}G1,2} &= \frac{2 \cdot S_{\text{НОМ}G1,2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 20,380 \text{ (кА)}; \\
I'_{\text{НОМ}G3} &= I'_{\text{НОМ}G4} = \frac{S_{\text{НОМ}G3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 16,974 \text{ (кА)}; \\
I'_{\text{НОМ}G5} &= \frac{S_{\text{НОМ}G5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,164 \text{ (кА)};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\frac{I_{\text{по}G1,2}}{I'_{\text{НОМ}G1,2}} &= \frac{2,57}{20,380} = 0,126 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\pi G1,2} = I_{\text{по}G1,2} = 2,57 \text{ (кА)}; \\
\frac{I_{\text{по}G3}}{I'_{\text{НОМ}G3}} &= \frac{2,73}{16,974} = 0,161 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\pi G3} = I_{\text{по}G3} = 2,73 \text{ (кА)}; \\
\frac{I_{\text{по}G4}}{I'_{\text{НОМ}G4}} &= \frac{78,985}{16,974} = 4,65; \text{ по [1, рис. 5.3]: } \frac{I_{\pi G4}}{I_{\text{по}G4}} = 0,86 \Rightarrow \\
&\Rightarrow I_{\pi G4} = 0,86 \cdot 78,985 = 67,927 \text{ (кА)}; \\
\frac{I_{\text{по}G5}}{I'_{\text{НОМ}G5}} &= \frac{4,027}{27,164} = 0,15 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\pi G5} = I_{\text{по}G5} = 4,027 \text{ (кА)}.
\end{aligned}$$

К5

Аналогічно К3.

$$\begin{aligned}
i_{yC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 11,163 \cdot 1,78 = 28,101 \text{ (кА)}; \\
i_{yG1} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,655 \cdot 1,977 = 18,607 \text{ (кА)}; \\
i_{yG2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 59,096 \cdot 1,981 = 165,561 \text{ (кА)}; \\
i_{yG3,4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 3,772 \cdot 1,983 = 10,578 \text{ (кА)}; \\
i_{yG5} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,781 \cdot 1,967 = 7,736 \text{ (кА)}; \\
i_{atC} &= \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{-\tau/T_{aC}} = \sqrt{2} \cdot 11,163 \cdot 0,174 = 2,747 \text{ (кА)}; \\
i_{atG1} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG1} \cdot e^{-\tau/T_{aG1}} = \sqrt{2} \cdot 6,655 \cdot 0,804 = 7,567 \text{ (кА)}; \\
i_{atG2} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG2} \cdot e^{-\tau/T_{aG2}} = \sqrt{2} \cdot 59,096 \cdot 0,878 = 73,378 \text{ (кА)}; \\
i_{atG3,4} &= \sqrt{2} \cdot I_{noG3,4} \cdot e^{-\tau/T_{aG3,4}} = \sqrt{2} \cdot 3,772 \cdot 0,819 = 4,369 \text{ (кА)};
\end{aligned}$$

$$i_{a\tau G5} = \sqrt{2} \cdot I_{noG5} \cdot e^{-\tau/T_{aG5}} = \sqrt{2} \cdot 2,781 \cdot 0,792 = 3,115 \text{ (кА)}.$$

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 11,163 \text{ (кА)}.$$

$$I'_{\text{НОМ}G1} = I'_{\text{НОМ}G2} = \frac{S_{\text{НОМ}G1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,19 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{НОМ}G3,4} = \frac{2 \cdot S_{\text{НОМ}G3,4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{2 \cdot 588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 33,948 \text{ (кА)};$$

$$I'_{\text{НОМ}G5} = \frac{S_{\text{НОМ}G5}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}K3}} = \frac{941}{\sqrt{3} \cdot 20} = 27,164 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}G1}}{I'_{\text{НОМ}G1}} = \frac{6,655}{10,19} = 0,65 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{п}\tau G1} = I_{\text{по}G1} = 6,655 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}G2}}{I'_{\text{НОМ}G2}} = \frac{59,096}{10,19} = 5,8; \quad \text{по [1, рис. 5.3]:} \quad \frac{I_{\text{п}\tau G2}}{I_{\text{по}G2}} = 0,8 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{\text{п}\tau G2} = 0,8 \cdot 59,096 = 47,277 \text{ (кА)}.$$

$$\frac{I_{\text{по}G3,4}}{I'_{\text{НОМ}G3,4}} = \frac{3,772}{33,948} = 0,11 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{п}\tau G3,4} = I_{\text{по}G3,4} = 3,772 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}G5}}{I'_{\text{НОМ}G5}} = \frac{2,781}{27,164} = 0,1 < 1 \quad \Rightarrow \quad I_{\text{п}\tau G5} = I_{\text{по}G5} = 2,781 \text{ (кА)}.$$

К₆ КЗ в системі власних потреб електростанції. Розрахунок проводимо, користуючись рекомендаціями [1].

Ударний струм:

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot k_{yC+G} = \sqrt{2} \cdot 13,139 \cdot 1,862 = 34,598 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{y(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(D)} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot 1,65 = 38,892 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{aC+G}} = \sqrt{2} \cdot 13,139 \cdot 0,281 = 5,225 \text{ (кА)};$$

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

$$i_{a\tau(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}(D)} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot e^{-0,085/0,04} = 2,815 \text{ (кА)}.$$

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

$$I_{\text{п}\tau(C+G)} = I_{\text{по}(C+G)} = 13,139 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{п}\tau(D)} = I_{\text{по}(D)} \cdot e^{-\tau/0,07} = 16,667 \cdot e^{-0,085/0,07} = 4,949 \text{ (кА)}.$$

К₇ Розрахунок проводимо аналогічно К₆.

$$i_{y(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(C+G)} \cdot k_{yC+G} = \sqrt{2} \cdot 18,008 \cdot 1,862 = 47,419 \text{ (кА)};$$

$$i_{y(D)} = \sqrt{2} \cdot I_{no(D)} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot 1,65 = 38,892 \text{ (кА)}.$$

$$i_{a\tau(C+G)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}(C+G)} \cdot e^{-\tau/T_{aC+G}} = \sqrt{2} \cdot 18,008 \cdot 0,281 = 7,162 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат}(\text{Д})} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}(\text{Д})} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 16,667 \cdot e^{-0,085/0,04} = 2,815 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{Пт}(\text{С+Г})} = I_{\text{ПО}(\text{С+Г})} = 18,008 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пт}(\text{Д})} = I_{\text{ПО}(\text{Д})} \cdot e^{-\tau/0,07} = 16,667 \cdot e^{-0,085/0,07} = 4,949 \text{ (кА)}.$$

К₈ Розрахунок проводимо аналогічно К₆.

$$i_{y(\text{С+Г})} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}(\text{С+Г})} \cdot k_{y\text{С+Г}} = \sqrt{2} \cdot 11,478 \cdot 1,844 = 29,932 \text{ (кА)};$$

$$i_{y(\text{Д})} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}(\text{Д})} \cdot k_{y\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot 8,333 \cdot 1,65 = 19,445 \text{ (кА)}.$$

$$i_{\text{ат}(\text{С+Г})} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}(\text{С+Г})} \cdot e^{-\tau/T_{\text{аС+Г}}} = \sqrt{2} \cdot 11,478 \cdot 0,281 = 3,843 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{ат}(\text{Д})} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}(\text{Д})} \cdot e^{-\tau/0,04} = \sqrt{2} \cdot 8,333 \cdot e^{-0,085/0,04} = 1,407 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{Пт}(\text{С+Г})} = I_{\text{ПО}(\text{С+Г})} = 11,478 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пт}(\text{Д})} = I_{\text{ПО}(\text{Д})} \cdot e^{-\tau/0,07} = 8,333 \cdot e^{-0,085/0,07} = 2,474 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ зведені в табл. 3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

Таблиця 3 - Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	I_{nt} , кА	i_{at} , кА	i_y , кА	Примітки
К ₁ шини 330 кВ	Генератори 1, 2	3,031	3,031	3,446	8,474	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 3, 4	6,439	6,439	7,458	18,057	
	Генератор 5	4,749	4,749	5,319	13,211	
	Система	19,079	19,079	4,695	48,028	
	Σ	33,298	33,298	20,918	87,77	
К ₂ шини 110 кВ	Генератори 1, 2	13,903	13,903	15,808	38,871	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератори 3, 4	3,945	3,945	4,569	11,063	
	Генератор 5	2,909	2,909	3,258	8,092	
	Система	11,674	11,674	2,873	29,387	
	М. р.	7,539	7,539	0,320	17,144	
	Σ	39,97	39,97	26,828	104,557	
К ₃ генератор Г5	Генератори 1, 2	18,133	18,133	20,618	50,698	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератори 3, 4	39,685	38,891	45,965	111,292	
	Система	114,103	114,103	28,078	287,231	
	Σ	171,921	171,127	94,661	449,221	
	Генератор 5	112,875	99,33	129,140	315,906	
	Σ	171,921	171,127	129,140	449,221	
К ₄ генератор Г4	Генератори 1, 2	2,570	2,570	2,922	7,185	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 3	2,73	2,73	3,162	7,656	
	Генератор 5	4,027	4,027	4,510	11,202	
	Система	16,173	16,173	3,980	40,712	
	Σ	25,5	25,5	14,574	66,755	
	Генератор 4	78,985	67,927	96,175	221,169	
	Σ	78,985	67,927	96,175	221,169	
К ₅ генератор Г2	Генератор 1	6,655	6,655	7,567	18,607	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератори 3,4	3,772	3,772	4,369	10,578	
	Генератор 5	2,781	2,781	3,115	7,736	
	Система	11,163	11,163	2,747	28,101	
	Σ	24,371	24,371	17,798	65,022	
	Генератор 2	59,096	47,2768	73,378	165,561	
	Σ	59,096	47,2768	73,378	165,561	
К ₆ ПРТВП2	Генератори + С	13,139	13,139	5,225	34,598	Для вибору вимикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	16,667	4,949	2,815	38,892	
	Σ	29,806	18,088	8,04	73,49	
К ₇ ПРТВП1	Генератори + С	18,008	18,008	7,162	47,419	Для вибору вимикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	16,667	4,949	2,815	38,892	
	Σ	34,675	22,957	9,977	86,311	
К ₈ ТВП5	Генератори + С	11,478	11,478	3,843	29,932	Для вибору вимикачів, шин
	Ел. двигуни в.п.	8,333	2,474	1,407	19,445	
	Σ	19,811	13,952	5,25	49,377	

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Проектування конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з аналізом експлуатації високовольтних вимикачів»

Виконав: ст. гр. ЕС-216 Надобних Н.О.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулю Ю.В.

Вінниця 2025

Актуальність та задані дослідження

2

Актуальність будівництва та проектування теплових (конденсаційних) електричних станцій може бути обумовлена кількома факторами:

1. Зростання енергопотреби з розвитком економіки та збільшенням кількості електроніки та електричних пристроїв може зростати попит на електроенергію, що вимагає розширення енергетичної інфраструктури.
2. Перехід до відновлюваних джерел енергії з поширенням використання відновлюваних джерел енергії (сонячна, вітрова, гідроенергетика) може змінюватися структура електроенергетичних систем. Теплові електричні станції можуть використовуватися як доповнення до цих відновлюваних джерел.
3. Технологічний розвиток: впровадження нових технологій в теплових електричних станціях може покращити їхню ефективність та знизити викиди. Також може бути розвиток технологій для використання альтернативних видів палива.
4. Енергетична безпека: розвиток теплових електричних станцій може також бути важливим для забезпечення енергетичної безпеки країни та регіону.

Один із можливих виходів із цієї ситуації - це проведення реконструкції існуючих та будівництво нових електростанцій, зокрема, розробка електричної частини конденсаційної електростанції (КЕС). Ці електростанції, як правило, будуються поруч із джерелами палива, оскільки транспортування його на великі відстані є економічно нецільовим. Електроенергія, що генерується, передається до місць споживання через лінії електропередач високої напруги. Ключовою умовою для вибору місця будівництва КЕС є наявність джерела водопостачання.

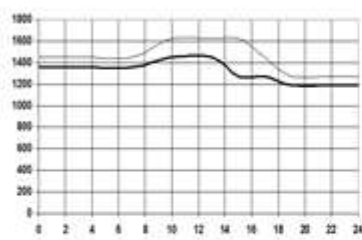
Однак КЕС мають обмежену маневреність. Це означає, що підготовка до пуску, синхронізація і набір навантаження блоку вимагають великої кількості часу - від 3 до 6 годин. Тому для турбогенераторів КЕС важливий режим роботи з рівномірним навантаженням, яке змінюється від технічного мінімуму до номінальної потужності.

Метою магістерської кваліфікаційної роботи є спроектувати електричну частину КЕС потужністю 2400 МВт з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів.

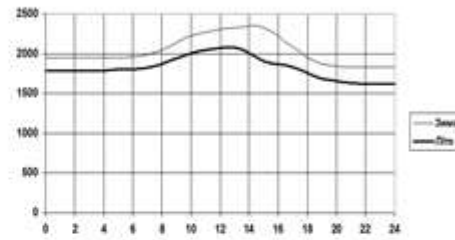
Об'єктом дослідження є електрична частина КЕС. Предметом даної роботи є дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Графіки електричних навантажень

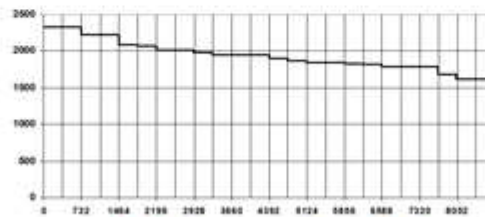
3



Графік навантаження місцевого району



Графік навантаження системи



Річний графік навантаження

Вибір основного обладнання

4

Технічні характеристики турбін

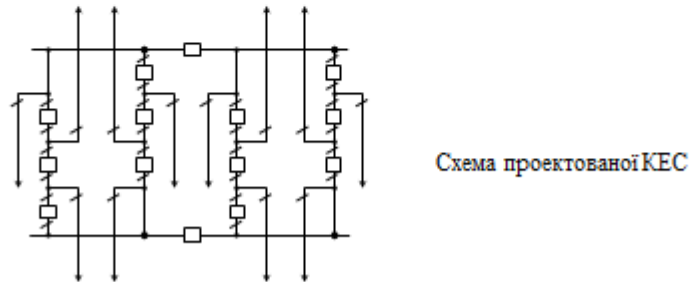
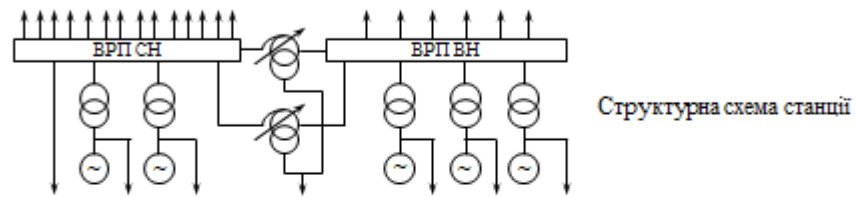
Тип турбіни	Номинальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, ата	Температура свіжого пару, °C	Температура промислового перегріву, °C	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год
K-300-240	300	240	560	565	890
K-500-240	500	240	560	565	1500
K-800-240 (опціональна)	800	240	560	565	2560

Параметри котлоагрегату

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на вході, ата	Температура пари, °C	Перв. Втор.	
Пл-950/253ГМ	950	300	255	565	570	Газ, нафту

Технічні характеристики електричних генераторів

Марка	Потужність		Напруга U_n , кВ	I_n , кА	$\cos \varphi_n$	χ''_d
	S_n , МВА	P_n , МВт				
ТГВ-300-2УЗ	353	300	20	10,2	0,85	0,195
ТГВ-500-2УЗ	588	500	20	17	0,85	0,243
ТГВ-800-2УЗ	941	800	24	22,65	0,85	0,272



Вибір трансформаторів

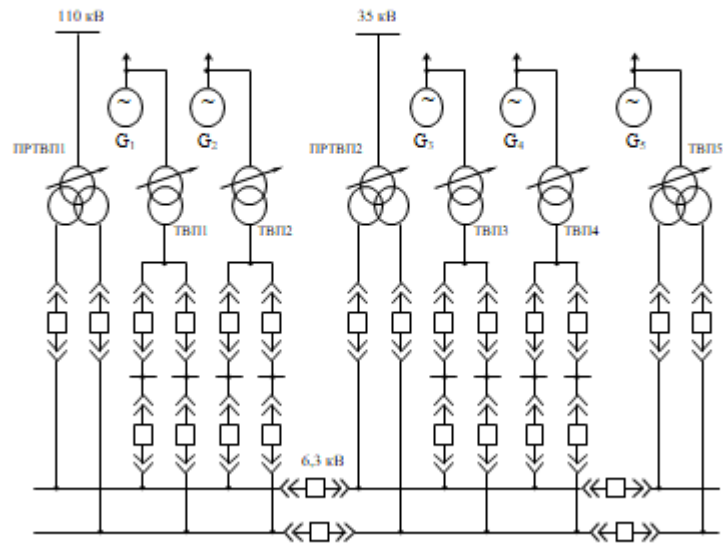
Марки та параметри трансформаторів

Позн. на схемі	Тип трансформатора	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ кВ			$U_k, \%$		
			ВН	СН	НН	ВН-НН	ВН-СН	СН-НН
БТ 1, 2	ТДЦ-400000/110	400	121	—	20	10,5	—	—
БТ 3, 4	ТНЦ-630000/330	630	347	—	20	11,5	—	—
БТ5	ТЦН-1000000/330	1000	347	—	24	11,5	—	—
ТВП 1, 2	ТДНС-10000/35	10	20	—	6,3	8	—	—
ТВП 3, 4	ТДНС-16000/20	16	20	—	6,3	10	—	—
ТВП 5	ТРДНС-25000/35	25	24	—	6,3-6,3	10,5	—	30*
ПРТВП 1	ТРДН-40000/110	40	115	—	6,3-6,3	10,5	—	30*
ПРТВП 2	ТРДНС-40000/35	40	38,5	—	6,3-6,3	12,7	—	40*
АТЗ 1, 2	АТДЦТН-250000/330/110	250	330	121	38,5	54	10,5	42

*Примітка: для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН в колонці $u_{k, СН-НН}$ наведені $u_{k, НН1-НН2}$.

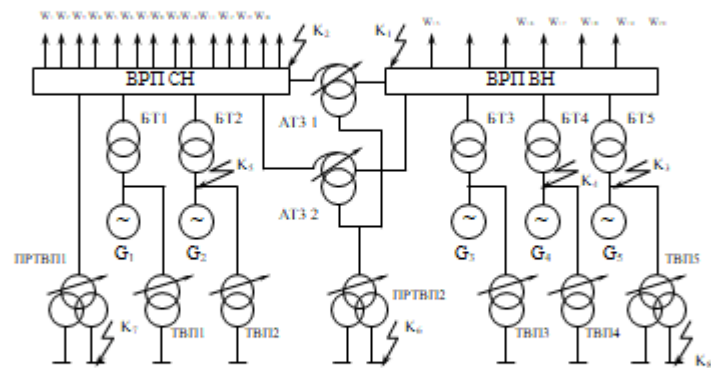
Схема електрозабезпечення системи власних потреб

7



Розрахунок струмів короткого замикання

8



Розташування точок короткого замикання

Вибір вимірювальних трансформаторів

9

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

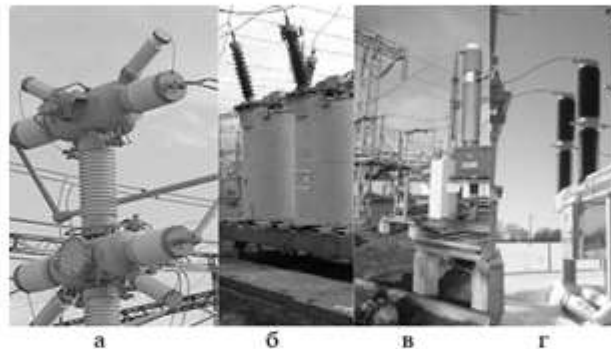
№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
2	Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	САЗ-1670	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
6	Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
Сумарне навантаження			14	10	14

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Назва	Тип	С однієї котушки	К-ть котушок	cos φ	sin φ	P, Вт	Q, В·Ар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ-1670	1,5 Вт	2	0,38	0,92	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	10	—
Частотомір	Е-362	1	1	1	0	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Е-362	1	1	1	0	1	—
Сумарне навантаження						69	7,3

Дослідження питань експлуатації високовольних вимикачів

10



Високовольні вимикачі різних типів:

- а – повітряні,
- б – олійні,
- в – вакуумні,
- г – елегазові

різних типів

Вимикач	Умови експлуатації	Умови експлуатації в навколишньому середовищі	Обслуговування	Вплив навколишнього середовища	Зниженість	Габарити
Електричний	Немає ризику зниження якості або пошкодження проводів	Екологічно безпечний (при утилізації або житоу)	Зниження механічної жорсткості в мінімальному обсязі	Нечутливий: помірно щільна герметична камера	Висока	Невеликий
Вакуумний	Немає ризику зниження якості або пошкодження проводів	Високістю забруднення навколишнього середовища	Мастило механічної жорсткості в мінімальному обсязі	Нечутливий: помірно щільна герметична камера	Висока	Невеликий
Олійний	Ризик зниження пожежі або вибуху	Екологічно небезпечний	Періодична зміна олії (необороти деструкції олії при кожному відкритті)	Властивості середовища відкриття можуть погіршитися під впливом факторів навколишнього середовища (вологість, пил, токсини)	Покращена	Відносно великий
Повітряний	Вибухо- та пожежобезпечний	Безпечний	Часта зміна дугогасних контактів, періодичне технічне обслуговування механізму управління	Вплив температури навколишнього середовища, необхідність у додаткових пристроях	Середня	Установки, що мають великі габарити

Висновок

12

В магістерській кваліфікаційній роботі була спроектована електрична станція конденсаційного типу. Спроекована станція призначена для віддачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для спроектованої КЕС було обрано десять котлів типу Пп-950/255Г М продуктивністю 950 т/год. Для установки на КЕС було обрано дві турбіни типу К-300-240 номінальною потужністю $P_{ном} = 300$ МВт, дві турбіни типу К-500-240 номінальною потужністю 500 МВт, одну турбіну типу К-800-240 номінальною потужністю 800 МВт. Основне електротехнічне обладнання, яке було обрано для спроектованої станції: два турбогенератори типу ТТ В-300-2У3 ($P_{ном} = 300$ МВт), два турбогенератори типу ТТ В-500-2У3 ($P_{ном} = 500$ МВт) і один турбогенератор типу ТТ В-800-2У3 ($P_{ном} = 800$ МВт), два трансформатори типу ТДЦ-400000/110 ($S_{ном} = 400$ МВА); два трансформатори типу ТНЦ-630000/330 ($S_{ном} = 630$ МВА); трансформатор типу ТЦН-1000000/330 ($S_{ном} = 1000$ МВА); два автотрансформатори зв'язку типу АТДЦТН-250000/330/110 ($S_{ном} = 250$ МВА), кількість, тип, потужність і напруга трансформаторів власних потреб: 2х ТДНС-10000/35 ($S_{ном} = 10$ МВА, 20/6,3 кВ); 2х ТДНС-16000/20, ($S_{ном} = 16$ МВА, 20/6,3 кВ); ТРДНС-25000/35, ($S_{ном} = 25$ МВА, 24/6,3-6,3 кВ); ТРДН-40000/110, ($S_{ном} = 40$ МВА, 115/6,3-6,3 кВ); ТРДНС-40000/35, ($S_{ном} = 40$ МВА, 38,5/6,3-6,3 кВ).

Видача електроенергії в енергосистему відбувається на напрузі 330 кВ, забезпечення електроенергією місцевих споживачів – на напрузі 110 кВ. Обидва розподільні пристрої 330 і 110 кВ – відкриті розподільні пристрої (ВРП). В якості схеми ВРП 330 кВ була прийнята схема зв'язаних шестиступінь, від ВРП відходять шість повітряних ліній електропередач (ПЛП) 330 кВ, які зв'язують КЕС і енергосистему. В якості схеми ВРП 110 кВ також була прийнята схема зв'язаних шестиступінь, від неї відходять чотиринадцять ПЛП 110 кВ. Розподільні пристрої власних потреб 6 і 0,4 кВ виконані по схемі з однією системою збірних шин. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контролюю-вимірювальної апаратури, розрядників та акумуляторної батареї.

Порівняльний аналіз високовольтних вимикачів свідчить про те, що на сьогоднішній день найбільш ефективними, якісними та надійними є електричні та вакуумні високовольтні вимикачі. Виробники комутаційних апаратів цього типу з кожним роком вдосконалюють їхню якість та ефективність, що призводить до того, що масляні вимикачі практично припинено виробляти. При будівництві нових об'єктів та технічному модернізації старих об'єктів надається перевага високій електричній та вакуумній високовольтним вимикачам. Лише такі вимикачі можуть гарантувати високу надійність електропостачання споживачів та повністю відповідати нормам безпеки обслуговування, пожежної безпеки та екологічних стандартів.