

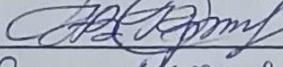
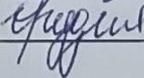
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем

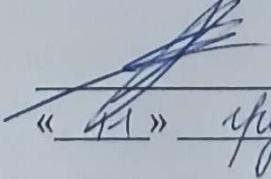
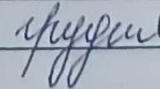
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

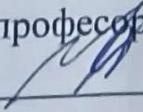
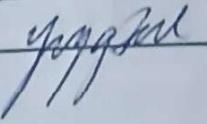
на тему:

«Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт (3x63+5x300) з аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги»

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

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
 Остра Н. В.
« 10 »  2025 р.

Опонент: к.т.н. Овчарук К.С. ЕСЕЕ'17
(прізвище та ініціали)
 Вовчук Ю.П.
« 11 »  2025 р.

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

« 12 »  2025 р.

Вінниця ВНТУ – 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«24» 09 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кочкику Вадиму Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт (3x63+5x300) з аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги»

Керівник роботи: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Наталя Вікторівна
затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2025 року №313

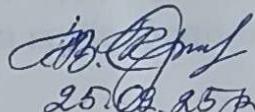
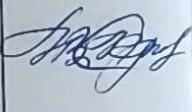
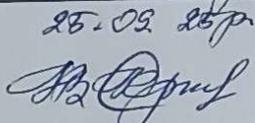
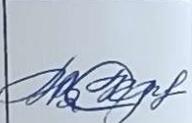
2. Строк подання студентом роботи 9 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 290 км; вид промисловості району – прядильно-ткацьких фабрик; максимальна потужність, що віддається в систему 1300 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 150 МВт; номінальна потужність системи 21000 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ; номінальна напруга району 110 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС потужністю 1689 МВт. 2. Електротехнічна частина 3. Аналіз особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги 4. Розрахунок техніко-економічних показників КЕС 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Варіанти структурних схем КЕС. 2. Варіанти схем ВРУ 330 кВ. 3. Головна схема електричних з'єднань станції КЕС 1689 МВт. 4. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ. 5. Класифікація трансформаторів струму. 6. Класифікація трансформаторів напруги 7. Схема підключення трансформаторів струму. 8. Схема підключення трансформаторів напруги. 9. Основні техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 25.09.25р	
Економічна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 25.09.25р	

7. Дата видачі завдання 25 вересня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	24.09.25	26.09.25	Викон.
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС потужністю 1689 МВт	27.09.25	02.10.25	Викон.
3	Електротехнічна частина	03.10.25	30.10.25	Викон.
4	Аналіз особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги	01.11.25	10.11.25	Викон.
5	Розрахунок техніко-економічних показників КЕС	11.11.25	16.11.25	Викон.
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	17.11.25	26.11.25	Викон.
7	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25	05.12.25	Викон.
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	06.12.25	07.12.25	Викон.
9	Перевірка МКР на плагіат	08.12.25	08.12.25	Викон.
10	Попередній захист МКР	09.12.25	09.12.25	Викон.
11	Рецензування МКР	11.12.25	12.12.25	Викон.
12	Захист МКР	16.12.25	16.12.25	Викон.

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Кочик В. М.

(ініціали та прізвище)

Остра Н.В.

(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Кочик Вадим Михайлович «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт (3х63+5х300) з аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2025. 111 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 25 назв; рис.: 24; табл. 31.

У магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину конденсаційної електричної станції, сумарною потужністю 1689 МВт. У електротехнічній частині пораховано графіки електричних навантажень, обрано тип та потужності генераторів, котельних агрегатів та турбін. Вибрано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок класу напруги 330 та 110 кВ, власних потреб електростанції напругою 6 кВ. Пораховано струми короткого замикання, проведено вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, розраховано грозозахист. Проаналізовано особливості застосування та умови експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги. Проведено аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів, і запропоновано заходи із безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, генератор, вимірювальний трансформатор, відкрита розподільна установка, грозозахист.

ABSTRACT

Kochyk Vadym «Electrical part of a condensation power plant with a capacity of 1689 MW ($3 \times 63 + 5 \times 300$), including an analysis of the features of application and operating conditions of current and voltage measuring transformers». Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2025. 111 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 25 titles; Fig.: 24; table 31.

In the master's qualification thesis, the electrical part of a condensation power plant with a total capacity of 1689 MW has been designed. In the electrotechnical section, electrical load schedules were calculated, and the types and capacities of generators, boiler units, and turbines were selected. The structural scheme of the plant was chosen, along with the layouts of open switchyards with voltage classes of 330 kV and 110 kV, and the auxiliary power supply system of the plant at 6 kV. Short-circuit currents were calculated, and the selection of switching equipment, current-carrying parts, and measuring transformers was carried out, as well as lightning protection design. The features of application and operating conditions of current and voltage measuring transformers were analyzed. An assessment of harmful and hazardous industrial factors was conducted, and measures for ensuring personnel safety in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: condensation power plant, generator, measuring transformer, open switchyard, lightning protection.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 1689 МВТ	7
2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Проведення розрахунку графіків електричних навантажень	10
2.2 Проведення Вибору типу та потужності генераторів, турбін і котельних агрегатів.....	18
2.3 Вибір структурної схеми КЕС	19
2.4 Вибір схем відкритих розподільних установок високої напруги	28
2.5 Вибір схеми електрозабезпечення системи власних потреб станції	32
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	32
2.7 Вибір комутаційної апаратури.....	49
2.8 Вибір струмоведучих частин	52
2.9 Проведення розрахунку грозозахисту високої напруги для ВРУ 330 кВ	63
3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ	67
3.1 Класифікація вимірювальних трансформаторів струму та напруги.....	67
3.2 Основні параметри, що характеризують вимірювальні трансформатори струму і напруги	73
3.3 Приєднання та принцип роботи вимірювальних трансформаторів струму і напруги	74
3.4 Нормальні та аварійні режими роботи вимірювальних трансформаторів струму та напруги	77
3.5 Умови експлуатації та зовнішні впливи середовища на вимірювальні трансформатори струму і напруги.....	80
3.6 Проведення вибору вимірювальних трансформаторів струму та напруги на КЕС	83
4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС	87
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС	87
4.2 Визначення кошторисної вартості проєктування КЕС	88
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	90
4.3.1 Амортизація основних фондів	90

	3
4.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	92
4.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати	93
4.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	94
4.4 Аналіз отриманих результатів	95
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	96
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	97
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	97
5.1.2 Електробезпека.....	99
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	101
5.2.1 Мікроклімат	101
5.2.2 Склад повітря робочої зони	101
5.2.3 Виробниче освітлення	102
5.2.4 Виробничий шум.....	103
5.3 Технічні рішення з пожежної безпеки	104
ВИСНОВКИ	107
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	109
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	113
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	114
Додаток В. Ілюстративна частина.....	118

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетична галузь України станом на 2025 рік функціонує в умовах постійних викликів, що поєднують у собі наслідки військових руйнувань, потребу у модернізації застарілого обладнання та глобальні тенденції, що стосуються переходу на відновлювальні джерела енергії. Масовані ракетні та дроніві атаки на об'єкти енергетичної інфраструктури призвели до знищення більше, ніж 70% критичної інфраструктури. Було пошкоджено, або й повністю знищено конденсаційні електричні станції, гідроелектростанції, мережі різного призначення, підстанції високих класів напруг [1].

Енергосистема являє собою складну багаторівневу структуру, що включає в себе атомні, теплові, гідроелектростанції та відновлювальні джерела енергії, а також розгалужену мережу із високовольтних ліній електропередачі різних класів напруги.

Попри стрімкий розвиток відновлювальних джерел енергії, конденсаційні електричні станції все ще залишаються одними з ключових об'єктів, що забезпечують стабільність та надійність енергосистеми. Основна функція КЕС полягає у покритті базового навантаження, адже ВДЕ значною мірою залежать від погодніх умов, а тому не здатні забезпечити безперервне виробництво електроенергії. Конденсаційні станції ж дозволяють уникати енергетичні кризи, а також забезпечувати житловий, промисловий сектори, транспорт та інших споживачів необхідними обсягами електричної енергії.

В умовах повномасштабного вторгнення та постійних загроз для енергетичної інфраструктури, конденсаційні електричні станції мають особливе значення серед генеруючих об'єктів, оскільки вони здатні відносно швидко відновити свою роботу, а також підтримувати критичні потреби споживачів. Однією з їх особливостей є можливість працювати на різних видах палива, серед яких вугілля, мазут, газ тощо – це дозволяє їм адаптуватись до ресурсних та економічних реалій, що є особливо важливим для України.

Зараз енергосистема України стикається з постійними коливаннями навантаження, нерівномірністю споживання, перебоями у роботі відновлювальних джерел енергії, і саме конденсаційні електричні станції виступають у ролі своєрідного енергетичного стабілізатора. Вони здатні оперативно реагувати на зміни у споживанні електроенергії, завдяки чому підтримується оптимальний рівень частоти та напруги, що є критично важливим для уникання аварійних відключень.

Вимірювальні трансформатори струму та напруги застосовуються на конденсаційних електричних станціях з метою точного та безпечного контролю параметрів, завдяки зниженню високих значень струму і напруги до величин, придатних для вимірювання. Вони забезпечують коректну роботу технічного та комерційного облку, захисних систем, а також інтеграцію із сучасними системи моніторингу та керування [2].

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування та забезпечення стабільної та безперебійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи, шляхом проектування електричної частини конденсаційної електричної станції, сумарною потужністю 1689 МВт, що включає в себе 5 блоків по 500 МВт, та 3 блоки по 63 МВт, із аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Відповідно до мети, у роботі розв'язуються наступні **основні задачі**:

- техніко-економічне обґрунтування проектування електричної частини конденсаційної електростанції;
- аналіз методів, що застосовуються при проектуванні електричних станцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань, а також схеми власних потреб;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин та вимірювальних трансформаторів струму та напруги, розрахунок блискавкозахисту;

- аналіз особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- розробка організаційно-технічних рішень охорони праці та заходів із підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій;
- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної електричної станції.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

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

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 1689 МВТ

Станом на 2025 рік, конденсаційні електричні станції все ще залишаються надзвичайно важливим об'єктом для енергосистеми України – це має як технічне, так і економічне обґрунтування.

З технічної точки зору, конденсаційні електростанції забезпечують безперервну генерацію електричної енергії, що є надзвичайно важливим для критичної інфраструктури та промисловості. Завдяки можливості використання різних видів палива, серед яких як традиційні вугілля, мазут, газ, так і альтернативне біопаливо, вони є більш гнучкими в умовах обмежених ресурсів.

Якщо розглядати КЕС економічно, то їх будівництво потребує великих інвестицій, проте їх час експлуатації розрахований на десятиліття, а собівартість згенерованої електричної енергії залишається конкурентною, у порівнянні із імпортованою. Крім цього, такі об'єкти створюють багато робочих місць, забезпечують розвиток місцевої інфраструктури.

Коефіцієнт корисної дії сучасних КЕС становить 40-42%. Електроенергія передається по напрузі 110-750 кВ. Сучасні КЕС оснащуються переважно енергоблоками потужністю 200-800 МВт. Застосування великогабаритних агрегатів дозволяє забезпечити швидке нарощування потужності станції, оптимальну собівартість електроенергії та вартість встановленого кіловату потужності.

За час повномасштабного вторгнення було втрачено величезну частину генеруючих потужностей, що зараз призводить до дефіциту електричної енергії, та збільшення її вартості. І хоч останнім часом активно розвивається сектор відновлювальної енергетики, через нестабільність генерації, ВДЕ не може в повній мірі забезпечувати базове споживання споживачів. Саме тому, через значний та стабільний виробіток електроенергії, конденсаційні

електричні станції залишаються одними з ключових об'єктів генерації електричної енергії як в Україні, так і у світі в цілому [1].

Відновлення знищених конденсаційних електростанцій повинно бути однією із ключових потреб, адже саме вони у мирний час забезпечували значну частину навантаження енергосистеми. Відновлення цих станцій дозволить повернути втрачені потужності, незалежні від погодних умов, часу доби або пори року.

Проте, звичайне відновлення, до стану довоєнних часів не є достатнім, оскільки сучасні виклики вимагають модернізації даних електростанцій. Необхідно впроваджувати новітні технології із підвищення коефіцієнта корисної дії турбін, очищення викидів, переходу на екологічні види палива, зокрема на біогаз. Такі станції стануть не тільки сучасним та стабільним джерелом електричної енергії, а й частиною комплексної енергетичної стратегії, згідно з якою вони генеруватимуть енергію у парі з відновлювальними джерелами енергії, компенсуючи таким чином їх залежність від погодних умов та часу доби. Перспективним рішенням також може стати використання відбудованих КЕС для одночасної генерації тепла і електричної енергії. Це дозволить забезпечити тепло цілі міста та промислові підприємства, зменшивши при цьому втрати та підвищивши ефективність застосування палива.

Доцільність аналізу особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму і напруги зумовлена тим, що саме від їхньої точності залежить правильність роботи пристроїв релейного захисту та автоматики, комерційного та технічного обліку, систем контролю та моніторингу. Дослідження умов експлуатації дозволяє врахувати вплив навантажень, температурних режимів та зовнішніх факторів, що зменшує ризики виникнення аварій та підвищує ефективність керування енергосистемою в умовах модернізації та інтеграції сучасних цифрових технологій.

Таким чином, проектування конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт є не лише технічно доцільним рішенням, а й економічним. Технічна доцільність зумовлена великою потужністю, гнучкістю та можливістю інтеграції із сучасними системами моніторингу та контролю. Економічна ж доцільність підтверджується довготривалим терміном експлуатації, можливістю застосування різноманітних видів палива, створенням робочих місць.

Проектування конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт є не лише відповіддю на поточні виклики, що зараз постають перед Україною, а й інвестицією у її майбутній розвиток.

2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Проведення розрахунку графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанцій визначається графіками навантажень енергетичної системи та району системи.

Побудова графіків електричних навантажень в іменованих одиницях виконується за наступними формулами [3]:

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

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

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

Розподіл електроенергії пов'язаний із втратами, що розділяються на постійні ΔP_1 , які незалежні від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , пропорційні квадрату струмів навантаження. Під час обрахунку графіків навантаження відносну величину втрат можна обрати таким чином:

- в мережах місцевого району $\Delta P'_1=(0,01\div 0,015)$; $\Delta P'_2=(0,06\div 0,08)$;
- в мережах системи $\Delta P''_1=(0,02\div 0,03)$; $\Delta P''_2=(0,14\div 0,16)$.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{60 \cdot 150}{100} = 90 \text{ (МВт)}.$$

Навантаження енергосистеми:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}; \quad (2.2)$$

$$P_{pt} = \frac{55 \cdot 1230}{100} = 676,5 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати у мережах місцевого району визначаються як:

$$\begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_1 \cdot P_{pmax}; \\ \Delta P_{1p} &= 0,01 \cdot 150 = 1,5 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Постійні втрати у мережах енергосистеми:

$$\begin{aligned} \Delta P_{1c} &= \Delta P'_1 \cdot P_{cmax}; \\ \Delta P_{1c} &= 0,02 \cdot 1230 = 24,6 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Змінні втрати в мережах місцевого району:

$$\begin{aligned} \Delta P_{2p} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{pmax}}; \\ \Delta P_{2p} &= 0,06 \cdot \frac{90^2}{150} = 3,24 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Змінні втрати в мережах енергосистеми:

$$\begin{aligned} \Delta P_{2c} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{cmax}}; \\ \Delta P_{2c} &= 0,14 \cdot \frac{676,5^2}{1230} = 52,09 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.6)$$

Загальна потужність, що випускається у місцевий район:

$$\begin{aligned} P_{рв\text{ід}} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p}; \\ P_{рв\text{ід}} &= 90 + 1,5 + 3,24 = 94,74 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Загальна потужність, що випускається у енергосистему:

$$P_{\text{свід}} = P_{\text{ст}} + \Delta P_{1\text{с}} + \Delta P_{2\text{с}}; \quad (2.8)$$

$$P_{\text{свід}} = 676,5 + 24,6 + 52,09 = 753,19 \text{ (МВт)}.$$

Загальна величина потужності, що віддається із шин станції:

$$P_{\text{від}} = P_{\text{рвід}} + P_{\text{свід}}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{від}} = 94,74 + 753,19 = 847,93 \text{ (МВт)}.$$

Проектна потужність станції:

$$P_{\text{вст}} = 3 \cdot 63 + 5 \cdot 300 = 1689 \text{ (МВт)}.$$

Втрати потужності на власні потреби:

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

$$P_{\text{вп}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{847,93}{1689} \right) \cdot \frac{6 \cdot 1587,3}{100} = 66,78 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка виробляється генераторами:

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

$$P_{\text{вир}} = 847,93 + 66,78 = 914,71 \text{ (МВт)}.$$

За таким же алгоритмом розрахуємо графіки навантаження у різні інтервали часу, дані занесені в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати прорахунку електронавантажень

Складові витрат потужності	Режим	Години доби												
		0-6	6-7	7-8	8-9	9-11	11-12	12-14	14-16	16-17	17-19	19-21	21-22	22-24
Навантаження місцевого району, %	зима.	60	72	88	92	100	69	92	100	80	100	92	81	60
	літо.	55	67	83	87	95	64	87	95	75	95	87	76	55
Навантаження місцевого району МВт	зима.	90	108	132	138	150	103,5	138	150	120	150	138	121,5	90
	літо.	82,5	100,5	124,5	130,5	142,5	95	130,5	142,5	112,5	142,5	130,5	114	82,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	літо.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима.	3,24	4,67	6,97	7,62	9,00	4,28	7,62	9,00	5,76	9,00	7,62	5,90	3,24
	літо.	2,72	4,04	6,20	6,81	8,12	3,69	6,81	8,21	5,06	8,12	6,81	5,20	2,72
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима.	94,74	114,17	140,5	147,1	160,5	109,3	147,1	160,5	127,3	160,5	147,1	128,9	94,7
	літо.	86,7	106,04	132,2	138,8	152,1	101,2	138,8	152,1	119,1	152,1	138,8	120,7	86,72

Продовження таблиці 2.1

Навантаження системи, %	зима.	55	80	85	80	100	100	80	75	80	100	80	65	60
	літо.	50	75	80	75	95	95	75	70	75	95	75	60	55
Навантаження системи, МВт	зима.	676,5	984	1045,5	984	1230	1230	984	922,5	984	1230	984	799,5	738
	літо.	615	922,5	984	922,5	1168,5	1168,5	922,5	861	922,5	1168,5	922,5	738	676,5
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима.	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
	літо.	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима.	52,1	110,2	124,4	110,2	172,2	172,2	110,2	96,86	110,2	172,2	110,2	72,8	62
	літо.	43,1	96,86	110,2	96,86	155,4	155,4	96,86	84,4	96,9	155,4	96,86	62	52,1
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима.	753,2	1118,8	1194,5	1118,8	1426,8	1426,8	1118,8	1043	1118,8	1426,8	1118,8	896,9	824,6
	літо.	682,6	1044	1118,8	1043,963	1348,5	1348,5	1044	970	1044	1348,5	1044	824,6	753,2
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	зима.	847,9	1233	1335	1265,9	1587,3	1536,1	1265,9	1204,5	1246,1	1587,3	1265,9	1025,8	919,3
	літо.	769,4	1150	1251	1182,8	1500,6	1449,7	1182,1	1122,1	1163	1500,6	1182,8	945,3	839,9
Витрати на власні потреби, МВт	зима.	66,8	79,8	83,3	80,9	91,8	90,1	80,9	78,8	80,3	91,8	80,9	72,8	69,2
	літо.	60,6	72,8	765	73,8	84	82,4	73,8	71,9	73,2	84,0	73,8	66,3	62,9
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	зима.	914,7	1312,8	1418,2	1346,9	1679,1	1626,1	1346,9	1283,3	1326,3	1679,1	1346,9	1098,6	988,5
	літо.	830	1222,8	1327	1256,6	1584,6	1532,1	1256,6	1194	1236,2	1584,6	1256,6	1011,5	902,8

Застосовуючи річний графік навантажень, визначимо техніко-економічні показники роботи електростанції:

1) Максимальне навантаження КЕС:

$$P_{\max} = 1679,1 \text{ (МВт)}.$$

2) Річна генерація електроенергії:

$$E_p = \left(\begin{array}{l} 6 \cdot 914,71 + 2 \cdot 1670,1 + 1346,85 + 1283,31 + 1679,1 + 1346,85 + \\ + 988,53 + 1 \cdot 1312,78 + 1418,24 + 1346,85 + 1626,15 + 1326,32 + 1098,56 \end{array} \right) \cdot 183 + \\ + \left(\begin{array}{l} 6 \cdot 830 + 2 \cdot 1584,6 + 1256,62 + 1194,01 + 1584,65 + 1256,62 + \\ + 902,79 + 1 \cdot 1222,8 + 1327,04 + 1256,62 + 1532,08 + 1326,24 + 1011,54 \end{array} \right) \cdot 182 = \\ = 10657174,13 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}.$$

3) Встановлена потужність електростанції:

$$P_{\text{вст}} = 3 \cdot 63 + 5 \cdot 300 = 1689 \text{ (МВт)}.$$

4) Середнє навантаження електростанції:

$$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}; \quad (2.12)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{10657174,13}{8760} = 1216,57 \text{ (МВт)}.$$

5) Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}; \quad (2.13)$$

$$K_3 = \frac{1216,57}{1679,1} = 0,72.$$

6) Коефіцієнт застосування встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}; \quad (2.14)$$

$$K_B = \frac{1216,57}{1689} = 0,72.$$

7) Кількість годин застосування максимального навантаження:

$$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}; \quad (2.15)$$

$$T_{\max} = \frac{10657174,13}{1679,1} = 6346 \text{ (год)}.$$

8) Кількість годин застосування встановленої потужності:

$$K_{\text{рез}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}; \quad (2.16)$$

$$K_{\text{рез}} = \frac{10657174,13}{1689} = 6309,75 \text{ (год)}.$$

9) Коефіцієнт резерву:

$$T_{\text{вст}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}; \quad (1.17)$$

$$T_{\text{вст}} = \frac{1689}{1679,1} = 1,006.$$

За результатами обрахунків будемо добові графіки потужностей для літніх та зимових пір років (рис.2.1) та (рис.2.2), при цьому літній період триває 183 доби, а зимній –182 доби.

Аналогічним чином складаємо графіки потужності, що випускається у енергосистему і графік потужності, що генерується на ЕС (для зимнього та літнього періоду).

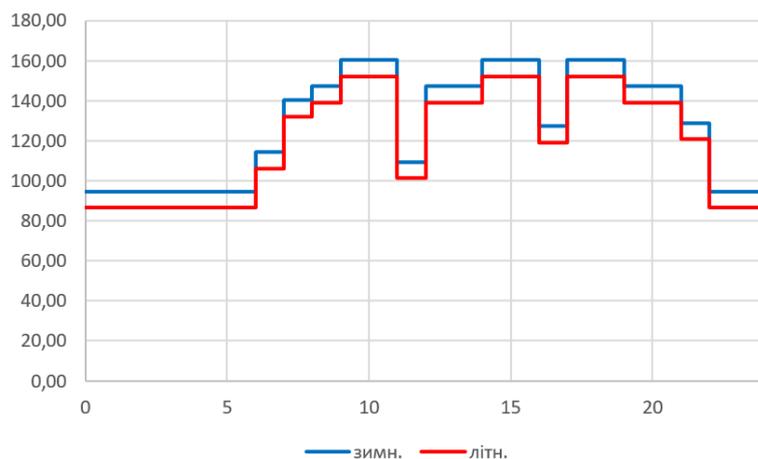


Рисунок 2.1 – Зображення добового графіка потужності, що випускається в район

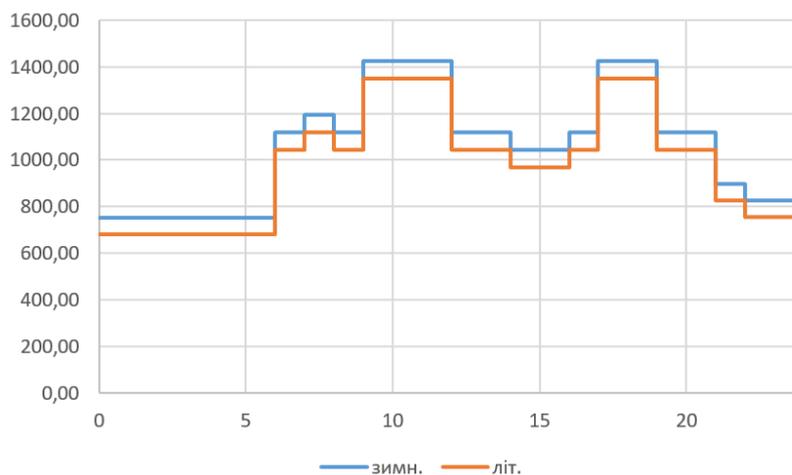


Рисунок 2.2 –Зображення добового графіка потужності, яка випускається в систему

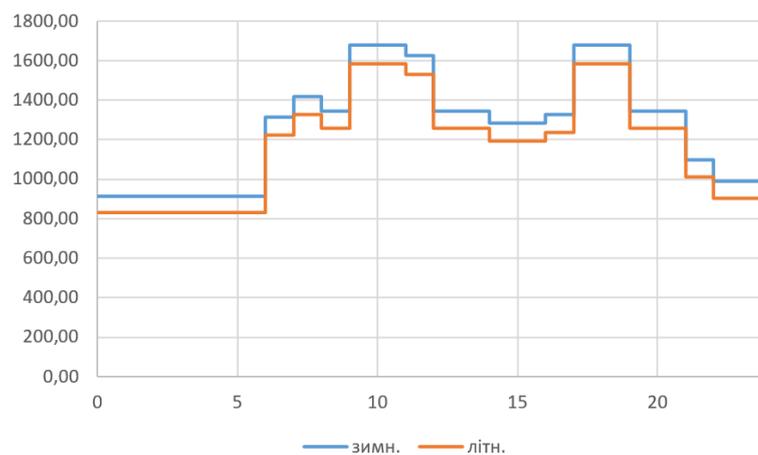


Рисунок 2.3 – Добовий графік потужності, яка генерюється на ЕС

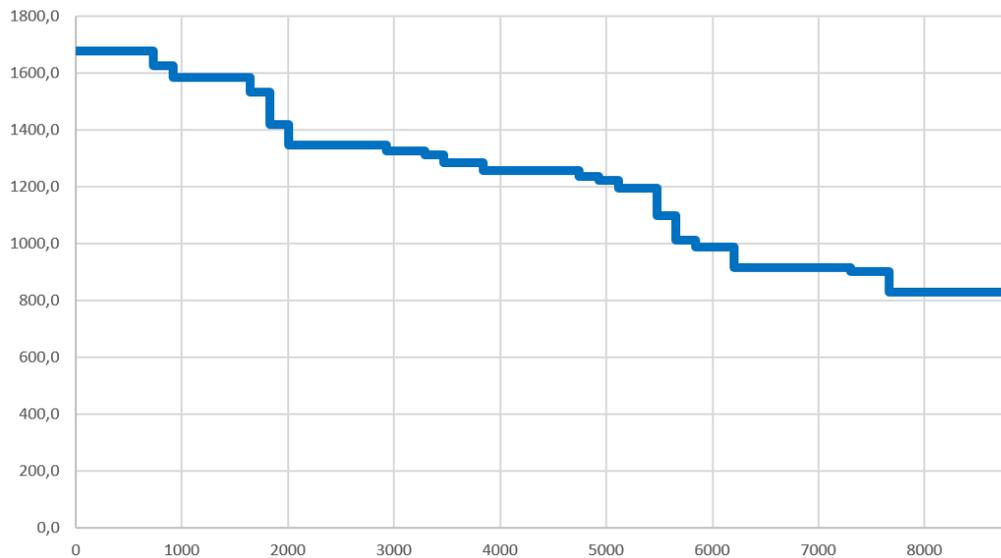


Рисунок 2.4 – Отриманий річний графік навантаження

2.2 Проведення Вибору типу та потужності генераторів, турбін і котельних агрегатів

Тип та одинична потужність турбін, які застосовуються на КЕС, визначаються залежно від типу та встановленої потужності самої станції. На КЕС встановлюється конденсаційні турбіни типу К [3].

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбіни, згідно паспортних даних

Тип турбіни	Номінальна Потужність, <u>МВт</u>	Тиск свіжої пари <u>ата</u>	Температура свіжої пари, <u>°C</u>	Макс. Витрати свіж. Пари, т/год	Кількість
К-100-90-7	110	90	535	420	3
К-300-240	300	240	560	865	5

Характеристики пари (таких як температура, тиск) та число котлів на визначаються виконаним раніше вибором конденсаційних турбін. Для турбогенератора, що має потужність 300 МВт підбираємо парогенератори Пп-950/140 К, а для генератора потужністю 63 МВт беремо парогенератори Еп-500/140.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенератора

Марка котло- агрегата	Продук- тивність, т/год	Ел. Потужність, МВт	Параметри пари			Паливо	Кіль- кість
			Тиск на виході	Температура пари			
				Пер-винної	Вто- ринної		
Еп- 500/140	500	150	140	570	570	Кам'яне вугілля	3
Пп- 950/140 К	950	300	255	565	570	Вугілля	5

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та електричній потужності турбін.

Таблиця 2.4 – Паспортні технічні характеристики турбогенератора

Тип	S_n , МВА	P_n , МВт	U_n , кВ	$\cos\phi_n$	I_n , кА	x''_d	К-сть
ТВФ-63- 2УЗ	78,75	63	10,5	0,85	4,33	0,153	3
ТГВ-300	352,941	300	20	0,85	10,2	0,195	5

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.3 Вибір структурної схеми КЕС

Розрахунок головної схеми з'єднань є важливою частиною при проектуванні електричної частини станції, оскільки він визначає повну кількість елементів і зв'язків між ними. Основними вихідними характеристиками для вибору головної схеми є тип ЕС і вид палива; число і потужність агрегатів станції; графіки навантажень їхній склад; дані про енергосистему.

Під час вибору числа та пропускної здатності лінії напругою 110 кВ і вище повинні виконуватись такі умови:

1) У разі вимкненні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності станції;

2) при одночасному вимкненні обох ліній електропередачі у повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, але по можливості без зупинки блоків.

Число ЛЕП розраховується за наступними формулами:

Число ліній зв'язку із системою:

$$n_c = \frac{P_{c.від.max}}{P_{гр}} + 1; \quad (2.18)$$

$$n_c = \frac{1426,8}{400} + 1 = 4,567 \approx 5.$$

Число ліній зв'язку із місцевим районом:

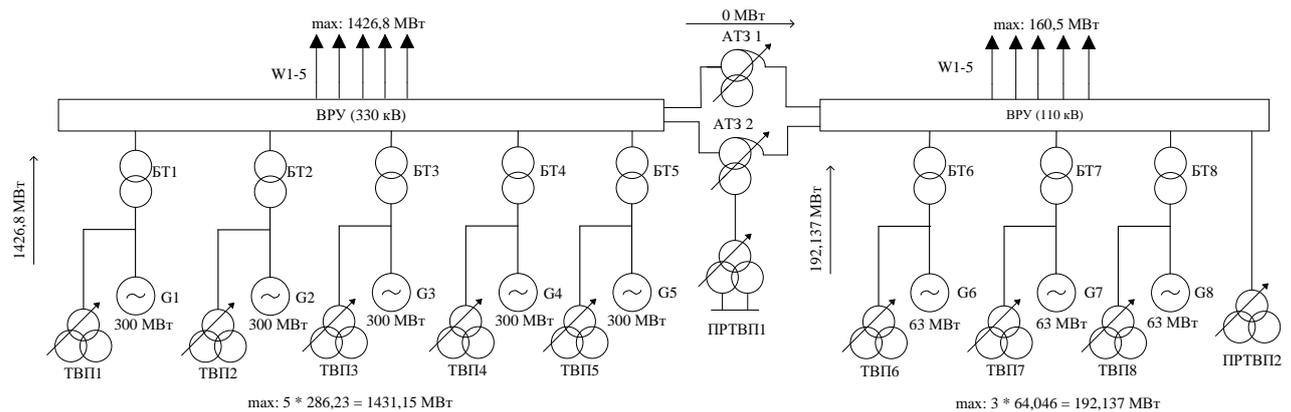
$$n_p = \frac{P_{p.від.max}}{P_{гр}} + 1 \quad (2.19)$$

$$n_p = \frac{160,5}{50} + 1 = 4,21 \approx 5.$$

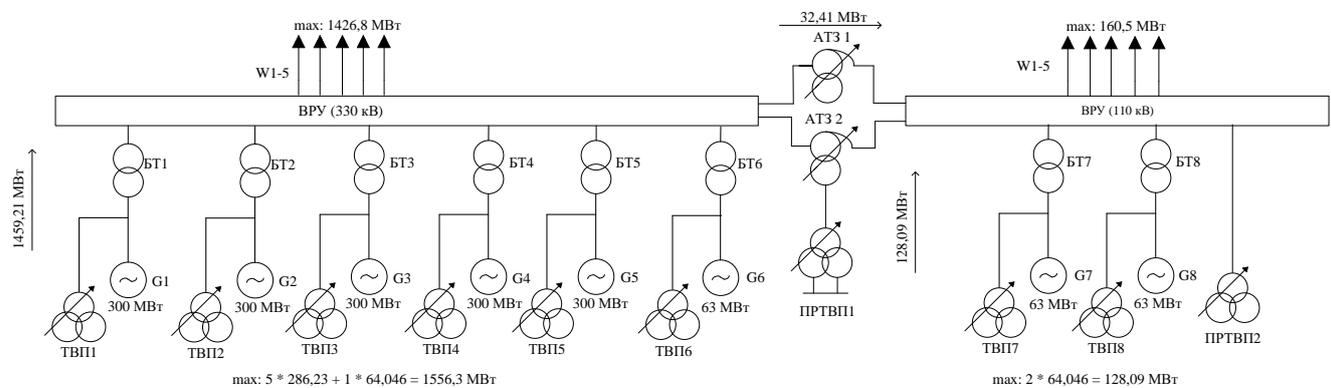
За структурною схемою електричної частини КЕС визначається розподіл генераторів між РУ різних напруг, склад блоків генератор - трансформатор і вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні) [3].

Перетоки надлишкової потужності будуть здійснюватися через АТЗ, що об'єднує РУ 330 і 110 кВ. АТЗ вибирається за умовами надійності. Таким чином, структурна схема ЕС включає в себе дві РУ – 330 і 110 кВ, що об'єднані через АТЗ.

У додатку В наведено головну схему електричних з'єднань станції.



а) варіант 1



б) Варіант 2

Рисунок 2.5 – Зображення двох варіанти структурних схем КЕС

Всі трансформатори та автотрансформатори зв'язку, окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням. Для початку, проведемо розрахунок для першого варіанту.

Вибір трансформаторів власних потреб.

$$S_{p.ТВП} = P'_{ВП} \cdot P_{НОМ.Г} \cdot K_{П}, \quad (2.20)$$

де $K_{П}$ – коефіцієнт попиту;

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

$$S_{p.твп.63МВт} = \frac{6}{100} \cdot 0,9 \cdot 63 = 3,402 \text{ (МВА)};$$

$$S_{p.твп.300МВт} = \frac{6}{100} \cdot 0,9 \cdot 300 = 16,2 \text{ (МВА)}.$$

За такою формулою проводиться вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб:

$$S_{p.пртвп} = 1,3 \cdot S_{p.твп}; \quad (2.21)$$

$$S_{p.пртвп} = 1,3 \cdot 16,2 = 21,06 \text{ (МВА)}.$$

Проведення вибору блочних трансформаторів.

Оскільки кожен генератор підключається у блок з трансформатором і на відгалуження до блоку підключається лише навантаження власних потреб, то згідно умови:

$$S_{ном.г} \geq S_{н.г} - S_{в.п}; \quad (2.22)$$

$$S_{p.БТ.63МВт} = 78,75 - 3,402 = 75,348 \text{ (МВА)},$$

$$S_{p.БТ.300МВт} = 352,94 - 16,2 = 336,741 \text{ (МВА)}.$$

де $S_{ном.г}$ – загальна потужність генератора;

$S_{в.п}$ – загальне навантаження на власні потреби при роботі генератора з номінальною потужністю.

Проведення вибору трансформаторів зв'язку.

Вибір потужності АТЗ проводиться згідно аналізу перетоків потужностей між РУ в різних режимах. Покажемо розрахунок для обох варіантів схеми:

а) для режиму максимального навантаження місцевого району:

$$S_{p.\max} = \sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ.Г}} - S_{\text{ВП.НОМ}} - S_{p.\text{від.}\max}, \quad (2.23)$$

де $S_{\text{НОМ.Г}}$ – номінальна потужність генератора, що включений на шини району;

$S_{\text{ВП.НОМ}}$ – потужність на власні потреби при роботі генератора з номінальним навантаженням;

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

$$S_{p.\max1\text{вар}} = \frac{3 \cdot 78,75 - 3 \cdot 3,402 - \frac{160,5}{0,85}}{1,4} = 26,59 \text{ (МВА)};$$

$$S_{p.\max2\text{вар}} = \frac{2 \cdot 78,75 - 2 \cdot 3,402 - \frac{160,5}{0,85}}{1,4} = -27,34 \text{ (МВА)}.$$

б) для режиму мінімального навантаження в місцевому районі, при роботі генератора з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ.Г}} - S_{\text{ВП.НОМ}} - S_{p.\text{від.}\min}, \quad (2.24)$$

де $S_{p.\text{від.}\max}$ – мінімальна потужність, що видається із шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

$$S_{p.\min1\text{вар}} = \frac{3 \cdot 78,75 - 3 \cdot 3,402 - \frac{86,72}{0,85}}{1,4} = 88,58 \text{ (МВА)};$$

$$S_{p.\min2\text{вар}} = (2 \cdot 78,75 - 2 \cdot 3,402 - \frac{86,72}{0,85})/1,4 = 34,76 \text{ (МВА)}.$$

в) розрахунок аварійного виходу найпотужнішого генератора:

$$S_{p.ав} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{НОМ.Г} - S_{ВП.НОМ} - S_{p.від.мах}; \quad (2.25)$$

$$S_{p.ав1вар} = \frac{(3 - 1) \cdot (78,75 - 3,402) - \frac{160,5}{0,85}}{2} = -19,06 \text{ (МВА)};$$

$$S_{p.ав2вар} = \frac{(2 - 1) \cdot (78,75 - 3,402) - \frac{160,5}{0,85}}{2} = -56,74 \text{ (МВА)}.$$

У таблиці 2.5 показані обрані трансформатори для першого варіанту структурної схеми згідно розрахунків, проведених вище.

Таблиця 2.5 – Вибір трансформаторів ля першого варіанту схеми

Позначення	Тип трансформатори	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ			U _к , %			ΔP _х , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ1-5	ТДЦ-400000/330	400	347	-	20	-	11,5	-	300	790	0,45
БТ6-8	ТДЦ-80000/110	80	121	-	10,5	-	11	-	85	310	0,6
ТВП1-5	ТРДНС-25000/35	25	20	-	10,5	-	10,5	-	25	115	0,65
ТВП6-8	ТМНС-4000/10	4	10,5	-	6,3	-	7,5	-	5,2	33,5	0,8
АТ31-2	АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	10,5	10	35	24	100	345	0,45
ПРТВП1	ТРДНС-25000/10	25	10,5	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	115	0,65
ПРТВП2	ТРДН-25000/110	25	115	-	6,3-6,3	-	10,5	-	25	120	0,65

Проведемо розрахунок для другого варіанту, результати вибору трансформаторів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір трансформаторів для другого варіанту схеми

Позна- чення	Тип трансформатори	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ			U _к , %			ΔP _х , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
БТ1-5	ТДЦ- 400000/330	400	347	-	20	-	11,5	-	300	790	0,45
БТ6	ТДЦ- 125000/330	125	347	-	10,5	-	11	-	125	380	0,55
БТ7-8	ТДЦ-80000/110	80	121	-	10,5	-	11	-	85	310	0,6
ТВП1-5	ТРДНС- 25000/35	25	20	-	10,5	-	10,5	-	25	115	0,65
ТВП6-8	ТМН-4000/10	4	10,5	-	6,3	-	7,5	-	5,2	33,5	0,9
АТЗ1-2	АТДЦТН- 125000/330/110	125	330	115	10,5	10	35	24	100	345	0,45
ПРТВП1	ТРДНС- 25000/10	25	10,5	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25	115	0,65
ПРТВП2	ТРДНС- 25000/110	25	115	-	6,3- 6,3	-	10,5	-	25	120	0,65

Обране обладнання буде здатне забезпечити надійний електричний зв'язок між вузлами станції, усі перетоки потужності між РУ і зв'язок з системою та місцевим районом [5].

Тепер, проведемо розрахунок втрат у трансформаторах. Спочатку, обраховуємо час максимальних втрат за рік, використовуючи наступну формулу:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760; \quad (2.26)$$

$$\tau = (0,124 + \frac{6346,967}{10^4})^2 \cdot 8760 = 5042,437 \text{ (год);}$$

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ}}})^2 \cdot \tau, \quad (2.27)$$

де ΔP_{xx} , ΔP_{xx} – втрати холостого ходу та короткого замикання;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{мах}$ – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, що визначається за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно;

$T_{мах}$ – число годин використання максимального навантаження;

τ – час максимальних втрат в рік.

Розрахунок першого варіанту структурної схеми:

$$\Delta W_{BT1-5} = 5 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{790}{5} \cdot \left(\frac{1678,6}{400}\right)^2 \cdot 5042,4 = 27170265 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{BT6-8} = 3 \cdot 85 \cdot 8760 + \frac{310}{3} \cdot \left(\frac{192,1}{80}\right)^2 \cdot 5042,4 = 5239342,8 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{345}{2} \cdot \left(\frac{0}{125}\right)^2 \cdot 5042,4 = 1752000 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{E1} = \Delta W_{BT1-6} + \Delta W_{BT6-8} + \Delta W_{AT3}; \quad (2.28)$$

$$\Delta W_{E1} = 27170265 + 5239342,8 + 1752000 = 34161608,7 (\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Проведення розрахунку втрат у трансформаторах, для другого варіанту структурної схеми:

$$\Delta W_{BT1-7} = (5 \cdot 300 + 1 \cdot 125) \cdot 8760 + \left(\frac{1}{5} \cdot 790 + \frac{1}{1} \cdot 380 \cdot \left(\frac{1716,72}{400 + 125}\right)^2\right) \cdot 5042,4 = 43241936 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{BT8} = 2 \cdot 85 \cdot 8760 + \frac{310}{2} \cdot \left(\frac{150,69}{80}\right)^2 \cdot 5042,4 = 426422,9 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{AT3} = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{345}{2} \cdot \left(\frac{38,13}{125}\right)^2 \cdot 5042,4 = 1832933 (\text{кВт} \cdot \text{год});$$

$$\Delta W_{E2} = \Delta W_{BT1-6} + \Delta W_{BT7-8} + \Delta W_{AT3}; \quad (2.29)$$

$$\Delta W_{E2} = 43241936 + 426422,9 + 1832933 = 49337293 (\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Далі, проводимо техніко-економічне порівняння варіантів структурних схем за наступною формулою:

$$Z = p_n \cdot K + B + M(Z_6) \rightarrow \min, \quad (2.30)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,15$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_6)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.31)$$

де $\alpha_a + \alpha_0$ – відрахування на амортизацію і обслуговування,%;

β – вартість 1 кВт год втрат електроенергії;

ΔW – втрати електроенергії.

Варіант №1

$$B_1 = \frac{9,4}{100} \cdot 119680 + 32 \cdot 34161608,7 \cdot 10^{-5} = 22181,64 \text{ (тис. грн);}$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 119680,03 + 22181,64 = 36543,24 \text{ (тис. грн).}$$

$$B_2 = \frac{9,4}{100} \cdot 124179,37 + 32 \cdot 49337293,8 \cdot 10^{-5} = 27460,79 \text{ (тис. грн);}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 124179,37 + 27460,79 = 42362,32 \text{ (тис. грн).}$$

Відповідно, за результатами розрахунків, обираємо перший варіант, оскільки в ньому затрати будуть меншими.

2.4 Вибір схем відкритих розподільних установок високої напруги

Продемонструємо схему ВРУ-110 кВ, зображену на рисунку 2.6:

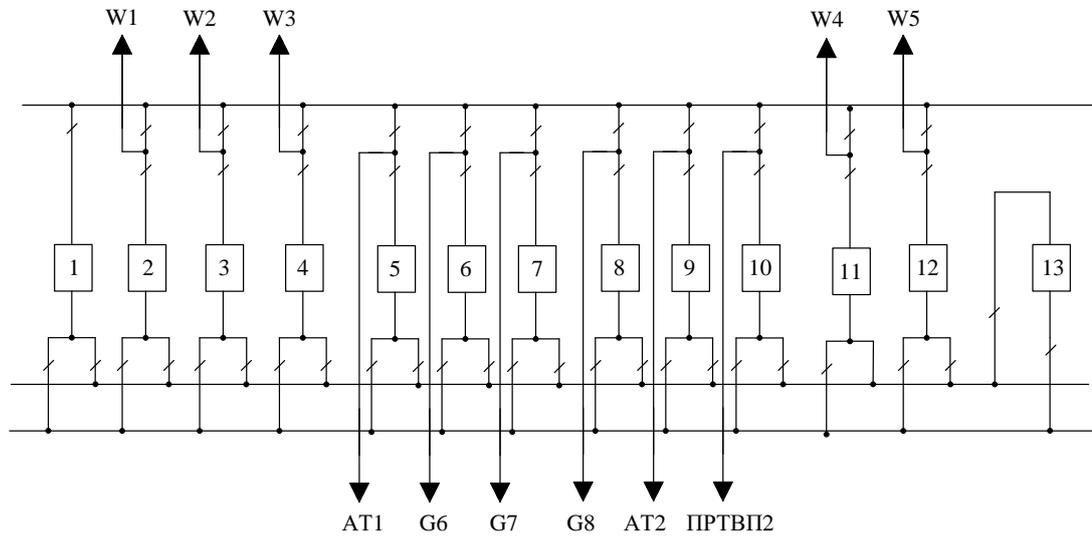


Рисунок 2.6 – Схема для ВРУ-110 кВ (дві робочі і обхідна системи шин).

Для ВРУ 330 кВ співставляємо такі варіанти схем:

- а) Схема «4/3» (рис. 2.7);
- б) Схема «3/2 (полуторна)» (3/2) (Рис. 2.8).

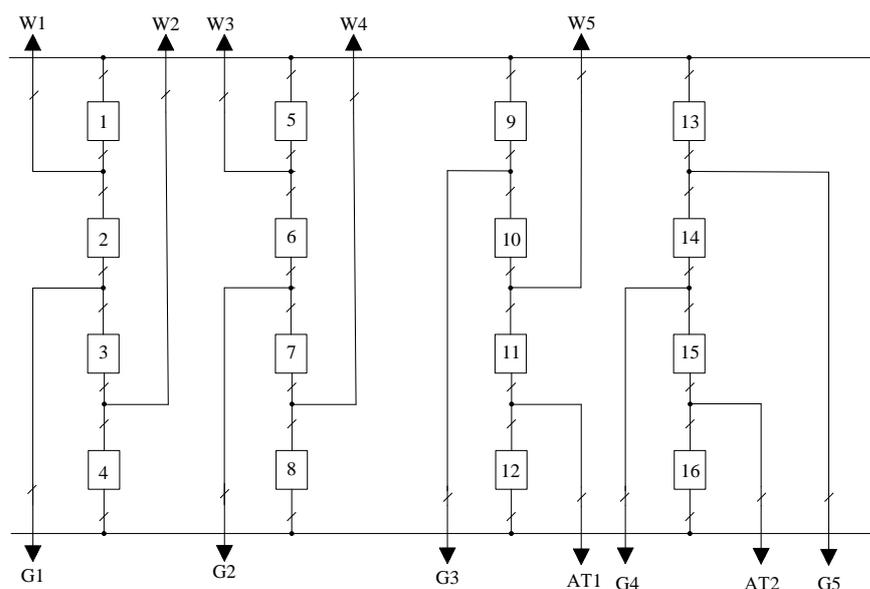


Рисунок 2.7 – Зображення схеми «4/3»

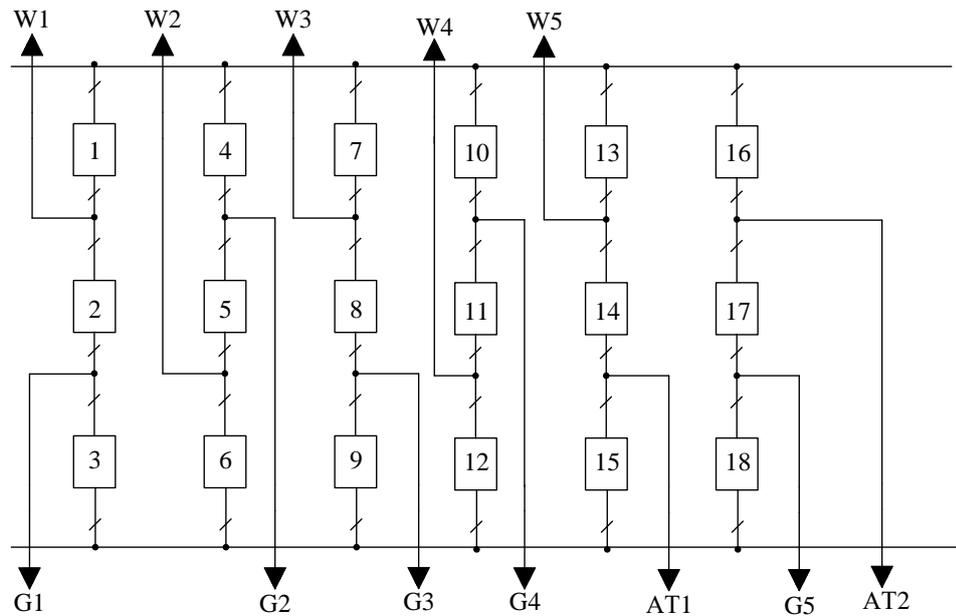


Рисунок 2.8 – Рисунок схеми «3/2 (полупторна)»

Вибір схеми проводимо за приведеними затратами:

$$z = p_n K + U + M(3), \quad (2.32)$$

де $p_n = 0,15$;

$M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання.

$$K = n \cdot C_k, \quad (2.33)$$

де n – число комірок з вимикачами;

C_k – вартість комірки, тис. грн.

$$U = \frac{a}{100} \cdot K; \quad (2.34)$$

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i, \quad (2.35)$$

де $y_0 = 32$ грн/кВт*год – питомий збиток;

$a = 8,4 \%$;

$C_k = 14300$ тис. грн.;

n – кількість комірок з вимикачами;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

w_i – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаєма потужність, МВт;

T_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.7 – Визначені показники надійності елементів електричних вимикачів

Напруга, кВ	Складові параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення T_v , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту T_p , год
	ω_1	ω_2			
330	0,015	0,005	100	0,2	250

Таблиця 2.8 – Дані для обчислення надійності схеми ВРУ – 330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт	n_k	16	18
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	14300	14300
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів	$\omega_{гв} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{лв} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 / 100)$	0,0177	0,0177
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_p / 8760$	0,0051	0,0051
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,918	0,908
Час простою елемента, год	T_0	1	1
	$T_{вп} = T_v - T_v^2 / 2 \cdot T_p$	77,778	77,778
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{гв}$	0,00826	0,00817
	$K_0 \cdot \omega_{лв}$	0,0162	0,0161
	$K_p \cdot \omega_{гв}$	0,0000462	0,0000462
	$K_p \cdot \omega_{лв}$	0,0000909	0,0000909

Розрахуємо очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 32 \cdot (0,0162 \cdot 6 \cdot 1 \cdot 192,66 + 0,0826 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 192,66 + 0,0000909 \cdot (98 \cdot 1 \cdot 192,66 + 6 \cdot 77,7 \cdot 192,66 + 8 \cdot 1 \cdot 226,8 + 6 \cdot 1 \cdot 503,92 + 4 \cdot 1 \cdot 181,76) + 0,0000462 \cdot (59 \cdot 1 \cdot 192,66 + 8 \cdot 77,7 \cdot 192,66 + 2 \cdot 1 \cdot 503,92 + 2 \cdot 1 \cdot 181,76 + 2 \cdot 77,7 \cdot 181,76 + 2 \cdot 1 \cdot 492,02 + 2 \cdot 77,7 \cdot 103,92)) = 1394,4 \text{ (тис. грн).}$$

$$M(3)_{II} = 32 \cdot (0,0161 \cdot 5 \cdot 1 \cdot 192,66 + 0,0817 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 192,66 + 1 \cdot 1 \cdot 10,9) + 0,0000909 \cdot (102 \cdot 1 \cdot 192,66 + 5 \cdot 77,7 \cdot 192,66 + 5 \cdot 1 \cdot 10,9 + 8 \cdot 1 \cdot 226,8) + 0,0000462 \cdot (82 \cdot 1 \cdot 192,66 + 5 \cdot 77,7 \cdot 192,66 + 19 \cdot 1 \cdot 10,9 + 1 \cdot 77,7 \cdot 10,9 + 8 \cdot 1 \cdot 503,92)) = 1171,81 \text{ (тис. грн).}$$

Таблиця 2.9 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, го/Т _{вп} , год	К ₀		К _p	
			$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$
I варіант						
1)G,W; 2)G; 3)AT3,G; 4)G,D(G,W); 5)AT31,AT32,G; 6)W,D(G,AT3); 7)D(G,AT3).	192,66	1	6	4	98	59
		77,7	0	0	6	8
1)W,G,W; 2) W,W.	226,8	1	0	0	8	0
		77,7	0	0	0	0
1)G,G,W; 2)G,D(G5,AT3).	503,92	1	0	0	2	2
		77,7	0	0	0	0
1)W,D(G,AT31,AT32); 2)AT3,D(G,AT3); 3)D(G,AT31,AT32).	181,76	1	0	0	4	2
		77,7	0	0	0	2
1)G,D(G, AT31,AT31).	493,02	1	0	0	0	2
		77,7	0	0	0	0
1)D(W,G,G).	103,92	1	0	0	0	0
		77,7	0	0	0	2
II варіант						
1) G,W; 2)G; 3) G,D(W,G); 4) AT3,G; 5) G,D(AT31,AT32).	192,66	1	5	5	102	82
		77,7	0	0	5	5
1)AT31,AT32; 2)W,D(AT31,AT32); 3)D(AT31,AT32).	10,9	1	0	1	5	19
		77,7	0	0	0	1
1)W,W.	226,8	1	0	0	8	0
		77,7	0	0	0	0
1)G,G.	503,92	1	0	0	0	8
		77,7	0	0	0	0

Таблиця 2.10 – Приведені витрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	228800	257400
Щорічні <u>експл.</u> витрати	19219,2	21621,6
Очікуваний збиток	1394,4	1171,81
Приведені витрати	54933,58	61403,41

$\Delta Z = 10,54\% > 5\%$, тому обираємо I варіант схеми ВРУ 330. Додатково було проведено розрахунки надійності схем ВРУ у ПК «Надійність».

2.5 Вибір схеми електрозабезпечення системи власних потреб станції

Загальні напруги, що застосовуються в системі власних потреб є 6 кВ (для двигунів потужністю більше 200 кВт) та 0,38/0,23 для всіх інших споживачів [4]. Розподільна установка ВП виконується з однією секціонованою системою шин. На рисунку 2.9 показано схему електрозабезпечення системи власних потреб станції на напругу 6 кВ.

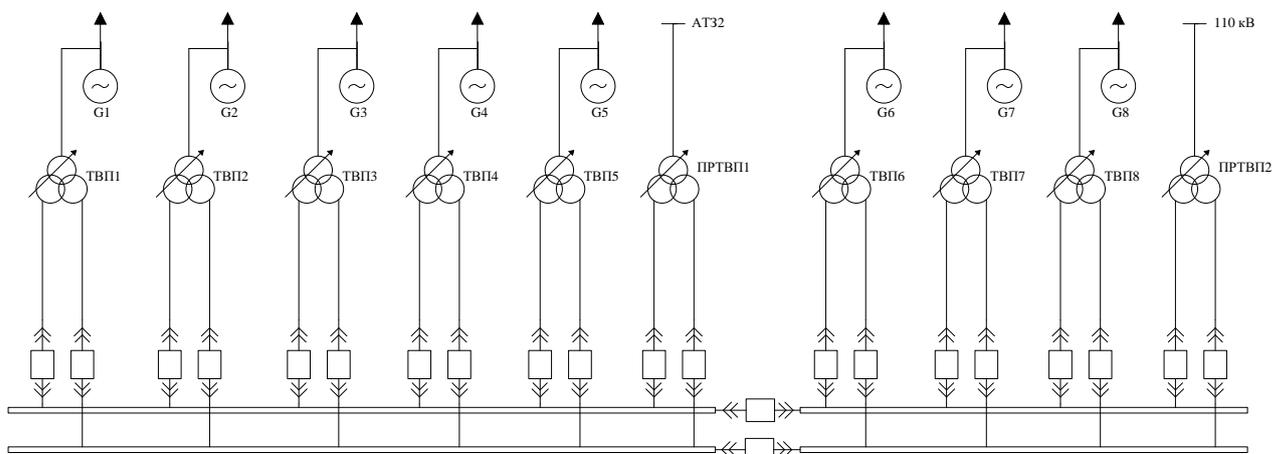


Рисунок 2.9 – Обрана схема електрозабезпечення системи власних потреб ЕС

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

На розрахунковій схемі вказані усі елементи, що впливають на струм КЗ, на ній намічаємо точки КЗ (рисунок 2.10).

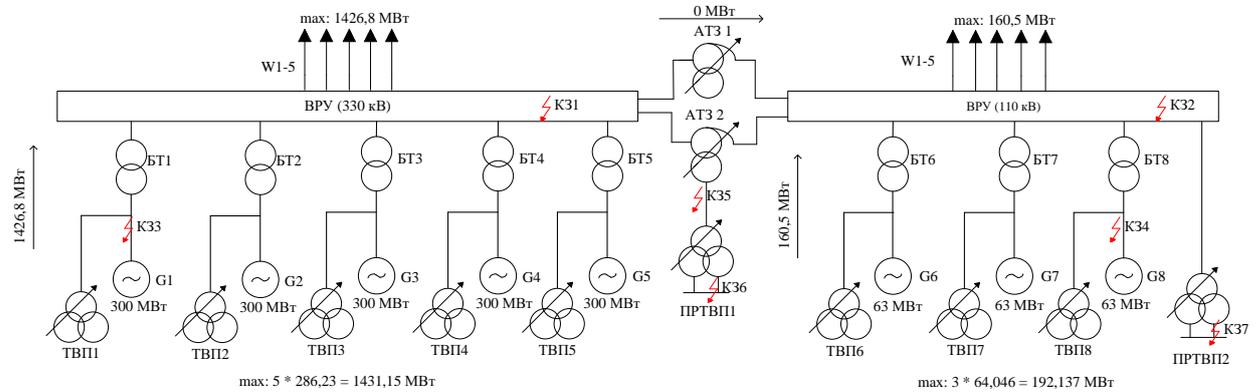


Рисунок 2.10 – Розрахункова однолінійна схема електроустановки

Потім, для обраної точки КЗ складають еквівалентну заступну схему, що за вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні зв'язки замінені електричними [4].

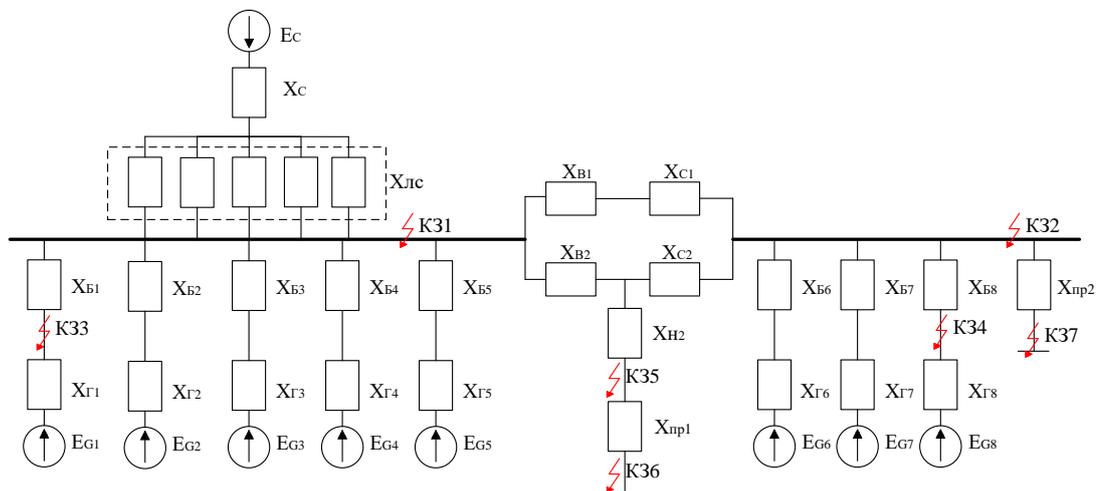


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення електростанції

Розрахунок виконуватиметься у відносних одиницях. Приведемо усі значення опорів елементів схеми заміщення до одних базових умов.

Приймаємо $S_B = 1000$ (МВА).

Опір системи:

$$X_c = X_{c.\text{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{c.\text{НОМ}}}; \quad (2.36)$$

$$X_c = 0,1 \cdot \frac{1000}{21000} = 0,0048 \text{ (в. о.)}.$$

Опір лінії системи:

$$X_{лс} = X_0 \cdot L_{л} \cdot \frac{S_B}{U_{б1}^2}; \quad (2.37)$$

$$X_{лс} = 0,32 \cdot 290 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,8 \text{ (в. о.)}.$$

Оскільки до системи підключено 5 ліній, опір $X_{лс}$ ми ділимо на 5, і отримаємо опір $X_{л}$:

$$X_{л} = \frac{0,8}{5} = 0,16 \text{ (в. о.)}.$$

Опір генераторів:

$$X_{г} = X''_d \cdot \frac{S_B}{S_{г.\text{НОМ}}}; \quad (2.38)$$

$$X_{г1-5} = 0,195 \cdot \frac{1000}{352,941} = 0,55 \text{ (в. о.)};$$

$$X_{г6-8} = 0,153 \cdot \frac{1000}{78,75} = 1,94 \text{ (в. о.)}.$$

Опір блочних трансформаторів системи:

$$X_B = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{т.\text{НОМ}}}; \quad (2.39)$$

$$X_B = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,29 \text{ (в. о.)}.$$

Опір блочних трансформаторів місцевого району:

$$X_B = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,38 \text{ (в. о.)}.$$

Опір ПРТВП:

$$X_{\text{ПРТВП}} = \frac{1875 \cdot u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$X_{\text{ПРТВП}} = \frac{1875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875 \text{ (в. о.)}.$$

Опір АТЗ:

$$u_{\text{кВ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{\text{кВС}} + u_{\text{кВН}} - u_{\text{кСН}})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.41)$$

$$u_{\text{кВ}} = \frac{0,5 \cdot (10 + 35 - 24)}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84 \text{ (в. о.)};$$

$$u_{\text{кС}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{\text{кВС}} + u_{\text{кСН}} - u_{\text{кВН}})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.42)$$

$$u_{\text{кС}} = \frac{0,5 \cdot (10 + 24 - 35)}{100} \cdot \frac{1000}{125} = -0,04 \text{ (в. о.)};$$

$$u_{\text{кН}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(u_{\text{кВН}} + u_{\text{кСН}} - u_{\text{кВС}})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.43)$$

$$u_{\text{кН}} = \frac{0,5 \cdot (35 + 24 - 10)}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,96 \text{ (в. о.)}.$$

ЕРС генераторів у в.о.:

$$E''_{*G300} = 1,13 \text{ (в. о.)};$$

$$E''_{*G63} = 1,08 \text{ (в. о.)}.$$

Первородне число періодичної складової струму КЗ у системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E''_*}{X_{\text{рез}*}} \cdot I_{\text{Б}}, \quad (2.44)$$

де E''_* – ЕРС джерела, в.о.;

$X_{\text{рез}*}$ - результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;

$I_{\text{Б}}$ – базисний струм, кА:

$$I_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР}}}. \quad (2.45)$$

Тепер, коли заступна схема готова, трансформуємо її до найбільш простого вигляду. Спрощення схеми проводиться в напрямку від джерела живлення до місця КЗ. При цьому, застосовуються відомі правила послідовного і паралельного з'єднання опорів, перетворення з використанням коефіцієнтів струморозподілу.

Спростимо схему на рисунку 2.11 відносно точки КЗ1.

Спочатку, нехтуємо опорами $X_{\text{н2}}$, $X_{\text{пр1}}$, $X_{\text{пр2}}$, оскільки вони не впливають на генератор чи систему, а також опорами $X_{\text{с1}}$ та $X_{\text{с2}}$, оскільки їх значення менше за 0.

Далі, послідовно з'єднуємо опори в системі: $X_{\text{с}}$ з $X_{\text{л}}$. Аналогічно з'єднуємо $X_{\text{б1}}$ з $X_{\text{Г1}}$, ..., $X_{\text{б5}}$ з $X_{\text{Г5}}$. Також, послідовно з'єднуємо опори в місцевому районі: $X_{\text{б6}}$ з $X_{\text{Г6}}$, ..., $X_{\text{б8}}$ з $X_{\text{Г8}}$.

$$X_1 = X_{\text{с}} + X_{\text{л}}; \quad (2.46)$$

$$X_1 = 0,0048 + 0,16 = 0,17 \text{ (в. о.)};$$

$$X_{2-6} = X_{61-5} + X_{r1-5}; \quad (2.47)$$

$$X_{2-6} = 0,55 + 0,29 = 0,84 \text{ (в. о.)};$$

$$X_{7-9} = X_{66-8} + X_{r6-8}; \quad (2.48)$$

$$X_{7-9} = 1,94 + 1,378 = 3,32 \text{ (в. о.)};$$

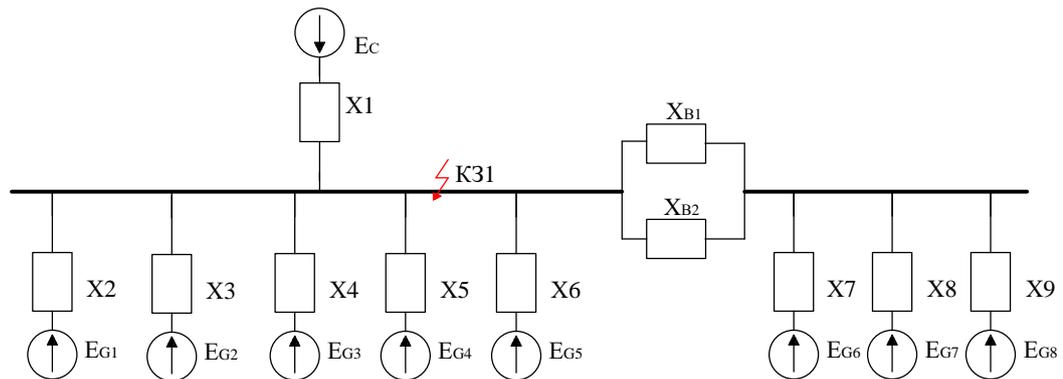


Рисунок 2.12 – Демонстрація першого кроку спрощення схеми точки К31

Тепер, паралельно складаємо між собою опори від X_2 до X_6 , також від X_7 до X_9 , і X_{B1} з X_{B2} .

$$X_{10} = \frac{X_{2-6}}{5}; \quad (2.49)$$

$$X_{10} = \frac{0,84}{5} = 0,17 \text{ (в. о.)};$$

$$X_{11} = \frac{X_{B1-2}}{2}; \quad (2.50)$$

$$X_{11} = \frac{0,84}{2} = 0,42 \text{ (в. о.)};$$

$$X_{12} = \frac{X_{7-9}}{3}; \quad (2.51)$$

$$X_{12} = \frac{3,32}{3} = 1,11 \text{ (в. о.)}.$$

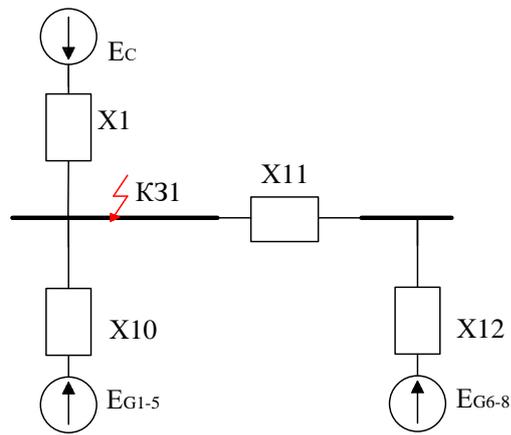


Рисунок 2.13– Другий крок спрощення схеми відносно точки КЗ1

Тепер, складемо послідовно між собою опори X_{11} з X_{12} , та отримаємо кінцеву схему заміщення для точки КЗ1:

$$X_{13} = X_{11} + X_{12}; \quad (2.52)$$

$$X_{13} = 0,17 + 0,42 = 0,59 \text{ (в. о.)}.$$

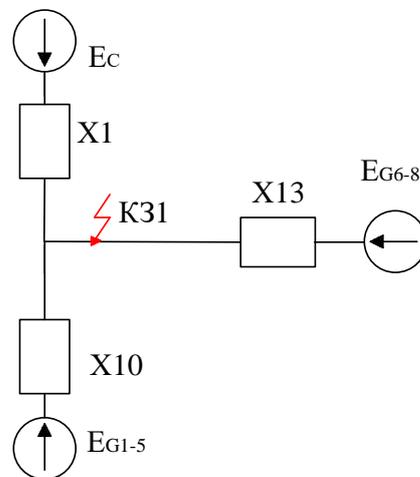


Рисунок 2.14– Спрощена схема відносно точки КЗ1

Для інших точок короткого замикання, спрощення проводиться аналогічним чином.

Визначимо базисний струм та початкове значення періодичної складової струму КЗ для всіх точок КЗ:

Розрахунок для точки К31:

$$I_{Б.К31} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,70 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г1-5} = \frac{1,13}{0,17} \cdot 1,70 = 11,42 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г6-8} = \frac{1,08}{0,59} \cdot 1,70 = 3,119 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.С} = \frac{1}{0,17} \cdot 1,70 = 10,27 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок для точки К32:

$$I_{Б.К32} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г1-5} = \frac{1,13}{1,01} \cdot 5,02 = 5,59 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г6-8} = \frac{1,08}{1,11} \cdot 5,02 = 4,90 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.С} = \frac{1}{1} \cdot 5,02 = 5,03 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок для точки К33:

$$I_{Б.К33} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,87 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г1} = \frac{1,13}{0,55} \cdot 28,87 = 59,04 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г2-5} = \frac{1,13}{0,90} \cdot 28,87 = 36,15 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г6-8} = \frac{1,08}{6,56} \cdot 28,87 = 4,76 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.С} = \frac{1}{0,71} \cdot 28,87 = 40,64 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок для точки К34:

$$I_{Б.К34} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г1-5} = \frac{1,13}{4,55} \cdot 54,99 = 13,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г6-7} = \frac{1,08}{4,63} \cdot 54,99 = 12,83 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г8} = \frac{1,08}{1,94} \cdot 54,99 = 30,57 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.С} = \frac{1}{7,57} \cdot 54,99 = 7,27 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок для точки К35:

$$I_{Б.К35} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г1-5} = \frac{1,13}{6,47} \cdot 54,99 = 9,61 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г6-8} = \frac{1,08}{1,00} \cdot 54,99 = 59,47 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.С} = \frac{1}{6,36} \cdot 54,99 = 8,64 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок для точки К36:

$$I_{Б.К36} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г-С} = \frac{1}{10,18} \cdot 91,64 = 9,00 \text{ (кА)};$$

$$I_{Д} = 4 \cdot \frac{S_{ТР} \cdot 1,25}{6,3 \cdot 2};$$

(2.53)

$$I_D = 4 \cdot \frac{25 \cdot 1,25}{6,3 \cdot 2} = 9,92 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок для точки КЗ7:

$$I_{Б.КЗ7} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО.Г-С} = \frac{1}{8,22} \cdot 91,64 = 11,15 \text{ (кА)};$$

$$I_D = 4 \cdot \frac{25 \cdot 1,25}{6,3 \cdot 2} = 9,92 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм КЗ може мати місце через 0,1 с, після початку КЗ. Його значення визначається за наступним виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot k_y \quad (2.54)$$

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

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

Розрахунковий час, необхідний для визначення струмів КЗ, обчислюється як:

$$\tau = t_{ВВ.відкл} + 0,01, \quad (2.55)$$

де $t_{ВВ.відкл}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів він не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (1.56)$$

Визначимо розрахунковий час, постійну часу, ударний коефіцієнт для всіх точок КЗ, результати визначення наведемо в таблиці 2.12.

Таблиця 2.11 – Значення періодичного струму КЗ в момент часу $t=0$, часу τ , T_a і ударного коефіцієнту.

Точка КЗ	Дж.живл.	Іп.о, кА	Іпо, кА	τ , с	T_a , с
К1 шини 330 кВ	Г1-5	11,42	0,07	0,54	1,981
	Г6-8	3,12	0,07	0,222	1,955
	Система	10,27	0,07	0,04	1,78
	Сума	24,81	-	-	-
К2 шини 110 кВ	Г1-5	5,59	0,07	0,54	1,981
	Г6-8	4,90	0,07	0,222	1,955
	Система	5,03	0,07	0,04	1,78
	Сума	15,52	-	-	-
К3 генератор 300 МВт	Г1	59,04	0,07	0,54	1,981
	Г2-5	36,15	0,025	0,54	1,981
	Г6-8	4,76	0,025	0,222	1,955
	Система	40,64	0,025	0,04	1,78
	Сума	140,59	-	-	-
К4 генератор 63 МВт	Г1-5	13,64	0,025	0,54	1,981
	Г6-7	12,83	0,025	0,222	1,955
	Г8	30,57	0,07	0,222	1,955
	Система	7,27	0,025	0,04	1,78
	Сума	64,31	-	-	-
К5 НН АТЗ	Система	8,64	0,07	0,04	1,78
	Г1-5	9,61	0,07	0,54	1,981
	Г6-8	59,47	0,07	0,222	1,955
	Сума	77,71	-	-	-
К6 НН ПРТВП1	Г-С	9,00	0,06	0,059	1,845
	Д	9,92	0,06	0,04	1,65
	Сума	18,92	-	-	-
К7 НН ПРТВП2	Г-С	11,15	0,06	0,059	1,845
	Д	9,92	0,06	0,04	1,65
	Сума	21,07	-	-	-

Далі, визначимо ударний струм КЗ джерела живлення Г1-5 точки КЗ1:

$$i_{y,Г1-5} = \sqrt{2} \cdot 11,42 \cdot 1,981 = 32,00 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова струму короткого замикання:

$$i_{a,т} = \sqrt{2} \cdot 11,42 \cdot 0,88 = 14,19 \text{ (кА)}.$$

Під час визначення періодичної складової струму КЗ, для моментів часу до 0,5 с використаємо метод типових кривих, який справедливий для турбогенераторів потужністю від 12 до 800 МВт, гідрогенераторів потужністю до 500 МВт і всіх крупних синхронних компенсаторів.

Для інших джерел живлення та точок короткого замикання, величини струму визначаються аналогічним чином, результати наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Дж. Живл.	$I_{П0}$, кА	$I_{П,т}$, кА	$I_{a,т}$, кА	I_y , кА
К1 шини 330 кВ	Г1-5	11,42	9,94	14,19	32,00
	Г6-8	3,12	2,21	3,22	8,62
	Система	10,27	10,27	2,52	25,86
	Сума	24,81	22,42	19,93	66,48
К2 шини 110 кВ	Г1-5	5,59	5,59	6,94	15,66
	Г6-8	4,90	4,07	5,06	13,55
	Система	5,03	5,03	1,24	12,66
	Сума	15,52	14,69	13,24	41,87
К3 генератор 300 МВт	Г1	59,04	46,05	73,35	165,41
	Г2-5	36,15	36,15	48,82	101,29
	Г6-8	4,76	4,76	6,01	13,15
	Система	40,64	40,64	30,77	102,31
	Сума	140,59	127,60	158,94	382,15
	Г2-8+С	81,55	81,55	85,59	216,74
К4 генератор 63 МВт	Г1-5	13,64	13,64	18,42	38,22
	Г6-7	12,83	12,57	16,21	35,47

продовження таблиці 2.12

	Г8	30,57	22,01	31,54	84,51
	Система	7,27	7,27	5,50	18,29
	Сума	64,31	55,49	71,67	176,50
	Г1-7+С	33,74	33,48	40,14	91,99
К5 НН АТЗ	Система	8,64	8,64	2,12	21,75
	Г1-5	9,61	9,61	11,93	26,92
	Г6-8	59,47	49,36	61,36	164,42
	Сума	77,71	67,61	75,42	213,08
К6 НН ПРТВП1	Г-С	9,00	9,00	4,60	23,48
	Д	9,92	9,92	3,13	23,15
	Сума	18,92	18,92	7,73	46,63
К7 НН ПРТВП2	Г-С	11,15	11,15	5,70	29,09
	Д	9,92	9,92	3,13	23,15
	Сума	21,07	21,07	8,83	52,24

Кількість тепла, що виділилось у провіднику, прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання:

$$W_k = \int_0^t i^2 \cdot dt. \quad (2.57)$$

Тепловий імпульс визначається за наступною формулою:

$$W_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.58)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ).

Для даного випадку, розрахуємо віддалені КЗ1, КЗ2 та КЗ5:

$$W_{k1} = 24,81^2 \cdot (0,18 + 0,04) = 135,44 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$W_{k2} = 15,52^2 \cdot (0,18 + 0,04) = 52,99 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$W_{k5} = 77,71^2 \cdot (0,18 + 0,04) = 1328,71 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Тепер, проводимо розрахунок для КЗЗ. У цьому випадку тепловий імпульс визначається додаванням імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ.

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}, \quad (2.59)$$

де $B_{ка}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{ка} = I_C^2 \cdot T_{а.с} + I_{п0.г}^2 \cdot T_{а.г} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{п0.г}}{T_{а.с}^{-1} + T_{а.г}^{-1}}; \quad (2.60)$$

$B_{кп}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генератора і системи.

$$B_{кп} = B_{кс} + B_{кг} + B_{кгс}; \quad (2.61)$$

$$B_{кс} = I_C^2 \cdot t_{відкл}; \quad (2.62)$$

$$B_{кг} = B_* \cdot I_{п0.г}^2 \cdot t_{відкл}; \quad (2.63)$$

$$B_{кгс} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{п0.г} \cdot t_{відкл}, \quad (2.64)$$

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

$$B_{ка} = 81,55^2 \cdot 0,04 + 59,04^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 81,55 \cdot 59,04}{0,54^{-1} + 0,04^{-1}} = 2865,63 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кс} = 40,64^2 \cdot 4 = 6607,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кг} = 0,3 \cdot (59,04 + 36,15 + 4,76)^2 \cdot 4 = 11987,95 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кгс} = 2 \cdot (36,15 + 4,76 + 40,64) \cdot 0,54 \cdot 59,04 \cdot 4 = 20800,14 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кп} = 6607,05 + 11987,95 + 20800,14 = 39935,19 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_k = 2865,63 + 39935,19 = 42260,83 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Таким же чином проводимо розрахунок для точки КЗ4:

$$B_{ка} = 33,74^2 \cdot 0,04 + 30,57^2 \cdot 0,222 + \frac{4 \cdot 33,74 \cdot 30,57}{0,222^{-1} + 0,04^{-1}} = 392,76 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кС} = 7,27^2 \cdot 4 = 211,27 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГ} = 0,3 \cdot (13,64 + 12,83 + 30,57)^2 \cdot 4 = 3904,17 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot (13,64 + 12,83 + 7,27) \cdot 0,54 \cdot 30,57 \cdot 4 = 4455,31 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{кП} = 211,27 + 3904,17 + 4455,31 = 8570,75 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{к} = 392,76 + 8570,75 = 8963,52 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Розрахунок для КЗ6 проводимо використовуючи такі формули:

$$T_{асх} = \frac{I_{по.с} \cdot T_{ас} + I_{по.д} \cdot T_{ад}}{I_{по.с} + I_{по.д}}; \quad (2.65)$$

$$T_{асх} = \frac{9,00 \cdot 0,059 + 9,92 \cdot 0,04}{9,00 + 9,92} = 0,049;$$

$$B_{к} = I_{по.с}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{асх}) + I_{по.д}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_{д} + T_{асх}) + 2 \cdot I_{по.д} \cdot I_{по.с} \cdot (T'_{д} + T_{асх}); \quad (2.66)$$

$$B_{к} = 9,00^2 \cdot (0,25 + 0,049) + 9,92^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,049) + 2 \cdot 9,00 \cdot 9,92 \cdot (0,07 + 0,049) = 53,75 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Для точки КЗ7 розрахунок проводиться аналогічно:

$$T_{асх} = \frac{11,15 \cdot 0,059 + 9,92 \cdot 0,04}{11,15 + 9,92} = 0,050;$$

$$B_{к} = 11,15^2 \cdot (0,25 + 0,050) + 9,92^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,050) + 2 \cdot 11,15 \cdot 9,92 \cdot (0,07 + 0,050) = 72,21 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

В таблицю 2.13 вносимо розраховані в цьому розділі теплові імпульси короткого замикання:

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків теплових імпульсів

Точка КЗ	КЗ1	КЗ2	КЗ3	КЗ4	КЗ5	КЗ6	КЗ7
$W_{к}, \text{кА}^2\text{с}$	135,44	52,99	42260,83	8963,52	1328,71	53,75	72,21

Також, є необхідність визначення точок КЗ, використовуючи наступні формули:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{Гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} \quad (2.67)$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95} \quad (2.68)$$

$$I_{\max \text{АТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{АТЗ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.69)$$

$$I_{\max \text{Г}} = \frac{I_{\text{Г.НОМ}}}{0,95} \quad (2.70)$$

Точка КЗ1:

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,32 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{352,94 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 649,99 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{АТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 328,04 \text{ (A)}.$$

Точка КЗ2:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308,74 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{78,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 435,08 \text{ (A)};$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 984,12 \text{ (A)};$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 110,54 \text{ (A)}.$$

Точка К33:

$$I_{\max ТВП} = \frac{16,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 467,65 \text{ (A)};$$

$$I_{\max G} = \frac{10,2 \cdot 10^3}{0,95} = 10736,84 \text{ (A)}.$$

Точка К34:

$$I_{\max ТВП} = \frac{3,402 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 187,06 \text{ (A)};$$

$$I_{\max G} = \frac{4,33 \cdot 10^3}{0,95} = 4557,89 \text{ (A)}.$$

Точка К35:

$$I_{\max ПРТВП} = \frac{21,06 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1158 \text{ (A)};$$

Точка К37:

$$I_{\max ПРТВП} = \frac{21,06 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 965 \text{ (A)};$$

$$I_{\max ТВП} = \frac{3,402 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 187,06 \text{ (A)};$$

2.7 Вибір комутаційної апаратури

Під час вибору комутаційного обладнання, перевіряється відповідність їх параметрів за тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, що можуть виникати під час експлуатації.

Проводимо вибір вимикачів, а також роз'єднувачів для ВРУ 330 кВ. Вибираємо вимикач типу 300-SFMT.

За напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.71)$$

$$330(\text{кВ}) \leq 330(\text{кВ}).$$

За тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (2.72)$$

$$0,82 (\text{кА}) \leq 1,2 (\text{кА}).$$

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача.

Перевірка за симетричним струмом відключення:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відкл.ном}}; \quad (2.73)$$

$$22,42 (\text{кА}) \leq 40 (\text{кА}).$$

Перевірка на відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відкл.ном}}; \quad (2.74)$$

$$19,93 (\text{кА}) \leq 23,19 (\text{кА}),$$

де β_n - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ, %

б) Проведення перевірки на електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; \quad (2.75)$$

$$24,81 \text{ (кА)} \leq 40 \text{ (кА)};$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.76)$$

$$66,48 \text{ (кА)} \leq 102 \text{ (кА)}.$$

в) Перевірка на термічну стійкість:

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.77)$$

$$135,44 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 3200 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Вибираємо роз'єднувач типу РП.1-330/3200 У1.

За напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (2.78)$$

$$330 \text{ (кВ)} \leq 330 \text{ (кВ)}.$$

За тривалим струмом:

$$I_{\text{роб.мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (2.79)$$

$$0,82 \text{ (кА)} \leq 3,2 \text{ (кА)}.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.80)$$

$$66,48 \text{ (кА)} \leq 160 \text{ (кА)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.81)$$

$$135,44 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 11907 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Підбір для інших ділянок проводиться аналогічним чином. Результати вибору наведемо в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір комутаційної апаратури

330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	300-SFMT	РП.1-330/3200 У1
$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном}=330 \text{ кВ}$	$U_{ном}=330 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 823 \text{ А}$	$I_{ном}= 1200 \text{ А}$	$I_{ном}= 3200 \text{ А}$
$I_{пт} = 22,42 \text{ кА}$	$I_{ном.відкл}= 40 \text{ кА}$	-
$I_{ат} = 19,93 \text{ кА}$	$I_{а.ном}= 23,19 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 24,81 \text{ кА}$	$I_{дин}= 40 \text{ кА}$	-
$I_y = 66,48 \text{ кА}$	$i_{дин}= 102 \text{ кА}$	$i_{дин}= 160 \text{ кА}$
$В_k = 135,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер}= 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер}= 11907 \text{ кА}^2\text{с}$
110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	100-SFMT-40SE	РНД-110/1000
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 984 \text{ А}$	$I_{ном}= 1200 \text{ А}$	$I_{ном}= 1000 \text{ А}$
$I_{пт} = 14,69 \text{ кА}$	$I_{ном.відкл}= 40 \text{ кА}$	-
$I_{ат} = 13,24 \text{ кА}$	$I_{а.ном}= 19,8 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 15,52 \text{ кА}$	$I_{дин}= 40 \text{ кА}$	-
$I_y = 41,87 \text{ кА}$	$i_{дин}= 52 \text{ кА}$	$i_{дин}= 80 \text{ кА}$
$В_k = 52,99 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер}= 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} t_{тер}= 3969 \text{ кА}^2\text{с}$
10,5 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	МГУ-20-90/6300 У3	РВР-20/6300 У3
$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном}=20 \text{ кВ}$	$U_{ном}=20 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 4557 \text{ А}$	$I_{ном}= 6300 \text{ А}$	$I_{ном}= 6300 \text{ А}$
$I_{пт} = 33,48 \text{ кА}$	$I_{ном.відкл}= 90 \text{ кА}$	-
$I_{ат} = 40,14 \text{ кА}$	$I_{а.ном}= 127,28 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 33,74 \text{ кА}$	$I_{дин}= 105 \text{ кА}$	-
$I_y = 91,99 \text{ кА}$	$i_{дин}= 300 \text{ кА}$	$i_{дин}= 260 \text{ кА}$

Продовження таблиці 2.14

$V_k = 8963,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 32400 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 40000 \text{ кА}^2\text{с}$
10,5 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	МГУ-20-90/6300УЗ	РВР-20//6300 УІ
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 1158 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{Пг}} = 67,61 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відкл}} = 90 \text{ кА}$	-
$I_{\text{ат}} = 75,42 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 127,28 \text{ кА}$	-
$I_{\text{по}} = 77,71 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}$	-
$I_y = 213,08 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 260 \text{ кА}$
$V_k = 1328,71 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 32400 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 40000 \text{ кА}^2\text{с}$
6,3 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	ВР1	КУ-10С
$U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 965 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{Пг}} = 11,15 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відкл}} = 20 \text{ кА}$	-
$I_{\text{ат}} = 5,70 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	-
$I_{\text{по}} = 11,15 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	-
$I_y = 29,09 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$V_k = 72,21 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{тер}} t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

2.8 Вибір струмоведучих частин

Тепер, проводимо вибір збірних шин для ВРУ 330 кВ. Вхідні дані: $I_{\text{роб.мах}} = 823 \text{ А}$; $I_{\text{по}} = 24,81 \text{ кА}$; $I_y = 66,48 \text{ кА}$.

Вибираємо шини з проводу АС 500/27 з такими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 960 \text{ (А)};$$

$$d = 29,4 \text{ (мм)};$$

$$D = 450 \text{ мм};$$

$$\alpha_{\text{доп}} = 1,4;$$

$$m_1 = 1,54 \left(\frac{\text{кГ}}{\text{М}} \right).$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.82)$$

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

Проведемо перевірку за максимальним струмом:

$$823 \text{ (A)} < 960 \text{ (A)}.$$

Перевірка шин за умовою корони:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E \quad (2.83)$$

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.84)$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопроводових проводів $m = 0,82$);

r – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}} \right) = 30,97 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \left(\frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} \right), \quad (2.85)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі (при 1 проводі в фазі $K = 1$);

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі:

$$\begin{aligned} r_{ек} &= r_0; \\ r_{ек} &= 1,47 \text{ (см)}; \end{aligned} \quad (2.86)$$

U_{max} – максимальна допустима напруга установки, кВ (для класу напруги 330 кВ, $U_{max} = 363$ кВ).

$$E = 1 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{1 \cdot 1,47 \cdot \lg \frac{567}{1,47}} \right) = 25,11 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 30,97 = 27,88 \geq 1,07 \cdot 33,8 = 36,17.$$

Оскільки умова не виконується, беремо 2 проводу у фазу. Повторимо розрахунок з новими даними:

$$K = 1 + 2 \frac{r_0}{a}; \quad (2.87)$$

$$K = 1 + 2 \frac{1,47}{40} = 1,074.$$

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a}; \quad (2.88)$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,47 \cdot 40} = 7,67 \text{ (см)};$$

$$E = 1,07 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,47 \cdot \lg \frac{567}{7,67}} \right) = 25,11 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 30,97 = 27,88 \geq 1,07 \cdot 25,11 = 26,86.$$

Перевірка успішно пройдена, отже проводи не коронуватимуть.

Перевірка на схрещування:

Зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.0}^{(3)2}}{D}; \quad (2.89)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{24,81^2}{4,5} = 20,52 \text{ (Н/м)}.$$

Сила тяжіння 1м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.90)$$

$$g = 9,8 \cdot 2 \cdot 1,537 = 30,13 \text{ (Н/м)}.$$

Визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{20,52}{30,125} = 0,681.$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м;

$t_{ек}$ – еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

Далі, визначаємо відхилення проводу:

$$\frac{b}{h} = 0,45;$$

$$b = 2,5 \cdot 0,45 = 1,125 \text{ (м)}.$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - \alpha_{\text{доп}}}{2}; \quad (2.91)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{4,5 - 2 \cdot 0,0294 - 1,4}{2} = 1,521 \text{ (м)} > b = 1,125 \text{ (м)}.$$

Умова виконується.

Далі, проводимо вибір збірних шин для відгалужень. $I_{\text{max}} = 649,99 \text{ А}$.

а) відгалуження до блочного трансформатора:

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_a}, \quad (2.92)$$

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

$J_e = 1,1$ – економічна густина струму, А/мм².

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 649,99 = 617,49 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{617,49}{1,1} = 561,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки 2 АС 600/72

б) відгалуження до АТЗ, $I_{\text{max}} = 328,04 \text{ (А)}$:

$$I_{\text{норм}} = \frac{328,04}{1,5} = 218,69 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{218,69}{1,1} = 198,81 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,08 \cdot 40} = 6,57 \text{ (см)}.$$

Максимальне значення початкової критичної напруженості поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,99 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right).$$

Коефіцієнт, що враховує кількість проводів у фазі:

$$K = 1 + 2 \frac{1,08}{40} = 1,05.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = 1,05 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,08 \cdot \lg \frac{567}{6,57}}\right) = 32,39 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right);$$

$$0,9 \cdot 27,74 = 31,99 < 1,07 \cdot 32,39 = 34,66.$$

Оскільки умова не виконується, беремо більший переріз, а саме: 500/27.

Аналогічним чином обираємо збірні шини для ВРУ 110 кВ. Вхідні дані:

$$I_{\text{роб.макс}} = 984 \text{ А}; I_{\text{по}} = 15,52 \text{ кА}; I_y = 41,87 \text{ кА}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 500/72 з такими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ (А)};$$

$$d = 33,2 \text{ (мм)};$$

$$D = 300 \text{ мм};$$

$$\alpha_{\text{доп}} = 0,45;$$

$$m_1 = 2,17 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}}\right).$$

Середня геометрична відстань між фазами:

Перевірка за допустимим струмом:

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$984 \text{ (A)} < 1050 \text{ (A)}.$$

Максимальне значення початкової критичної напруженості електричного поля:

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

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = 1 \cdot \left(\frac{0,354 \cdot 121}{1 \cdot 1,66 \cdot \lg \frac{378}{1,66}}\right) = 10,946 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right).$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 30,612 = 27,55 > 1,07 \cdot 10,95 = 11,71.$$

Перевірка успішно пройдена, отже проводи коронувати не будуть.

Далі, проводимо вибір збірних шин для відгалужень.

а) Відгалуження до блочного трансформатора БТ, $I_{\text{max}} = 435,08 \text{ (A)}$:

Економічний переріз:

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 435,08 = 413,33 \text{ (A)};$$

$$q_e = \frac{413,33}{1,1} = 375,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Згідно економічного перерізу приймаємо провід марки АС 400/51.

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}} \right) = 30,9 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right).$$

Напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \left(\frac{0,354 \cdot 121}{1,375 \cdot \lg \frac{378}{1,375}} \right) = 12,77 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}} \right);$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 30,9 = 27,55 > 1,07 \cdot 12,77 = 13,67.$$

Перевірка успішно пройдена.

б) відгалуження до автотрансформатора зв'язку, $I_{\text{max}} = 984,12$ (А):

$$I_{\text{норм}} = \frac{984,12}{1,5} = 656,08 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{656,08}{1,1} = 596,44 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 700/86.

в) відгалуження до ПРТВП:

$$I_{\text{норм}} = 110,54 \text{ (А)};$$

$$q_e = 110,536 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 120/19.

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,07 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right).$$

Напруженість електричного поля, коло поверхні проводів:

$$E = \left(\frac{0,354 \cdot 121}{0,76 \cdot \lg \frac{378}{0,76}}\right) = 20,90 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{см}}\right);$$

Умова перевірки:

$$0,9 \cdot 33,07 = 29,76 > 1,07 \cdot 20,90 = 22,36.$$

Тепер, проведемо вибір комплектного струмопроводу в колі ТГВ-300, коли $I_y = 216,74$ кА, $I_{г.мах} = 10736$ А.

Встановлюємо струмопровід типу ТЕКН-Е-20-11200-400У1.

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

$$I_{мах} = 10736 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 11200 \text{ (А)};$$

$$I_y = 216,74 \text{ (кА)} \leq I_{дин} = 400 \text{ (кА)}.$$

Аналогічним чином проводимо вибір комплектного струмопроводу в колі генератора ТВФ-63-2У3, $I_y = 91,99$ кА, $I_{г.мах} = 4558$ А.

Встановлюємо струмопровід типу ТЕКН-Е-20-5000-250У1.

$$U_{уст} = 10,5 \text{ (кВ)} \leq U_{ном} = 10,5 \text{ (кВ)};$$

$$I_{мах} = 4558 \text{ (А)} \leq I_{ном} = 5000 \text{ (А)};$$

$$I_y = 91,99 \text{ (кА)} \leq I_{дин} = 250 \text{ (кА)}.$$

Далі, виберемо жорсткі шини на ділянці з ПРТВП. $I_{p\max} = 965 \text{ A}$; $I_y = 52,24 \text{ кА}$; $I_{п.о} = 21,07 \text{ кА}$; $B_k = 72,21 \text{ кА}^2\text{с}$; $k_1 = 0,94$.

Обираємо мідні шини прямокутного перерізу (60x6) з такими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 1125 \text{ (A)};$$

$$q = 60 \cdot 6 = 360 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{p\max} = 965 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 1125 \text{ (A)}.$$

Умова термічної стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \tag{2.93}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{72,21 \cdot 10^6}}{90} = 94,42 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

$$q_{\min} = 94,42 \text{ (мм}^2\text{)} < q = 360 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірку шин прямокутного перерізу на електродинамічну стійкість не проводитимемо, тому що в них частота власних коливань не входить в зону резонансу.

Перевірка на механічну стійкість:

$$I^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{I}{q}}; \tag{2.94}$$

де I – момент інерції шин:

$$I = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.95)$$

$$I = \frac{0,6 \cdot 6^3}{12} = 10,8 \text{ (см}^4\text{)}.$$

Момент опору шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.96)$$

$$W = \frac{0,6 \cdot 6^2}{6} = 3,6 \text{ (см}^3\text{)};$$

$$I^2 \leq \frac{125,2}{200} \sqrt{\frac{10,8}{6}} = 0,84 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$I \leq 0,916 \text{ (м)}.$$

Приймаємо $l = 0,9$ м.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.97)$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \frac{0,9^2 \cdot 52,24^2}{0,5 \cdot 3,6} = 21,27 \text{ (МПа)} < \sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ (МПа)}.$$

Перевірка успішно пройдена.

Проведемо вибір ізоляторів.

Розрахункова сила, що діє на опорний ізолятор:

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.98)$$

$$F_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{52,24^2 \cdot 0,9}{0,5} \cdot 10^{-1} = 850,69 \text{ (Н)}.$$

Приймаємо опорні ізолятори типу ИО-6-3,75 УЗ з такими параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ (кВ)}; F_p = 3750 \text{ (Н)}; H_{\text{із}} = 100 \text{ (мм)}.$$

Перевірка на механічну стійкість:

$$F_{\text{розр}} \leq 0,6 \cdot F_p;$$

$$850,69 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

Умова виконується.

Приймаємо прохідні ізолятори типу ИП-6/400-375У: $U_{\text{ном}} = 6 \text{ (кВ)}$; $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ (А)}$; $F_p = 3750 \text{ (Н)}$.

Перевірка на механічну стійкість:

$$F_{\text{розр}} \leq 0,6 \cdot F_p;$$

$$0,5 \cdot 850,69 = 425,343 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ (Н)}.$$

2.9 Проведення розрахунку грозозахисту високої напруги для ВРУ 330 кВ

Початковими даними, що потрібні для розрахунку зони захисту стержневих блискавковідводів є схема їх розміщення, висота блискавковідводу (h), а також розрахункова висота (h_x), для якої необхідно визначити зону захисту. Для даної : $h = 36 \text{ (м)}$, $h_x = 23 \text{ (м)}$, $L = 24 \text{ (м)}$.

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 36 = 24 \text{ (м)} > h_x = 23 \text{ (м)}.$$

Визначимо радіус захисту блискавковідводу для випадку, коли $0 \leq h_x \leq 3/2 h$:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \quad (2.99)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (36 - 1,25 \cdot 23) = 10,88 \text{ (м)}.$$

Далі, рахуємо ширину зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \quad (2.100)$$

де h_0 – висота зони захисту у середині прогону між блискавковідводами, м;

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.101)$$

$$h_0 = 4 \cdot 36 - \sqrt{9 \cdot 36^2 + 0,25 \cdot 24^2} = 35,34 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (35,34 - 1,25 \cdot 23) = 19,76 \text{ (м)}.$$

Аналогічним чином проводимо розрахунок для інших відстаней.

Таблиця 2.15 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 19-20, 21-22, 22-23, 23-24, 25-26, 26-27, 28-29, 30-31, 31-32, 32-33, 33-34, 34-35, 35-36	24	35,34	19,76	10,88
1-10, 2-11, 3-12, 4-13, 5-14, 6-15, 7-16, 8-17, 9-18	34	34,67	17,76	10,88
1-11, 2-12, 3-13, 4-14, 5-15, 6-16, 7-17, 8-18, 2-10, 3-11, 4-12, 5-13, 6-14, 7-15, 8-16, 9-17	41,62	34,01	15,79	10,88
10-19, 11-20, 12-21, 13-22, 14-23, 15-24, 16-25, 17-26, 18-27	48	33,37	13,85	10,88
10-20, 11-21, 12-22, 13-23, 14-24, 15-25, 16-26, 17-27, 11-19, 12-20, 13-21, 14-22, 15-23, 16-24, 17-25, 18-26	53,7	32,71	11,89	10,88
19-28, 20-29, 21-30, 22-31, 23-32, 24-33, 25-34, 26-35, 27-36	54	32,68	11,78	10,88
19-29, 20-30, 21-31, 22-32, 23-33, 24-34, 25-35, 26-36, 20-28, 21-29, 22-30, 23-31, 24-32, 25-33, 26-34, 27-35	59,09	32,03	9,85	10,88

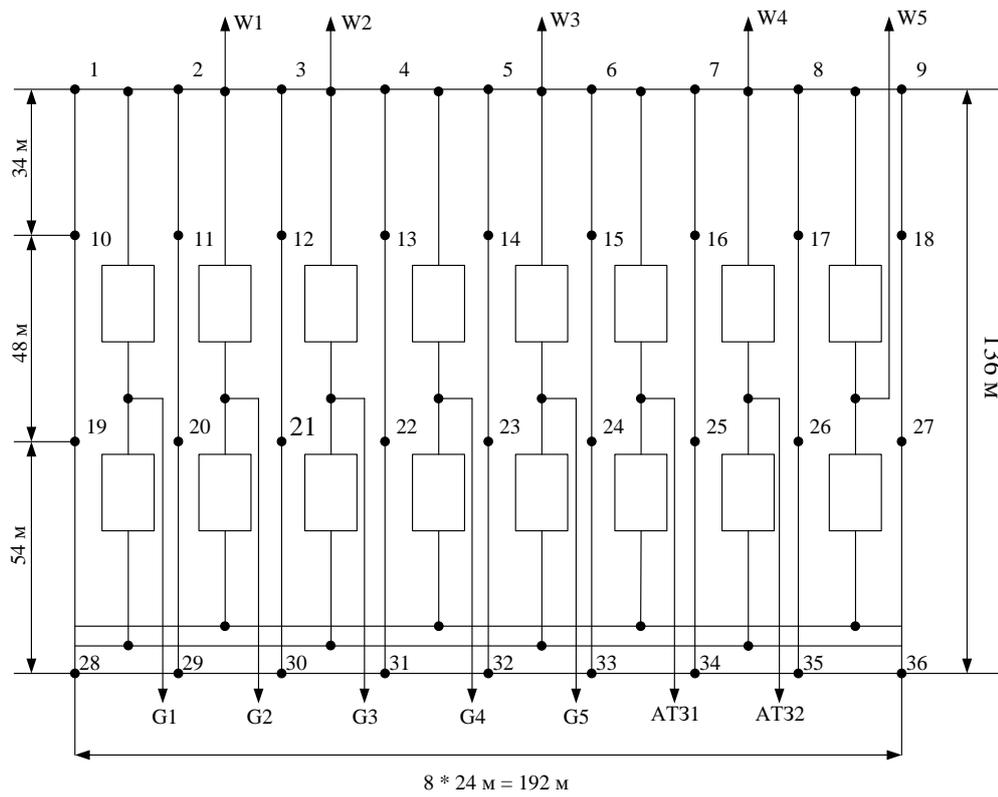
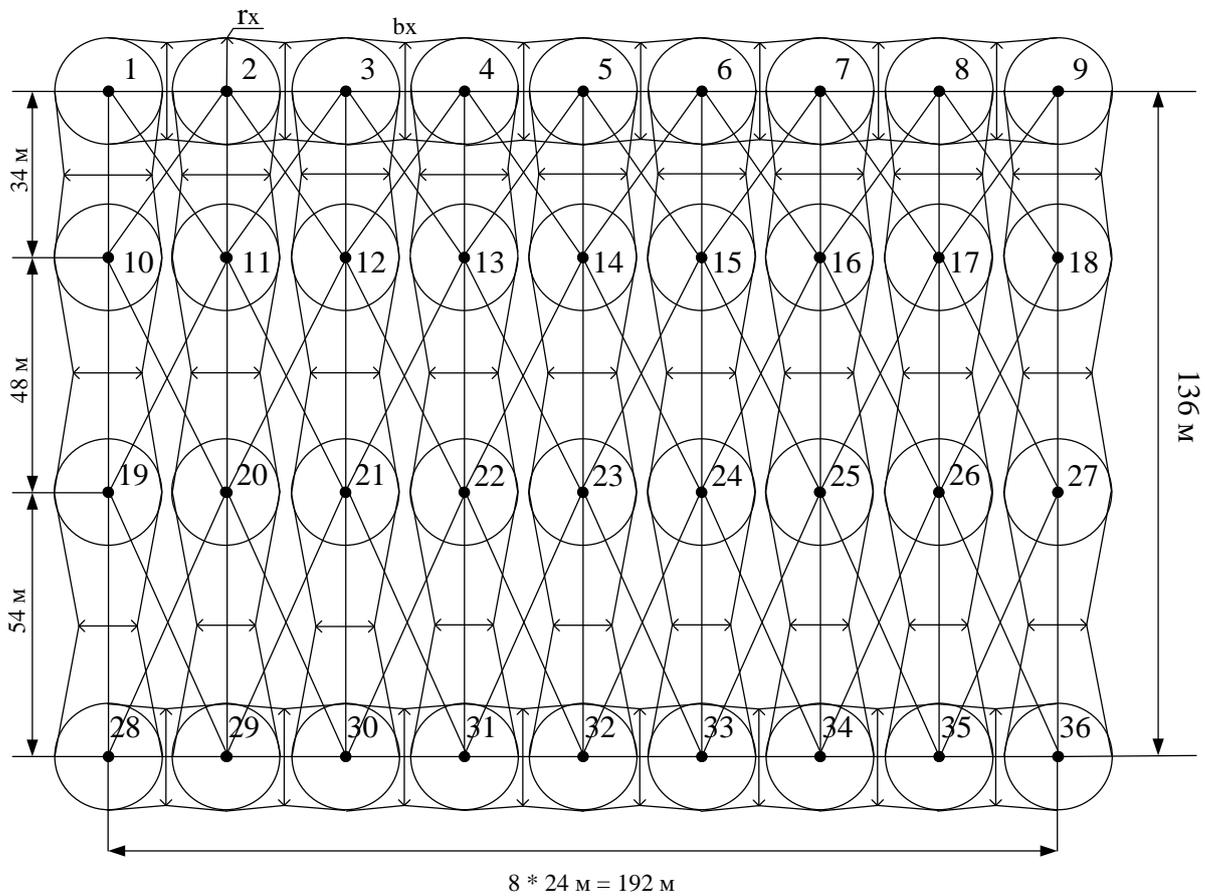
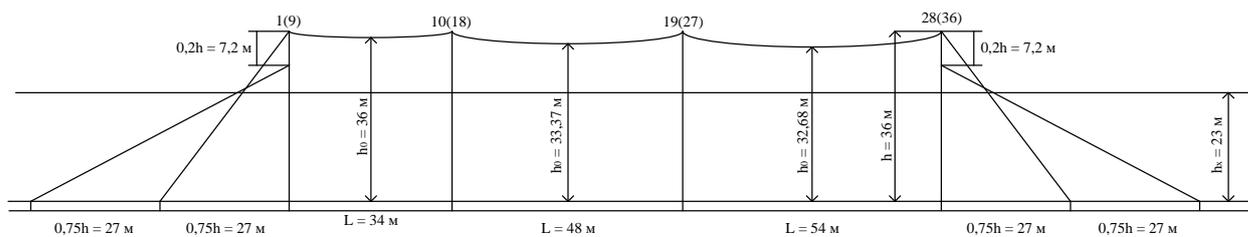


Рисунок 2.15 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ



а) ВИД ЗВЕРХУ



б) вид збоку

Рисунок 2.16 – Вид на зону блискавковідводів ВРУ-330 кВ.

3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ

3.1 Класифікація вимірювальних трансформаторів струму та напруги

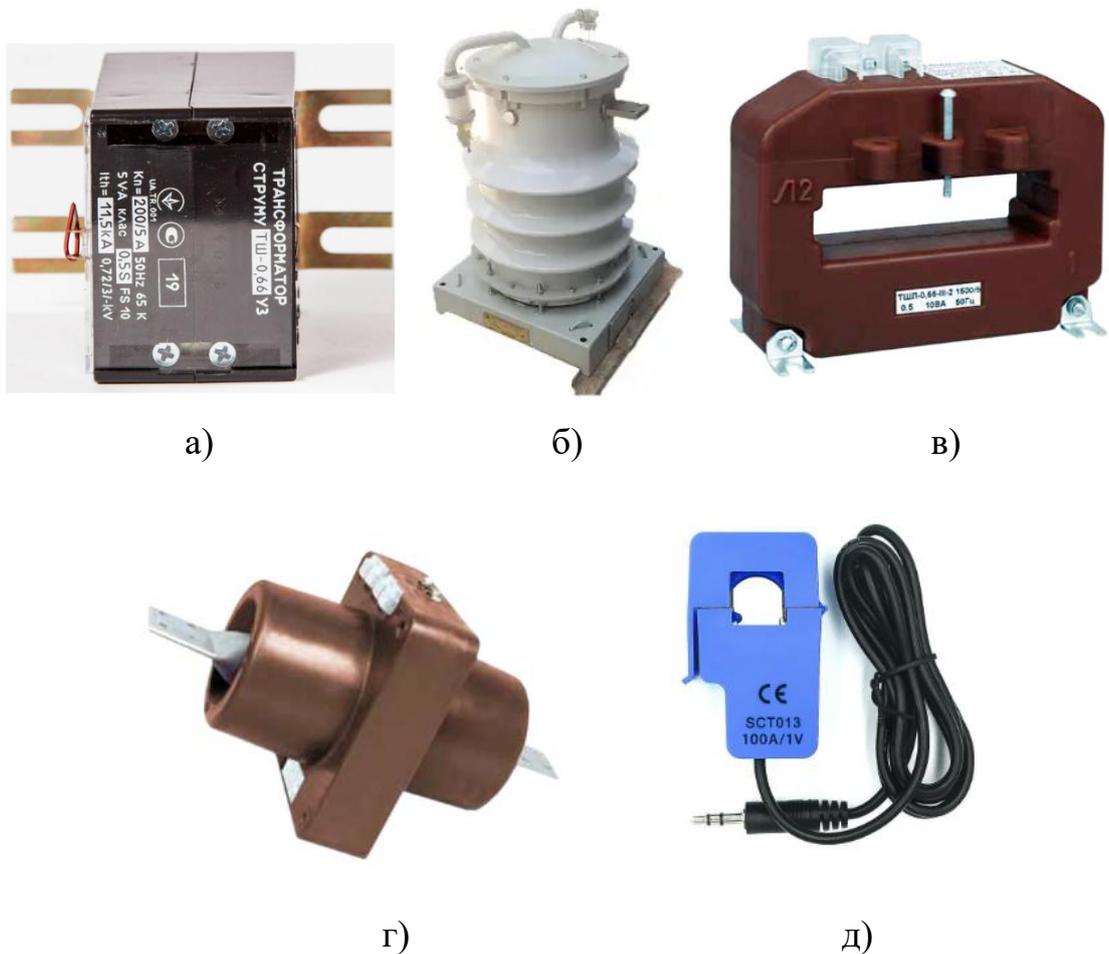
Вимірювальні трансформатори струму та напруги являють собою трансформатори, метою яких є забезпечення точного та надійного вимірювання параметрів електричної мережі. Їх основне призначення – це трансформація великих значень напруги та струму до значень, придатних для експлуатації приладів обліку, систем релейного захисту, автоматики, тощо. У трансформаторах струму знижуються великі значення струму до нижчого рівня, необхідного для вимірювання, відповідно у трансформаторах напруги знижується величина напруги. Вони ізолюють вимірювальні кола від високовольтних, і таким чином підтримується безпечна експлуатація, із належною точністю вимірювань. [6]

Трансформатор струму – це трансформатор, вторинне значення струму якого практично пропорційне до первинного, при цьому вторинний струм зсунутий відносно первинного по фазі на кут, величина якого близька до нуля. Первинну обмотку ТС підключають послідовно до кола із вимірюваними струмами, а до вторинної підключають прилади обліку, струмові обмотки, пристрої релейного захисту та автоматики.

Трансформатори струму класифікують за багатьма ознаками, при цьому кожна із них відображає їх конструктивні особливості, та особливості застосування.

Залежно від способу розміщення ТС поділяють на: опорні, що монтуються на опорі, прохідні (для монтажу на прохідному ізоляторі), шинні, в яких шина використовується як первинна обмотка, вбудовані (інтегруються у обладнання) та роз'ємні (для монтажу без розривів кабелю, зазвичай

актуальні для систем моніторингу). На рисунку 3.1 продемонстровано конкретні моделі кожного із типів, згаданих раніше.



3.1 – Класифікація ТС залежно від способу монтажу

- а – опорний ТС (ТШ-0,66);
- б – прохідний (ТФЗМ-35);
- в – шинний (ТШЛ-0,66-III);
- г – вбудований (ТПОЛ-10);
- д – роз'ємний (SCT-013-000).

Відповідно до місця розташування та експлуатації, ТС поділяються на такі, що призначені для закритої на відкритій установок, вони можуть мати різне кліматичне виконання, за яким визначається їх стійкість до впливу вологи, чи температури та інших факторів. Також вони можуть бути

вмонтовані у електричні апарати, або накладні, що надягаються на високовольтний ввід, і переносні, для проведення контрольних вимірювань та випробувань.

Залежно від принципу трансформації струму бувають: класичні електромагнітні трансформатори, що працюють на основі електромагнітної індукції, а також оптичні, в основу яких покладено ефект Фарадея, і гібридні типи, де оптичний сенсор поєднується із електронними схемами для обробки сигналів. На рисунку 3.2 показаний волоконно-оптичний датчик струму від виробника ABB, що використовує ефект Фарадея у світлодіоді.

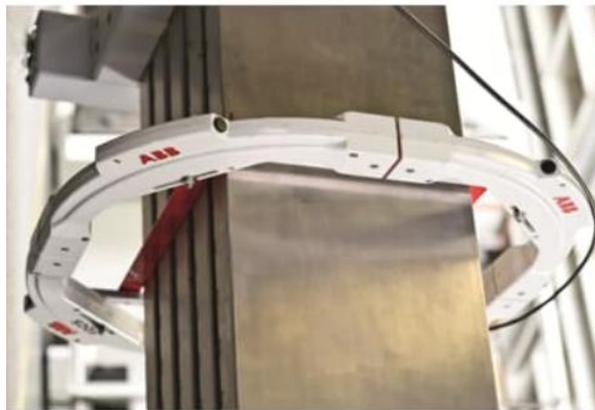


Рисунок 3.2 – Зображення оптичного трансформатора струму ABB FOCS (Fiber Optic Current Sensor)

Призначення вторинних обмоток буває різним: для вимірювання струму та обліку, для систем релейного захисту та автоматики, чи для сигналізації, лабораторних досліджень.

За робочою напругою ТС бувають низьковольтні (до 1 кВ) та високовольтні (понад 1 кВ).

За класом точності, трансформатори струму поділяють на: вимірювальні (0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0), що призначені для забезпечення різних рівнів допустимої похибки, захисні (5P, 10P), для правильної роботи пристроїв РЗА, і для забезпечення точності у зоні малих та середніх перенавантажень, для уникнення хибних спрацювань захисту (S).

За видом ізоляції, вони можуть виконуватись сухими, тоді ізоляція виконана твердими матеріалами, газовими та масляними.

За кількістю ступенів трансформації, може бути 1 ступінь, або декілька. У одноступеневих струм понижується до одного значення, а у багатоступеневих є декілька рівнів трансформації.

Відповідно і число коефіцієнтів трансформації буває різним: з одним фіксованим коефіцієнтом, або з декількома, завдяки чому можна перемикати обмотки, і отримувати різні величини відповідно до потреб.

Кількість вторинних обмоток також може варіюватись, від одної однієї до декількох. Одна із вторинних обмоток може виконуватись для обліку, а інша для релейного захисту, чи сигналізації. Виконання первинних обмоток також буває різним, а саме одновиткове та багатовиткове.

Трансформатор напруги – трансформатор, первинна обмотка якого ізолюється від вторинної відповідно до класу напруги електроустаткування, при цьому, один з виводів вторинної обмотки обов'язково заземляють, задля безпеки обслуговування. Вони необхідні для трансформації високих значень напруги на нижчі, зручні для вимірювання. Зазвичай, номінальна вторинна напруга у ТН рівна 100 В, або $100/\sqrt{3}$, завдяки чому можна застосовувати стандартні прилади для вимірювання [6].

Як і трансформаторах струму, ТН класифікують зі різними ознаками, і кожна з них містить своє практичне значення.

За своїм призначенням, трансформатори напруги бувають вимірювальними, що забезпечують високу точність для пристроїв обліку та систем моніторингу, і захисними, що призначені для систем релейного захисту, що витримують аварійні режими, але допускають більші значення похибок.

За способом встановлення трансформатори напруги поділяють на зовнішні, для відкритих ділянок, та внутрішні, що монтуються у закритих приміщеннях або КРУ.

Принцип роботи у трансформаторів напруги буває електромагнітний та ємнісний. У класичних електромагнітних ТН у основу роботи покладений

принцип електромагнітної індукції, переважно такі ТН застосовуються у мережах середньої та високої напруг до 220 кВ. У ємнісних ж трансформаторах напруги застосовується ємнісний подільник напруги, завдяки якому зменшуються габарити та вартість обладнання, застосовуються переважно у мережах 220-750 кВ. На рисунку 3.3 показаний ємнісний ТН. Окремо також виділяють оптико-електронні ТН, в яких використовуються світлодіоди та ефект Фарадея для точних вимірювань напруги.



Рисунок 3.3 – Ємнісний трансформатор напруги CVT 220kV

Як і ТС, ТН за своєю конструкцією поділяють на опорні, прохідні та вбудовані. Опорні монтуються на опорах, відповідно, прохідні на вводах високовольтного обладнання, а вбудовані інтегровані безпосередньо у електрообладнання. На рисунку 3.4 зображені дані види трансформаторів напруги.

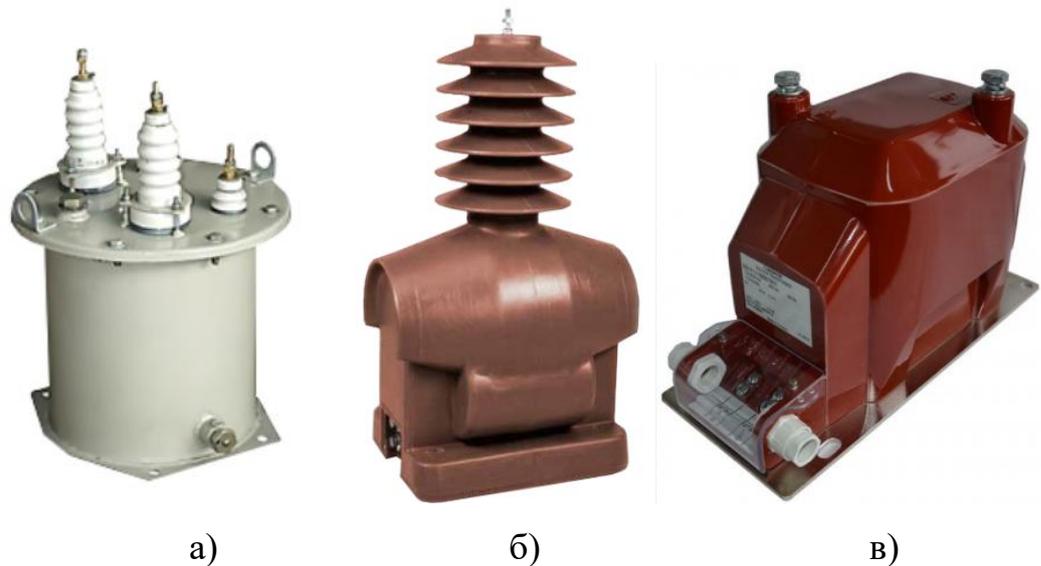


Рисунок 3.4 – Класифікація ТН залежно від способу монтажу

а) опорний ТН (НОМ-6);

б) прохідний (ЗНОЛ-35);

в) вбудований (IVD1).

Класи напруги поділяють на: низьковольтні (до 1 кВ), середньої напруги (6 – 35 кВ), високовольтні (110 – 220 кВ), та надвисоковольтні (330 кВ і вище).

Відповідно до числа фаз, трансформатори напруги бувають однофазними та трифазними, а також комплектними модульними, для монтажу у шафи КРУ.

За своїм класом точності: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0 – для вимірювань, і 3Р, 6Р, 10Р – для захисту, де важливим є спрацювання реле навіть при значних струмах.

Вид ізоляції буває сухим (епоксидна смола або литий полімер), масляним (трансформаторне масло), газовим (елегаз) та комбінованим (поєднання кількох видів ізоляції).

3.2 Основні параметри, що характеризують вимірювальні трансформатори струму і напруги

Основним параметром трансформатора струму є величина його вторинного струму – 1 або 5 А. Первинні струми також є стандартизованими, і класифікуються за наступним рядом: 10; 20; 30; 40; 50; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3200 А.

Відповідно до значень струму у первинній та вторинній обмотках, визначається коефіцієнт трансформації, за яким визначається, при якому значенні первинного струму у вторинній обмотці протікатиме стандартна величина струм, а саме 1 чи 5 А.

Ще одним із основних параметрів трансформатора струму – його значення лінійної напруги, що класифікується за рядом номінальних напруг: - 0,4; 0,66; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750 кВ.

Одним із ключових параметрів трансформатора струму є його клас точності – це показник максимально допустимої величини похибки вимірювання струму, яку ТС може мати при роботі за нормальних умов.

Номінальне навантаження – сумарний опір обладнання, що приєднане до вторинної обмотки трансформатора струму, за якого він здатен працювати із заданим класом точності.

Номінальна гранична кратність – кратність струму у первинному колі відносно номінального значення, за якої струмова похибка досягає значення 10%.

Основним параметром трансформатора напруги є його номінальна напруга у первинній та вторинній обмотках.

Величина вторинної напруги зазвичай становить 100 В лінійної напруги, та $100/\sqrt{3}$ В фазної. Для первинної обмотки напруги також стандартизовані: 0,4; 0,66; 3; 6; 10; 15; 20; 24; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750, 1150 кВ.

Як і для ТС, для ТН важливою характеристикою є його коефіцієнт трансформації – відношення витків первинного та вторинних кіл.

Для ТН характерними є наступні класи точності: 0,2; 0,5; 1; 3; 6. Клас точності залежить від області застосування. Для прикладу, клас точності 0,2 застосовується для точних вимірювань, а 0,5 для обліку електроенергії. Клас точності 3 застосовується у пристроях релейного захисту.

3.3 Приєднання та принцип роботи вимірювальних трансформаторів струму і напруги

За допомогою трансформаторів струму, великі значення струмів установок високої напруги, зменшуються до стандартних значень, а саме 1 або 5А. Прилади обліку, релейного захисту, сигналізації виготовляються саме на ці значення струмів і підключаються до вторинного кола трансформаторів струму, при цьому, один з виводів повинен бути обов'язково заземленим, для безпечної експлуатації обладнання. У разі пошкодження ізоляції ТН, підключені до нього прилади залишаються під дією потенціалу землі [7].

На рисунку 3.5 продемонстрована схема підключення трансформатора струму до джерела змінної напруги.

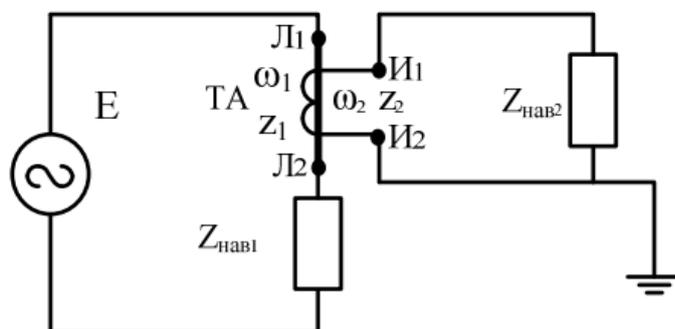


Рисунок 3.5 – Зображення схеми підключення ТС

Відповідно до рисунку 3.5:

Е – ЕРС джерела змінної напруги;

ТА – трансформатор струму;

w_1, w_2 – первинна і вторинна обмотки ТС;

L_1, L_2 – клеми підключення первинної обмотки;

I_1, I_2 – клеми підключення вторинної обмотки;

Z_1, Z_2 – опір первинної та вторинної обмоток;

$Z_{\text{нав}1}, Z_{\text{нав}2}$ – опір навантаження кіл первинної та вторинної обмоток.

Як показано на рисунку, первинну обмотку трансформатора струму підключають послідовно контрольованого кола. Через первинну обмотку протікає весь робочий струм навантаження. Особливістю режиму роботи ТС є те, його первинна величина струму не залежить від режиму роботи вторинних кіл. Це означає, що незалежно від того, чи замкнене накоротко вторинне, або навпаки розімкнене, первинна величина струму все одно буде незмінною. Це пов'язано з тим, що струм первинної обмотки визначається опором навантаження первинного кола, величина якого значно вища за опір первинної обмотки за будь якого значення опору навантаження вторинної обмотки. Опір навантаження вторинної обмотки значно менший за опір вторинної обмотки трансформатора струму.

Важливим також є дотримання полярності, їх правильне підключення підтримує коректну фазу сигналу, що є важливим для підключених приладів.

Режим роботи у ТС максимально приближений до режиму короткого замикання у вторинній обмотці. За такого режиму роботи, значення струму намагнічення є незначним і не досягає навіть 10% значення вторинного струму, проте у разі розімкнення вторинної обмотки величина струму намагнічення різко зростає. В такому випадку, намагнічувальний струм рівний струму первинної обмотки, магнітний потік різко зростає, що призводить до перегріву магнітопроводу ТС. Крім цього, зростає і ЕРС вторинної обмотки, що несе загрозу для обслуговуючого персоналу. Саме тому, розмикання вторинної обмотки ТС під час його експлуатації є недопустимим.

Як уже зазначалось раніше, трансформатори напруги слугують для трансформації високих величин напруги на нижчі, зручні для вимірювань.

Зазвичай, номінальними вторинними напругами є 100, або $100/\sqrt{3}$ В. Завдяки цьому, можна використовувати одне й те ж вимірювальні обладнання. Задля безпеки, один із виводів вторинного кола заземляють, з метою ізоляції вимірювальних приладів від кіл високої напруги.

На рисунку 3.6 показана схема підключення трансформатора напруги.

Первинну обмотку підключають до кола високої напруги із допомогою запобіжників. Вторинною обмоткою живлять навантаження (обмотки вимірювальних приладів, РЗА). У ТН стандартної конструкції заземляють і сердечник, і вторинну обмотку. Запобіжники при цьому необхідні для захисту ТН від коротких замикань у колах вторинного навантаження., а запобіжники, що встановлені на високій стороні, необхідні для захисту від КЗ у трансформаторі [7].

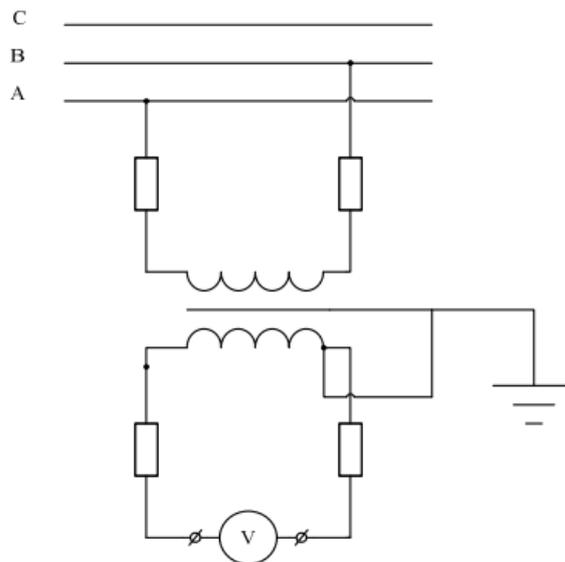


Рисунок 3.6 – Зображення схеми підключення однофазного ТН

Первинна обмотка ТН підключається паралельно до мережі, тобто, безпосередньо до високовольтної шини. Вторинна обмотка при цьому має навантаження лише від приладів обліку, чи реле. Такі прилади мають невелику потужність, тому фактично ТН працює без навантаження. Отже, режимом

роботи трансформатора напруги є режим, що близький до режиму холостого ходу (неробочого режиму).

Як і при підключенні ТС, при приєднанні трансформатори напруги також необхідно дотримуватись полярності виводів, задля забезпечення фази сигналу.

3.4 Нормальні та аварійні режими роботи вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Трансформатор струму здатний працювати у різних режимах, і кожний з них має своє призначення та особливості.

Звичайний режим експлуатації – це робочий режим, що являє собою його основний стан роботи, коли ТС виконує свою функцію перетворення. За цього режиму, первинна обмотка послідовно підключена в коло навантаження, а вторинна обмотка замкнена на прилади, що необхідно підключити. За такого режиму, первинний струм зменшується до стандартного значення, а саме 1 або 5 А, завдяки чому його можна безпечно виміряти.

Під час режиму вимірювання, трансформатор струму живить лічильники, амперметри, або інші подібні вимірювальні прилади. При такому режимі роботи важливою складовою є висока точність трансформації струму, оскільки похибки безпосередньо впливають на вірність показів приладів. Для цього застосовують трансформатори струму із високим класом точності, при цьому навантаження на вторинній обмотці повинне бути в межах допустимої потужності, аби не призвести до збільшення похибки.

Існує також захисний режим, за якого вторинну обмотку підключають до релейних схем. За такого режиму допускаються більші значення похибок, оскільки головною метою такого режиму є забезпечення своєчасного спрацювання реле у разі аварійного режиму. У такому разі, трансформатор струму повинен витримувати короточасні великі значення струмів без

насичення магнітопроводу, для того щоб реле отримало сигнал та вимкнуло живлення на аварійній ділянці мережі.

Режим перевантаження виникає під час короткого замикання, або іншого роду несправності. Під час такого режиму по первинній обмотці протікають струми, що значно перевищують номінальні. При великій кратності первинного струму, магнітопровід у ТС починає працювати у зоні насичення, при цьому сильно збільшується величина похибки. За таких умов ТС повинен бути здатен витримувати струми без руйнування та забезпечувати коректну роботу захисних пристроїв. Довголітній досвід експлуатації ТС показав, якщо похибка досягає значення 10%, при подальшому збільшенні первинного струму похибка стрімко зростає, настільки, що нормальна робота приладів стає неможливою. Тому для ТС, що працюють у колах захисту, важливо, щоб його номінальна гранична кратність була вищою за відношення струму короткого замикання до номінального струму. На рисунку 3.7 продемонстрована залежність граничної кратності від опору вторинного навантаження.

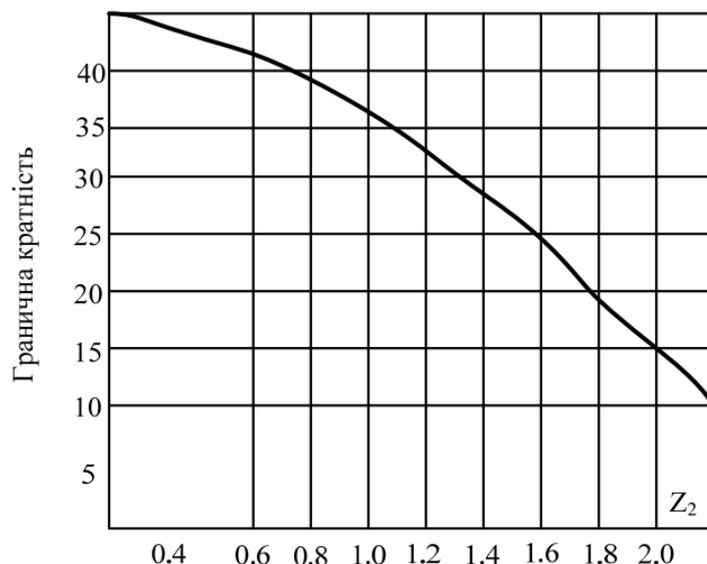


Рисунок 3.7 – Демонстрація типової залежності граничної кратності від вторинного навантаження у ТС

Як видно з рисунку 3.7, якщо зменшити величину вторинного навантаження, то його номінальна гранична кратність зростатиме.

У трансформаторів струму, що містять в собі багатовиткову первинну обмотку, у разі виникнення короткого замикання мають підвищений вплив на електричне навантаження, оскільки її індуктивний опір має такий же порядок, як і опір короткозамкнутого кола. Також у такому випадку на обмотку впливає суттєва частина напруги джерела, через що з'являється шанс пробою міжвиткової ізоляції.

У разі розмикання вторинного кола у ТС, розмагнічувальна вторинна магніторушійна сила зникає, і оскільки струм первинного кола при цьому залишається незмінним, то первинна МРС стає намагнічувальною. Зростання магніторушійної сили призводить до насичення осердя, а також виникнення високих значень ЕРС на розімкнутих затискачах обмотки. Зі збільшенням первинної номінальної МРС зростає і вторинна ЕРС. У деяких випадках пік може сягати десятку кіловольтів, що є небезпечною напругою не тільки для самого ТС, а і для обслуговуючого персоналу. Саме тому при роботі із ТС, його вторинні затискачі повинні бути закороченими [13].

Як і трансформатори струму, трансформатори напруги мають свої характерні режими, що визначаються способом його підключення та навантаженням.

Основним режимом роботи ТН є режим холостого ходу. За такого режиму, первинна обмотка обмотка ТН підключається до високовольтного вводу паралельно, вторинна обмотка при цьому отримує навантаження лише від підключених приладів, що мають незначне споживання. Завдяки цьому ТН працює з мінімальним навантаженням, тому його нормальний робочий режим має назву холостого ходу.

У ТН також присутній вимірювальний режим, за якого ТН застосовується для живлення вольтметрів, лічильників та інших подібних приладів. Тут важливою є висока точність трансформації, оскільки висока похибка призводить до невірних показів та обліку електроенергії.

За режиму захисту вторинну обмотку ТН підключають до релейних схем. Як і у випадку з ТС, тут допустимою є вище значення похибки, оскільки головним завданням режиму є своєчасне спрацювання реле при аварійному режимі.

Найбільш поширеним аварійним режимом є коротке замикання вторинного кола. Коли у вторинній обмотці виникає замикання, ТН починає віддавати значно більший струм за розрахований, що може призвести до перегріву ізоляції, а то й її пошкодження.

Ще одним його аварійним режимом є розмикання вторинної обмотки, за якого на її виводах виникає напруга, близька до первинної, що становить загрозу для обслуговуючого персоналу та самого обладнання. Саме з цією метою один із выводів вторинної обмотки завжди заземлюють.

Також до аварійного режиму роботи ТН відноситься його перевантаження, коли навантаження вторинної обмотки перевищує допустиме значення. Внаслідок цього у ТН зростають похибки вимірювань та виникає нагрівання обмоток.

Ще один із аварійних режимів – це вплив перенапруг у мережі, за якого під час грозових імпульсів чи комутаційних перенапруг на первинній обмотці виникають імпульси, що здатні викликати пробій ізоляції у ТН. Для захисту від них використовують розрядники та обмежувачі перенапруг.

3.5 Умови експлуатації та зовнішні впливи середовища на вимірювальні трансформатори струму і напруги

Трансформатори струму і напруги, як і будь-які високовольтні вимірювальні прилади, експлуатуються у складних умовах навколишнього середовища, і на точність їх роботи та надійність значною мірою впливають різноманітні зовнішні фактори [10].

Температура є одним із найбільш важливих факторів, при її високих значеннях ізоляція ТС і ТН прискорено старішає, втрачаючи при цьому свою

електричну міцність. Руйнування ізоляції створює загрозу виникнення пробою, а також виходу обладнання з ладу. Перегрів також не лише на ізоляцію, а й на магнітопровід, що призводить до збільшення втрат у сталі та змінення коефіцієнту трансформації. Проте не тільки високі температури негативно впливають на вимірювальні трансформатори, а й низькі. Низькі значення температури, навпаки, роблять ізоляцію крихкою, магнітні властивості сталі при цьому змінюються, через що зменшується точність. Вимірювальні трансформатори не повинні працювати у середовищі із надмірною температурою або сильним охолодженням, для нормальної експлуатації необхідно забезпечити оптимальний температурний режим. З цією метою, їх встановлюють у приміщеннях, або шафах із вентиляцією чи системами охолодження. На відкритому просторі варто застосовувати конструкції із ребристими корпусами, що підсилюють тепловідведення. Матеріали варто застосовувати такі, що стійкі до температурних впливів.

Пил теж є серед факторів, що негативно впливають на роботу вимірювальних трансформаторів. Осідання пилу може спричинити появу поверхневих розрядів, та пошкодження ізоляції. І, звичайно ж, пил погіршує тепловідведення, що призводить до перегріву обладнання. Для боротьби з пилом, вимірювальні трансформатори варто розміщувати у герметичних корпусах, шафах або закритих приміщеннях із фільтрацією повітря. Також, варто регулярно очищувати саму поверхню приладів.

Ще більш шкідливий фактор, що впливає на нормальну експлуатацію ТС чи ТН – це волога. Попадання вологи всередину вимірювального трансформатора призводить до зниження електричної міцності, можливості утворення часткових розрядів та корозії металевих частин. У трансформаторі струму це може викликати пробій вторинної обмотки, а у трансформаторі напруги пошкодження первинної ізоляції, що працює під високою напругою. Для захисту від вологи важливо герметизувати корпус, ущільнювати їх, використовувати масляне або газове заповнення, а також періодично

контролювати мікроклімат приміщення, у якому експлуатується дане обладнання.

Прикладом універсального герметичного корпусу, що може бути використаним для розміщення в ньому вимірювального трансформатора, є алюмінієвий корпус Gainta 113, що має ступінь захисту IP67. Його зображення показане на рисунку 3.8. Даний корпус виготовлений із алюмінієвого сплаву ADC-10, що забезпечує належну механічну міцність та тепловідведення. Ступінь захисту IP67 гарантує, що обладнання, розміщене усередині, буде надійно захищене не лише від пилу, дощу, бризок чи прямого попадання води, але й витримає навіть короткочасне занурення у воду.



Рисунок 3.8 – Зображення герметичного корпусу Gainta 113

Механічні навантаження і вібрації викликають загрозу пошкодження кріплень, утворення мікротріщин в ізоляції, і навіть деформацію магнітопроводу. Актуальною дана проблема є для тих трансформаторів, що монтуються на відкритих майданчиках, де можливий вплив вітрів, чи сейсмічних коливань. Щоб запобігти цьому впливу, варто виконати правильний монтаж, встановивши ТС чи ТН на міцних основах, що протидіють розхитуванню. Також для цього застосовують амортизуючі кріплення – це є особливо важливим у районах, де присутня висока сейсмічна активність, або наявний вплив сильних вітрів [11].

У промислових районах, де присутні агресивні хімічні середовища, такі як промислові гази, соляні тумани або кислотні випари, чи просто поблизу моря, виникає корозія металевих частин обладнання і прискорене старіння ізоляції. Для захисту обладнання від цих впливів використовуються антикорозійні покриття та корпуси із нержавіючих матеріалів. Герметизація корпусів дозволяє уникнути попадання газів чи соляних туманів всередину.

Вплив сонячного світла та ультрафіолетового випромінювання поступово призводить до руйнування зовнішньої ізоляції, особливо полімерної оболонки. Під дією ультрафіолету втрачається їх еластичність, з'являються тріщини і зменшується стійкість до вологи та механічних навантажень. Щоб захистити трансформатори від вище згаданих факторів, їх зовнішню оболонку покривають спеціальними ультрафіолетостійкими фарбами, що не руйнуються під впливом сонячного випромінювання. Додатково також застосовують навіси, що зменшують прямий вплив сонця.

Правильні умови експлуатації вимірювальних ТС і ТН дозволяють дозволяють значно продовжити їх термін служби, і забезпечити належну точність вимірювання та безпеку, навіть у складних експлуатаційних умовах.

3.6 Проведення вибору вимірювальних трансформаторів струму та напруги на КЕС

У даному підрозділі проведено вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги для проєктованої КЕС [3].

Продемонструємо вибір трансформаторів струму для ЛЕП-330 кВ. Для інших приєднань розрахунок проводиться аналогічним чином, результати вибору ТС будуть продемонстровані у таблиці 3.4

Для ділянки ЛЕП-330 кВ обираємо ТС типу TG-362, основні характеристики якого наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові дані та основні характеристики трансформатора струму типу TG 362

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 823,32 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_y = 25,86 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 135,44 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{Т\cdot t_T} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Додатково: $I_{2ном} = 1 \text{ А}$, схема приєднання – повна зірка, клас точності 0,2/10P, $I_{розр} = 145 \text{ м}$.

У таблиці 3.2 наведено вторинне навантаження ТС.

Таблиця 3.2 – Вторинне навантаження для трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И674	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

Далі, знаходимо:

1) Величину загального опору обладнання:

$$r_{пр} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}; \quad (3.1)$$

$$r_{пр} = \frac{6,5}{1} = 6,5 \text{ (Ом)};$$

2) Значення допустимого опору провідників:

$$\begin{aligned} r_{\text{пр}} &= r_{2\text{н}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \\ r_{\text{пр}} &= 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4 \text{ (Ом)}; \end{aligned} \quad (3.2)$$

3) Розрахунковий переріз провідників:

$$\begin{aligned} q_{\text{розр}} &= \frac{\rho \cdot I_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}; \\ q_{\text{розр}} &= \frac{0,0283 \cdot 145}{13,4} = 0,31 \text{ (мм}^2\text{)}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Відповідно до цього, обираємо контрольний кабель марки АКРВГ із алюмінієвими живали, перерізом 2,5 мм².

Тепер, визначимо вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 145}{2,5} + 6,5 + 0,1 = 8,3 \text{ (Ом)} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ (Ом)}.$$

Обираємо трансформатор напруги типу типу SVS 362: $U_{1\text{ном}} = 330000 \sqrt{3}$ В; $U_{2\text{ном}} = 100 \sqrt{3}$ В; $U_{2\text{дод}} = 100$ В; $S_{2\text{ном}} = 400$ В·А.

Вторинне навантаження ТН визначене у таблиці 3.3.

Визначаємо вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{н}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Відповідно до обрахунків, обираємо контрольний кабель АКРВГ із алюмінієвими живали, перерізом $q = 2,5$ мм².

Таблиця 3.3 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Назва	Тип	S однієї котушки	K-сть котушок	cosφ	sinφ	Кіл. прил.	P, Вт	Q, вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної потужності	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної потужності	И-676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Сумарне значення							21	29

Таблиця 3.4 – Результати вибору вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Місце розташування	Трансформатори струму	Трансформатори напруги
ВРУ-330 кВ	TG 362	SVS 262
ВРУ-110 кВ	TG 145	SVS 123
Генератор 300 МВт	ТШ-20-0,5/10Р	ЗНОМ-20-63
Генератор 63 МВт	ТШЛП-10	НОМ-10-66ТЗ
БТ1-5: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-330-І-1000/1 ТШ-20-0,5/10Р	- -
БТ6-8: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-І-1000/5 ТШЛП-10	- -
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	TG-362 TG-145 TG-72,5	- - -
ПРТВП-1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-35-І-300/1 ТВЛМ-6	- ЗНОЛ.06-6УЗ
ПРТВП-2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-І-1000/5 ТВЛМ-6	- ЗНОЛ.06-6УЗ
ТВП-1-5: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20-0,5/10Р ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6УЗ
ТВП-6-8: - сторона ВН - сторона НН	ТШЛ-10 ТВЛМ-6	- ЗНОЛ.06-6УЗ

4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проєктування КЕС

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

Щодо енергетичного підприємства це означає, що для організації його експлуатації необхідно:

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;

- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;

- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;

- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

Крім постачання виробництва сировиною і допоміжними матеріалами, для нормальної експлуатації енергосистеми необхідно безперебійне постачання первинних енергетичних підприємств (електростанцій) коштами, що витрачаються на заробітну плату персоналу, оплату палива тощо, тобто необхідна організація фінансування виробництва.

Вироблена енергосистемою продукція повинна дійти до споживача, отже необхідна організація збуту енергії.

Будь-яка виробнича діяльність вимагає також організації постійного обліку праці, матеріалів, коштів і відповідної регулярної звітності, визначення основних показників результатів виробничої діяльності енергосистеми й окремих її елементів і техніко-економічного аналізу цих показників.

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

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

4.2 Визначення кошторисної вартості проектування КЕС

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.4.1. В практиці будівництва ТЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕС починають з розділу 2

“Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [16].

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

Таблиця 4.1 – Вартість виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт·год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	14187600	2%	567504	48%	13620096	28375200
2	Об’єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	810720000	39,0%	526968000	1,0%	13512000	1351200000
3	Об’єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	12971520	20%	3242880	-	-	16214400
4	Об’єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	21821880	15%	3850920	-	-	25672800
5	Об’єкти транспортного господарства та зв’язку	3%	95%	38509200	5%	2026800	-	-	40536000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3,0%	90%	36482400	10%	4053600	-	-	40536000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	6756000	-	-	-	-	6756000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	43238400	10%	5404800	10%	5404800	54048000
9	Інші роботи та затрати	3%	-	-	-	-	100%	40536000	40536000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%	-	-	-	-	100%	2702400	2702400
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%	-	-	-	-	100%	4053600	4053600
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%	-	-	-	-	100%	67560000	67560000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%	-	-	-	-	100%	13512000	13512000
	Всього по главах 1-13	-	-	984687000	-	546114504	-	160900896	1691702400

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 1691702400 / 1689000 = 1001,6.$$

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

4.3.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини [16].

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них. До третьої групи (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

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

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

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

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Табл. 4.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1134899904	7%	79442993,28
$\Phi 2$	40536000	25%	10134000
$\Phi 3$	516266496	20%	103253299,2
Разом			192830292,5

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;
 H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1134899904 \cdot 7\% + 40536000 \cdot 25\% + 516266496 \cdot 20\% = 192830292,5 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{шт} \cdot N_{вст},$$

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

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

$k_{шт}$ для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 1689 = 2027 \text{ чоловіка.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підраховавши, отримаємо:

Робітники	1763 чол.
ІТР	203 чол.
Службовці	43 чол.
МОП	18 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

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

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;
 n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 4.3 – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	7600	160785600
ІТР	10800	26308800
Службовці	5600	2889600
МОП	1200	259200
Разом за рік		287046072

4.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати

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

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

де $P_p = 15\%$.

$$S_{in} = (192830292,5 + 287046072 + 23550380983) \cdot 15\% = 3491615666 \text{ грн.}$$

4.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

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

$$S = 192830292,5 + 287046072 + 23550380983 + 3491615666 = 27521873014 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відн},$$

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

$$C = 27521873014 / 10657174,13 = 258,2474 \text{ коп/кВт·год}$$

Таблиця 4.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	192830292,5	0,7%	1,8094
Зарплата	287046072	1,0%	2,6935
Паливо	23550380983	85,6%	220,9815
Інші	3491615666	12,7%	32,7631
Разом	27521873014	100%	258,2474

4.4 Аналіз отриманих результатів

Таблиця 4.5 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	1689	МВт
Склад обладнання	3x63+5x300	
Річний виробіток електроенергії	10657174,13	МВт*год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,200	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1691702400	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	258,25	коп/кВт*год

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

У даному розділі розробляються заходи із охорони праці при обслуговуванні електрообладнання, вимірювальних трансформаторів струму та напруги в тому числі, в приміщенні релейних панелей комплектної розподільної установки на КЕС. Основним устаткуванням РУ є: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, вимірювальні прилади, збірні шини, розрядники, реактори електричні. Задля забезпечення можливості ремонту розподільних установок або ділянок мережі, не припиняючи енергопостачання споживачі, збірні шини розподільних установок розділяють на секції та системи.

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, що спрямовані на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності. Головною метою охорони праці є створення на кожному робочому місці безпечних умов праці, безпечної експлуатації обладнання, зменшення або повна нейтралізація дії шкідливих і небезпечних виробничих факторів на організм людини і, як наслідок, зниження рівня виробничого травматизму та професійних захворювань.

На електротехнічний персонал, що здійснює обслуговування електричного обладнання комплектної розподільної установки, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (відсутність), штучне (недостатня освітленість).

Хімічні фактори: 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, переміщення у просторі. До показників, що характеризують напруженість праці, належать: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи [17].

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Для безпечної експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги, відповідно до правил улаштування електроустановок [8], повинен дотримуватись ряд вимог, що описані нижче.

1) Переріз жил кабелів та проводів мають задовольняти вимогам їх захисту від короткого замикання без витримки часу, допустимих тривалих струмів, термічній стійкості, а також забезпечувати роботу апаратів в заданому класі точності.

2) Кількість вторинних обмоток ТС, їх клас точності мають забезпечувати окреме підключення пристроїв РЗА і систем обліку та вимірювань до різних вторинних обмоток. Основні та резервні захисти кожного елемента мережі має бути включено на окремі вторинні обмотки ТС.

3) Заземлення у вторинних колах ТС потрібно передбачати в одній точці на найближчій від ТС збірці затискачів або затискачах ТС.

4) Вторинні обмотки ТН треба заземлювати з'єднанням нейтральної точки або одного з кліщів обмотки із заземлювальним пристроєм. Заземлення вторинної обмотки ТН має бути виконаним на найближчій від ТН збірці затискачів або на затискачах ТН.

5) ТН повинні бути захищені від коротких замикань у вторинних колах автоматичними вимикачами. Автоматичні вимикачі потрібно встановлювати у

всіх незаземлених провідниках після збірки затискачів, за винятком кола нульової послідовності ТН в мережах з великими струмами замикання на землю. У вторинних колах ТН має бути забезпечено можливість створення видимого розриву.

6) На ТН, установлених у мережах з малими струмами замикання на землю без компенсації ємнісних струмів, потрібно передбачати захист від перенапруги в разі самовільних зміщень нейтралі та в разі виникнення ферорезонансу.

7) ТН мають підлягати контролю справності кіл напруги. Релейний захист, кола якого живляться від ТН, має бути обладнано пристроями, які: автоматично виводять захист із дії в разі вимкнення автоматичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги; сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацьовування захисту в умовах нормального режиму, але можуть призвести до зайвого спрацьовування в інших умовах.

8) Для контролю увімкненого стану автоматичних вимикачів, установлених у колах вторинних обмоток ТН, який використовується в схемах релейного захисту, АПВ, протиаварійної автоматики, треба застосовувати швидкодійні реле-повторювачі. Реле-повторювачі повинні мати окреме живлення і підключатись через окремі автоматичні вимикачі з обов'язковим контролем обриву кіл живлення.

Згідно з правилами безпечної експлуатації електроустановок [9], забороняється розривати кола вторинних обмоток ТС. У разі необхідності розривання цих кіл, їх слід попередньо замкнути перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (починаючи від ТС). Для встановлення перемички необхідно застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

При виконанні робіт на ТС або в колах, підімкнених до їх вторинних обмоток, необхідно дотримуватись наступних запобіжних заходів:

- затискачі вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що підключаються до них, слід закоротити. Після приєднання змонтованих кіл до

ТС, закоротку слід перенести на найближчу збірку затискачів і зняти її тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл;

- у разі перевірки полярності, перед подаванням імпульсного струму до первинної обмотки прилади слід приєднати до затискачів вторинної обмотки.

- забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час виконання монтажних та зварювальних робіт. Забороняється від'єднувати заземлювальний провідник вторинної обмотки до виникнення приєднання.

Згідно з правилами пожежної безпеки в Україні [18], електричне обладнання, апарати, електрощити зі ступенем захисту оболонок менше IP44 повинні розміщуватись на відстані не менше 1 метра від горючих матеріалів, або можуть бути оснащені автономними системами пожежогасіння.

Місця з'єднання жил проводів і кабелів, а також з'єднувальні та відгалужувальні затискачі повинні мати мінімальний перехідний опір, щоб уникнути їх перегрівання і пошкодження ізоляції стиків. Струм втрат ізоляції стиків повинен бути не більше струму втрат ізоляції цілих жил цих проводів і кабелів.

5.1.2 Електробезпека

Живлення електричного обладнання та системи освітлення у приміщенні релейних панелей здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220 В (фазна напруга (фаза-нуль) – 220 В, а міжфазна лінійна (фаза-фаза) – 380В).

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – з підвищеною небезпекою.

Наведемо технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Технічні рішення із запобігання електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустановки:

- ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;
- розміщення неізольованих струмоведучих елементів у металевих шафах;
- використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування – написи, таблички, попереджувальні знаки, різнокольорова ізоляція провідників окремих елементів електросхем;

2) Технічні рішення щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально неструмопровідні елементи електроустаткування: використання занулення – навмисного електричного з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання фази. Спрацьовує захист від короткого замикання – і пошкоджений споживач відключається від мережі.

3) Електрозахисні засоби: обслуговуючий персонал обов'язково повинен мати випробувальні засоби захисту, які перед тим як застосовувати обов'язково необхідно перевірити на справність, відсутність зовнішніх пошкоджень. Перевірити також потрібно дату наступної перевірки засобу захисту, оскільки, якщо їх термін придатності вийшов, користуватись ними заборонено.

Використовуються наступні основні електрозахисні засоби захисту, ізоляція в яких здатна витримувати робочу напругу протягом тривалого часу, завдяки чому можна доторкатись до струмопровідних частин, що знаходяться під напругою: діелектричні рукавиці, покажчики напруги, ізолювальні штанги, ізолювальні та струмовимірювальні кліщі.

Також використовуються наступні додаткові електрозахисні засоби, що захищають обслуговуючий персонал від напруги дотику, напруги кроку, а також попереджають персонал про можливість помилкових дій: переносні

заземлення, діелектричні калоші, діелектричні килимки, плакати та знаки безпеки, ізолювальні накладки та підставки.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Відповідно до параметрів мікроклімату, що нормуються за ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми клімату виробничих приміщень [19], відносяться: температура і відносна вологість повітря, швидкість його переміщення. Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт та період року), наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату приміщення

Період року	Категорія робіт	t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Па	17-29	65 при 26 °C	0,2 – 0,4
Холодний	Па	15-24	Не більш 75	не більш 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату приміщення, відповідно до ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування [20], передбачається:

1. Провітрювання приміщення;
2. Використання вентиляторів обдуву в теплий період року;
3. Використання калорифера в холодний період року.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Якість повітря згідно з 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 [21], у першу чергу, залежить від наявності, рівня небезпечності та кількості шкідливих речовин. Шкідливі

речовини можуть потрапляти до організму людини інгаляційними та іншими шляхами надходження.

Характерні забруднюючі речовини для досліджуваного приміщення наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

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

Для забезпечення складу повітря робочої зони, відповідно до ДБНВ.2.5-67:2013 [20], передбачено такі рішення:

1. Провітрювання приміщення;
2. Встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для загального штучного освітлення приміщень потрібно використовувати найбільш енергоекономічні джерела світла, віддаючи перевагу при рівній потужності джерелам світла з більшою світловіддачею та терміном служби, з виконанням вимоги не знижувати якість освітлювального устаткування для зниження енерговитрат. Для загального штучного освітлення доцільно використовувати розрядні та світлодіодні джерела світла, які за однакової потужності з тепловими джерелами, мають більшу світлову віддачу та з більшим терміном експлуатації.

За найменшим або еквівалентним розміром освітлення визначаються характеристика та розряд зорової роботи, за характеристикою фону та контрастом об'єкту з фоном – підрозряд зорової роботи та, відповідно, нормовані значення комбінованого та загально штучного освітлення. Визначення нормовані значення штучного освітлення занесені в таблицю 5.3.

Таблиця 5.3 – Нормовані значення виробничого освітлення

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкту з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє $E_{н.пр}$	Суміщене $E_{н.сум}$
						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

Для забезпечення нормованого значення штучної освітленості E_n передбачено застосування люмінесцентних ламп. Віддача світла люмінесцентної лампи в середньому у 5 разів більша, ніж у лампи розжарювання. При цьому споживання електроенергії знижується на 80%, при цьому звичний рівень освітлення приміщень залишається. Працює в 6-10 разів довше за лампи розжарювання.

5.2.4 Виробничий шум

Допустимі рівні звукового тиску у октавних смугах частот, еквівалентні рівні звуку на робочих місцях наводяться в ДСН 3.3.6.037-99 [22].

Допустимі рівні звукового тиску та рівні звуку для постійного широкосмугового шуму наведені в таблиці 5.4.

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

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

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проєктом передбачено застосування мало шумових вентиляторів для боротьби з вентиляційним шумом.

5.3 Технічні рішення з пожежної безпеки

Пожежна безпека промислових та інших об'єктів регламентується за правилами пожежної безпеки в Україні.

Досліджуване приміщення в даному розділі відповідно до ДСТУ Б В.1.1-36:2016 [23] відноситься до категорії Д (зниженопожежонебезпечна) за вибухопожежною небезпекою - 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.

Відповідно до ДБН В.1.1.7-2016 [24], досліджуване приміщення має ступінь вогнестійкості II - Будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону із застосуванням листових і плитних негорючих матеріалів.

У таблиці 5.5 відповідно до ДБН В.1.1.7-2016 наведені Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	Стіни				колони	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхів (у т.ч. горищі та надпідвалами)	елементи суміщених покриттів	
	Несучі та сходових кліток	само-несучі	Зовнішні несучі	внутрішні несучі (перегородки)				плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	EI 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R30 M0

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I)

Відповідно до ДБН В.1.1-7:2016 [24] протипожежні перешкоди та мінімальні меж їх вогнестійкості наведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Тип протипожежних перешкод	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	1	REI 150	1	1
Перегородки	1	EI 45	2	1
Перекриття	1	REI 150	1	1

Згідно з ДБН Б.2.2-12:2019 [25], протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.7 (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 5.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.7 (знаменник).

Таблиця 5.7 - Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

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

У разі виникнення пожежі робітники повинні прийняти всі заходи щодо ліквідації вогню. Місце, що загорілось, варто гасити вогнегасниками. У разі загорання електропроводів варто відключити лінію. Ізоляцію електропроводів потрібно гасити тільки порошковими вогнегасниками, або піском.

У приміщенні релейних панелей комплектної розподільної установки встановлено 7 порошкових вогнегасників ВП-5.

Вогнегасники повинні бути розміщені на легкодоступних та видимих місцях і регулярно перевірятись відповідно до графіку, встановленого за нормативними документами.

ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської кваліфікаційної роботи було досліджено актуальне питання із підвищення ефективності функціонування, а також забезпечення надійної роботи об'єднаної енергетичної системи України, шляхом проектування електричної частини КЕС, сумарною потужністю 1689 МВт, а також аналізу особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Для початку, в електротехнічній частині роботи пораховано графіки навантажень електростанції, а також обчислено техніко-економічні показники роботи станції. Далі, було обрано турбіни К-100-90-6 на блоки 63 МВт, та К-300-240 на блоки 300 МВт. Для блоку 63 МВт підбрано парогенератори типу Еп-500/140, для блоків 300 МВт – Пп-950/140К. На станції встановлено 3 турбогенератори типу ТВФ-63-2Уз, та 5 турбогенераторів ТГВ-300.

Після вибору основного обладнання, обрано структурну схему електричної станції, та відповідно трансформатори, що будуть підходити основному обладнанню. Вибір структурної схеми проводився між двома варіантами, за техніко-економічним порівнянням, після його проведення було обрано перший варіант структурної схеми.

Для місцевого району, на сторону 110 кВ вибрано відкриту розподільну установку типу «Дві робочі та обхідна система шин». Для системи, на сторону 330 кВ проводилось порівняння двох варіантів: схеми, а саме: «4/3» та «3/2». Після визначення приведених затрат, що пораховані із використанням програмного комплексу «Надійність», було обрано схему «4/3». Також, обрано схему власних потреб електричної станції.

Наступним кроком роботи стало проведення розрахунку струмів короткого замикання, теплових імпульсів та максимальних струмів відносно 7 різних точок, на кожен клас напруги електростанції. Розрахунок проведено з метою подальшого вибору комутаційної апаратури та струмоведучих частин.

Після проведення зазначених раніше розрахунків, подальшим кроком став вибір комутаційної апаратури, а саме: вимикачів та роз'єднувачів. Обрано струмоведучі частини: для ВРУ 110, 330 кВ та їх відгалужень проводився вибір збірних шин, для генераторних кіл та їх відгалужень обирались комплектні струмопроводи, а на ділянку з ПРТВП підібрано жорсткі шини, для яких додатково обрано прохідні та опорні ізолятори.

Спеціальна частина даної роботи присвячена аналізу особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги. Відповідно до цього, досліджено основні параметри, що характеризують ВТС і ТН, а також їх класифікацію, приєднання та принцип роботи. Додатково проаналізовано нормальні та аварійні режими роботи вимірювальних трансформаторів із умовами експлуатації, також зовнішній вплив навколишнього середовища на них. Наостанок, у спеціальній частині роботи проведено вибір вимірювальних трансформаторів струму і напруги для проєктованої КЕС.

У наступному розділі роботи пораховано техніко-економічні показники конденсаційної електростанції, завдяки яким можна зробити висновок, що проєктування даної станції є доцільним рішенням.

В останньому розділі розроблено заходи із охорони праці при обслуговуванні електрообладнання, вимірювальних трансформаторів струму та напруги в тому числі, в приміщенні релейних панелей комплектної розподільної установки на КЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <https://blog.youcontrol.market/ieliektroienierghietika-ukrayini-stan-i-pierspiektiv/>.
2. Кочик В.М., Остра Н.В. АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЗАСТОСУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ / Міжнародна науково-практична інтернет-конференція студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь у науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)» Вінниця 2024. [Електронний ресурс].
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21684>
3. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2009. 194 с.
4. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
5. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник
6. Лесько В. О., Кравчук С. В., Сікорська О. В. Електричні апарати : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2017. – 145 с.
7. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : Підручник. – Львів : Видавництво Національного університету «Львівська Політехніка», 2013 – 533 с.
8. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерго-вугілля України. Харків : Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
9. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257 / Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Харків : Видавництво «Форт», 2008. 144 с.

10. Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації / Гобрей Р. М., Рубаненко О. Є., Талочерья В, Л. – Київ: Науково-технічний учбово-консультаційний центр Ас ЕлЕнерго, 2008 – 528 с.

11. СОУ-Н МПЕ 40.1.35.301 : 2004. Перевірка трансформаторів струму, які використовуються в схемах релейного захисту. Інструкція. – 78 с.

12. Релейний захист і автоматика : Навчальний посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін; за редакції Баженова – Харків: УкрДУЗТ, 2020 – Ч.1 – 250 с.

13. Бржезицький В. О., Зелінський В. Ц., Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602 с.

14. Яндульський О.С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем (Електронне видання) : навч. посіб / О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко, під загальною редакцією д.т.н. О. С. Яндульського – К: НТУУ «КПІ», 2016 – 102 с.

15. Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс]: підручник / Є. І. Сокол, Г.А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І. О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С. В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В. Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова – Харків : ФОП Бровін О. В., 2020 – 306с.

16. Попов О. Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС / О. Я. Попов, Л. О. Попова – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16 с.

17. Методичні вказівки до виконання розділу з охорони праці в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього ступеня бакалавра галузі знань 14 «Електрична інженерія» / уклад.: С. В. Дембіцька, І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 65 с.

18. НАПБА.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні: наказ від 30.12.2014. №1417. [Чинний від 2021-01-22]. Вид. офіц. К. : 2014. 84 с.

19. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: Постанова від 01.12.1999 р. № 42 . К.: Міністерство охорони здоров'я України.

20. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01]. Вид. офіц. Київ : Мінрегіонбуд України, 2013. 140 с.

21. 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. [Чинний від 2007-12-01] Вид. офіц. Київ. 2007.

22. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультрвзвуку та інфразвуку. [Чинний від 1999-12-01]. Київ. 1999.

23. ДСТУ Б В.1.1-36:2016. Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною безпекою. [На заміну НАПБ Б.03.002-2007; чинний від 2017-01-01]. Вид. офіц. Київ. 2016.

24. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. [На заміну ДБН В.1.1-7-2002; діючий]. Вид. офіц. Київ : Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України. 2016.

25. ДБН Б.2.2-12:2019 Планування і забудова територій. [На заміну ДБН Б.2.2-12:2018; чинний від 2019-10-01]. Вид. офіц. Київ : Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України. 2019.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Назва роботи: «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт (3x63+5x300) з аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги»

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

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем, група ЕС-24м
(кафедра, факультет, навчальна група)

Коефіцієнт подібності текстових запозичень, виявлених у роботі системою StrikePlagiarism (КПІ) 12,26 %

Висновок щодо перевірки кваліфікаційної роботи (відмітити потрібне)

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

Експертна комісія:

Зав. каф. ЕСС Кашар В. О
(прізвище, ініціали, посада)

Професор каф. ЕСС Лещина Т. Р.
(прізвище, ініціали, посада)

[підпис]

(підпис)

[підпис]

(підпис)

Особа, відповідальна за перевірку [підпис]
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

З висновком експертної комісії ознайомлений(-на)

Керівник [підпис]
(підпис)

Остра Н. В.
(прізвище, ініціали, посада)

Здобувач [підпис]
(підпис)

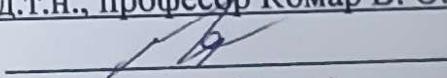
Кочик В. М.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

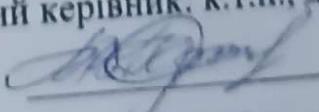
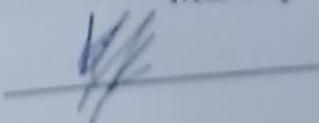

(підпис)

" 24 " 09 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1689 МВТ (3X63+5X300) З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ**
08-21.МКР.008.00.004 ТЗ

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


Острова Н.В.
Магістр групи ЕС-24м
Кочук В. М.

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що у зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків теплових електростанцій України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації обладнання. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих КЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини конденсаційної електричної станції потужністю 1689 МВт з аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

2. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 1689 МВт з вісьмома турбоагрегатами одиничною потужністю 63

та 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 290 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 110 кВ;

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами;

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

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

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб КЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	24.09.25	26.09.25	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС потужністю 1689 МВт	27.09.25	02.10.25	
3	Електротехнічна частина	03.10.25	30.10.25	
4	Аналіз особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги	01.11.25	10.11.25	
5	Розрахунок техніко-економічних показників КЕС	11.11.25	16.11.25	
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	17.11.25	26.11.125	
7	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25	05.12.25	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	06.12.25	07.12.25	
9	Перевірка МКР на плагіат	08.12.25	08.12.25	
10	Попередній захист МКР	09.12.25	09.12.25	
11	Рецензування МКР	11.12.25	12.12.25	
12	Захист МКР	16.12.25	16.12.25	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

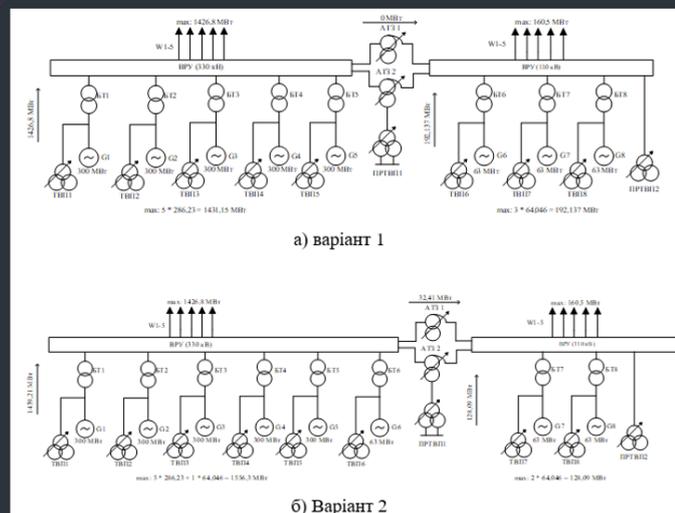
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ
СТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1689 МВТ (3Х63+5Х300) З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ТА НАПРУГИ**

Мета та задачі дослідження

Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування та забезпечення стабільної та безперебійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи, шляхом проєктування електричної частини конденсаційної електричної станції, сумарною потужністю 1689 МВт, що включає в себе 5 блоків по 500 МВт, та 3 блоки по 63 МВт, із аналізом особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

- Відповідно до мети, у роботі розв'язуються наступні **основні задачі**:
- техніко-економічне обґрунтування проєктування електричної частини конденсаційної електростанції;
- аналіз методів, що застосовуються при проєктуванні електричних станцій;
- проєктування головної схеми електричних з'єднань, а також схеми власних потреб;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин та вимірювальних трансформаторів струму та напруги, розрахунок блискавкозахисту;
- аналіз особливостей застосування та умов експлуатації вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- розробка організаційно-технічних рішень охорони праці та заходів із підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій;
- розрахунок основних техніко-економічних показників КЕС.

Варіанти структурних схем КЕС



Варіанти схем ВРУ 330 кВ

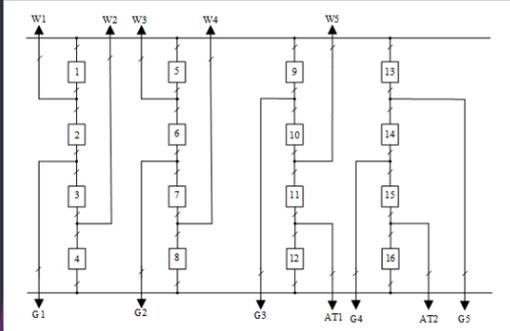


Схема 4/3

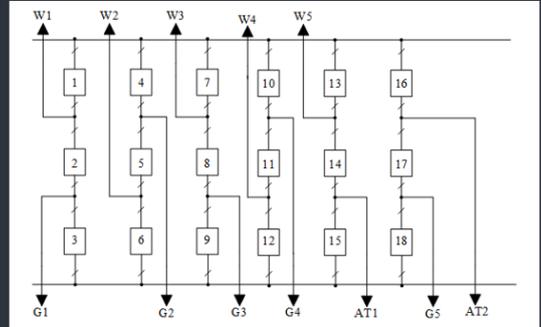
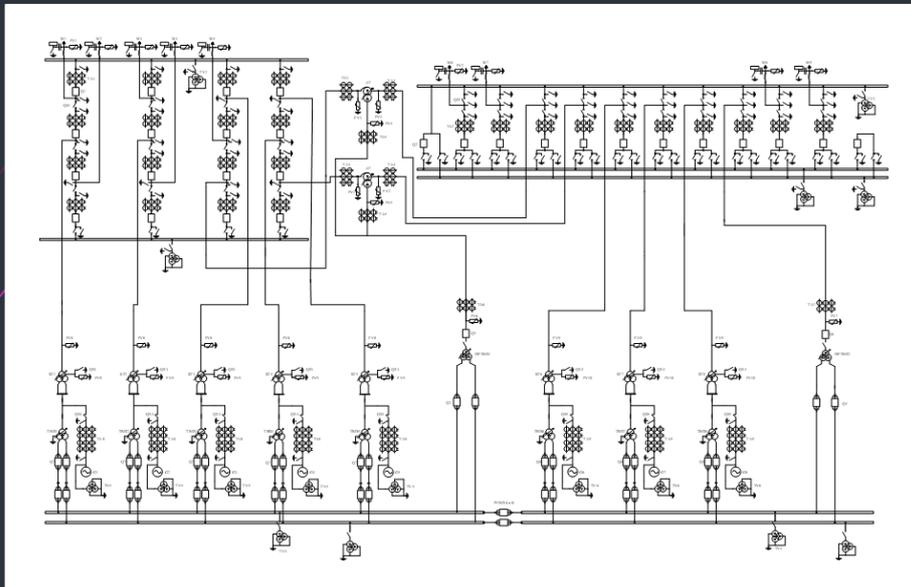
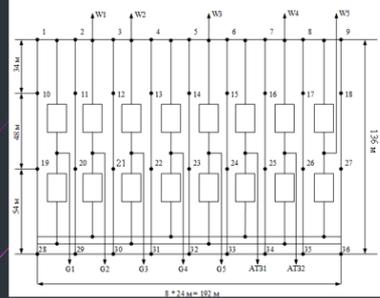


Схема 3/2

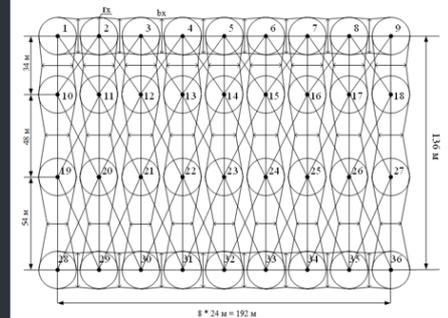
Головна схема електричних з'єднань станції КЕС 1689 МВт



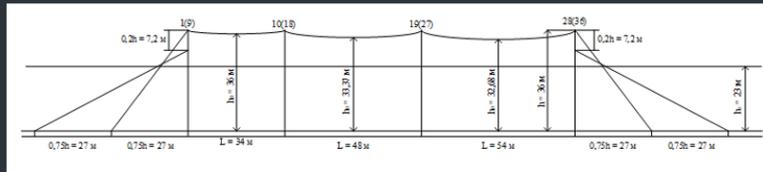
Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ



План розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ



Вид зверху



Вид збоку

4

Класифікація трансформаторів струму



а)

б)

в)

г)

д)

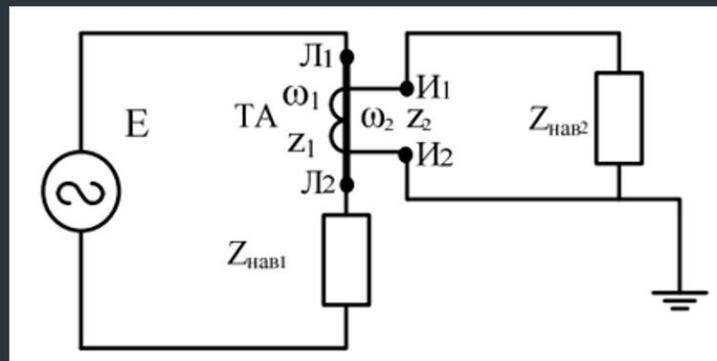
5

Класифікація трансформаторів напруги



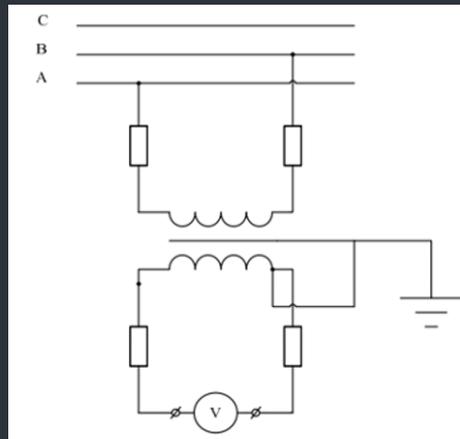
6

Схема підключення трансформаторів струму



7

Схема підключення трансформаторів напруги



8

Основні техніко-економічні показники станції

Потужність станції	1689	МВт
Склад обладнання	3x63+5x300	
Річний виробіток електроенергії	10657174,13	МВт*год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,200	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	1691702400	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	258,25	коп/кВт*год

9