

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

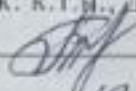
**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю  
1200 МВт з аналізом особливостей роботи вимірювальних  
трансформаторів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕС-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»

(власн. і навчальну програму підготовки, спеціальності)

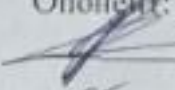
  
Хохлов Г. Ю.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

  
Тептя В. В.  
(прізвище та ініціали)

« 05 » 12 2023 р.


Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСС ЕЕМ

  
Болінок Ю. А.  
(прізвище та ініціали)

« 05 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

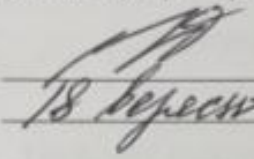
« 04 » середина 2023 р.

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., професор Комар В. О.

  
18 березня 2023 року

### **З А В Д А Н Н Я**

#### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Хохлову Георгію Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт з аналізом особливостей роботи вимірювальних трансформаторів»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

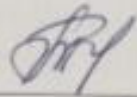





2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 240 км; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 200 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 750 МВт; номінальна потужність системи 18000 МВА; номінальний опір системи 0,28 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Особливості роботи вимірювальних трансформаторів струму. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем КЕС. 2. Генеральний план КЕС. 3. Головна схема електричних з'єднань КЕС. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-330 кВ. 5. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ. 6. Конструкції трансформаторів струму 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. 8. Техніко-економічні показники КЕС

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ <i>Хелм В.В.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 18 вересня 2023 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

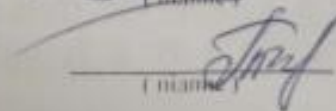
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	<i>вик</i>
2	Обґрунтування проектування КЕС	20.09.23	25.09.23	<i>вик</i>
3	Електротехнічна частина	26.09.23	10.10.23	<i>вик</i>
4	Особливості роботи вимірювальних трансформаторів струму	11.10.23	28.10.23	<i>вик</i>
5	Економічна частина	29.10.23	05.11.23	<i>вик</i>
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.11.23	12.11.23	<i>вик</i>
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	<i>вик</i>
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	<i>вик</i>
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	<i>вик</i>
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	<i>вик</i>
11	Захист МКР	За графіком		<i>вик</i>

Студент



Г. Ю. Хохлов

Керівник роботи



В. В. Тептя

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Хохлов Георгій Юрійович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт з аналізом особливостей роботи вимірювальних трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 113 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 34 назв; рис.: 24; табл. 33.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 330 та 110 кВ і схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ. Розглянуто особливості роботи вимірювальних трансформаторів. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях на електростанції.

Ключові слова: конденсаційна електрична станція, трансформатор струму, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист

## ABSTRACT

Georgy Khokhlov "The electrical part of a condensing power plant with a capacity of 1200 MW with an analysis of the features of the operation of measuring transformers." Master's qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 113 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 34 titles; Fig.: 24; table 33.

In the master's qualification work the electrical part of the 1200 MW condensing power station was designed. In the electrical engineering part the electrical load schedules of the station were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the station was designed, the diagrams of open switchgears (OS) of 330 and 110 kV and the diagram of own needs of 6 kV. Short-circuit currents were calculated and switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. Calculation of lightning protection and grounding device OS-330 kV has been performed. Features of operation of measuring transformers are considered. An analysis of dangerous and harmful production factors was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations at the power plant were proposed.

Keywords: condensing power plant, current transformer, open switchgear, grounding device, lightning protection

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....</b>	<b>5</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>6</b>
<b>1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 1200 МВТ.....</b>	<b>9</b>
<b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>12</b>
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції .....	12
2.2 Вибір основного обладнання КЕС.....	17
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	18
2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ 330 та 110 кВ .....	24
2.5 Вибір схеми власних потреб .....	34
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	35
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму .....	46
2.8 Вибір комутаційного обладнання.....	48
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	49
2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів .....	56
2.11 Вибір акумуляторної батареї .....	
2.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ.....	56
<b>3 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ .....</b>	<b>64</b>
3.1 Класифікація трансформаторів струму .....	64
3.2 Конструкції трансформаторів струму .....	69
3.3 Основні характеристики трансформаторів струму .....	71
3.4 Принцип дії трансформаторів струму.....	73
3.5 Векторна діаграма трансформатора струму .....	76
3.6 Вибір вимірювальних трансформаторів на КЕС .....	78
<b>4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....</b>	<b>99</b>
4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС.....	99



4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	101
4.2.1 Амортизація основних фондів .....	101
4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати .....	103
4.2.3 Розрахунок вартості палива .....	105
4.2.4 Розрахунок інших витрат .....	106
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	107
4.3 Аналіз отриманих результатів .....	108
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b>	<b>109</b>
5.1 Задачі розділу .....	
5.2 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів струму КЕС потужністю 1200 МВт .....	109
5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування трансформаторів струму КЕС потужністю 1200 МВт .....	111
5.3.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць .....	111
5.3.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	113
5.3.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ .....	
5.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	117
5.4.1 Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	117
5.4.2 Дослідження стійкості електричної частини КЕС 1200 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів .....	119
5.4.3 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС у надзвичайних ситуаціях .....	121
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	<b>125</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	<b>127</b>
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень .....	130
Додаток Б Технічне завдання МКР .....	131
Додаток В Ілюстративна частина .....	135

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- АБ – акумуляторна батарея;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВЗ – високочастотний загороджувач;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВН – висока напруга;  
ВП – власні потреби;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕМІ – електромагнітний імпульс;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЕС – конденсаційна електрична станція;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
НН – низька напруга;  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;  
ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;  
РУ – розподільна установка  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТГ – турбогенератор;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.



## ВСТУП

**Актуальність теми.** На початку 2022 року електроенергетична галузь України, незважаючи на існуючі проблеми, займала одне з провідних положень в Європі. Розвиток цієї галузі визначав розвиток всієї економіки країни. Збереження та подальше удосконалення потужностей, які існують в Об'єднаній електроенергетичній системі (ОЕС) України, стає сьогодні критично важливим завданням.

Україна успішно пройшла перехід від монопольної до конкурентної моделі ринку електроенергії, що призвело до змін у функціонуванні всіх джерел енергії і виникненню нових проблем. Деякі з поточних проблем енергетичної галузі включають [1-5]:

1. Необхідність продовження терміну служби вісьми блоків атомних електростанцій до 2030 року.
2. Невирішені питання, пов'язані з «зеленим» тарифом та заборгованостями.
3. Зростаючі труднощі у питаннях балансування в системі.
4. Недостатність власних ресурсів в енергетичній галузі, зокрема вугілля (приблизно 46% вугілля імпортується).
5. Залежність від імпорту газу (приблизно 30% споживання газу імпортують).
6. Обмежені ресурси біопалива без стимулювання різних його видів.
7. Недостатність балансуєчих потужностей для підтримки стабільності системи через зростання виробництва від ВДЕ.

Останні два роки з'явилися нові проблеми, зумовлені агресією з боку росії.

Теплова енергетика, яка посідає друге місце в енергетичній галузі України, стикається з викликами, оскільки багато теплових станцій зведені більше півстоліття тому і потребують модернізації. Проте, відмова від теплових

електростанцій повністю не є практичною, оскільки, на жаль, генерація від ГЕС не забезпечить достатнього регулювання пікових навантажень.

Для розв'язання цих проблем важливо адаптувати теплові електростанції до нових умов функціонування та продовжувати розвивати енергетичний сектор, звертаючи увагу на сталий розвиток та декарбонізацію енергетики.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини теплових електростанцій і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт, аналіз особливостей роботи вимірювальних трансформаторів струму.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- техніко-економічне обґрунтування проектування електричної частини КЕС;
- аналіз математичних методів, що використовуються під час проектування електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань електростанції потужністю 1200 МВт;
- вибір струмоведучих частин, комутаційного обладнання, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, акумуляторної батареї, розрахунок блискавкозахисту та контуру заземлення ВРУ 330 кВ;
- аналіз конструктивних особливостей та роботи вимірювальних трансформаторів струму;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці та заходів підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій;
- визначення основних техніко-економічних показників електростанції потужністю 1200 МВт.

**Об'єктом дослідження** магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної електростанції.

**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, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автор

## 1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КЕС ПОТУЖНІСТЮ 1200 МВт

Протягом найближчих десяти років розвиток електроенергетичної галузі України буде зосереджений на відновленні та відбудові ушкодженого внаслідок воєнних дій сектору, а також на будівництві нових об'єктів, включаючи генераційні.

Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 року та Планом розвитку системи передачі, уряд визначив ключові завдання для відновлення і розвитку енергетичної інфраструктури. Враховуючи екологічні вимоги, теплові електростанції залишатимуться ефективними і грають важливу роль у генерації електроенергії.

Основні генеруючі потужності теплових станцій сконцентровані в п'яти енергогенеруючих компаніях, таких як АТ "ДТЕК Західенерго", АТ "ДТЕК Дніпроенерго", ПАТ "Центренерго", ТОВ "ДТЕК Східенерго", ПАТ "Донбасенерго". Вони експлуатують 14 теплових електростанцій з різною потужністю та належать до різних категорій. Усього в системі 106 енергоблоків різної потужності, включаючи 150 МВт, 200 МВт, 300 МВт та 800 МВт [6, 7].

Важливим кроком була часткова синхронізація ОЕС України з Європейською мережею системних операторів передачі (ENTSO-E) на початку 2022 року, що забезпечує можливість зв'язку по мережам напругою від 110 до 750 кВ. Це відкриває нові можливості для обміну електроенергією та забезпечення більшої стабільності енергетичної системи України.

Блоки теплових електростанцій (ТЕС) відіграють важливу роль у забезпеченні можливості первинного та вторинного регулювання частоти в електроенергетичній системі України. Однак структура генеруючих потужностей цієї системи залишається неоптимальною в контексті ефективного регулювання частоти і потужності. Це обумовлено рядом факторів, таких як зниження маневреності теплових електростанцій внаслідок старіння та зносу обладнання, а також погіршення якості палива [7].

Регулювання добових та сезонних графіків навантаження здійснюється за допомогою блоків гідроелектростанцій (ГЕС), гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС) та теплових електростанцій. Проте, для вирішення потреб в регулюванні навантаження не вистачає потужностей гідроелектростанцій. Тому настає необхідність створення економічних стимулів для генеруючих компаній з метою реконструкції енергоблоків та оптимізації технологічних процесів.

Структура потужностей енергосистеми України виявляється неоптимальною для ефективного регулювання графіка навантаження через недостатній баланс між базовими та піковими потужностями. Це ускладнює регулювання добового споживання енергії в системі [8, 9].

Реальна структура навантаження суттєво відрізняється від встановленої потужності, що створює проблеми управління графіком навантаження тепловими станціями. Велика частка базового навантаження атомних електростанцій (АЕС) та необхідність дотримання правил роботи ринку електроенергії у використанні потужностей теплових електростанцій ускладнюють ситуацію.

Отже, враховуючи вищевказані проблеми [7, 10], можна зробити висновок, що існуючі генеруючі джерела в енергосистемі України досягли межі своїх фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та ефективної експлуатації електростанцій. Вже найближчим часом стає необхідною реконструкція і введення нових високоманеврових потужностей. Таким чином, тепла енергетика залишається ключовою складовою енергетики України, принаймні протягом наступних двадцяти років.

Продовження виробництва електроенергії тепловими станціями в Україні, які вже завдають значної шкоди довкіллю, ускладнить інтеграцію української енергетики в європейський ринок. Конкурентоздатність вітчизняних енергокомпаній також значно постраждає, оскільки за рівних умов європейські покупці віддають перевагу електроенергії, виробленій з використанням відновлюваних джерел енергії у безпечний та чистий спосіб. Тому необхідність у модернізації теплових електростанцій в Україні стає актуальною як з технічного,

економічного і екологічного погляду, так і для виконання міжнародних зобов'язань в галузі охорони навколишнього середовища.

Перетворення теплової енергетики України буде вимагати значних зусиль та інвестицій протягом наступних п'яти-десяти років. Енергетичні компанії повинні вжити заходів для підвищення якості викопного палива, оновлення енергогенеруючого обладнання та встановлення високоефективного очисного устаткування. Оцінки фахівців свідчать, що значна частина інвестицій (30–40%) в потребує реконструкції теплової енергетики України повинна бути спрямована на засоби та заходи зі зменшення викидів.

Отже, енергосистема України стикається з необхідністю оновлення генеруючих потужностей теплових електростанцій. Необхідно провести реконструкцію та модернізацію основного енергообладнання електростанцій. Залишається актуальним питання проектування та будівництва нових теплових електростанцій. Отже, тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Електрична станція буде працювати в системі за заданими графіками. Режим станції залежить та задається графіками електричних навантажень місцевого району й системи. Потужність станції повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції [11].

Під час розрахунку графіків навантажень величину постійних та змінних втрат у відносних одиницях приймають:

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

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

Постійні втрати для району та системи визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot \Delta P_{p.\max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot \Delta P_{c.\max} \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 200 = 2 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 750 = 15 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{pt}^2}{\Delta P_{p.\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_{2*} \cdot \frac{\Delta P_{ct}^2}{\Delta P_{c.\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot 160^2 / 200 = 7,68 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot 450^2 / 750 = 37,8 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різни напруг:



$$\left. \begin{aligned} P_{p.\text{вид}.t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{c.\text{вид}.t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.\text{вид}.1} = 160 + 2 + 7,68 = 169,68 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид}.1} = 450 + 15 + 37,8 = 502,8 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{\text{вид}.t} = P_{p.\text{вид}.t} + P_{c.\text{вид}.t} \quad (2.4)$$

$$P_{\text{вид}.1} = 169,68 + 502,8 = 672,48.$$

Витрати потужності на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП}1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.мак}}; \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП}1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{672,48}{1200} \right) \cdot \frac{6 \cdot 1084}{100} = 47,89 \text{ МВт},$$

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

$P'_{\text{ВП}}$  – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, %;

$P_{\text{вид.мак}}$  – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт. Потужність, яка видається генераторами станції:

$$P_{\text{вир}.t} = P_{\text{вид}.t} + P_{\text{ВП}.t} \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вир}.1} = 672,48 + 47,89 = 720,37 \text{ МВт}.$$

Аналогічно розраховуємо та будуємо графіки електричних навантажень для зимового та літнього періоду та річний графік за тривалістю навантаження (табл. 2.1, рис. 2.1). Використовуючи річний графік за тривалістю визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (табл. 2.2).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-5	5-9	9-12	12-15	15-18	18-22	22-23	23-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	80	82	93	93	82	100	90	80
	Літо	75	77	87	87	78	95	85	75
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	160	164	186	186	164	200	180	160
	Літо	150	154	174	174	156	190	170	150
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	2	2	2	2	2	2	2	2
	Літо	2	2	2	2	2	2	2	2
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	7,68	8,07	10,38	10,38	8,07	12,00	9,72	7,68
	Літо	6,75	7,11	9,08	9,08	7,30	10,83	8,67	6,75
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	169,68	174,07	198,38	198,38	174,07	214,00	191,72	169,68
	Літо	158,75	163,11	185,08	185,08	165,30	202,83	180,67	158,75
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	60	95	85	70	90	100	90	65
	Літо	55	90	80	65	85	95	85	60
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	450	712,5	637,5	525	675	750	675	487,5
	Літо	412,5	675	600	487,5	637,5	712,5	637,5	450
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	15	15	15	15	15	15	15	15
	Літо	15	15	15	15	15	15	15	15
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	37,80	94,76	75,86	51,45	85,05	105,00	85,05	44,36
	Літо	31,76	85,05	67,20	44,36	75,86	94,76	75,86	37,80
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	502,80	822,26	728,36	591,45	775,05	870,00	775,05	546,86
	Літо	459,26	775,05	682,20	546,86	728,36	822,26	728,36	502,80
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	672,48	996,33	926,74	789,83	949,12	1084,00	966,77	716,54
	Літо	618,01	938,16	867,28	731,95	893,66	1025,09	909,03	661,55
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	47,89	58,42	56,15	51,70	56,88	61,27	57,46	49,32
	Літо	46,11	56,53	54,22	49,82	55,08	59,35	55,58	47,53
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	720,37	1054,75	982,89	841,53	1006,00	1145,27	1024,23	765,86
	Літо	664,13	994,69	921,50	781,76	948,74	1084,44	964,61	709,08

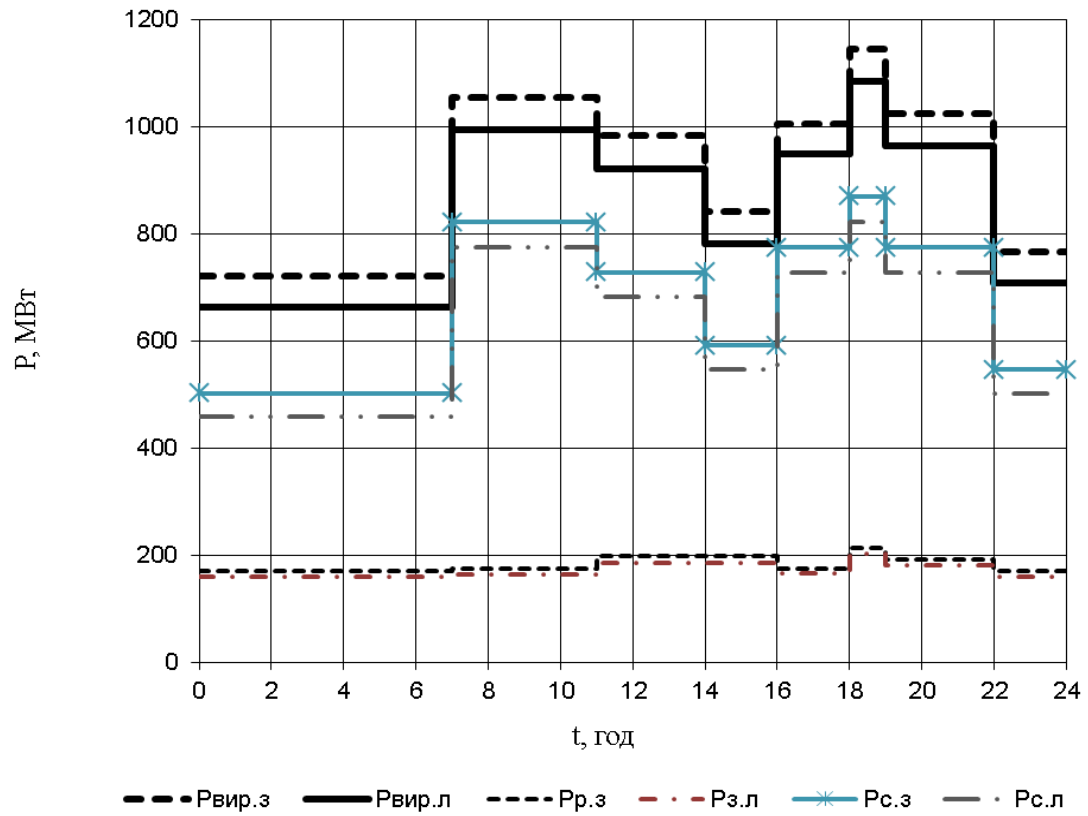
Примітки: 1. Максимальне навантаження власних потреб:  $P'_{ВП} = 6\%$ .

2. Коефіцієнт попиту:  $K_{п} = 0,8$ .

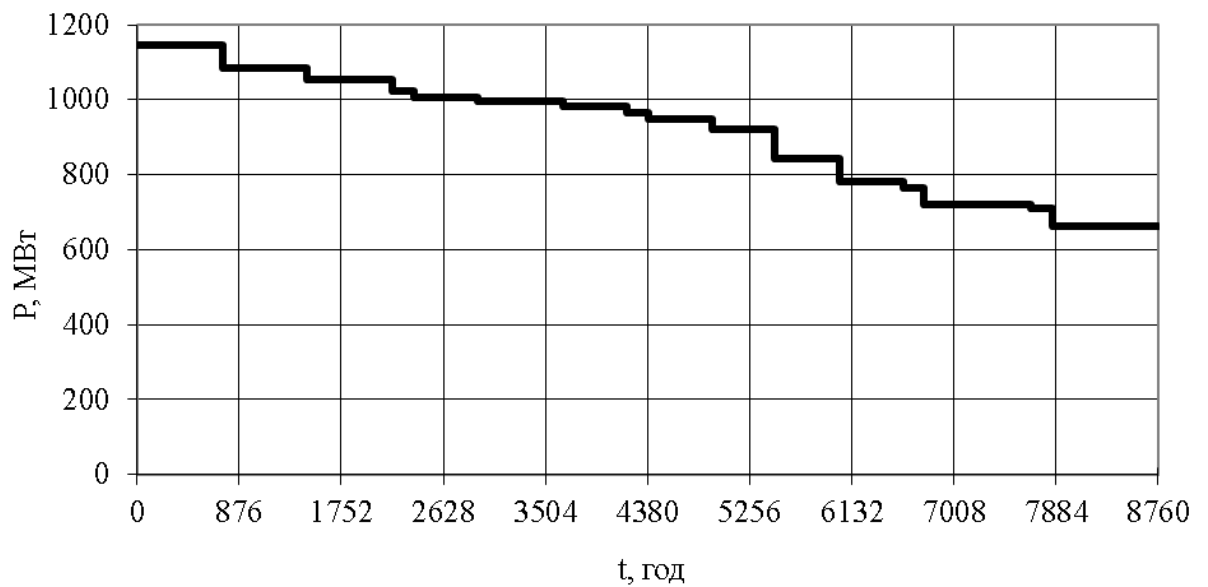
3. Тривалість зимового та літнього періоду: 183/182 доби.

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	1145,27
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	8021607,39
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1200
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	915,71
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,80
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,76
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7004,13
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6684,67
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,05
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПт}_i} \cdot t_i$	473368,88
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	7548238,51
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	5954



а) добові графіки навантаження КЕС



б) річний графік навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

## 2.2 Вибір основного обладнання КЕС

Обираємо основне технологічне обладнання на станції: турбіни, котельні агрегати та електричні генератори. Номінальні параметри обладнання зводимо в табл. 2.3-2.5.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

Параметр	Турбогенератор ТГВ-200-2У3
$n_{\text{НОМ}}$ , об/хв	3000
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	235,3
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	200
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	15,75
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85
$I_{\text{НОМ}}$ , кА	8,625
Схема з'єднань обмоток статора	УУ
Система збудження:	ТС
- $U_{\text{фНОМ}}$ , В	420
- $I_{\text{фх}}$ , А	720
- $I_{\text{фНОМ}}$ , А	1880
ВКЗ	0,572
Опори, в.о.: $X''_d$	0,19
$X'_d$	0,295
$X_d$	1,84
$X_2$	0,232
$X_0$	0,0837

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбін [11]

Тип турбіни	$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	D, т/год	Параметри пари	
			P, ата	t, °C
К-200-130	200	564	130	565

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики котельного агрегата [11]

Тип котлоагрегата	D, т/год	P <sub>ном</sub> , МВт	Параметри пари		Паливо
			P, ата	t, °C	
ПП-640/140	640	200	140	570	вугілля

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

Для побудови структурної схеми визначаємо кількість ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг [11]:

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

де  $P_{\max'}$  – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{Гр}}$  – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{\text{с}} = \frac{870}{400} + 1 = 3,2 \approx 4;$$

$$n_{\text{мр}} = \frac{214}{50} + 1 = 5,28 \approx 6.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (2.8)$$

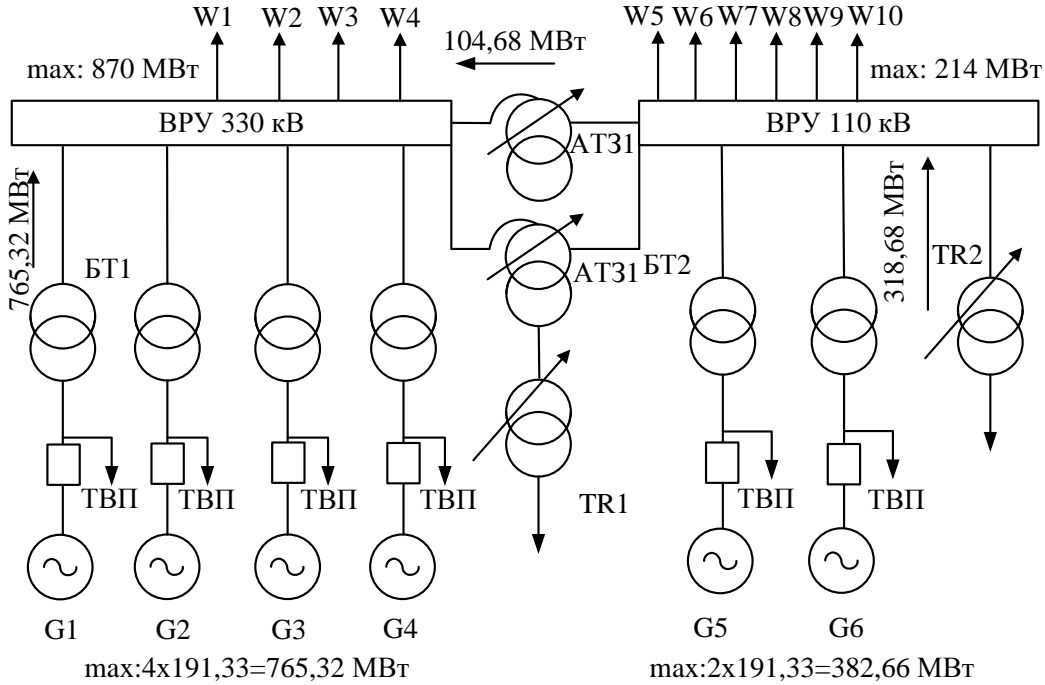
$$S_{\text{ТВПрозр.}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 200 = 10,2 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

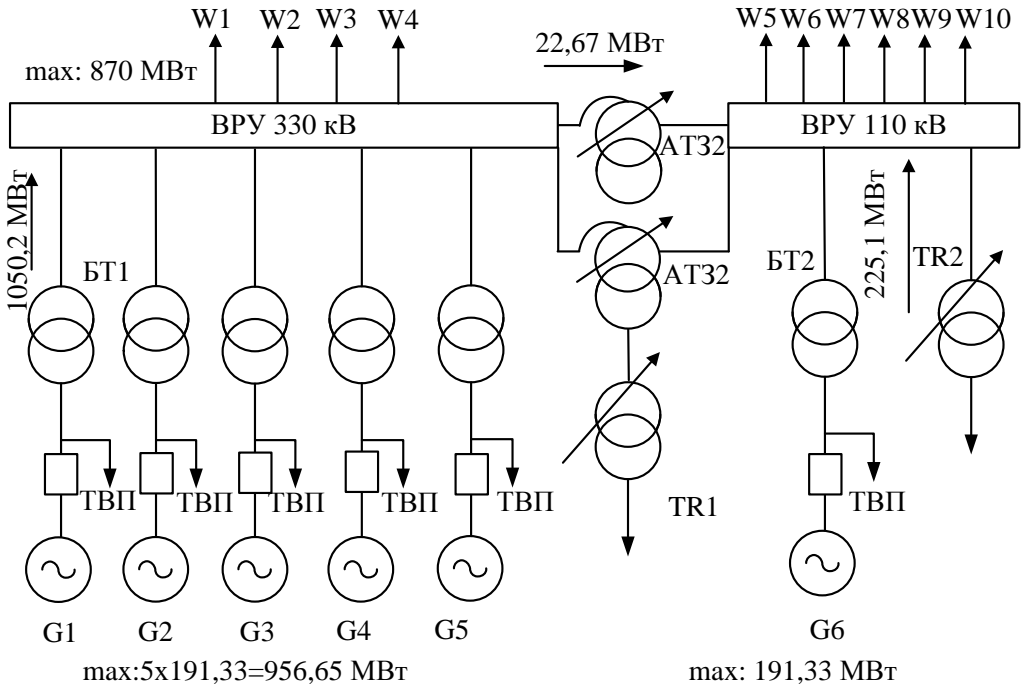
$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВПрозр.}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{ТРрозр.}} = 1,3 \cdot 10,2 = 13,26 \text{ МВА.}$$

Структурну схему станції обираємо на підставі порівняння двох варіантів за мінімумом приведених витрат. Намічаємо труктурні схеми, які наведені на рисунку 2.2.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми станції



Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ.розр}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.макс}}, \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ.розр}} = 235,3 - 10,2 = 225,1 \text{ (МВА)}.$$

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку:

а) режим максимальних навантажень в місцевий район

$$S_{\text{макс}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.макс}} - S_{\text{р.макс}}) / 1,4; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{максАТ31}} = (2 \cdot 235,3 - 2 \cdot 10,2 - 214/0,85) / 1,4 = 141,74 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{максАТ32}} = (1 \cdot 235,3 - 1 \cdot 10,2 - 214/0,85) / 1,4 = -19,05 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімальних навантажень в місцевий район

$$S_{\text{мін}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.макс}} - S_{\text{р.мін}}) / 1,4; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мінАТ31}} = (2 \cdot 235,3 - 2 \cdot 10,2 - 158,75/0,85) / 1,4 = 188,17 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мінАТ32}} = (1 \cdot 235,3 - 1 \cdot 10,2 - 158,75/0,85) / 1,4 = 27,4 \text{ (МВА)};$$

в) режим аварійного виходу з ладу генератора, підключеного до ВРУ СН:

$$S_{\text{ав}} = (S_{\text{Г.вст-1}} - S'_{\text{ВП.макс}} - S'_{\text{р.макс}}) / 2; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{авАТ31}} = (1 \cdot 235,3 - 1 \cdot 10,2 - 214/0,85) / 2 = 13,33 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{авАТ32}} = (0 - 214/0,85) / 2 = -125,9 \text{ (МВА)}.$$

Всі параметри обраних трансформаторів зведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	S <sub>НОМ</sub> МВ А	U <sub>НОМ</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>x</sub> кВ Т	ΔP <sub>к</sub> кВт	I <sub>x</sub> , %
			ВН	СН	НН	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН			
БТ-1	ТДЦ- 250000/330	250	347	–	15,7 5	–	11	–	214	605	0,5
БТ-2	ТДЦ- 250000/110	250	121	–	15,7 5	–	10, 5	–	200	640	0,5
АТЗ1, 2	АТДЦТН- 200000/330/110	200	330	11 5	38,5	10, 5	38	25	155	560	0,4 5
ТВП	ТРДНС- 25000/35	25	15,7 5	–	6,3- 6,3	–	10, 5	–	25	115	0,6 5
TR1	ТРДНС- 25000/35	25	36,7 5	–	6,3- 6,3	–	10, 5	–	25	115	0,6 5
TR2	ТРДН- 25000/110	25	115	–	6,3- 6,3	–	10, 5	–	25	120	0,6 5

Приведені витрати для вибору схеми визначаємо за формулою [11-13]:

$$Z = p_n \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де  $p_n = 0,12$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

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

$$U = \frac{a \cdot}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.15)$$

де  $a$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, 8,4%;

$B = 20$  коп/(кВт·год) – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачена в трансформаторах;

$\Delta W$  – втрати електроенергії в трансформаторах за рік, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{K3}$  – втрати холостого ходу та короткого замикання (КЗ) трансформаторів, кВт;

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

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

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

В таблиці 2.7 визначаємо капіталовкладення в електроустановку для варіантів схем.

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. I вар./II вар.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	4/5	8250	33000	41250
БТ-2	2/1	6400	12800	6400
АТЗ1	2/0	8000	1600	0
АТЗ2	0/2	8000	0	1600
Вимикачі :				
- 330 кВ (схема 4/3)	14/15	8000	112000	120000
- 110 кВ	13/12	1600	20800	19200
Разом:			194600	202850

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{ATZ1}; \\ \Delta W_I &= (4 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 605 \cdot \left(\frac{900,38}{250}\right)^2 \cdot 5954) + \\ &+ (2 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 640 \cdot \left(\frac{374,92}{250}\right)^2 \cdot 5954) + \\ &+ (2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{123,15}{200}\right)^2 \cdot 5954) = 30316184,86 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT32};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} = & (5 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 605 \cdot \left(\frac{1050,2}{250}\right)^2 \cdot 5954) + \\ & + (1 \cdot 200 \cdot 8760 + 1 \cdot 640 \cdot \left(\frac{225,1}{250}\right)^2 \cdot 5954) + \\ & + (2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{26,67}{200}\right)^2 \cdot 5954) = 29673040,45 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}. \end{aligned}$$

Експлуатаційні щорічні втрати:

$$U_I = (0,084 \cdot 161000 + 0,094 \cdot 33600) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 30316184,86 = 22745,64 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = (0,084 \cdot 177250 + 0,094 \cdot 25600) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 29673040,45 = 23230,01 \text{ (тис.грн)}.$$

Розрахуємо приведені витрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 194600 + 22745,64 = 46097,64 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 202850 + 23230,01 = 47572,01 \text{ (тис.грн)}.$$

$\Delta Z_{I-2} = 3,1\% < 5\%$ , отже, варіанти рівно економічні. Остаточо приймаємо перший варіант структурної схеми станції.

## 2.4 Вибір схем електричних з'єднань ВРУ 330 та 110 кВ

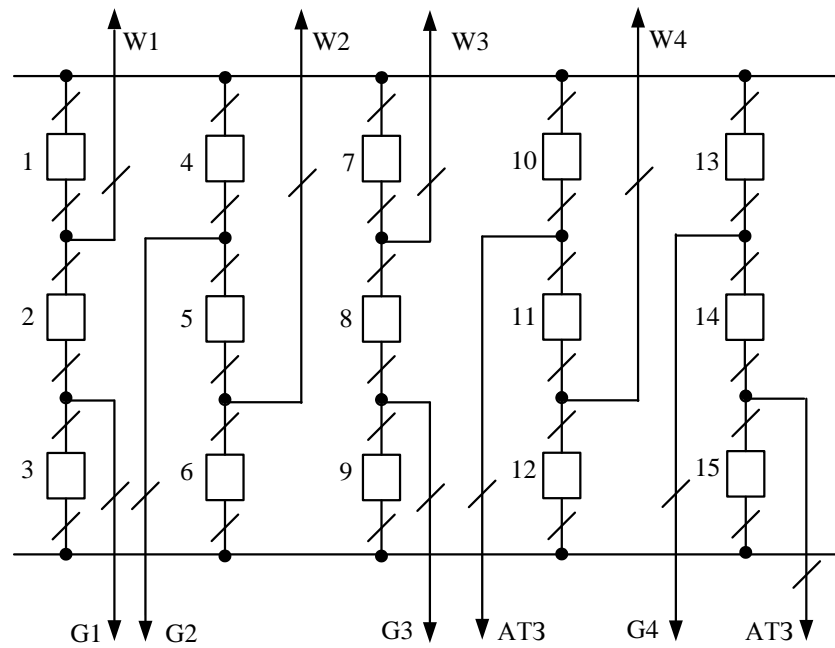
Згідно рекомендацій, намічаємо такі схеми ВРУ різних напруг [12,14].

Для ВРУ-330 кВ приймаємо такі варіанти схем:

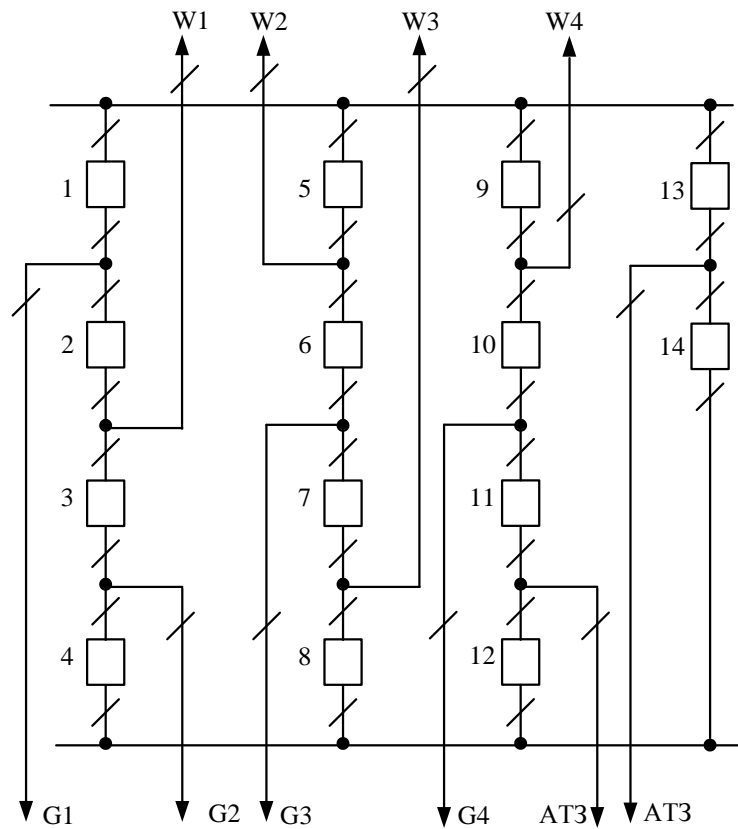
а) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання» (4/3);

б) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (3/2) (рисунок 2.3).

Для ВРУ-110 кВ приймаємо схему «дві робочі системи збірних шин з об'хідною» (рисунок 2.4).



а) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання»



б) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання»

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-330 кВ

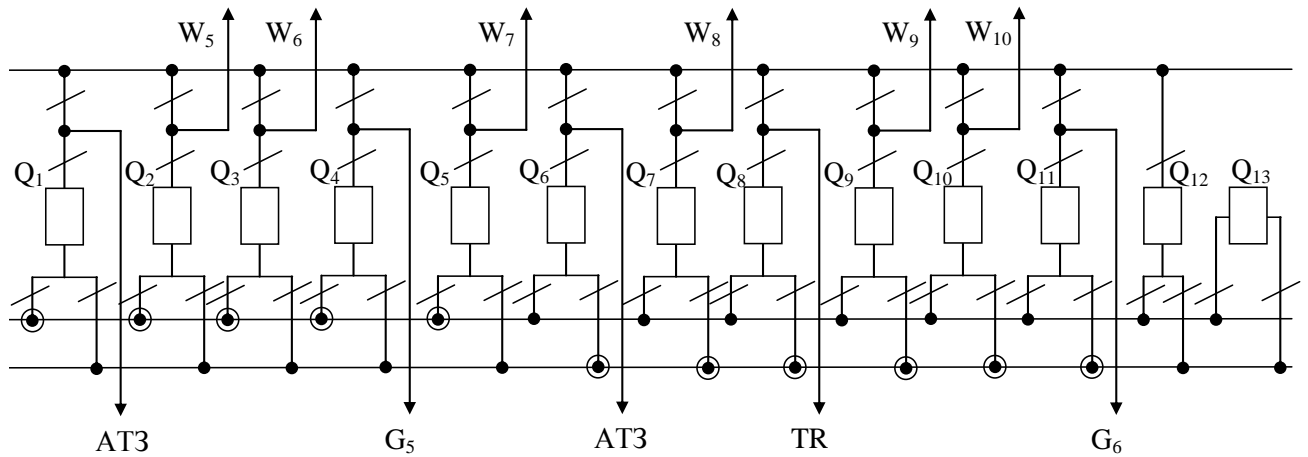


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-110 кВ

Схеми ВРУУ-330 кВ обираємо за критерієм мінімуму приведених витрат з урахуванням надійності [11]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.17)$$

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

$M(З)$  – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.18)$$

де  $n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  – вартість комірочки, тис. грн;

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

де  $a=8,4\%$ .

Втрати електроенергії в трансформаторах в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Визначаємо очікуваний математичний збиток від перерви живлення внаслідок відмов вимикачів [11]:

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

де  $y_0 = 15$  грн./кВт·год – питомий збиток;

$K_j$  – коефіцієнт режиму схеми ( $K_0$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

$\Delta P_i$  – потужність, яку втрачаємо, МВт;

$T_i$  – час простою елемента ( $T_0$  або  $T_{ВП}$ ), год.

Розрахунок  $M(3)$  проводиться за алгоритмом, наведеним в [11].

Виконуємо розрахунок надійності схеми, результати розрахунку наведені у таблицях 2.8 – 2.13.

Таблиця 2.8 – Показники надійності елегазових вимикачів [16]

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_p$ , год
	$\omega_1$	$\omega_2$			
330	0,015	0,005	100	0,2	250

Таблиця 2.9 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт.	$n_k$	15	14
Вартість комірки, тис. грн.	$C_k$	8000	8000
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,02	0,02
Коефіцієнти ремонтного $K_p$ та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_p / 8760$	0,005707763	0,005707763
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,914383562	0,920091324



## Продовження таблиці 2.9

Час простою елемента, год.	$T_0$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / 2 \cdot T_{П}$	80,0	80,0
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режи- мах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0082295	0,0082808
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0183791	0,0184938
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000514	0,0000514
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0001147	0,0001147

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 15 \cdot [0,0082295 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 127,35) + 0,0183791 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 127,35) + \\ + 0,0000514 \cdot (63 \cdot 1 \cdot 127,35 + 7 \cdot 80 \cdot 127,35 + 1 \cdot 1 \cdot 296 + 7 \cdot 1 \cdot 318,68) + \\ + 0,0001147 \cdot (56 \cdot 1 \cdot 127,35 + 3 \cdot 80 \cdot 127,35 + 2 \cdot 1 \cdot 70)] = 312,12 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{II} = 15 \cdot [0,0082808 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 127,35) + 0,0184938 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 127,35) + \\ + 0,0000514 \cdot (2 \cdot 1104,68 + 1 \cdot 1 \cdot 296 + 40 \cdot 1 \cdot 127,35 + \\ + 4 \cdot 80 \cdot 127,35) + 0,0001147 \cdot (72 \cdot 1 \cdot 127,35 + 6 \cdot 80 \cdot 127,35 + 4 \cdot 1 \cdot 70 + \\ + 2 \cdot 1 \cdot 318,68)] = 382,363 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.10 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (І варіант)

Від-мова елемента	$\omega_i$	$K_0=0,91438$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,005708$														
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$	$Q_{12}$	$Q_{13}$	$Q_{14}$	$Q_{15}$
$Q_{1л}$	0,02	$W - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{вп}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$
$Q_{2л}$	0,02	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_{3г}$	0,009	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{вп}$	$G - T_0$ $G - T_{вп}$	-	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
$Q_{4г}$	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{вп}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{вп}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$
$Q_{5л}$	0,02	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{вп}$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_{6л}$	0,02	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{вп}$	$W - T_0$ $W - T_{вп}$	-	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
$Q_{7л}$	0,02	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{вп}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(G, AT) - T_0$
$Q_{8л}$	0,02	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{вп}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{вп}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$

Продовження таблиці 2.10

Від- мова еле- мента	$\omega_i$	$K_0 = 0,91438$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,005708$																
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$	$Q_{12}$	$Q_{13}$	$Q_{14}$	$Q_{15}$		
$Q_9$ Г	0,009	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G - T_0$	$G - T_0$	$G - T_0$	$G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(G, A) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	
$Q_{10}$ Г	0,009	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	-	$AT - T_0$	$AT - T_{\text{вп}}$	$W, AT - T_0$	$D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(G, AT) - T_0$
$Q_{11}$ Л	0,02	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	-	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_{12}$ Л	0,02	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$2W - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$D(W, AT) - T_{\text{вп}}$	$W - T_0$	$W - T_{\text{вп}}$	-	$W + D(G, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
$Q_{13}$ Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	-	$G - T_0$	$G - T_{\text{вп}}$	$G, AT - T_0$	$D(G, AT) - T_{\text{вп}}$
$Q_{14}$ Г	0,009	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$G, AT - T_0$
$Q_{15}$ Г	0,009	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$D(G, AT) - T_{\text{вп}}$	$AT - T_0$	$AT - T_{\text{вп}}$	-

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (II варіант)

Від-мова еле-мен-та	$\omega_i$	$K_0=0,92009$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,005708$													
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$	$Q_{12}$	$Q_{13}$	$Q_{14}$
$Q_1$ Г	0,009	$G - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(2W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$
$Q_2$ Л	0,02	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, 2G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_3$ Л	0,02	$W, G - T_0$	$W, 2G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_4$ Г	0,009	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$G + D(2W, G) - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(G, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
$Q_5$ Л	0,02	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W + D(W, G) - T_0$ $D(2W, G) T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_6$ Л	0,02	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$2W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_7$ Л	0,02	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$

Продовження таблиці 2.11

Від- мова еле- мен- та	$\omega_i$	$K_0=0,92009$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,005708$														
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$	$Q_{12}$	$Q_{13}$	$Q_{14}$	
$Q_8$ л	0,0 2	$W-T_0$	$W+D(W,2G)-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W+D(W,2G)-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W+D(W,G,A,T)-T_0$	$W,AT-T_0$	$W-T_0$	$W,AT-T_0$	$W-T_0$	
$Q_9$ л	0,0 2	$W-T_0$	$W-T_0$	$W,G-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W+D(W,2G)-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W+D(2W,G)-T_0$	-	$W-T_0$ $W-T_{\text{вп}}$	$W,G-T_0$ $D(W,G)$ $T_{\text{вп}}$	$W+D(W,G,AT)-T_0$ $D(W,G,AT)-T_{\text{вп}}$	$W-T_0$	$W,AT-T_0$	
$Q_{10}$ л	0,0 2	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,AT-T_0$ $W-T_{\text{вп}}$	-	$W,G-T_0$ $G-T_{\text{вп}}$	$W,G,AT-T_0$ $D(G,AT)-T_{\text{вп}}$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$
$Q_{11}$ г	0,0 09	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$W,G,AT-T_0$ $D(W,G)-T_{\text{вп}}$	$G,AT-T_0$ $G-T_{\text{вп}}$	-	$G,AT-T_0$ $AT-T_{\text{вп}}$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$
$Q_{12}$ г	0,0 09	$AT-T_0$	$AT+D(W,2G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(2W,G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$ $D(W,G,AT)-T_{\text{вп}}$	$G,AT-T_0$ $D(G,AT)-T_{\text{вп}}$	$AT-T_0$ $AT-T_{\text{вп}}$	-	$2AT-T_0$	$AT-T_0$
$Q_{13}$ г	0,0 09	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT+D(W,2G)-T_0$	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT+D(2W,G)-T_0$	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT+D(W,G,AT)-T_0$	-	$AT-T_0$ $AT-T_{\text{вп}}$	
$Q_{14}$ г	0,0 09	$AT-T_0$	$AT+D(W,2G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(2W,G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,G,AT)-T_0$	$AT+D(G,AT)-T_0$	$2AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$ $AT-T_{\text{вп}}$	-

Таблиця 2.12 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється $\Delta P$ , МВт	Час про- стою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
G	127,35	1	5	3	63	56
W, G		80	80	-	-	7
G,AT						
W+D(G,AT)	296	1	-	-	1	-
G+D(W,G)		80	-	-	-	-
G+D(W,AT)	70	1	-	-	-	2
D(G,AT)		80	-	-	-	-
2G	318,68	1	-	-	7	-
G+D(G,AT)		80	-	-	-	-
II варіант						
2AT	104,68	1	-	-	2	-
		80	-	-	-	-
G	127,35	1	3	5	40	72
W, G		80	80	-	-	4
G, AT						
W,G,AT	296	1	-	-	1	-
W+D(G,AT)		80	-	-	-	-
G+D(W,G)	70	1	-	-	-	4
G+D(W,G,AT)		80	-	-	-	-
G+D(2W,G)	318,68	1	-	-	-	2
D(G,AT)		80	-	-	-	-
2W	70	1	-	-	-	4
2W,G		80	-	-	-	-
2G	318,68	1	-	-	-	2
W,2G		80	-	-	-	-

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ( $\Delta P=0$ ), в таблицю 2.10 не вносимо.

Таблиця 2.13 – Приведені витрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капіталовкладення	120000	112000
Щорічні експлуатаційні витрати	10080	9408
Очікуваний збиток	312,12	382,36
Приведені витрати	28392,12	26590,36

Різниця витрат складає 6,4 %, тому для проектованої КЕС обираємо другий варіант схеми ВРУ-330 кВ – схему 4/3.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб

Схема РУ власних потреб 6 кВ станції наведена на рисунку 2.5.

Кожен генератор живить робочий ТВП, який розділяється на дві секції (А та В) на стороні 6 кВ. До цих секцій підключаються потужні двигуни ВП, а також трансформатори 6/0,4 кВ (трансформатори ТСЗС-1000/10 на кожную секцію). Резервне живлення здійснюється через магістраль резервного живлення (МРЖ – 6 кВ), яка має зв'язок з пускорезервними трансформаторами (ТР). Оскільки кількість турбогенераторів шість, то згідно норм технологічного проектування ТЕС встановлюємо два пускорезервних трансформатори:

- а) перший підключається до обмотки НН трансформатора зв'язку;
- б) другий підключається до шин ВРУ-110 кВ;

Для регулювання напруги всі трансформатори мають пристрій типу РПН [11, 16].

Як аварійне джерело живлення власних потреб використовуємо дизель-генератори.

Технічні характеристики трансформатора типу ТСЗС-1000/10:

$S_{\text{ном}} = 1000$  кВА;  $U_{\text{ном}} = 10/0,4$  кВ;  $U_{\text{к}} = 8\%$ ;  $\Delta P_{\text{х}} = 3$  кВт;  $\Delta P_{\text{к}} = 12$  кВт;  $I_{\text{х}} = 2\%$ .

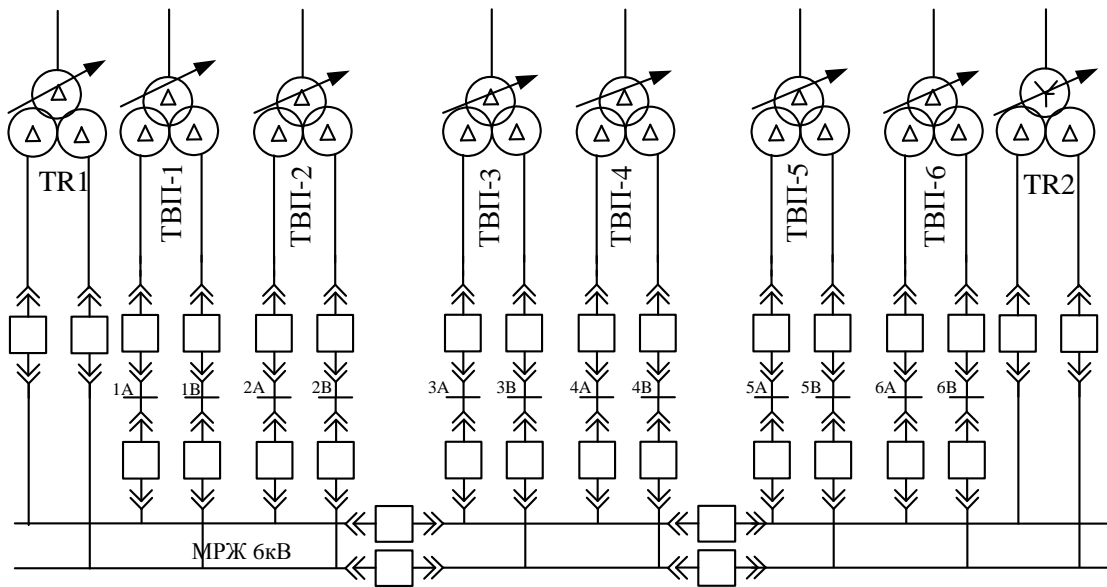


Рисунок 2.5 – Схема живлення споживачів власних потреб 6 кВ

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо однолінійну заступну схему станції та визначаємо параметри її елементів [11, 17]. Розрахунки виконуємо у системі відносних одиниць, тому задаємось базовими величинами:  $S_6 = 1000 \text{ МВА}$ ;  $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$ .

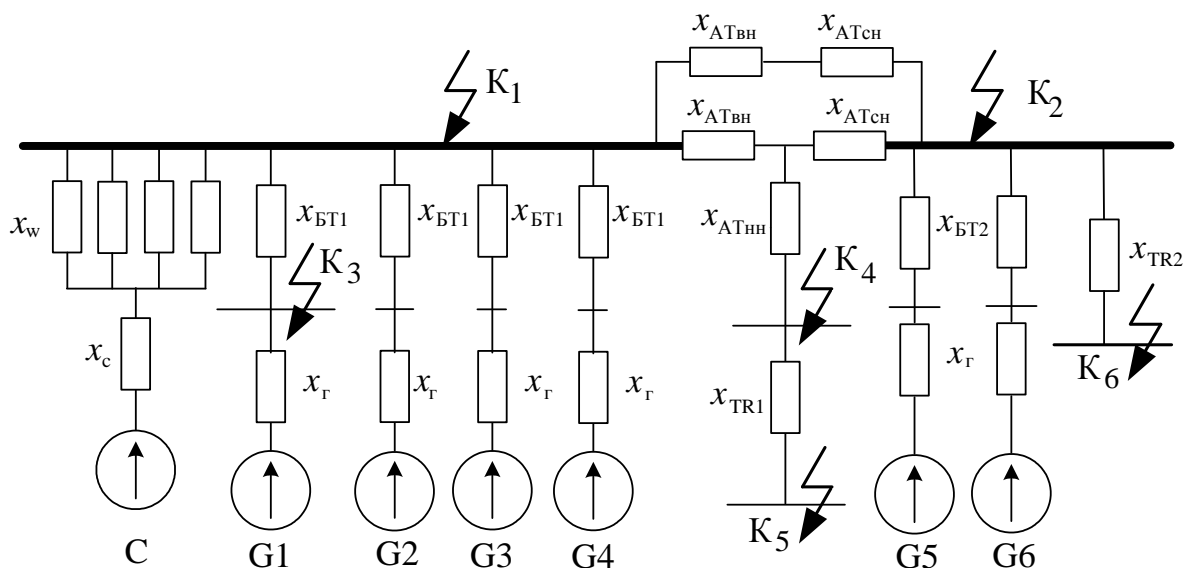


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції



Визначимо приведені значення опорів елементів схеми:

- генератор:

$$X_{*G} = X_{d*НОМ}'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.21)$$

$$X_{*G1-6} = 0,19 \cdot \frac{1000}{235,3} = 0,81;$$

- енергосистема:

$$X_c = X_{*cНОМ} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.22)$$

$$X_c = 0,28 \cdot \frac{1000}{18000} = 0,015;$$

- ЛЕП:

$$X_w = \frac{X_{\text{ЛЛП}}}{n} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}, \quad (2.23)$$

$$X_w = 0,32 \cdot 240 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,664;$$

- трансформатор:

$$X_T = \frac{u_{\text{КВ-Н}}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.24)$$

$$X_{\text{БТ1}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

$$X_{\text{БТ2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,42;$$

- пускорезервний трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{TR1} = x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88;$$

- АТ3:

$$u_{KB}\% = 0,5 (u_{KB-C}\% + u_{KB-H}\% - u_{C-H}\%); \quad (2.26)$$

$$u_{KC}\% = 0,5 (u_{KB-C}\% + u_{C-H}\% - u_{KB-H}\%); \quad (2.27)$$

$$u_{KH}\% = 0,5 (u_{KB-H}\% + u_{C-H}\% - u_{KB-C}\%); \quad (2.28)$$

$$u_{KB}\% = 0,5 \cdot (38 + 10,5 - 25) = 11,75 \%;$$

$$u_{KC}\% = 0,5 \cdot (10,5 + 25 - 38) = -1,25 = 0\%;$$

$$u_{KH}\% = 0,5 \cdot (38 + 25 - 10,5) = 26,25 \%.$$

$$x_{BH \text{ AT}} = \frac{u_{KB}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{CH \text{ AT}} = \frac{u_{KC}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{HH \text{ AT}} = \frac{u_{KH}\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}.$$

$$x_{BH \text{ AT}} = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,59;$$

$$x_{CH \text{ AT}} = 0;$$

$$x_{HH \text{ AT}} = \frac{26,25}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1,31.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

$$x_1 = \frac{x_w}{4} + x_c;$$

$$x_1 = \frac{0,664}{4} + 0,015 = 0,183;$$

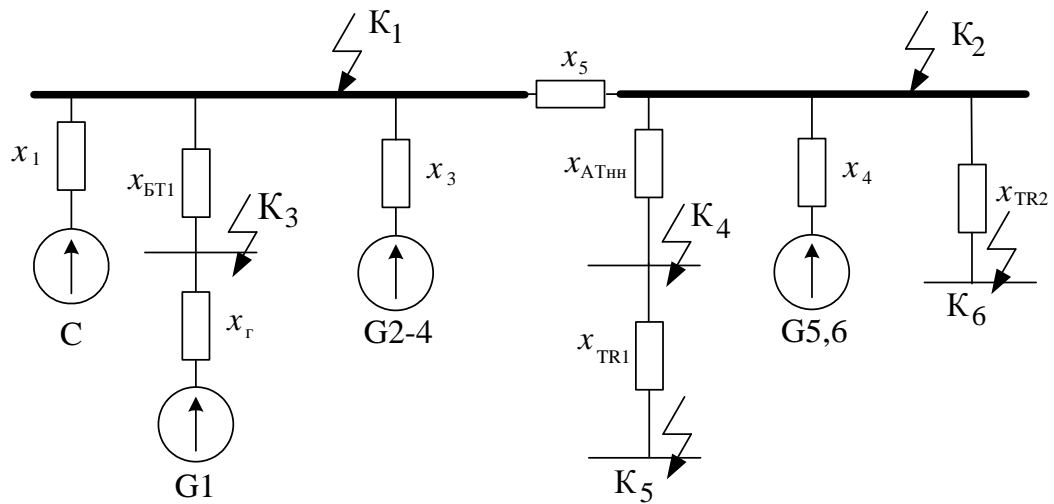


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема станції

$$x_2 = x_{\text{БТ1}} + x_{\text{Г}};$$

$$x_2 = 0,44 + 0,81 = 1,25;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{3} = \frac{1,25}{3} = 0,416;$$

$$x_4 = \frac{x_{\text{БТ2}} + x_{\text{Г}}}{2};$$

$$x_4 = \frac{0,42 + 0,81}{2} = 0,615;$$

$$x_5 = \frac{x_{\text{ВНАТ}}}{2};$$

$$x_5 = \frac{0,59}{2} = 0,3.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [11, 17]:

$$I_{\text{п0}_i} = \frac{E_{*}'' \cdot I_{\text{бі}}}{x_{\text{рез}_i}}, \quad (2.29)$$

де  $E_{*Г}'' = 1,13$  – надперехідна ЕРС для генераторів;

$E_{*С}'' = 1,0$  – надперехідна ЕРС для енергосистеми та власних потреб;

$I_{\text{бі}}$  – базовий струм, кА;

$x_{\text{рез.}*i}$  – результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Базовий струм [11]:

$$I_{\text{бі}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}; \quad (2.30)$$

$$I_{\text{бі1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,07 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,66 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі4}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бі5}} = I_{\text{бі6}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

*К-1.* Складаємо заступну схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.8).

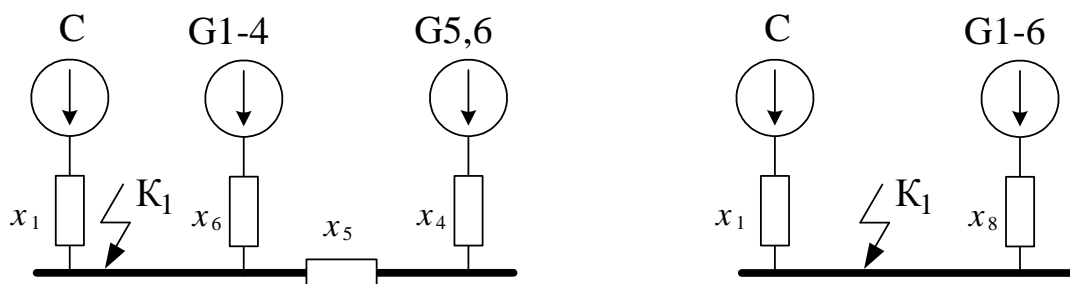


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_6 = \frac{x_2}{4};$$

$$x_6 = \frac{1,25}{4} = 0,312;$$

$$x_7 = x_4 + x_5;$$

$$x_7 = 0,615 + 0,3 = 0,915;$$

$$x_8 = \frac{x_7 \cdot x_6}{x_7 + x_6};$$

$$x_8 = \frac{0,915 \cdot 0,312}{0,915 + 0,312} = 0,232;$$

$$I_{\text{ПРС}} = \frac{1}{0,183} \cdot 1,7 = 9,29 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1-6}} = \frac{1,13}{0,232} \cdot 1,7 = 8,28 \text{ (кА)}.$$

К-2. Складаємо заступну схему, в якій враховуємо тільки ті елементи, що впливають на точку КЗ К<sub>2</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.9).

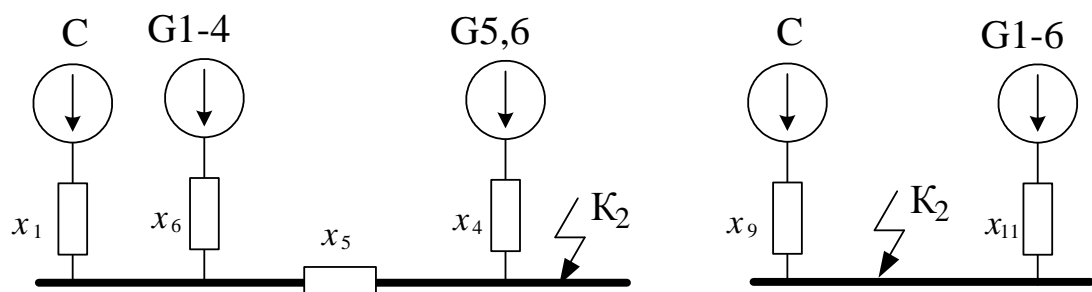


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо опір  $x_5$  між  $x_1$  та  $x_6$ :

$$\Delta x = x_5 \cdot (x_1 + x_6);$$

$$x_9 = x_1 + (\Delta x / x_6);$$

$$x_{10} = x_6 + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,3 \cdot (0,183 + 0,312) = 0,148;$$

$$x_9 = 0,183 + 0,148 / 0,312 = 0,724 ;$$

$$x_{10} = 0,312 + 0,148 / 0,183 = 1,12 ;$$

$$x_{11} = \frac{x_{10} \cdot x_4}{x_{10} + x_4} ;$$

$$x_{11} = \frac{1,12 \cdot 0,615,81}{1,12 + 0,615} = 0,487 ;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,724} \cdot 5,02 = 6,934 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{\text{Пог1-6}} = \frac{1,13}{0,487} \cdot 5,02 = 11,648 \text{ (кА)} .$$

*K-3.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_3$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.10).

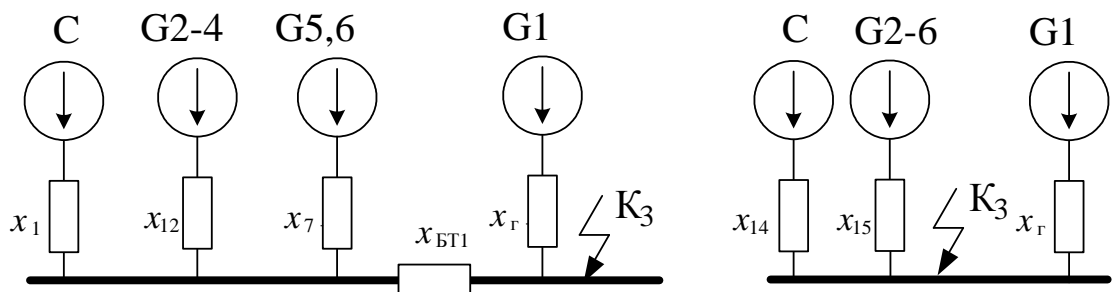


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$x_{12} = \frac{x_2}{3} ;$$

$$x_{12} = \frac{1,25}{3} = 0,416 ;$$

$$x_{13} = \frac{x_7 \cdot x_{12}}{x_7 + x_{12}} ;$$

$$x_{13} = \frac{0,915 \cdot 0,416283}{10,915 + 0,416} = 0,29 .$$

Розподіляємо  $x_{BT1}$  між  $x_1$  та  $x_{13}$ :

$$\Delta x = x_{BT1} \cdot (x_1 + x_{13});$$

$$x_{14} = x_1 + (\Delta x / x_{13});$$

$$x_{15} = x_{13} + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,44 \cdot (0,183 + 0,29) = 0,21;$$

$$x_{14} = 0,183 + 0,21 / 0,29 = 0,91;$$

$$x_{15} = 0,29 + 0,21 / 0,183 = 1,437;$$

$$I_{ПOC} = \frac{1}{0,91} \cdot 36,66 = 40,286 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПOC2-6} = \frac{1,13}{1,437} \cdot 36,66 = 28,828 \text{ (кА)}.$$

$$I_{ПOC1} = \frac{1,13}{0,81} \cdot 36,66 = 51,143 \text{ (кА)}.$$

*K-4*. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_4$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.11).

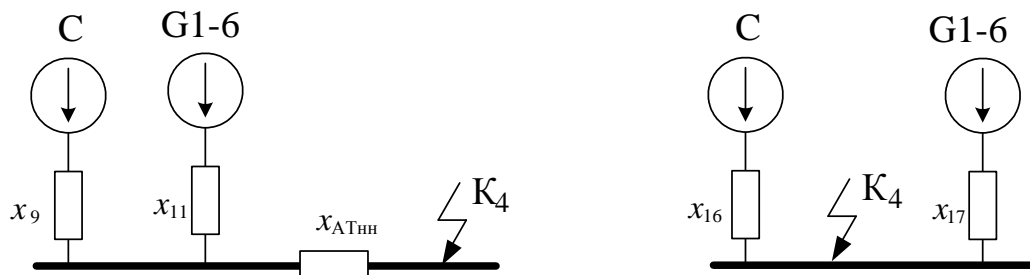


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

Розподіляємо  $x_{ATHH}$  між  $x_{10}$  та  $x_{12}$ :

$$\Delta x = x_{ATHH} \cdot (x_9 + x_{11});$$

$$x_{16} = x_9 + (\Delta x / x_{11});$$

$$x_{17} = x_{11} + (\Delta x / x_9);$$

$$\Delta x = 1,31 \cdot (0,724 + 0,487) = 1,586;$$

$$x_{16} = 0,724 + 1,586 / 0,487 = 3,98;$$

$$x_{17} = 0,487 + 1,586 / 0,724 = 2,68;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{3,98} \cdot 15,6 = 3,92 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1-6}} = \frac{1,13}{2,68} \cdot 15,6 = 6,578 \text{ (кА)}.$$

К-5. Складаємо розрахункову схему для точки КЗ К<sub>5</sub> та спростимо її (рис. 2.12).

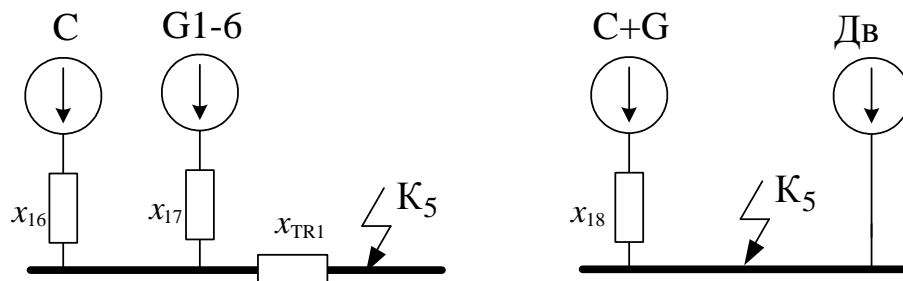


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$x_{18} = \frac{x_{16} \cdot x_{17}}{x_{16} + x_{17}} + x_{\text{TR1}};$$

$$x_{18} = \frac{3,98 \cdot 2,68}{3,98 + 2,68} + 7,88 = 9,481;$$

$$I_{\text{Пос+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{9,481} = 9,666 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Под}} = \frac{4 \cdot \Sigma P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{\text{TRНОМ}}}{U_{\text{НОМ}}};$$

$$I_{\text{Под}} = 4 \cdot (1,25 \cdot 13,26) / (6 \cdot 2) = 5,525 \text{ (кА)}.$$

К-6. Складаємо розрахункову схему для точки КЗ К<sub>6</sub> та спростимо її (рис. 2.13).



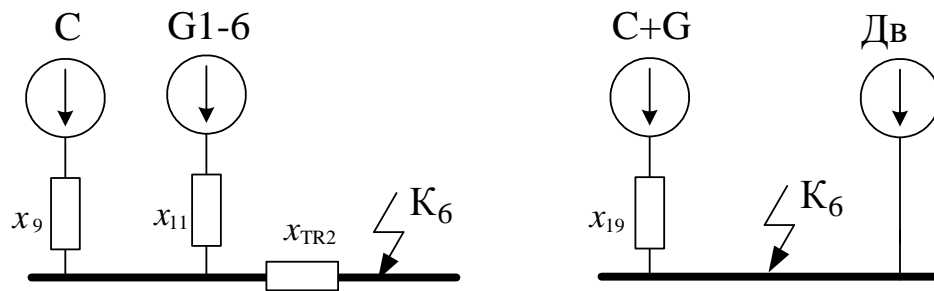


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{19} = \frac{x_9 \cdot x_{11}}{x_9 + x_{11}} + x_{TR2};$$

$$x_{19} = \frac{0,724 \cdot 0,487}{1,20,724 + 0,487} + 7,88 = 8,171;$$

$$I_{П0С+G} = \frac{1 \cdot 91,64}{8,171} = 11,215 \text{ (кА)}.$$

Для подальших розрахунків залишаємо точку К-6.

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу  $\tau$  [11]:

$$\text{- періодичну: } I_{n,t} = \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \quad (2.31)$$

$$\text{- аперіодичну: } i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.32)$$

$$\text{- ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y, \quad (2.33)$$

де  $t_{ВВ}$  – власний час вимикання вимикача, с:  $\tau = t_{ВВ} + 0,01$ .

Попередньо приймаємо вимикачі [11] (таблиця 2.14).

Таблиця 2.14 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{ВВ}$ , с
ВРУ 330 кВ	ЛТВ 420E2 (ABB)	0,015
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В	0,015
Генератор	ВМГ-15	0,15
НН АТЗ 35 кВ	ВР35НС	0,035
РУВП	ВР1-10	0,04

Визначимо значення коефіцієнтів  $\gamma_{n.\tau}$  для генераторних віток за методикою, викладеною в [11, 17]:

K<sub>1</sub>: G<sub>1-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Sigma\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ.}}};$$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2,4 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{8,28}{2,4} = 3,45; \text{ за [11]: } \gamma_{n.\tau} = 0,95 \text{ (табл. 2.15).}$$

K<sub>2</sub>: G<sub>1-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,09 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{11,648}{7,09} = 1,64; \text{ за [11]: } \gamma_{n.\tau} = 0,98.$$

K<sub>3</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{235,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 8,625 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{51,143}{8,625} = 5,9; \text{ за [11]: } \gamma_{n.\tau} = 0,7.$$

б) G<sub>2-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 8,625 = 43,125 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{28,828}{43,125} = 0,67 < 1, \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

K<sub>4</sub>: G<sub>1-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 235,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 22,03 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{6,578}{22,03} = 0,3 < 1, \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.16.

Таблиця 2.15 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau$ , с	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{п.т}$
К <sub>1</sub> шини 330 кВ	система	0,025	0,04	1,78	0,535	1
	Г1-6		0,26	1,955	0,908	0,95
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	система	0,025	0,04	1,78	0,535	1
	Г1-6		0,26	1,955	0,908	0,98
К <sub>3</sub> генератор Г1	система	0,16	0,04	1,78	0,018	1
	Г2-6		0,26	1,955	0,54	1
	Г1		0,545	1,982	0,746	0,7
К <sub>4</sub> НН АТЗ 35 кВ	система	0,045	0,04	1,78	0,325	1
	Г1-6		0,26	1,955	0,841	1
К <sub>6</sub> НН ПРТВП	Г + С	0,05	0,046	1,815	0,337	1
	Д		0,04	1,65	0,287	–

Таблиця 2.16 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{пт}$ , кА	Примітка
К <sub>1</sub> шини 330 кВ	Система	9,290	23,381	7,031	9,290	Ком.апаратура та шини
	Г1-6	8,280	22,889	10,635	7,866	
	Сума	17,570	46,271	17,666	17,156	
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	Система	6,934	17,452	5,248	6,934	Ком.апаратура та шини
	Г1-6	11,648	32,200	14,960	11,415	
	Сума	18,582	49,651	20,208	18,349	
К <sub>3</sub> генератор Г1	Система	40,286	101,396	1,043	40,286	
	Г2-6	28,828	79,691	22,030	28,828	
	Сума (без Г1)	69,114	181,087	23,073	69,114	Ком.апарат.
	Г1	51,143	143,331	53,918	35,800	
	Повна сума	120,257	324,418	76,991	104,914	Шини
К <sub>4</sub> НН АТЗ	Г + С	3,920	9,865	1,799	3,920	Ком.апарат.
	Д	6,578	18,183	7,823	6,578	
	Сума	10,497	28,048	9,622	10,497	Шини
К <sub>5</sub> НН ПРТВП1	Г + С	9,666	24,806	4,609	9,666	Ком.апарат.
	Д	5,525	12,890	2,238	2,705	
	Сума	15,191	37,696	6,847	12,370	Шини
К <sub>6</sub> НН ПРТВП1	Г + С	11,215	28,783	5,348	11,215	Ком.апарат.
	Д	5,525	12,890	2,238	2,705	
	Сума	16,740	41,673	7,586	13,920	Шини

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [11, 15]:

$$\begin{aligned}
I_{n,\tau,D} &= I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,07} \\
i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot e^{-\tau/0,04} \\
i_{y,D} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,o,D} \cdot K_{y,D} \\
I_{n,\tau,D} &= 11,215 \cdot e^{-0,05/0,07} = 2,705 \text{ (кА)}; \\
i_{a,\tau,D} &= \sqrt{2} \cdot 11,215 \cdot e^{-0,05/0,04} = 2,238 \text{ (кА)}; \\
i_{y,D} &= \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 11,215 = 12,89 \text{ (кА)}.
\end{aligned}
\tag{2.34}$$

## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Для подальшого вибору комутаційних апаратів та струмоведучих частин визначаємо максимальні струми приєднань та теплові імпульсів на всі класи напруги для усіх приєднань.

ВРУ-330 кВ.

Максимальні струми:

- струм генератора і блочного трансформатора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{НОМ G}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \tag{2.35}$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{ГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \phi}; \tag{2.36}$$

- струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \tag{2.37}$$

- струм від TR:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

- струм в колі генератора:

$$I_{Г.маx} = \frac{I_{Г.НОМ}}{0,95}. \quad (2.38)$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{вiдкл} + T_a), \quad (2.39)$$

де  $t_{вiм}$  – час вимикання КЗ, с.

$$I_{p.маx.W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823 \text{ A};$$

$$I_{p.маx.БГ} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 433 \text{ A};$$

$$I_{p.маx.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 525 \text{ A}.$$

$$B_k = 17,57^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 142 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-110 кВ.

$$I_{p.маx.W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 309 \text{ A};$$

$$I_{p.маx.БГ} = \frac{235,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1299 \text{ A};$$

$$I_{p.маx.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1575 \text{ A};$$

$$I_{маx TR} = \frac{13260}{\sqrt{3} \cdot 110} = 69,5 \text{ A}.$$

$$B_k = 18,582^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 158,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Генератор 200 МВт.

$$I_{\max G} = \frac{8625}{0,95} = 9079 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{10200}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 374 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [11].

$$B_k = B_{кп} + B_{ка} = \left( I_c^2 \cdot B_{*пг} + I_{п,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{п,о,г} \right) \cdot t_{вим} + \left( I_c^2 \cdot T_{а,с} + I_{п,о,г}^2 \cdot T_{а,г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п,о,г}}{1/T_{а,с} + 1/T_{а,г}} \right); \quad (2.40)$$

де  $I_c = 69,114 \text{ кА}$ ;  $I_{п,о,г} = 51,143 \text{ кА}$ ;  $B_{*пг} = 0,3$ ;  $T_* = 0,52$ ;  $t_{вим} = 4 \text{ с}$ ;

$T_{а,г} = 0,545 \text{ с}$ ;  $T_{а,с} = 0,26 \text{ с}$ ;

$$B_k = \left( 69,114^2 + 0,3 \cdot 51,143^2 + 2 \cdot 69,114 \cdot 0,52 \cdot 51,143 \right) \cdot 4 + \left( 69,114^2 \cdot 0,26 + 51,143^2 \cdot 0,545 + \frac{4 \cdot 69,114 \cdot 51,143}{1/0,26 + 1/0,545} \right) = 32106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

НН АТЗ.

$$I_{p \max \text{TR}} = \frac{13260}{\sqrt{3} \cdot 35} = 219 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 10,497^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 50,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-6 кВ.

$$B_k = I_{пос}^2 (t_{відк} + T_{асх}) + I_{поД}^2 (0,5T'_Д + T_{асх}) + 2I_{поД}I_{пос}(T'_Д + T_{асх}), \quad (2.41)$$

$$T_{асх} = \frac{T_{ас}I_{пос} + T_{аД}I_{поД}}{I_{пос} + I_{поД}}; \quad (2.42)$$

$$I_{p \max \text{TR}} = \frac{13260}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 638 \text{ (A)};$$

$$T_{акс} = \frac{0,046 \cdot 11,215 + 0,04 \cdot 5,525}{11,215 + 5,525} = 0,044 \text{ (с);}$$

$$B_k = 11,215^2 \cdot (0,3 + 0,044) + 5,525^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,044) + 2 \cdot 11,215 \cdot 5,525 \cdot (0,07 + 0,044) = 59,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

## 2.8 Вибір комутаційного обладнання

Обираємо комутаційні апарати на станції. Вибір проводимо у табличній формі (табл. 2.17).

Таблиця 2.17 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані ВРУ-330 кВ	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	362PMI40 (ABB)	РП-330-1/3200 УХЛ1
$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{р.мах} = 823 \text{ А}$	$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{п.т} = 17,156 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 17,666 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n = 19,8 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 17,57 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 46,271 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ	Вимикач	Роз'єднувач
	ЛТВ 145D1/В	РНД3.1-110/2000 У1
	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{р.мах} = 1575 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 18,349 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 20,208 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n = 32,8 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 18,582 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 49,651 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 158,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор	Вимикач	Роз'єднувач
	ВМГ-15	РВР-20/6300У3
	$U_{ном} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$
$I_{р.мах} = 9079 \text{ А}$	$I_{ном} = 10000 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$
$I_{п.т} = 69,114 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 90 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 53,918 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n = 0 \text{ кА}$	—
$\sqrt{2} I_{п.т} + i_{а.т} = 120,8 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} (1 + \beta_n) = 127,3 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 69,114 \text{ кА}$	$I_{дин} = 90 \text{ кА}$	—
$i_y = 181,087 \text{ кА}$	$i_{дин} = 320 \text{ кА}$	$i_{дин} = 260 \text{ кА}$
$B_k = 32106 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.17

НН АТЗ 35 кВ	Вимикач	Роз'єднувач
	ВР35НС	РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{р.мах}} = 219 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} = 10,497 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 52 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 9,622 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 25,74 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 10,497 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 28,048 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 50,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ	Вимикач	
	ВР1-10 (КРУ серії КУ 10С)	
$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{\text{р.мах}} = 638 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	
$I_{\text{п.т}} = 11,215 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.відк}} = 200 \text{ кА}$	
$i_{\text{а.т}} = 5,348 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{ном.відк}} \beta_{\text{н}} = 8,5 \text{ кА}$	
$I_{\text{п.0}} = 11,215 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	
$i_{\text{у}} = 28,783 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	
$B_{\text{к}} = 59,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

Обираємо струмоведучі частини на ЕС.

ВРУ-330 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{мах}} = 823 \text{ А};$$

$$I_{\text{п.0}} = 17,57 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у}} = 46,271 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо шини з проводу  $2 \times \text{АС } 150/19$ , параметри якого взято з [14]:

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}; \quad d = 16,8 \text{ мм}, \quad m = 0,554 \text{ кг/м}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ (А)} > I_{\text{р.мах}} = 823 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин за умовою корони здійснюємо за формулою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (2.43)$$



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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.44)$$

де  $m$  – коефіцієнт жорсткуватості проводів ( $m = 0,82$  [11]);  
 $r_0$  – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,952 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.45)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який враховує кількість проводів в фазі;  
 $U = 363$  кВ – максимально допустима напруга установки;  
 $n$  – кількість проводів в фазі;  
 $D_{cp}$  – середня геометрична відстань між фазами, см.  
 $r_{ек}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.46)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 576 \text{ (см)};$$

Для двох проводів в фазі [11]:

$$K = 1 + 2 \frac{r_0}{a};$$

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a},$$

де  $a$  – відстань між проводами в розщепленій фазі, для 330 кВ приймаємо  $a = 40$  см.

$$K = 1 + 2 \frac{0,84}{40} = 1,042;$$

$$r_{ек} = \sqrt{0,84 \cdot 40} = 5,797 \text{ (см)};$$

$$E = 1,042 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 0,84 \cdot \lg \frac{567}{5,797}} = 40,043 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 32,952 = 29,656 \text{ (кВ/см)} < 1,07 \cdot 40,043 = 42,846 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, обраний провід 2×АС 150/19 за умовою корони не проходить. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід 2×АС 400/93:  $I_{доп} = 860 \text{ А}$ ;  $d = 29,1 \text{ мм}$ .

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}} \right) = 31,005 \text{ (кВ/см)}.$$

$$K = 1 + 2 \frac{1,455}{40} = 1,073;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,455 \cdot 40} = 7,629 \text{ (см)};$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{567}{7,629}} = 25,317 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,005 = 27,904 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 25,317 = 27,089 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка на схлестування проводів не проводиться, оскільки  $I_{п.0} < 20 \text{ кА}$ .

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{норм}}{J_e},$$

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

$J_e = 1$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 433 = 411,4 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{411,4}{1} = 411,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 450/93.

$$I_{\text{доп}} = 860 \text{ А}; d = 28,8 \text{ мм}.$$

в) відгалуження до автотрансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = 525 / 1,5 = 350 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{350}{1} = 350 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо провід марки АС 400/18.  $I_{\text{доп}} = 800 \text{ А}; d = 26,0 \text{ мм}.$

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 1575 \text{ А};$$

$$I_{\text{п.0}} = 18,582 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 49,651 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 400/22:  $d = 26,6 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 830 \text{ А};$

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

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{max}} = 1575 < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ А}.$$

Перевірка шин за умовою відсутності корони:

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

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$U = 121 \text{ кВ};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)};$$

$$a = 20 \text{ см для ВРУ-110 кВ};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{20} = 1,133;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,33 \cdot 20} = 5,158 \text{ см};$$

$$E = 1,133 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{5,158}} = 9,782 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 9,782 = 10,467 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,29 = 28,159 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 1299 = 1234 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{1234}{1,0} = 1234 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо два проводи марки 3×АС 650/79 [14]:

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}; d = 34,7 \text{ мм.}$$

в) відгалуження до автотрансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = 1575 / 1,5 = 1050 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{1050}{1} = 1050 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо два проводи марки 2×АС 550/71: d = 32,4 мм.

г) відгалуження до ТР2:

$$I_{\text{норм}} = 69,5 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{69,5}{1,0} = 69,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо мінімально допустимий за умовою корони для напруги 110 кВ провід марки АС 150/19:  $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$ ;  $d = 16,8 \text{ мм}$ .

НН АТЗ 35 кВ.

$$I_{\text{р.мак}} = 219 \text{ А}; I_{\text{норм}} = 219 \text{ А}.$$

$$q_e = \frac{219}{1,0} = 219 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо провід АС 240/32:  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ ;  $d = 21,6 \text{ мм}$ .

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ (А)} > I_{\text{р.мак}} = 219 \text{ (А)}.$$

Турбогенератор 200 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭКН-Е-20-11200-400У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мак}} = 9079 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 181,087 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКН-Е-20/2000-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{мак}} = 374 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 324,418 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}.$$

РУВП-6 кВ

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

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

$$I_{\text{мак}} = 638 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 41,673 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

Вибір кабелів в РУ ВП.

Вибираємо кабель для електродвигуна типу ДАЗО2-400Х-4:

$$P_{\text{ном}} = 400 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 47 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель марки ААШв,  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ; трижильний. Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:  $v_0 = 30^\circ\text{C}$ ;  $T_{\text{max}} = 5600 \text{ год}$ .

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 47/1,2 = 39,17 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо трижильний кабель  $3 \times 50 \text{ мм}^2$ ;  $I_{\text{доп.ном}} = 155 \text{ А}$ .

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря:  $K_2 = 0,93$ .

Тоді

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}; \quad (2.47)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 155 = 144,15 \text{ А} > I_{\text{max}} = 47 \text{ А.}$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \sqrt{B_{\text{к}}} / C, \quad (2.48)$$

де  $C = 90 \text{ А} \cdot \text{С}^{1/2} / \text{мм}^2$  – коефіцієнт, що враховує матеріал кабеля [11].

$$q_{\text{min}} = \sqrt{59,8 \cdot 10^6} / 90 = 85,9 \text{ мм}^2 > q_{\text{ек}}.$$

Збільшуємо переріз і приймаємо кабель з жилами перерізом  $95 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп.ном}} = 165 \text{ А}$ .

## **2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загорджувачів**

Для захисту від комутаційних та атмосферних перенапруг обираємо засоби у вигляді нелінійних обмежувачів перенапруг (табл. 2.18).

Таблиця 2.18 – Вибір засобів обмеження перенапруг

Місце встановлення	Тип обмежувача
ВРУ 330 кВ, сторона ВН БТ1, ВН АТЗ	ОПН-330У1
ВРУ 110 кВ, сторона ВН БТ2, СН АТЗ	ОПН-110У1
сторона НН АТЗ	ОПН-35У1
сторона НН БТ1 та БТ2	ОПН-15У1
нейтраль трансформаторів БТ2	ОПН-35У1
РУ ВП	ОПН-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та ремонтного захисту встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- а) 110 кВ ВЗ-1250-0,5У1;
- б) 330 кВ ВЗ-1250-0,5У1

### 2.11 Вибір акумуляторної батареї

На електростанціях та великих підстанціях необхідна наявність установки постійного струму з акумуляторними батареями для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, що забезпечують збереження обладнання в дієздатному стані (масло насосів, систем регулювання турбогенераторів). Виконуємо розрахунок АБ для блоків 200 МВт. Приймаємо одну батарею на два генератори).

Вихідні дані для розрахунку (табл..2.19) [11]:

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

Таблиця 2.19 – Навантаження акумуляторної батареї

Найменування	Електроприймачі					Розр.навант.	
	п, шт	P <sub>ном</sub> , кВт	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>розр</sub> , А	I <sub>пуск</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А	I <sub>пошт</sub> , А
Постійне навантаження	-	-	-	30	-	30	30
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	200	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного масло насоса ущільнень генератора	2	25	128	50	150	100	-
Електродвигун аварійного змашування турбіни	2	14	73,5	73	184	146	368
Разом:						506	498

Типовий номер АБ [11]:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ав} / j, \quad (2.49)$$

де  $I_{ав}$  – струм аварійного режиму, А;

$j$  – 25 А/Н – коефіцієнт для проведення  $I_{ав}$  до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C.

$$N \geq 1,05 \cdot 506 / 25 = 21,3;$$

Перевірка за максимальним струмом поштовху в режимі короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_{пошт} / 46; \quad (2.50)$$

$$N \geq 498 / 46 = 10,8.$$

Приймаємо типорозмір 24.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах короткочасного аварійного навантаження:



$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}} / N; \quad (2.51)$$

$$j_{\text{п}} = 498/24 = 20,75 \text{ A/N};$$

Напруга у споживачів (рисунок 7.2 [11]) з врахуванням втрат в кабелі (5%) складає відповідно 92 %, а допустима напруга повинна бути не менше 85%.

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_0, \end{aligned} \right\} \quad (2.52)$$

$$I_{\text{пзп}} = 0,15 \cdot 24 + 30 = 33,6 \text{ A};$$

$$U_{\text{пзп}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ B}.$$

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

Розрахункові струм та напруга підзарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп.дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{\text{пзп.дод}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{д}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.53)$$

$$I_{\text{пзп.дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

$$U_{\text{пзп.дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ B}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3 (панель автоматичного регулювання типу ПЕХ-9045-00А2).

Розрахункові струм та напруга зарядного пристрою :

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{зп}} &= I_{\text{пост}} + 5 \cdot N; \\ U_{\text{зп}} &= U_3 \cdot n, \end{aligned} \right\} \quad (2.54)$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 24 = 150 \text{ A};$$

$$U_{\text{зп}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ B}.$$

Вибираємо зарядний пристрій типу ТППС-800.

## 2.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-330 кВ

Для ВРУ-330 кВ приймаємо дворядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів подано на рис. 2.14 [18].

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу:  $h = 36$  м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 23$  м.

Параметри грозозахисту визначаються за виразами:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (2.55)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (2.56)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.57)$$

$h$  – висота блискавковідводу, м;

$h_x$  – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

$h_0$  – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

$L$  – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Визначимо:

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

Усі параметри для побудови зони захисту блискавковідводів наведені в табл. 2.20. Зона захисту показана на рис. 2.15, 2.16.

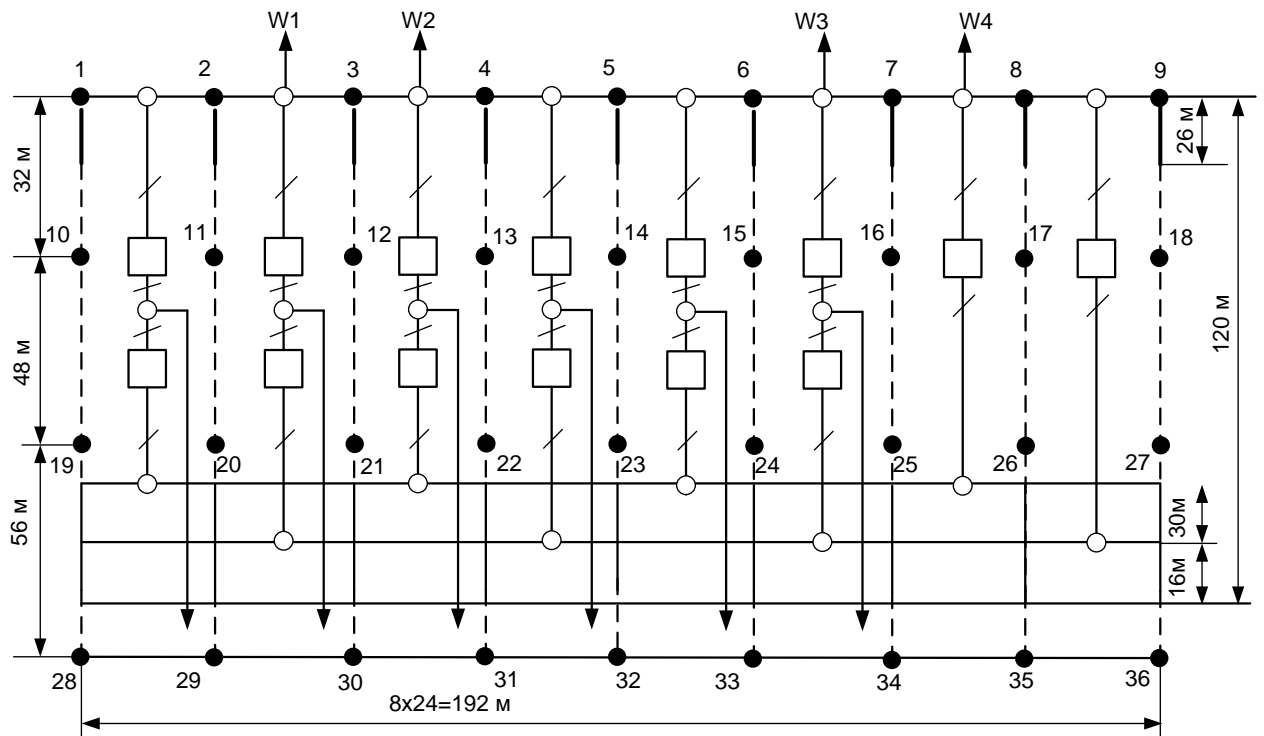


Рисунок 2.14 – Схема розташування блискавкидводів ВРУ – 330кВ

Таблиця 2.20 – Дані для побудови зони захисту блискавкидводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавкидводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , 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, 15-16, 16-17, 17-18, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 28-29, 29-30, 30-31, 31-32, 33-34, 34-35, 35-36	24	35,34	19,76	10,9
1-10, 2-11, 3-12, 4-13, 5-14, 6-15, 7-16, 8-17, 9-18	32	34,82	18,21	10,9
10-19, 11-20, 12-21, 13-22, 14-23, 15-24, 16-25, 17-26, 18-27	48	33,37	13,85	10,9
19-28, 20-29, 21-30, 22-31, 23-32, 24-33, 25-34, 26-35, 27-36	56	32,43	11,04	10,9
1-11, 2-10, 2-12, 2-10, 3-11, 3-13, 4-12, 4-14, 5-13, 5-15, 6-14, 6-16, 7-15, 7-17, 8-16, 8-18, 9-17	40	34,16	16,24	10,9
10-20, 11-19, 11-21, 12-20, 12-22, 13-21, 13-23, 14-22, 14-24, 15-23, 15-25, 16-24, 16-26, 17-25, 17-27, 18-26	53,70	32,71	11,89	10,9
19-29, 20-28, 20-30, 21-29, 21-31, 22-30, 22-32, 23-31, 23-33, 24-32, 24-34, 25-33, 25-35, 26-34, 26-36, 27-36	60,9	31,79	9,12	10,9

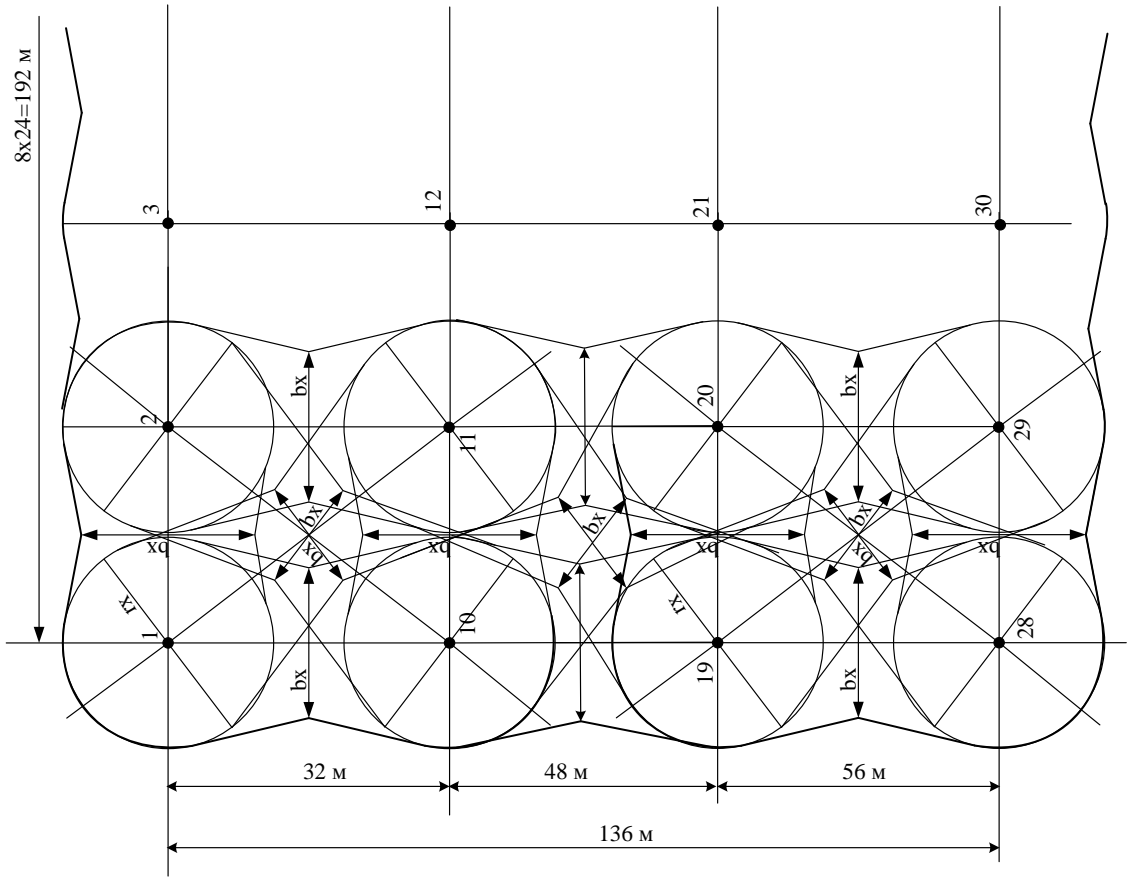


Рисунок 2.15 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид зверху)

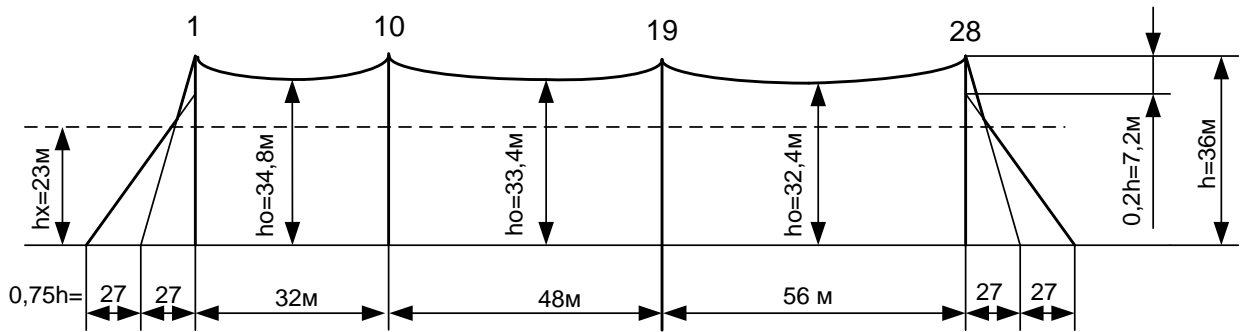


Рисунок 2.16 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид збоку)

## 3 ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

### 3.1 Класифікація трансформаторів струму

Вимірювальні трансформатори призначені для зміни параметрів до значень, що дозволяють підключати прилади контролю показників мережі й обладнання релейного захисту на електростанціях і підстанціях.

Трансформатори струму та напруги є ключовими компонентами в системах електроенергетики, які дозволяють вимірювати великі значення напруг і струмів, що виникають у високовольтних електричних мережах. Основною функцією цих трансформаторів є зменшення величини напруги чи струму до рівнів, придатних для вимірювань за допомогою стандартних вимірювальних приладів [19-21].

Трансформатори струму вимірюють великі струми, що протікають через електричні лінії, зменшуючи їх до значень, придатних для використання амперметрів. Вони складаються з обмотки, через яку протікає струм, та ядра з феромагнітного матеріалу, що забезпечує необхідне перетворення струму.

Важливим елементом при використанні трансформаторів струму та напруги є правильна калібровка для точних вимірювань. Ці вимірювальні пристрої допомагають забезпечити ефективне функціонування електроенергетичних систем та забезпечити надійні вимірювання великих значень напруг і струмів в мережах високої напруги [22, 23].

Класифікація трансформаторів струму відбувається за такими ознаками.

1) *За призначенням* ТС поділяють на:

- а) вимірювальні;
- б) проміжні (для включення вимірювальних приладів у струмові кола релейного захисту, для вирівнювання струмів у схемах диференціальних захистів тощо);
- в) захисні;

г) лабораторні (високої точності, а також з багатьма коефіцієнтами трансформації) [23].

2) *За робочою напругою* розрізняють трансформатори:

а) на номінальну напругу вище 1000 В;

б) на номінальну напругу до 1000 В.

3) *За умовами встановлення* ТС, розрізняють такі:

а) для зовнішнього встановлення (на ВРУ);

б) для закритого встановлення (у ЗРУ, приміщеннях);

в) вбудовані у вимикачі, електричні машини, вимикачі, силові трансформатори, генератори тощо;

г) накладні – надіваються зверху на прохідний ізолятор (наприклад, на високовольтний ввід силового трансформатора);

д) переносні (для контрольних вимірювань та випробувань в лабораторіях).

4) *За конструкцією первинної обмотки* ТС поділяють на:

а) одновиткові (стрижневі);

б) багатовиткові (котушкові, з петльовою обмоткою і з вісімкоподібною обмоткою);

в) шинні.

5) *За способом встановлення* ТС

а) для закритого встановлення

б) для зовнішнього встановлення поділяють на:

– опорні;

– прохідні;

– вбудовані

б) *За виконанням ізоляції* трансформатори струму поділяють на групи:

а) із сухою ізоляцією (порцеляна, Бакеліт, лита епоксидна ізоляція тощо);

б) з паперово-масляною ізоляцією і з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією;

- в) газонаповнені (елегаз);
  - г) з заливкою компаундом.
- 7) За кількістю ступенів трансформації, є трансформатори струму:
- а) одноступінчасті;
  - б) двоступінчасті (каскадні).
- 8) За родом ізоляції між первинною та вторинною обмотками:
- а) з твердою (фарфор, лита ізоляція, пресована ізоляція);
  - б) з в'язкою (заливні компаунди);
  - в) з комбінованою (паперово-масляна, конденсаторна);
  - г) з газоподібною (повітря, елегаз);
- 9) За принципом перетворення струму:
- а) електромагнітні;
  - б) магнітні;
  - в) оптико-електронні.
- 10) За числом коефіцієнтів трансформації:
- а) з одним коефіцієнтом трансформації;
  - б) з декількома коефіцієнтами трансформації.

Найчастіше за виконанням трансформатор струму являє одношарову обмотку на тороїдному магнітопроводі, звитому з тонкої стрічки, яка виготовлена з високоякісної електротехнічної сталі (рисунок 3.1).

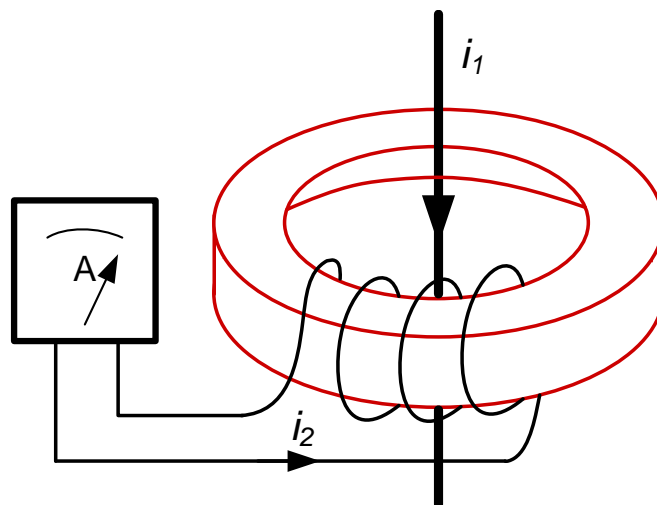


Рисунок 3.1 – Принципова схема конструкції трансформатора струму

Обмотка на тороїдному магнітопроводі – вторинна обмотка. Первинною обмоткою може бути шина, яка пропущена крізь отвір тороїда, або декілька витків, намотаних на тороїді. Якщо крізь первинну обмотку протікає змінний струм  $i_1$ , то він створює змінний магнітний потік у магнітопроводі, і цей потік наводить ЕРС у вторинній обмотці. Якщо підключити вторинну обмотку до амперметра, це призведе до її закорочування, оскільки внутрішній опір амперметра близький до нуля [23]. При цьому в обмотці буде протікати струм  $i_2$ , пропорційний струму  $i_1$ :

$$i_2 \approx \frac{w_1}{w_2} \cdot i_1 = \frac{1}{k} \cdot i_1,$$

де  $w_1$ ,  $w_2$  – кількість витків первинної і вторинної обмоток;  
 $k$  – ідеальний коефіцієнт трансформації.

### 3.2 Конструкції трансформаторів струму

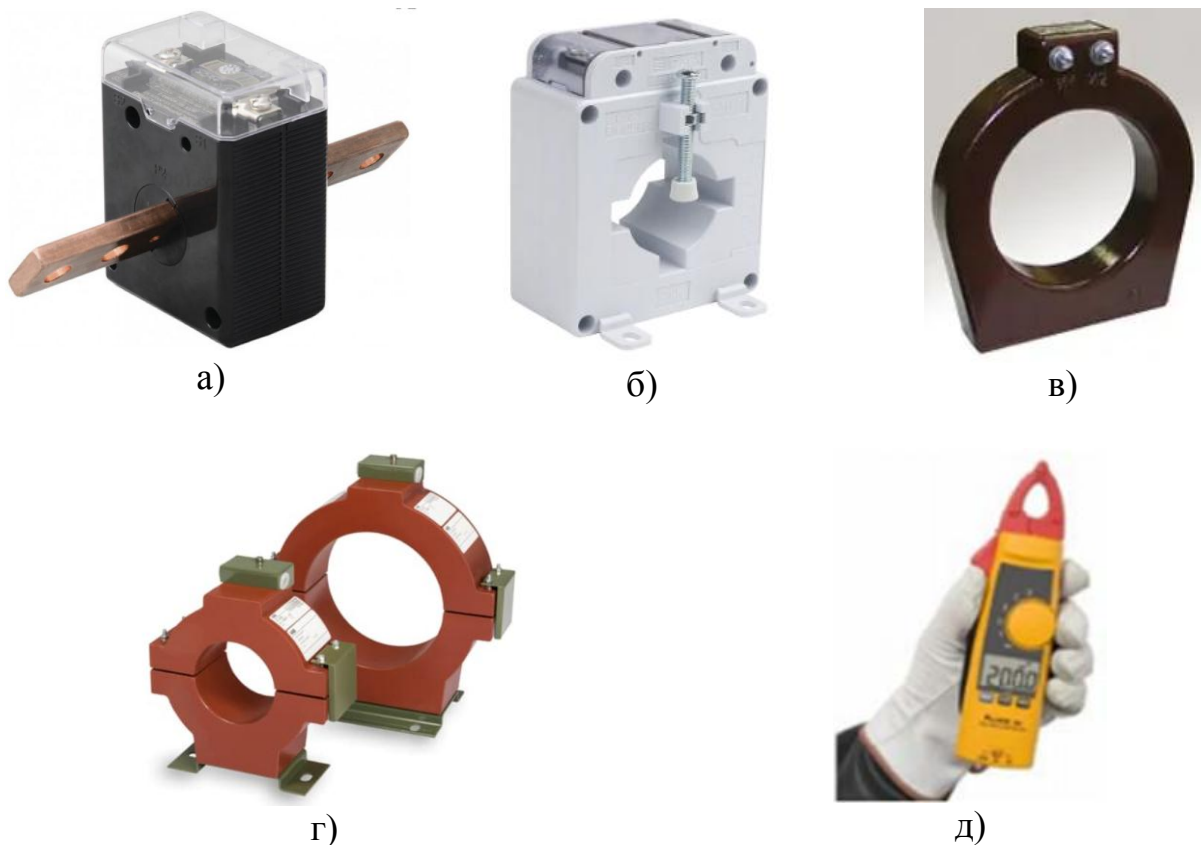
Більшість конструкцій трансформаторів струму, призначених для мереж низької напруги, не передбачає наявності первинних обмоток. Роль останніх виконують шини й кабелі. На рис. 3.2 наведено деякі конструкції ТС для мереж низької напруги.

В мережах середніх напруг трансформатори струму зазвичай мають первинні обмотки з виводами для приєднання зовнішніх шин або провідників. На рис. 3.3, 3.4. наведені фото деяких трансформаторів струму для мереж середніх напруг. Незважаючи на суттєву різницю в конструкціях трансформаторів для внутрішнього та зовнішнього встановлення, їх можна віднести до опорних трансформаторів струму, оскільки вони підтримують провідники первинних кіл.

Трансформатори струму для мереж високих напруг – в основному апарати для зовнішнього встановлення. Вони являють собою герметичний, заповнений трансформаторним маслом або елегазом металевий бак, в якому всере-



дигі змонтоване осердя з первинною та вторинними обмотками (рис. 3.5). Бак встановлюється на закріпленій на металевій основі прохідний ізолятор, через який проходять виводи вторинної обмотки. Виводи первинної обмотки виведені на поверхню баку, а виводи вторинних обмоток розташовані в окремому боксі закріпленому на основі трансформатора [24].



а – трансформатор струму з первинною обмоткою у вигляді шини та первинною ізоляцією;

б – трансформатор струму призначений для встановлення на неізольовану шину без первинного провідника, але з первинною ізоляцією;

в – трансформатор струму без первинного провідника та без первинної ізоляції, призначений для встановлення на ізольований кабель;

г – трансформатор струму з рознімним осердям, призначений для встановлення на ізольований кабель;

д – мобільний трансформатор струму з рознімним осердям

Рисунок 3.2 – Різні види трансформаторів струму для мереж низької напруги



а – трансформатори струму для внутрішнього встановлення



б – трансформатори струму для зовнішнього встановлення



в – трансформатор струму в комірці КРУ-10 кВ

Рисунок 3.3 – Зовнішній вигляд трансформаторів струму для мереж середніх напруг (10, 35 кВ)

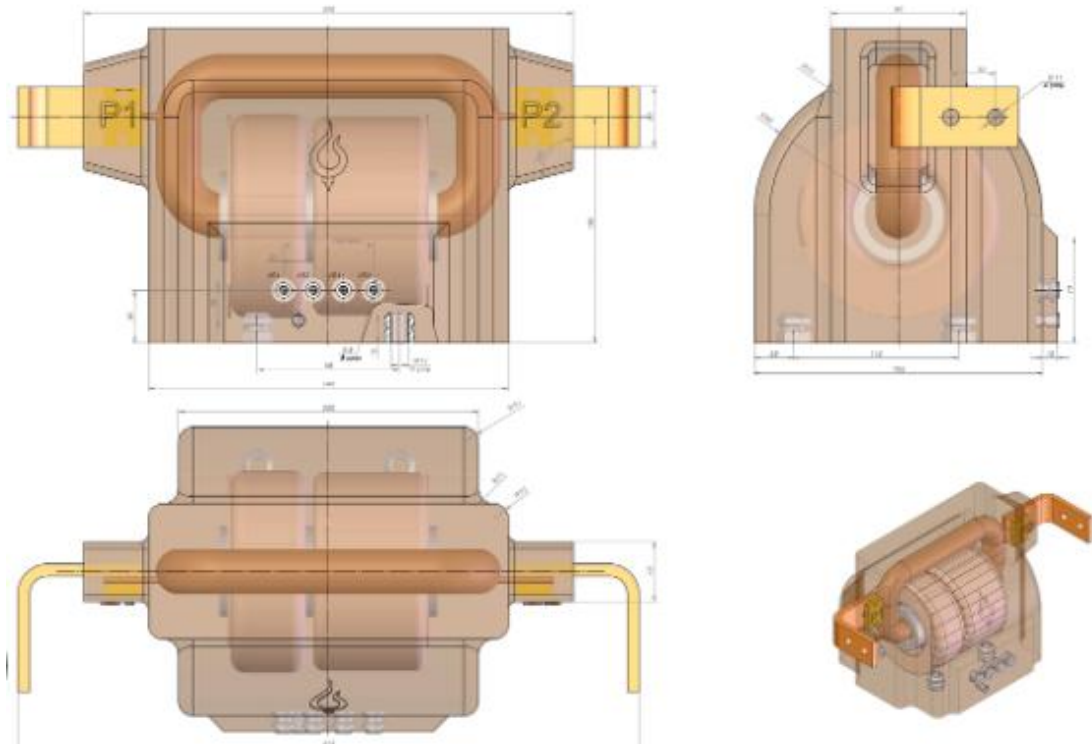
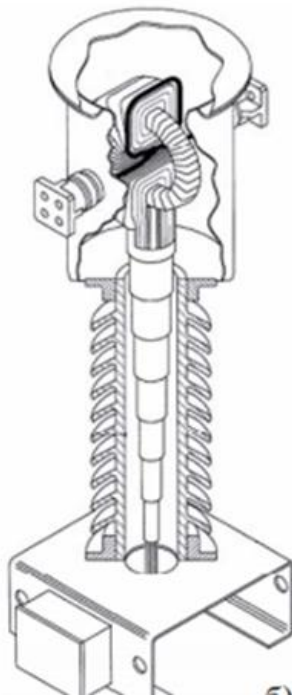


Рисунок 3.4 – Трансформатори струму прохідні ТПЛ-10



а)



б)



в)

а – зовнішній вигляд; б – розріз; в – фрагмент підстанції з елегазовими трансформаторами струму ТГФМ-110

Рисунок 3.5 – Трансформатори струму для мереж високої напруги

### 3.3 Основні характеристики трансформаторів струму

Трансформатори струму мають основні кількісні характеристики.

1) номінальний первинний струм,

Номінальний первинний струм  $I_{1н}$  – це робочий тривалий струм в первинній обмотці;

2) номінальний вторинний струм,

Номінальний вторинний струм  $I_{2н}$  – значення струму у вторинному ланцюзі за первинного струму  $I_{1н}$ . Струм  $I_{2н}$  може тривало протікати у вторинному колі.

3) номінальний клас точності,

Клас точності – це узагальнена характеристика трансформатора струму, яка визначає межі струмової та кутової похибок, встановлені стандартом ІЕС 60044-1, при певних умовах роботи трансформатора. Клас точності позначається числом, яке дорівнює граничній струмовій похибці (у відсотках) при струмі у первинному колі, що дорівнює  $I_{1н}$ .

4) номінальна напруга,

Номінальна напруга ТС має відповідати номінальній напрузі мережі, до якої підключається первинна обмотка.

Напруга мережі суттєво впливає на вимоги стосовно ізоляції обмоток, а отже і на їх конструктивні особливості.

5) номінальне вторинне навантаження  $Z_{2н}$ .

Вторинне навантаження  $Z_{2н}$ , Ом, яке відповідає повному опору його зовнішнього вторинного кола з позначенням коефіцієнта потужності; вторинне навантаження може характеризуватися повною потужністю у В·А, яка споживається при даному коефіцієнті потужності та номінальному вторинному струмі.

Вторинне навантаження з  $\cos\varphi_2 = 0,8$ , при якому гарантується встановлений клас точності ТС або гранична кратність первинного струму відносно

його максимального значення, називається номінальним граничним навантаженням ТС  $Z_{2н}$ .

Для вітчизняних трансформаторів струму встановлені такі значення номінального вторинного навантаження  $S_{2н.ном}$ , В·А, при  $\cos \varphi_2 = 0,8$ : 2,5; 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100.

Відповідні значення номінального вторинного навантаження  $Z_{2н.ном}$ , Ом, визначаються за формулою [19]:

$$Z_{2н.ном} = \frac{S_{2н.ном}}{I_{2н.ном}^2}. \quad (3.1)$$

б) Коефіцієнт трансформації ТС, який дорівнює відношенню первинного струму до вторинного струму.

В розрахунках трансформаторів струму використовують два терміни: дійсний коефіцієнт трансформації  $n$  та номінальний коефіцієнт трансформації  $n_n$ . Під дійсним коефіцієнтом трансформації розуміється відношення дійсного первинного струму до дійсного вторинного струму; під номінальним коефіцієнтом трансформації – відношення номінального первинного струму до номінального вторинного струму.

7) Стійкість ТС до механічного та термічного впливу, яка характеризується струмом електродинамічної стійкості  $i_{дин}$  та струмом термічної стійкості  $I_T$ .

Струм динамічної стійкості  $i_{дин}$  характеризує здатність ТС протистояти електродинамічній (механічній) дії струмів аварійних режимів (короткого замикання). Електродинамічна стійкість може характеризуватись також кратністю динамічної стійкості  $K_d$ , яка є відношенням струму електродинамічної стійкості до амплітуди первинного номінального струму. За електродинамічною стійкістю не перевіряють шинні, вбудовані та роз'ємні ТС.

Струм термічної стійкості  $I_T$  дорівнює найбільшому діючому значенню струму КЗ за проміжок  $t_T$ , який трансформатор спроможний витримувати

протягом цього проміжку часу без пошкодження та без нагріву струмоведучих частин до температур, що перевищують граничні при струмах КЗ.

Термічна стійкість може характеризуватися кратністю  $K_T$  струму термічної стійкості, яка є відношенням струму термічної стійкості до дійсного значення номінального первинного струму.

Допустимі температури струмоведучих частин трансформаторів струму під час проходження струму термічної стійкості:

- а) 200°C для струмоведучих частин з алюмінію;
- б) 250°C для струмоведучих частин з міді та її сплавів, які стикаються з органічною ізоляцією або маслом;
- в) 300°C для струмоведучих частин з міді та її сплавів, які не стикаються з органічною ізоляцією або маслом.

При визначенні вказаних значень температури потрібно виходити з її початкових значень, які відповідають тривалій роботі ТС при номінальному струмі [19].

Значення струмів електродинамічної та термічної стійкості стандартом не нормуються. Однак вони повинні відповідати електродинамічній та термічній стійкості інших апаратів високої напруги, які встановлені в одному колі з ТС.

8) механічне навантаження визначається тиском вітру зі швидкістю 40 м/с на поверхню ТС та тяжіння підходящих проводів ( в горизонтальному напрямку в площині виводів первинної обмотки), яке повинно бути не менше:

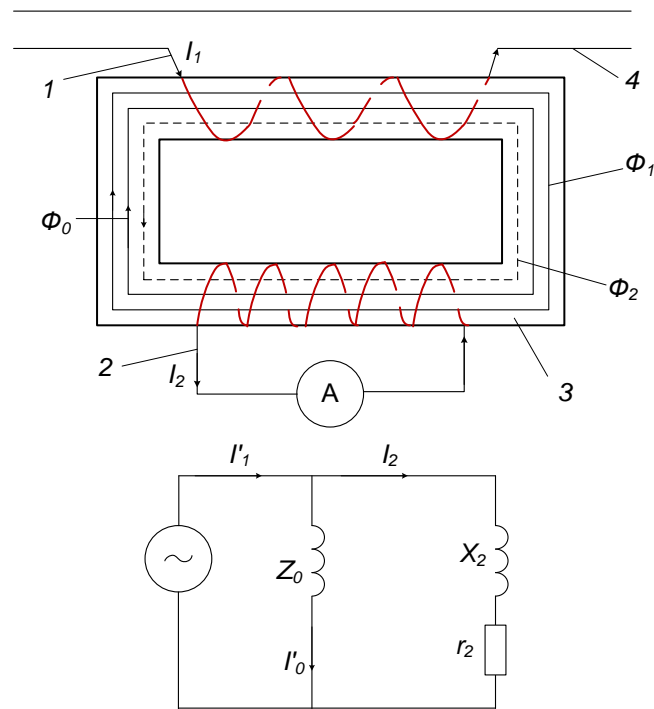
- а) 500 Н – для ТС до 35 кВ включно;
- б) 1000 Н – для ТС на 110-220 кВ;
- в) 1500 Н – для ТС на 330 кВ та вище.

### **3.4 Принцип дії трансформаторів струму**

Принципова схема та заступна схема одноступінчастого електромагнітного трансформатора струму приведені на рис. 3.5 [25].

Первинна обмотка включена послідовно в розсічку струмопроводу ВН і постійно обтікається струмом лінії  $I_1$ .

До вторинної обмотки підключаються вимірювальні прилади та/або реле. Вторинна обмотка ТС під час роботи завжди повинна бути замкнена на навантаження. ТС працює в режимі короткого замикання.



- 1 – первинна обмотка; 2 – вторинна обмотка; 3 – магнітопровід;  
4 – розсічка струмопроводу ВН

Рисунок 3.5 – Принципова схема трансформатора струму та його заступна схема

З принципової схеми ТС видно, що між первинною та вторинною обмотками немає електричного зв'язку. Вони ізолювані одна від одної на повну робочу напругу. Це дозволяє здійснити безпосереднє приєднання вимірювальних приладів або реле до вторинної обмотки. Оскільки обидві обмотки накладено на магнітопровід, то вони являються магнітозв'язаними.

Принцип дії трансформатора струму. По первинній обмотці 1 ТС проходить струм  $I_1$ , який називають первинним струмом. Його значення залежить

тільки від параметрів первинного кола. При проходженні  $I_1$  по первинній обмотці в магнітопроводі створюється змінний магнітний потік  $\Phi_1$ , який змінюється з такою самою частотою, що й струм  $I_1$ . Магнітний потік  $\Phi_1$  охоплює витки як первинної, так і вторинної обмоток. Перетинаючи витки вторинної обмотки, магнітний потік  $\Phi_1$  створює в ній ЕРС. Якщо вторинна обмотка замкнена на деяке навантаження, то через нього буде протікати струм. Цей струм має протилежне направлення відносно  $I_1$ . Струм, який проходить по вторинній обмотці, створює в магнітопроводі магнітний потік  $\Phi_2$ , який направлений назустріч магнітному потоку  $\Phi_1$ . Внаслідок цього магнітний потік в магнітопроводі, який викликано первинним струмом, буде зменшуватися.

В результаті складання магнітних потоків  $\Phi_1$  та  $\Phi_2$  в магнітопроводі встановлюється результуючий магнітний потік  $\Phi_0 = \Phi_1 + \Phi_2$ , який складає декілька відсотків магнітного потоку  $\Phi_1$ . За допомогою потоку  $\Phi_0$  і здійснюється передача енергії від первинної обмотки до вторинної в процесі перетворення струму.

Результуючий магнітний потік  $\Phi_0$ , пересікаючи витки обох обмоток, індукує в первинній обмотці проти-ЕРС  $E_1$ , у вторинній обмотці – ЕРС  $E_2$ . Так як витки первинної та вторинної обмоток мають приблизно однакові зчеплення з магнітним потоком в магнітопроводі (якщо не враховувати розсіювання), то в кожному витку обох обмоток наводиться одна ЕРС. Під впливом ЕРС  $E_2$  у вторинній обмотці протікає струм  $I_2$ , який називається вторинним струмом.

Якщо позначити число витків первинної обмотки через  $\omega_1$  а вторинної обмотки через  $\omega_2$ , то при протіканні ними відповідно струмів  $I_1$  та  $I_2$  в первинній обмотці створюється МРС  $F_1 = I_1 \cdot \omega_1$ , яка називається первинною МРС, а у вторинній обмотці – МРС  $F_2 = I_2 \cdot \omega_2$ , яка називається вторинною МРС.

При відсутності втрат енергії в процесі перетворення струму МРС  $F_1$  та  $F_2$  повинні бути чисельно рівні між собою, але протилежно направлені.

ТС, у яких процес перетворення струму не супроводжується втратами енергії, називається ідеальним ТС. Для ідеального трансформатора:



$$F_1 = -F_2 \quad (3.2)$$

або

$$I_1 \cdot \omega_1 = -I_2 \cdot \omega_2. \quad (3.3)$$

З рівняння (3.3) витікає, що

$$I_1/I_2 = \omega_2/\omega_1 = n, \quad (3.4)$$

тобто струми в обмотках ідеального ТС обернено-пропорційні числам витків.

Відношення первинного струму до вторинного ( $I_1/I_2$ ) або числа витків вторинної обмотки до числа витків первинної обмотки ( $\omega_2/\omega_1$ ) називається коефіцієнтом трансформації  $n$  ідеального трансформатора.

Враховуючи рівняння (3.4), можна записати

$$I_1 = I_2 \cdot \omega_2/\omega_1 = I_2 \cdot n. \quad (3.5)$$

В реальних трансформаторах струму перетворення струму супроводжується втратами енергії, яка витрачається на створення магнітного потоку в магнітопроводі, а також на нагрів та перемагнічування магнітопроводу, а також на нагрів проводів вторинної обмотки та вторинного кола. Ці втрати енергії порушують встановлену вище рівність для абсолютних значень МРС  $F_1$  та  $F_2$ . В реальному трансформаторі первинна МРС повинна забезпечити створення необхідної вторинної МРС, а також додаткової МРС, яка витрачається на намагнічування магнітопроводу та покриття інших втрат енергії. Отже, для реального трансформатора рівняння (3.2) буде мати такий вигляд:

$$\dot{F}_1 = \dot{F}_2 + \dot{F}_0, \quad (3.6)$$

де  $F_0$  – повна МРС намагнічування, яка витрачається на проведення магнітного потоку  $\Phi_0$  по магнітопроводу, на нагрів та його перемагнічування.

У відповідності з цим рівняння (3.2) набуде вигляду:

$$\dot{I}_1 \cdot \omega_1 = \dot{I}_2 \cdot \omega_2 + \dot{I}_0 \cdot \omega_1, \quad (3.7)$$

де  $\dot{I}_0$  – струм намагнічування, який створює в магнітопроводі магнітний потік  $\Phi_0$  і є частиною первинного струму  $I_1$ .

Розділивши всі члени рівняння (3.7) на  $\omega_1$ , отримуємо

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \cdot \omega_2 / \omega_1 + \dot{I}_0. \quad (3.8)$$

При первинному струмі, який не перевищує номінального струму ТС, струм намагнічування звичайно складає не більше 1-3% первинного струму.

Отже, його можна не враховувати. Тоді (3.8) набуде вигляду, як (3.5):

$$I_1 = I_2 \cdot n.$$

Таким чином, вторинний струм ТС є пропорційним первинному струму. З виразів (3.5) та (3.8) витікає, що для зниження вимірюваного струму необхідно, щоб число витків вторинної обмотки було більше числа витків первинної обмотки.

Порівнюючи формули (3.2) та (3.6), ми бачимо, що вони відрізняються членом  $F_0$  (або  $I_0$ ). Отож, реальний ТС дещо спотворює результати вимірювань, тобто має похибки.

Іноді користуються приведенням струму до первинної або вторинної обмотки. Так, наприклад, якщо розділити первинний струм на коефіцієнт трансформації, то отримаємо первинний струм, який приведено до вторинної обмотки,  $I'_1 = I_1 / n$ . Аналогічно, приведений струм намагнічування буде  $I'_0 = I_0 / n$ . Тоді отримаємо:

$$\dot{I}'_1 = \dot{I}'_2 + \dot{I}'_0. \quad (3.9)$$

Шляхом такого приведення ТС замінюється еквівалентним ТС з коефіцієнтом трансформації, який дорівнює одиниці.

З рівняння (3.9) витікає, що частина приведенного первинного струму  $I'_1$  йде на намагнічування магнітопроводу, а інша частина трансформується у вторинне коло, тобто первинний струм  $I'_1$  розподіляється по двох паралельних

колах: по колу навантаження та колу намагнічування. Цьому відповідає заступна схема на рис. 3.5, де в коло вітки намагнічування  $Z_0$  від струму  $I'_1$  відходить струм  $I'_0$ . Інша частина струму  $I'_1$  проходить по вторинному колу, будучи вторинним струмом  $I_2$ . Опір первинної обмотки ТС на заступній схемі не показано, так як він не впливає на роботу трансформатора.

### 3.5 Векторна діаграма трансформатора струму

Для побудови векторної діаграми ТС (рисунок 3.6), яка відповідає заступній схемі на рисунку 3.5, необхідно знати такі величини [19-23]:

- 1) число витків  $w_2$ , активний  $r_{2обм}$  та індуктивний  $x_{2обм}$  опори ( в Омах) вторинної обмотки ТС;
- 2) середня довжина магнітного шляху  $l_m$  ( в метрах) та розрахунковий переріз  $S_m$  ( в  $m^2$ ) магнітопроводу ТС;
- 3) матеріал магнітопроводу та його магнітні властивості;
- 4) вторинне навантаження  $Z_{2Н} = \sqrt{r_{2Н}^2 + x_{2Н}^2}$ , яке є повним опором (в Омах) всіх приладів та реле, які включені у вторинне коло, а також з'єднувальних проводів.

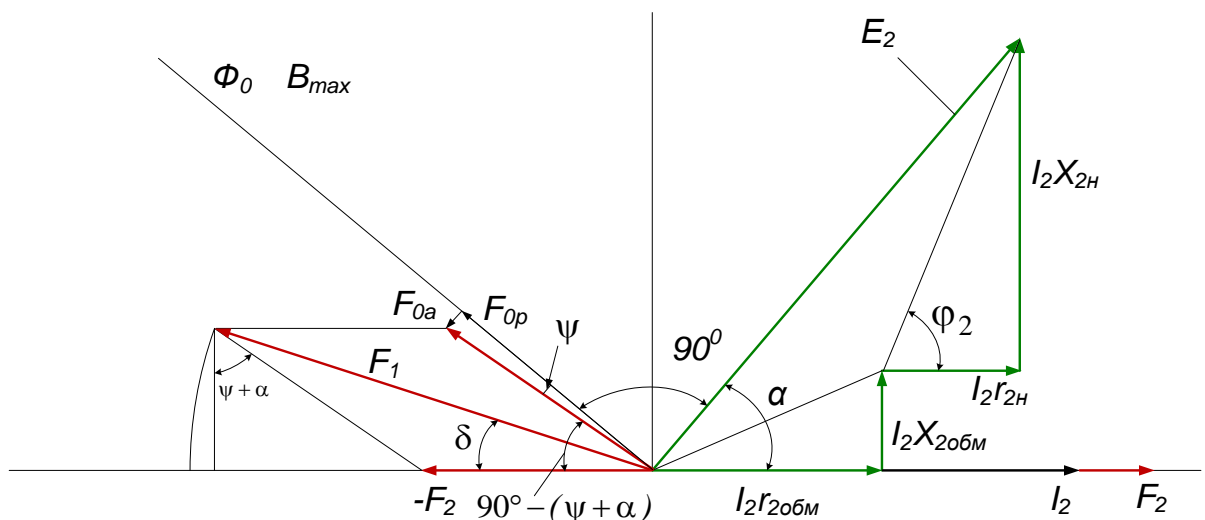


Рисунок 3.6 – Векторна діаграма трансформатора струму

Векторну діаграму ТС зображаємо в прямокутній системі координат. Вісь абсцис приймаємо збіжною з вектором вторинного струму  $I_2$ . Побудову векторної діаграми виконуємо таким чином. Від початку координат (точка  $O$ ) відкладаємо вектор вторинного струму  $I_2$  (або пропорційну йому МРС  $F_2$ ) та вектор активної складової падіння напруги на вторинній обмотці  $I_2 r_{обм}$ , яка збігається з ним. Від кінця вектора  $I_2 r_{обм}$  під прямим кутом до нього відкладаємо вектор індуктивної складової падіння напруги на вторинній обмотці  $I_2 x_{обм}$ . З кінця цього вектора паралельно  $I_2$  відкладаємо вектор активної складової падіння напруги на зовнішньому навантаженні  $I_2 r_{2н}$ . Вектор індуктивної складової на зовнішньому навантаженні  $I_2 x_{2н}$  проводимо з кінця вектора  $I_2 r_{2н}$  перпендикулярно йому. Замикаючий вектор дає ЕРС вторинної обмотки в вольтах:

$$E_2 = I_2 \cdot \sqrt{(r_{обм} + r_{2н})^2 + (x_{2обм} + x_{2н})^2}. \quad (3.10)$$

Кут зсуву фаз між вторинною ЕРС  $E_2$  та вторинним струмом  $I_2$  буде:

$$\delta = \arctg \frac{x_{2обм} + x_{2н}}{r_{2обм} + r_{2н}}. \quad (3.11)$$

Відомо, що магнітний потік випереджає створену ним МРС на  $90^\circ$ . Магнітна індукція збігається за напрямком з магнітним потоком. Її максимальне значення ( в теслах) може бути визначено за формулою:

$$B_{\max} = \frac{E_2}{4,44 \cdot f \cdot S_M \cdot \omega_2}. \quad (3.12)$$

де  $E_2$  – ЕРС, яка визначається за (3.10), В;

$S_M$  – розрахунковий переріз магнітопроводу,  $m^2$ ;

$f$  – частота струму  $I_1$ , Гц.

Нанесемо на векторну діаграму напрямлення векторів магнітного потоку  $\Phi_0$  та індукції  $B_{\max}$ . Знаючи напрямок цих векторів, можна побудувати вектор

повної МРС намагнічування  $F_0$ . Він повинен випереджувати вектори  $\Phi_0$  та  $B_{\text{макс}}$  на кут  $\psi$ . Цей кут називається кутом втрат і характеризує відношення активної складової  $F_{\text{оа}}$  МРС намагнічування  $F_0$  в магнітопроводі до реактивної складової  $F_{\text{ор}}$ . Кут втрат можна визначити по експериментальній кривій, яка знімається з даного матеріалу. Ця крива є графічним зображенням залежності кута втрат ( в градусах) від магнітної індукції  $\psi = f(B_{\text{макс}})$ .

Для прикладу на рисунку 3.7 подано залежність питомої МРС намагнічування  $F_{\text{пит}}$  та кута втрат  $\psi$  в електротехнічній сталі марки 3413 від індукції  $B_{\text{макс}}$ .

Абсолютне значення повної МРС намагнічування:

$$F_0 = F_{\text{пит}} \cdot l_m, \quad (3.13)$$

де  $F_{\text{пит}}$  – питома МРС намагнічування, яка доводиться на 1 м довжини магнітного шляху в магнітопроводі, А/м;

$l_m$  – середня довжина магнітного шляху в магнітопроводі, м.

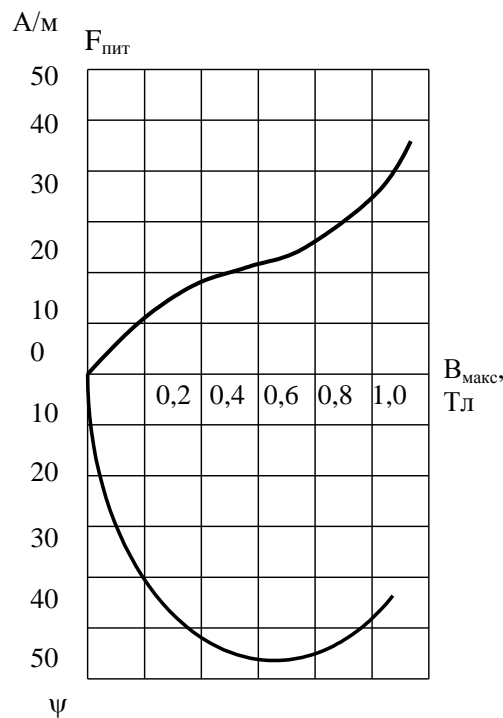


Рисунок 3.7 – Типові залежності питомої МРС та кута втрат від індукції

Питома МРС  $I_m$  визначається за кривою намагнічування, яка є графічним зображенням залежності максимальної магнітної індукції від питомої МРС намагнічування  $B_{\max} = f(F_{\text{пит}})$ .

Криві намагнічування знімаються експериментально для магнітопроводу зі сталі даної марки. При розрахунку ТС користуються перевернутою кривою намагнічування. Ця залежність питомої МРС від магнітної індукції  $F_{\text{пит}} = f(B_{\max})$  зображено на рисунку 3.7.

Визначивши значення повної МРС намагнічування  $F_0$ , будемо її вектор під кутом  $\psi$  до вектора  $\Phi_0$ . Знаючи вектори  $F_2$  та  $F_0$  визначаємо вектор первинної МРС  $F_1$ . Для цього вліво від початку координат відкладаємо вектор  $F_2$ . Геометричним складанням векторів  $F_2$  та  $F_0$  визначаємо вектор первинної МРС  $F_1$ .

Векторна діаграма наочно показує співвідношення між основними параметрами трансформатора струму. З векторної діаграми витікає, що в реальному ТС первинна МРС за абсолютним значенням трохи більша вторинної МРС, так як частина енергії, яка підводиться до первинної обмотки, витрачається на створення МРС намагнічування  $F_0$ . Отже, і первинний струм буде трохи більшим вторинного. Крім того, кут між векторами первинної та вторинної МРС ( $i$ , відповідно, між струмами  $I_1$  та  $I_2$ ) буде дещо меншим  $180^\circ$ . Таким чином, реальний ТС вносить деяку похибку як в вимірюване значення, так і в фазу вторинного струму.

### 3.6 Вибір вимірювальних трансформаторів на КЕС

У цьому підрозділі МКР проведемо вибір вимірювальних трансформаторів. Обираємо трансформатори струму та напруги в колі ЛЕП-330 кВ. Для решти приєднань розрахунок проводиться аналогічно й результати будуть зведені в табл. 3.4.

В колі ЛЕП-330 кВ встановлюємо трансформатор типу TG 362 (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу TG 362

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{вст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 823 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{v}} = 46,271 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 142 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1)  $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$ ;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) 0,2/10P;
- 4)  $l_{\text{розр}} = 145 \text{ м}$

Вторинне навантаження трансформатора струму наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-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	И676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

Визначаємо

- загальний опір приладів [11]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2; \quad (2.45)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.46)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.47)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 145 / 13,4 = 0,31 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом  $q = 2,5 \text{ мм}^2$ .

Тоді вторинне навантаження

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

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу SVS 362 [25]:

$$U_{1\text{ном}} = 330000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в табл. 3.3.

Вторинне навантаження:

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

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Таблиця 3.3 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	n <sub>обм</sub> , шт	Cosφ	Sinφ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	И676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29



Таблиця 3.4 – Вимірювальні трансформатори

Місце розташування	Трансформатори струму	Трансформатори на- пруги
ВРУ-330 кВ	TG 362	SVS 362
ВРУ-110 кВ	TG 145	SVS 123
Генератор 200 МВт	ТШ-20 0,5/10Р	ЗОМ-1/15, ЗНОМ-15
БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-330-I-1000/1 ТШ-20	- -
БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-I-1000/5 ТШ-20	- -
Трансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	TG 362 TG 145 TG 72.5	- - -
ПРТВП1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-35-I-300/1 ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6У3
ПРТВП2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-I-1000/1 ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6У3
ТВП: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6У3

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

В даному розділі вирішуються питання 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 [26, 27].

### 4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

Повні витрати на спорудження КЕС 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 [25].

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 таблиці 4.1. В практиці будівництва КЕС 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 КЕС починають з розділу 2, виходячи з питомих капіталовкладень.

Таблиця 4.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження КЕС

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі по усіх видах затрат, грн.			Загальна вартість, грн
		Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1 Підготовка території будівництва	2,1	441000000	17640000	423360000	882000000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	35000	25200000000	16380000000	4200000000	42000000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,2	403200000	100800000	-	504000000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	678300000	119700000	-	798000000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	1197000000	63000000	-	1260000000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3	1134000000	126000000	-	1260000000
7 Благоустрій території	0,5	210000000	-	-	210000000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	1344000000	168000000	168000000	1680000000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	1260000000.0	1260000000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	84000000	84000000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	126000000.00	126000000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	2100000000	2100000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	420000000.0	420000000
Всього по розділу А – промислове будівництво	–	30607500000	16975140000	5001360000	52584000000
В т.ч. поворотні суми	–	1530375000	848757000	250068000	2629200000
разом	–	29077125000	16126383000	4751292000	49954800000

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / P_{\text{вст}}, \quad (4.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 49954800000 / 1200000 = 41629 \text{ (грн/кВт)}.$$

де  $K_{\Sigma 0}$  – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн.

## 4.2 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 у відповідності до наступних економічних складових:

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

### 4.2.1 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, кумуля-

тивний 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 беремо 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.

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:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (4.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (4.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot N_i, \quad (4.5)$$

де  $I_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$N_i$  – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ,%	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	17646300000	7%	1235241000
Ф2	12600000000	28%	352800000
Ф3	33677700000	20%	6735540000
Разом			8323581000

$$I_a = 17646300000 \cdot 0,07 + 12600000000 \cdot 0,28 + 33677700000 \cdot 0,2 = \\ = 8323581000 \text{ (грн).}$$

#### 4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot P_{вст}, \quad (4.6)$$

$$Ч = 1,1 \cdot 6 \cdot 200 = 1320 \text{ чол.}$$

де  $k_{шт}$  – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності,  $k_{шт}$  для КЕС потужністю 1200 МВт приймаємо рівним 1,1 [27].

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 співвідношення, наведене в таблиці 4.3.

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.7)$$

де  $Z_i$  – середня заробітна плата робітника  $i$ -ої категорії;

$n_i$  - кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.4.

Таблиця 4.3– Розподіл персоналу на категорії та їхня заробітна плата

Категорія	КЕС	Кількість, чол.	Зарплата, грн..
Робітники	80%	1433	10000
ІТР	16%	287	15200
Службовці	3,4%	61	12000
МОП	0,6%	11	6000
Всього:	100%	1792	

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по КЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1056	$1056 \cdot 9000 \cdot 12 = 114048000$
ІТР	211	$211 \cdot 13680 \cdot 12 = 34637760$
Службовці	45	$45 \cdot 10800 \cdot 12 = 5832000$
МОП	8	$8 \cdot 5400 \cdot 12 = 518400$

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.4 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57(S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80(S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_v, \quad (4.8)$$

$$I_{зп} = (1,57(114048000 + 518400) + 1,80(34637760 + 5832000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 =$$

$$= 243238010,4 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

$K_k$  – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_v = 1,375$  – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби ( пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування ).

### 4.2.3 Розрахунок вартості палива

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні. Визначення цієї статті витрат для інших типів станцій розглянемо окремо.

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$I_{\Pi} = \frac{(\Pi_{\Pi} + \Pi_{\text{тр}}) \cdot V_p \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\Pi}}, \quad (4.9)$$

де  $\Pi_{\Pi}$  – ціна палива;

$\Pi_{\text{тр}}$  – витрати на транспортування;

$V_p$  – річні витрати умовного палива [27];

$\alpha_{\text{втр}} = 0,015$  – втрати твердого палива на шляху до електростанції;

$e_{\Pi}$  – калорійний коефіцієнт, який дорівнює  $Q/29330$  ( $Q$  – тепла здатність палива [27]).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$V_p = V_{\text{хх}} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (4.10)$$

де  $V_{\text{хх}}$  – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

$\tau_p$  – число годин роботи блока ( $\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$ );

$\tau_{\text{простою}}$  – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [27].



Обчислимо число годин роботи блоків 200 МВт за умови, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 200 МВт:  $t_k = (48+14)$  год,  $t_{\pi} = 21$  год.

$$\tau_{p200} = 6 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (48+14) - 5 \cdot 24 \cdot 21 = 48552 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива

Таблиця 4.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-200-130, вугілля	$B^* = 4,2 \tau_p + 0,3 W$

Сумарні витрати палива:

$$B_{p\Sigma} = B_{p200} = 4,2 \cdot 48552 + 0,3 \cdot 8021607,39 = 2143378,462 \text{ т.у.п.};$$

Згідно з завданням видом палива є вугілля:  $\Pi_{\pi} + \Pi_{\text{тр}} = 4000$  грн/т.

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_{\pi} = \frac{27200}{29330} = 0,9273.$$

$$I_{\pi} = \frac{4000 \cdot 2143378,462 \cdot 1,015}{0,9273} = 9383569063,66 \text{ грн.}$$

#### 4.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$I_{\text{ін}} = (I_a + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}; \quad (4.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (8323581000 + 243238010,4) \cdot 0,19 = 1627695611,98 \text{ грн,}$$

де  $I_{\text{н}} = 19 \%$ .

#### 4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_a + И_{зп} + И_{п} + И_{ін}; \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} И &= 8323581000 + 243238010,4 + 9383569063,66 + 1627695611,98 = \\ &= 19578083686,04 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = И / E_{\text{відп}}, \quad (4.13)$$

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

$$E_{\text{відп}} = 20816135 \text{ (МВт·год)}.$$

$$C = 19578083686,04 \cdot 10^2 / 7548238,51 \cdot 10^3 = 259,37 \text{ коп/кВт·год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	8323581000.00	42.51%	110.27
Зарплата	243238010.40	1.24%	3.22
Паливо	9383569063.66	47.93%	124.31
Інші	1627695611.98	8.31%	21.56
Разом	19578083686.04	100%	259.37

### 4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1200
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	8021607,39
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,91
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	19954,8
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	41629
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	259,37

Коефіцієнт обслуговування розраховується за формулою:

$$K_{\text{обс}} = \frac{P_{\text{вст}}}{\text{Ч}} ; \quad (4.14)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{1200}{1320} = 0,91 \text{ МВт / чол.}$$

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт, що працює на вугіллі, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 259,37 коп/кВт·год.

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 5.1 Задачі розділу

Рівень безпеки обслуговуючого персоналу залежить від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу обслуговуючого персоналу. Головним завданням даного розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлити питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та пожежної безпеки на гідроелектростанціях. Багато факторів на ЕС негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому важливо розглянути питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою магістерської кваліфікаційної роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів електростанції, яка працює в складі електроенергетичної системи України [28].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування трансформаторів струму. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки.

3. Дослідити роботу електричної частини КЕС потужністю 1200 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської роботи:

## 5.2 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів струму КЕС потужністю 1200 МВт

З урахуванням аналізу ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує трансформатори, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори [28]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;

– підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

– фізичні перевантаження;

– нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

– рухомі машини і механізми;

– електрообладнання;

– природне середовище;

– людина.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до [28] ці показники не мають виходити за межі встановлених допустимих значень:

– температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;

– швидкість вітру 0,2–0,6 м/с;

– відносна вологість не більше 75 %.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату передбачається штучна приточна загальнообмінна вентиляція, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

### **5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування трансформаторів струму КЕС потужністю 1200 МВт**

#### **5.3.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць**

На основі аналізу літературних джерел [29-31] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту трансформаторів струму слід вживати організаційних заходів. Під час експлуатації вимірювальних трансформаторів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.

До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми.

Розпорядження – це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт. Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи

При роботі по наряді бригада повинна складатися не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряді в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

Допуск до роботи здійснюється допускаючим – відповідальною особою з оперативного персоналу [29].

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. За відсутності виробника робіт, якщо його не може замінити відповідальний керівник або особа, що видала даний наряд, або особа з оперативного персоналу, брига-

да виводиться з розподільного пристрою, двері РУ закриваються і оформлюється перерва в роботі.

Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки. При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

Після закінчення перерахованих робіт наряд закривається і включається електроустановка.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск.

Дозвіл (розпорядження) на вмикання електроустановки слід видавати тільки після отримання повідомлень від усіх допускачів і керівників робіт, яким було дано дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск в цій електроустановці, про повне закінчення робіт та можливість вмикання електроустановки [29].

### **5.3.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування і ремонту трансформаторів струму, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

У електроустановках напругою вище 1000 В з усіх боків, звідки може бути подана напруга на місце роботи, при відключенні повинен бути видимий розрив, який здійснюється відключенням роз'єднувачів, віддільників і вимикачів навантаження без автоматичного включення їх за допомогою пружин, встановлених на самих апаратах. Видимий розрив можна створити, знявши за-



побіжники, або від'єднавши, або знявши шини і дроти. Силкові трансформатори відключаються з обох боків, щоб виключити зворотну трансформацію. Щоб уникнути помилкового або мимовільного включення комутаційних апаратів виконують наступні заходи:

- ручні приводи у відключеному положенні і стаціонарні огорожі замикають на механічний замок;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, відключають силкові ланцюги і ланцюги оперативного струму;
- у вантажних і пружинних приводів вмикаючий вантаж або пружини приводять в неробоче положення.

У електроустановках напругою до 1000 В залежно від конструкції замикають рукоятки або дверці шафи, вкривають кнопки, встановлюють між контактами ізолюючі накладки, від'єднують кінці проводів від вмикаючої котушки. Відключене положення апаратів з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги. На приводах ручного і ключах дистанційного керування комутаційної апаратури вивішують заборонні плакати «Не включати. Працюють люди», а на повітряних і кабельних лініях - «Не включати. Робота на лінії». Залежно від місцевих умов і характеру роботи не відключені струмоведучі частини, доступні для ненавмисного дотику на час роботи, захищають щитами, екранами з ізоляційних матеріалів, ізолюючими накладками або встановлюють спеціальні пересувні огорожі.

Робоче місце захищають канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. Уб'є!». На всіх підготовлених робочих місцях після накладення заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

Відсутність напруги перевіряють між всіма фазами, кожною фазою і землею, кожною фазою і нульовим дротом.

Під час експлуатації і випробувань трансформаторів їх баки повинні бути заземлені.

### 5.3.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (200 \times 140) = 28000 \text{ м}^2$ ;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;  $\rho_2 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення:  $t = 0,7 \text{ м}$ ;

- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;

- число вертикальних заземлювачів:  $n_b = 46 \text{ шт}$ ;

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_b = 5 \text{ м}$ .

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс  $40 \times 4 \text{ мм}$  та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром  $20 \text{ мм}$  (рис. 5.1).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (140 + 200) / 46 = 14,8 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 900 / 450 = 2;$$

$$a / l_b = 14,8 / 5 = 2,96;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{28000} = 167,3 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [11, 16, 28]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_r + L_b}, \quad (5.1)$$

де  $A$  – функція відношення  $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$ ;

$\rho_{\text{екв}}$  – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

$L_{\Gamma}$ ,  $L_B$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.3)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{167,3} = 0,034 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,034 = 0,415;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (140 \cdot 13 + 200 \cdot 11) + 46 \cdot 5 = 4250 \text{ м.}$$

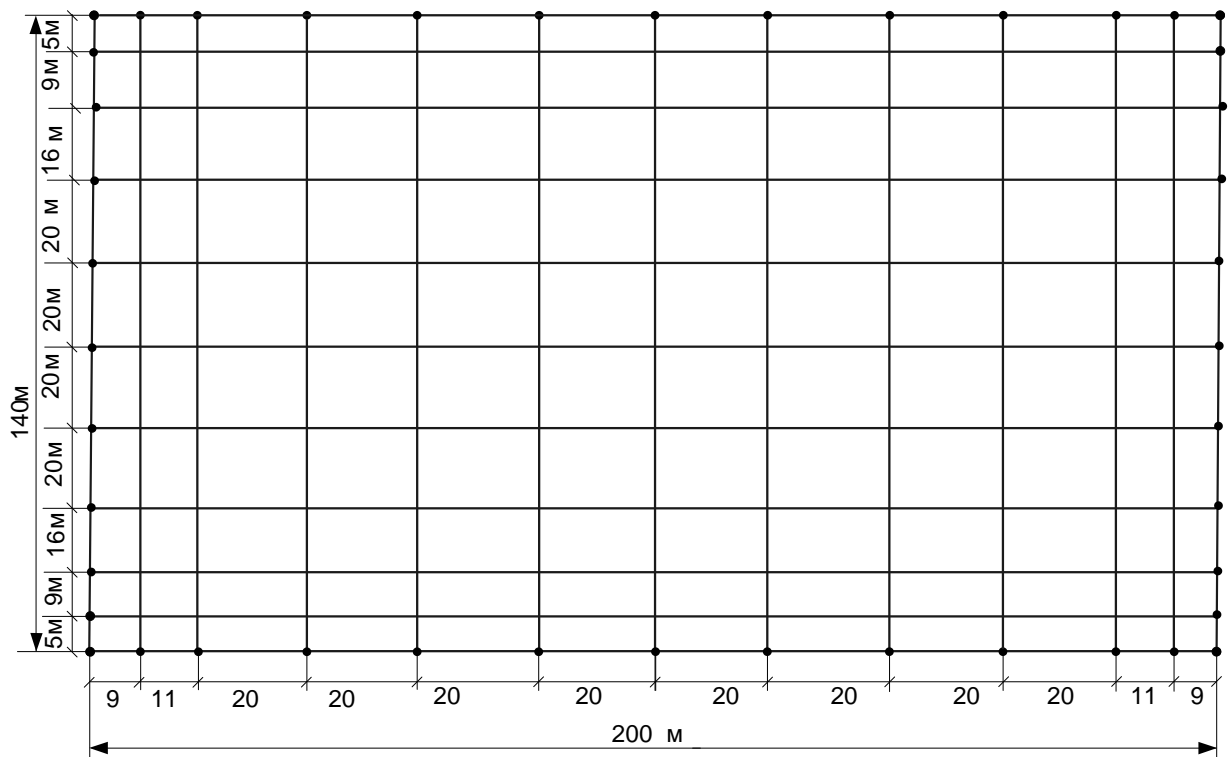


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

З [16] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,14$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,14 \cdot 450 = 513 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,415 \cdot 513 / 167,3 + 513 / 4250 = 1,39 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до штучних заземлювачів:

а) системи «трос-опори»  $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом}$ ;

б) фундаменти опор  $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}}{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п1}} + R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п2}} + R_{\text{п1}} \cdot R_{\text{п2}}};$$

$$R'_3 = \frac{1,39 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,39 \cdot 1,1 + 1,39 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,406 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Таким чином, обраний заземлювальний пристрій ВРУ-330 кВ задовольняє вимогам для мереж з глухозаземленою нейтраллю.

#### **5.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

На КЕС використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. В останніх утворюється потік вільних зарядів. Внаслідок переміщення яких може виникнути імпульс, який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення

провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки КЕС можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації [32].

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи на об'єкти, там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може викликати в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

Необхідно оцінити стійкість роботи конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт в умовах впливу іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

#### 5.4.1 Дослідження стійкості роботи розподільних установок та електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РУ можуть виникнути незворотні зміни. Дані наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Експозиційні дози елементів електричних частин КЕС

№	Підсистеми електричної частини КЕС	Елементи електричної частини КЕС	$D_{грн\ i}, (P)$	$D_{гр}, P$
1	Блок управління автоматизованими дільницями	Перетворювач струму MC44603P	$10^6$	$10^3$
		Нормативний перетворювач швидкості NSP1207	$10^4$	
		Контролер SP 3,5 DC	$10^6$	
		Діод Д151-50	$10^5$	
		Діод D0805-0.05 56	$10^5$	
2	Система керування, РЗ та збудження	Тумблер ASW-13-102	$10^5$	
		Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	$10^2$	
		Магнітний пускач КМИ-57012	$10^4$	
		Транзистори Т143-2	$10^7$	
3	Мікропроцесорна система	Мікросхема П1 регулятор струму К140УД7	$10^4$	
		Блок РЗ SPAC 800	$10^5$	
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	$10^4$	

Час роботи до відмови різних систем: блок управління – 5 років (43800 год), система керування – 4,8 років (42048 год), мікропроцесорна система – 3 роки (26280 год).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2 \cdot P_1 \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{\Pi}})}{K_{\text{посл}}}; \quad (5.4)$$

де  $K_{\text{посл}}$  - коефіцієнт послаблення, 1;

$t_{\Pi}$  - час початку опромінення, 1 год;

$t_K$  - максимальна тривалість роботи;

Для блока управління:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{43800} - \sqrt{1})}{1} = 2041,19 \text{ (Р)}.$$

Для системи керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{42048} - \sqrt{1})}{1} = 1999,75 \text{ (Р)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} = 1578,9 \text{ (Р)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи обладнання:

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{t_{\Pi}}}{2 \cdot P_1} \right)^2; \quad (5.5)$$

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 4,9 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,9} \right)^2 = 10617,4 \text{ (год)}.$$

По мінімальному значенні  $D_{\text{гр}}$ , визначаємо межу стійкості приладу в цілому по системі електропостачання:  $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ Р}$ .

$$D_{гр} = 10^3 (P) < D_M = 1578,9 (P).$$

#### 5.4.2 Дослідження стійкості електричної частини КЕС 1200 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному  $K_B = 40$  дБ.

На об'єкті КЕС розподіляються на різні блоки:

1. Блок управління:  $l_B = 3,2$  м,  $l_\Gamma = 2,6$  м.
2. Система керування:  $l_B = 2,2$  м,  $l_\Gamma = 1,8$  м.
3. Мікропроцесорна система:  $l_B = 5,1$  м,  $l_\Gamma = 4,5$  м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\bar{b}(B,\Gamma)} = 20 \lg \frac{U_{доп}}{U_{(B,\Gamma)}} \geq 40 \text{ [дБ]}. \quad (5.6)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$E_B = 13,75 \text{ (кВ/м)};$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma; \quad (5.7)$$

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B. \quad (5.8)$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості:

$$E_\Gamma = E_B \cdot 10^{-3} = 0,0137 \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо  $U_\Gamma$  та  $U_B$ :

Для блока управління:

$$U_{\Gamma} = 13,75 \cdot 3,2 = 35,75 \text{ (В)};$$

$$U_{\text{В}} = 0,0137 \cdot 2,6 = 0,043 \text{ (В)}.$$

Для системи керування:

$$U'_{\Gamma} = 13,75 \cdot 2,2 = 23,375 \text{ (В)};$$

$$U'_{\text{В}} = 0,0137 \cdot 1,7 = 0,029 \text{ (В)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$U''_{\Gamma} = 13,75 \cdot 5,1 = 61,875 \text{ (В)};$$

$$U''_{\text{В}} = 0,0137 \cdot 4,5 = 0,072 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При  $U_{\text{доп}} = 12 \text{ (В)}$ :

$$U_{\text{доп3}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки (табл. 6.2).

Для блока управління:

$$K_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{35,75} = -9,06 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,043} = 49,41 \text{ (дБ)}.$$

Для системи керування:

$$K'_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{23,375} = -5,37 \text{ (дБ)};$$

$$K'_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,029} = 52,8 \text{ (дБ)}.$$

Для мікропроцесорної системи:

$$K''_{\text{б.Г}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{61,875} = -13,82 \text{ (дБ)};$$

$$K''_{\text{б.В}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,072} = 44,92 \text{ (дБ)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.2.



Таблиця 5.2 – Результати розрахунків  $K_{\sigma}$  елементів системи

№	Елемент системи	$I_{\text{в}}$ (м)	$I_{\text{г}}$ (м)	$U_{\text{в}}$ (В)	$U_{\text{г}}$ (В)	$K_{\sigma}^{\text{в}}$ (дБ)	$K_{\sigma}^{\text{г}}$ (дБ)	Результат дії
1	Блок управління	3,2	2,6	0,043	35,750	49,41	-9,06	не стійкий
2	Система керування	2,2	1,7	0,029	23,375	52,80	-5,37	не стійкий
2	Мікропроцесорна система	5,1	4,5	0,072	61,875	44,92	-13,82	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі оскільки  $K_{\sigma, \text{г}} < 40$  дБ, тому необхідно провести екранування.

#### 5.4.3 Розробка заходів з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС у надзвичайних ситуаціях

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

Оскільки  $D_{\text{гр}} = 10^3(P) < D_{\text{м}} = 2264,3 P$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{посл}}$  потрібно збільшити в 3 рази або змінити місце розташування апаратури.

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

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

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, [\text{см}] \quad (5.9)$$

Блок управління:

$$t_1 = \frac{40 - (-9,06)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,078 (\text{см}).$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{40 - (-5,37)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,072 (\text{см}).$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{40 - (-13,82)}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,085 (\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні блоку управління з використанням екрану товщиною 0,078 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні систем керування використанням екрану товщиною 0,072 см з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для мікропроцесорної системи потрібен екран товщиною 0,085 см.

Висновок. Таким чином, в даному підрозділі було проведено оцінку стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Було визначено те, що факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, є іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс, тому оцінка стійкості роботи КЕС є необхідною.

Для безпечної роботи на КЕС в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах

дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

Також було розроблено ряд заходів по забезпеченню безпечної роботи елементів електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

За умови застосування всіх розроблених заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини КЕС 1200 МВт в умовах надзвичайних ситуацій робота електричної станції буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

### **Висновки по розділу.**

Виконаний аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці, а також відповідні розрахунки дозволили розв'язати всі поставлені завдання:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням електрообладнання ВРУ електростанції;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації і обслуговування трансформаторів струму КЕС;
- дослідити роботу електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації електрообладнання та заземлювальних пристроїв КЕС.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язане актуальне завдання підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт, проаналізовано особливості роботи вимірювальних трансформаторів струму на електростанції.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

1. Проаналізовано та вивчено методи, що використовують під час проектування конденсаційних електростанцій.

2. Розроблено електричну частину конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт. Обрано основне обладнання, запроєктовано структурну схему станції. Обрано схеми електричних з'єднань ВРУ 330 та 110 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб КЕС. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційної апаратури. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачів перенапруг, високочастотні загороджувачі та установку постійного струму.

3. Проаналізовано конструктивні особливості та принцип роботи вимірювальних трансформаторів струму.

5. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів струму. Досліджено роботу електричної частини КЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини КЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

6. Розраховано техніко-економічні показники КЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проектування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на КЕС становить 259,37 коп/кВт·год.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
3. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
4. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/chastka-teplovoyi-generaciyi-v-zagalnomu-virobnictvi-elektroenergiyi-z-2016-roku-zmenshilas-na-5>
5. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
6. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
7. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016-2025 роки.
8. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://surl.li/ecbzw>
9. Вольчин І. А., Квіцинський В. О., Марущак С. В. Техніко-економічні аспекти реконструкції українських ТЕС в умовах зростання вартості викидів CO<sub>2</sub> / Енерготехнології та ресурсозбереження. 2022, № 3. С. 40-57.
10. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної

частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

12. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

13. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.

14. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

15. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.

16. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проектування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.

17. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.

18. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник / В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 145 с.

19. URL: [https://boigor.blogspot.com/2020/04/blog-post\\_9.html](https://boigor.blogspot.com/2020/04/blog-post_9.html)

20. URL: <http://surl.li/fhyqo>

21. ДСТУ EN 61869-3:2017 Трансформатори вимірювальні. Частина 3. Додаткові вимоги до індуктивних трансформаторів напруги (EN 61869-3:2011, IDT; IEC 61869-3:2011, IDT)

22. IEC 60044-1:2008 Трансформатори вимірювальні Частина 1. Трансформатори струму. ДСТУ IEC 60044-1:2008. Київ, 2010. 39 с.

23. ДСТУ EN 61869-3:2017 Трансформатори вимірювальні. Частина 3.

Додаткові вимоги до індуктивних трансформаторів напруги (EN 61869-3:2011, IDT; IEC 61869-3:2011, IDT)

24. Норми випробування електрообладнання – Вимірювальні трансформатори URL: [https://forca.com.ua/knigi/pravila/normi-viprobuvannya-elektroobladnannya\\_6.html](https://forca.com.ua/knigi/pravila/normi-viprobuvannya-elektroobladnannya_6.html)

25. URL:: <http://standart-m.com.ua/uslugi/teplovizionnoe-obsledovanie-i-kontrol/teplovizionnyj-kontrol-oborudovaniya?mova=uk>

26. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

27. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанак О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

28. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 120 с.

29. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоророною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

30. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охоророною праці. Київ, 2008. 150 с.

31. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

32. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

33. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

34 Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)



## ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт з аналізом особливостей роботи вимірювальних трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С. Я.  
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Хохлов Г. Ю.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Тептя В. В.  
(прізвище, ініціали)

**ДОДАТОК Б**  
**(обов'язковий)**  
**Технічне завдання МКР**

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ**  
**ПОТУЖНІСТЮ 1200 МВТ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ**  
**ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.026.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Хохлов Г. Ю.

(підпис)

Вінниця 2023 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 ТЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини теплових електростанцій і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проектування електричної частини конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт, аналіз особливостей роботи вимірювальних трансформаторів струму;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел 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. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

3. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування конденсаційної електростанції потужністю 1200 МВт з шістьма турбоагрегатами одиничною потужністю 200 МВт. В сис-

тему, приєднання до якої знаходиться на відстані 240 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”, “Siemens” 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. Економічні показники

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

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування КЕС	20.09.23	25.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	26.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Особливості роботи вимірювальних трансформаторів струму	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка

8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

### **7. Очікувані результати**

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини КЕС потужністю 1200 МВт, а також одержання результатів аналізу особливостей роботи трансформаторів струму, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

### **8. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

### **9. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

### **10. Вимоги до оформлення МКР**

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

### **11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

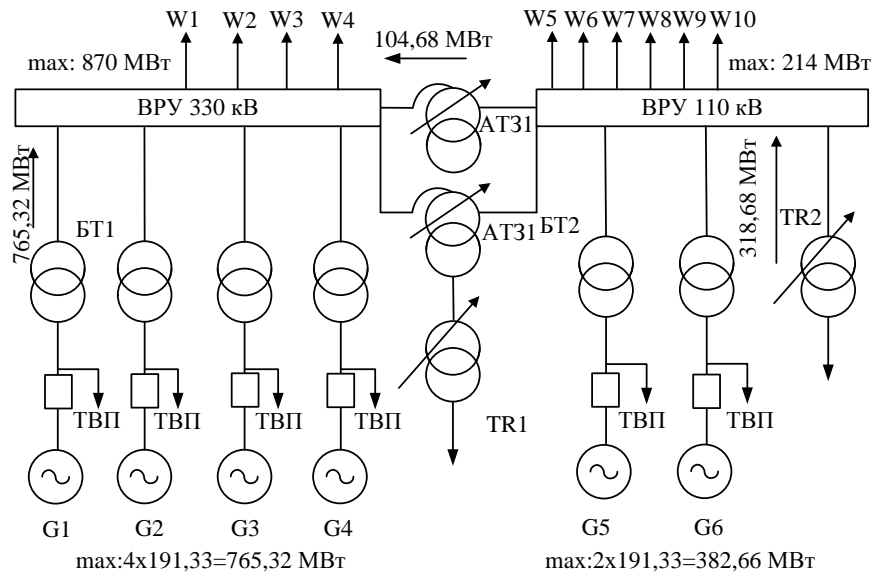
**ДОДАТОК В**  
**(обов'язковий)**

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

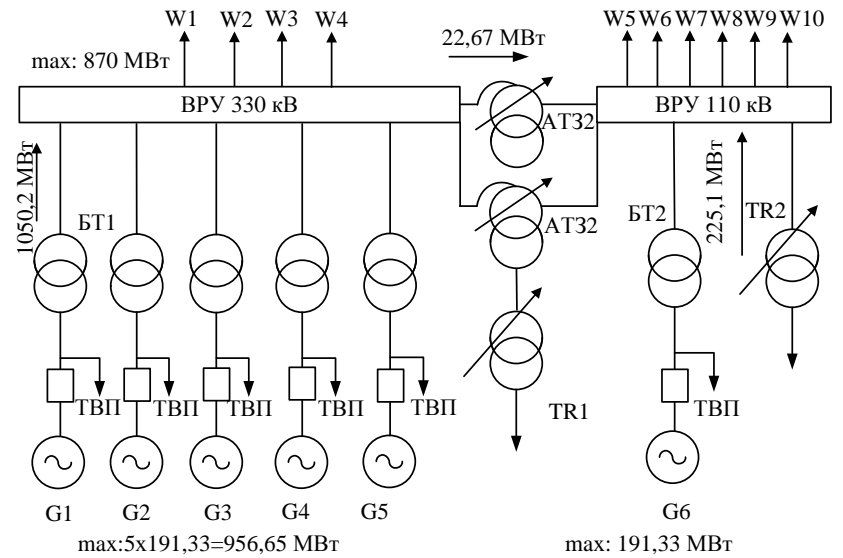
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ**  
**ПОТУЖНІСТЮ 1200 МВТ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ**  
**ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

# 1. ВАРІАНТИ СХЕМ КЕС

## СТРУКТУРНІ СХЕМИ КЕС

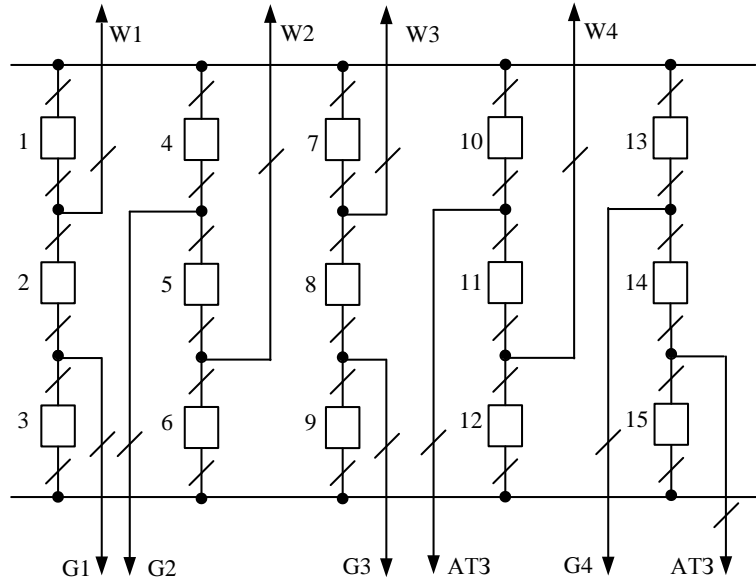


а) I варіант

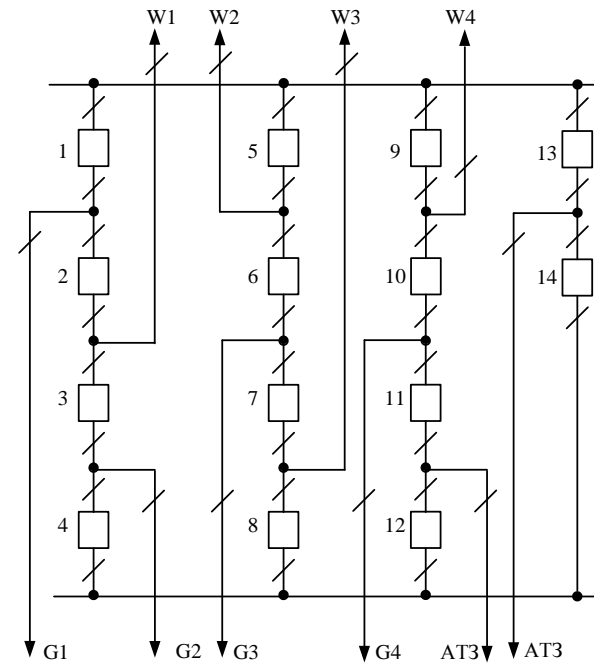


б) II варіант

## ВАРІАНТИ СХЕМ ВРУ 330 ТА 110 кВ



а) Схема ВРУ-330 кВ (I варіант)



б) Схема ВРУ-330 кВ (II варіант)

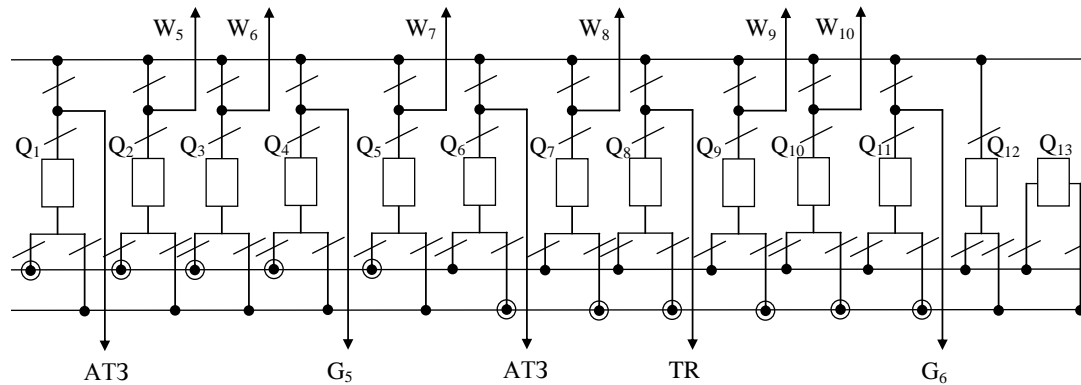
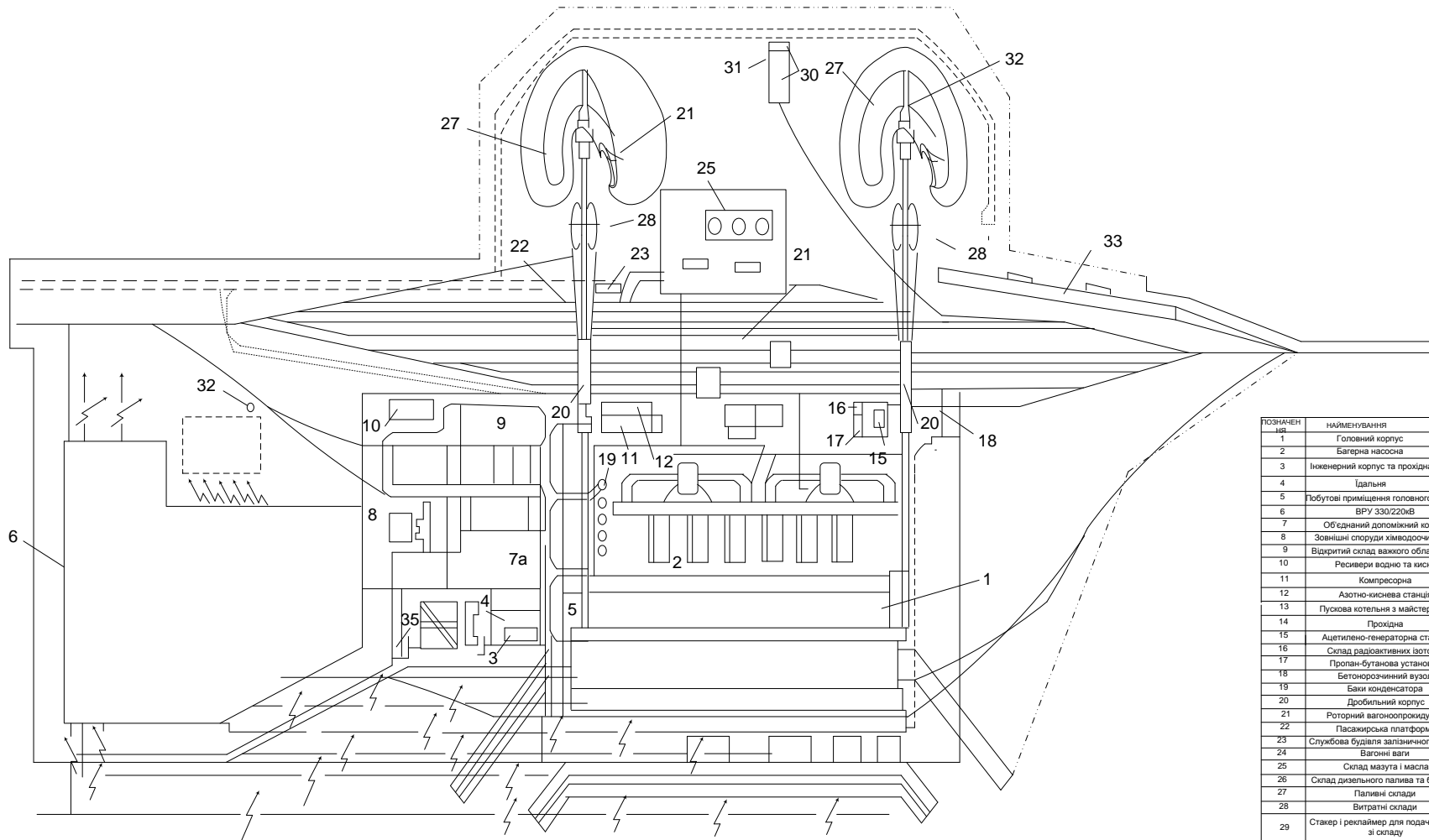


Схема ВРУ-110 кВ



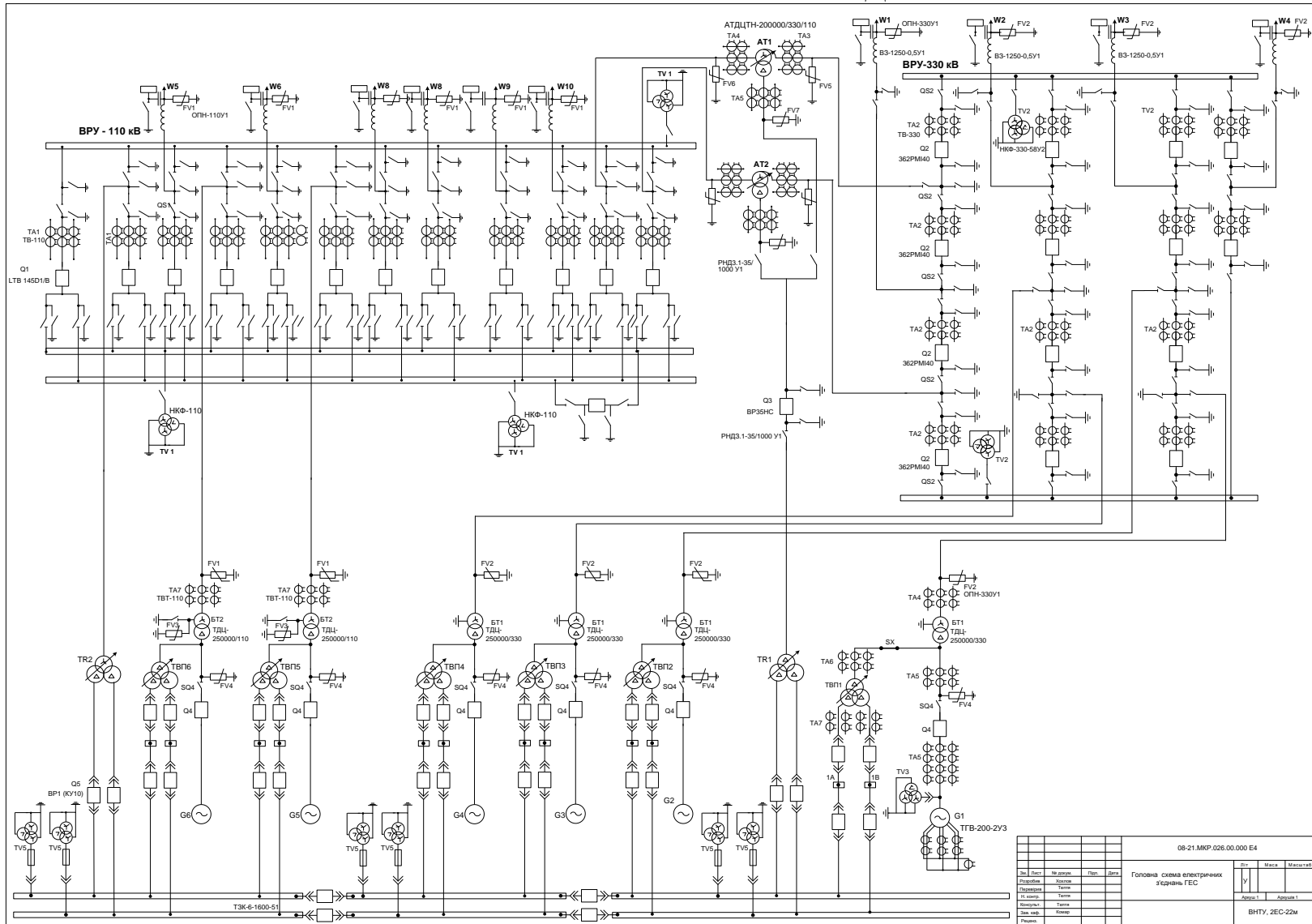
## 2. ГЕНЕРАЛЬНИЙ ПЛАН КЕС



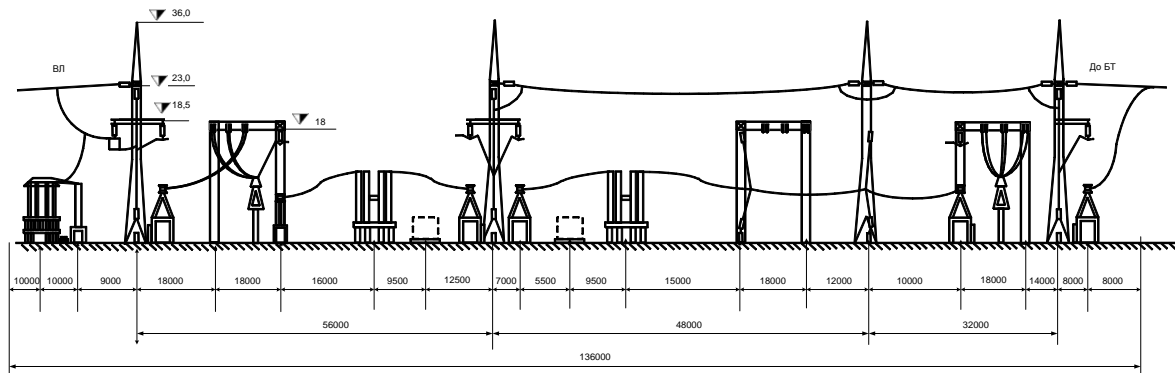
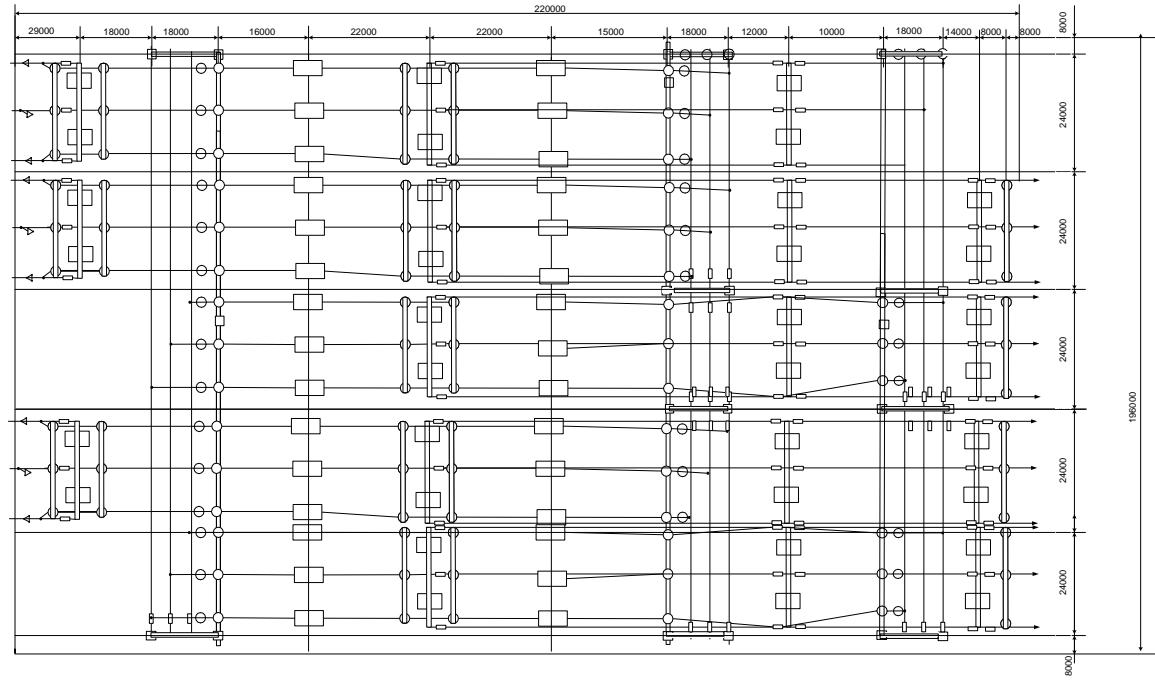
ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ПРИМІТКИ
1	Головний корпус	
2	Багерна насосна	
3	Інженерний корпус та прохідна	
4	Ідальня	
5	Побутові приміщення головного корпусу	
6	ВРУ 330/220кВ	
7	Об'єднаний допоміжний корпус	
8	Зовнішні споруди хімовдоочищення	
9	Відкритий склад важкого обладнання	
10	Ресивери водню та кисню	
11	Компресорна	
12	Азотно-киснева станція	
13	Пускова котельня з майстернями	
14	Прохідна	
15	Ацетилено-генераторна станція	
16	Склад радіоактивних ізотопів	
17	Пролан-бутилова установка	
18	Бетонорозчинний вузол	
19	Баки конденсатора	
20	Дробильний корпус	
21	Роторний вагонопроектизатор	
22	Пасажирська платформа	
23	Службова будівля залізничного транс.	
24	Вагонні ваги	
25	Склад мазута і масла	
26	Склад дизельного палива та бензину	
27	Паливні склади	
28	Витратні склади	
29	Стякер і рекаймер для подачі палива зі складу	
30	Гараж і майстерня для бульдозерів	
31	Басейн нейтралізації та насосна	
32	Розморозюючі пристрої	
33	Пішоходня тунель	
34	Стоянка для автомашин	

Генеральний план електростанції 1200 МВт з двома вугільними складами радіального типу і розміщенням ВРУ зі сторони торця головного корпусу

### 3. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ КЕС



#### 4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-330 КВ



## 5. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-330 КВ

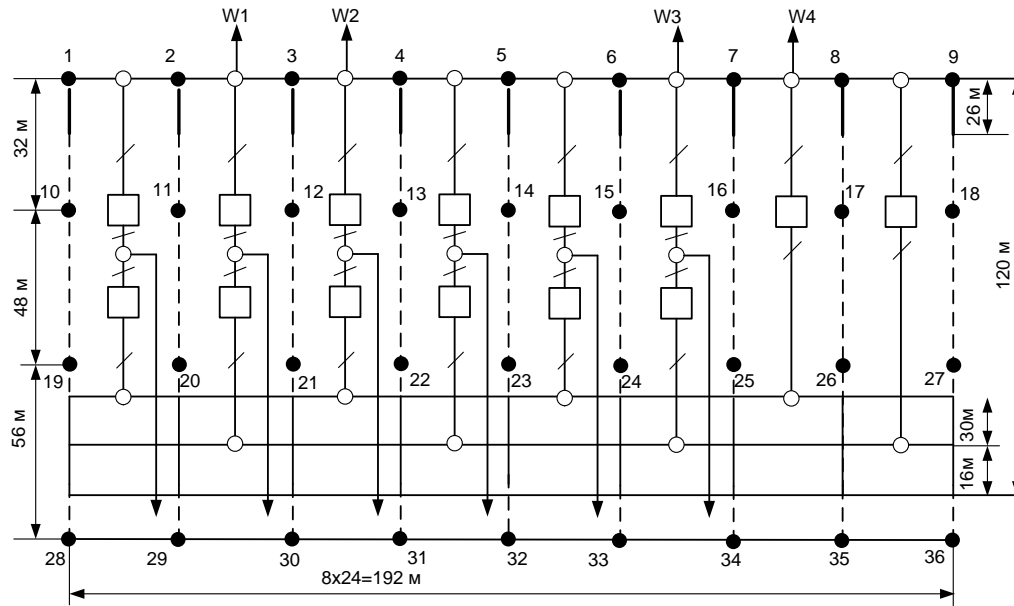
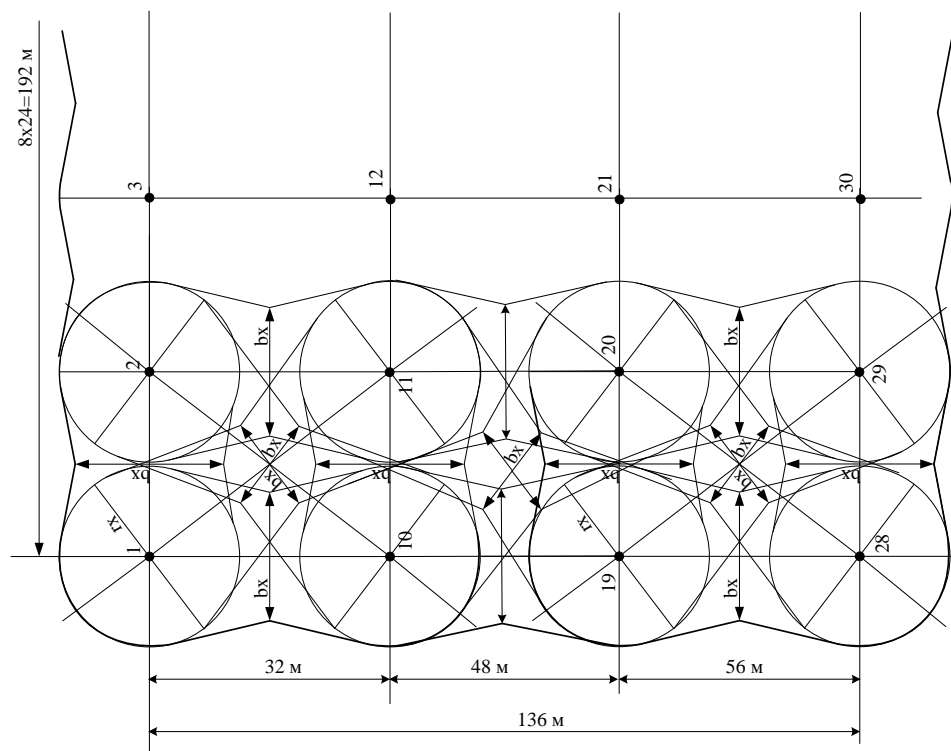


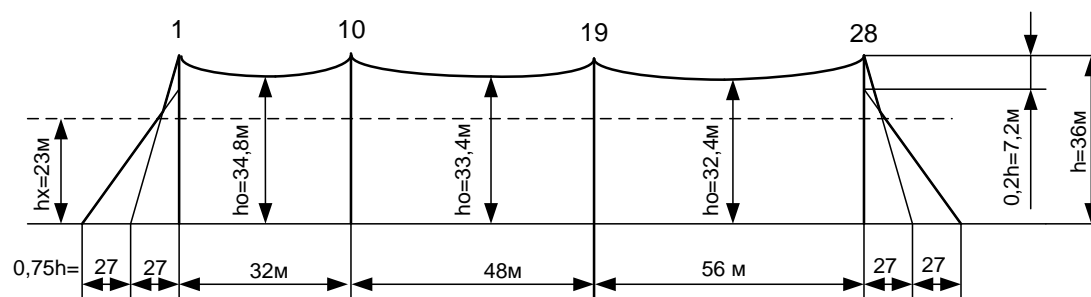
Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ

Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	г <sub>x</sub> , 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, 15-16, 16-17, 17-18, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 28-29, 29-30, 30-31, 31-32, 33-34, 34-35, 35-36	24	35,34	19,76	10,9
1-10, 2-11, 3-12, 4-13, 5-14, 6-15, 7-16, 8-17, 9-18	32	34,82	18,21	10,9
10-19, 11-20, 12-21, 13-22, 14-23, 15-24, 16-25, 17-26, 18-27	48	33,37	13,85	10,9
19-28, 20-29, 21-30, 22-31, 23-32, 24-33, 25-34, 26-35, 27-36	56	32,43	11,04	10,9
1-11, 2-10, 2-12, 2-10, 3-11, 3-13, 4-12, 4-14, 5-13, 5-15, 6-14, 6-16, 7-15, 7-17, 8-16, 8-18, 9-17	40	34,16	16,24	10,9
10-20, 11-19, 11-21, 12-20, 12-22, 13-21, 13-23, 14-22, 14-24, 15-23, 15-25, 16-24, 16-26, 17-25, 17-27, 18-26	53,70	32,71	11,89	10,9
19-29, 20-28, 20-30, 21-29, 21-31, 22-30, 22-32, 23-31, 23-33, 24-32, 24-34, 25-33, 25-35, 26-34, 26-36, 27-36	60,9	31,79	9,12	10,9



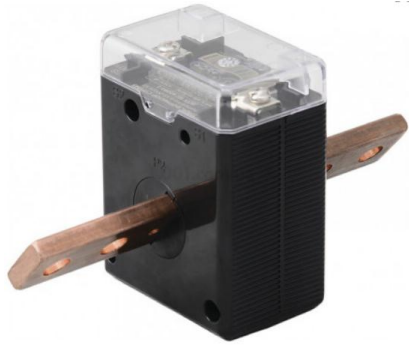
а) вид на зону захисту блискавковідводів зверху



б) вид на зону захисту блискавковідводів боку

## 6. КОНСТРУКЦІІ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

### РІЗНІ ВИДИ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ДЛЯ МЕРЕЖ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ



а)



б)



в)



г)



д)

а – трансформатор струму з первинною обмоткою у вигляді шини та первинною ізоляцією;

б – трансформатор струму призначений для встановлення на неізольовану шину без первинного провідника, але з первинною ізоляцією;

в – трансформатор струму без первинного провідника та без первинної ізоляції, призначений для встановлення на ізольований кабель;

г – трансформатор струму з рознімним осердям, призначений для встановлення на ізольований кабель;

д – мобільний трансформатор струму з рознімним осердям

## ЗОВНІШНІЙ ВИГЛЯД ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ ДЛЯ МЕРЕЖ СЕРЕДНІХ НАПРУГ (10, 35 кВ)



а – трансформатори струму для внутрішнього встановлення



б – трансформатори струму для зовнішнього встановлення

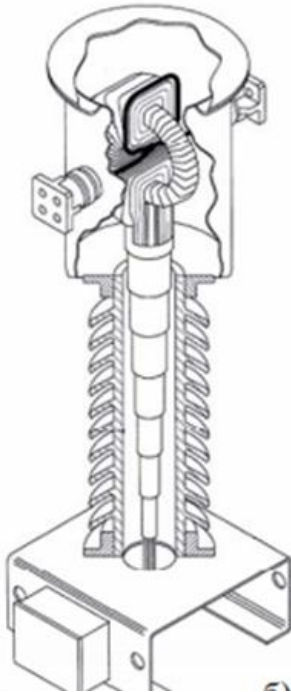


в – трансформатор струму в комірці КРУ-10 кВ

## ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ ДЛЯ МЕРЕЖ ВИСОКОЇ НАПРУГИ



а)



б)



в)



г)

а – зовнішній вигляд; б – розріз;

в – фрагмент підстанції з елегазовими трансформаторами струму ТГФМ-110

г – трансформатори струму TG 145 (виробництво АВВ)



### ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ КЕС

Місце розташування	Трансформатори струму	Трансформатори на- пруги
ВРУ-330 кВ	TG 362	SVS 362
ВРУ-110 кВ	TG 145	SVS 123
Генератор 200 МВт	ТШ-20 0,5/10Р	ЗОМ-1/15, ЗНОМ-15
БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-330-I-1000/1 ТШ-20	- -
БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-I-1000/5 ТШ-20	- -
Трансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	TG 362 TG 145 TG 72.5	- - -
ПРТВП1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-35-I-300/1 ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6У3
ПРТВП2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-I-1000/1 ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6У3
ТВП: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТПЛ-10	- ЗНОЛ.06-6У3

## 7. РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-330 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:

$$S = (200 \times 140) = 28000 \text{ м}^2;$$

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

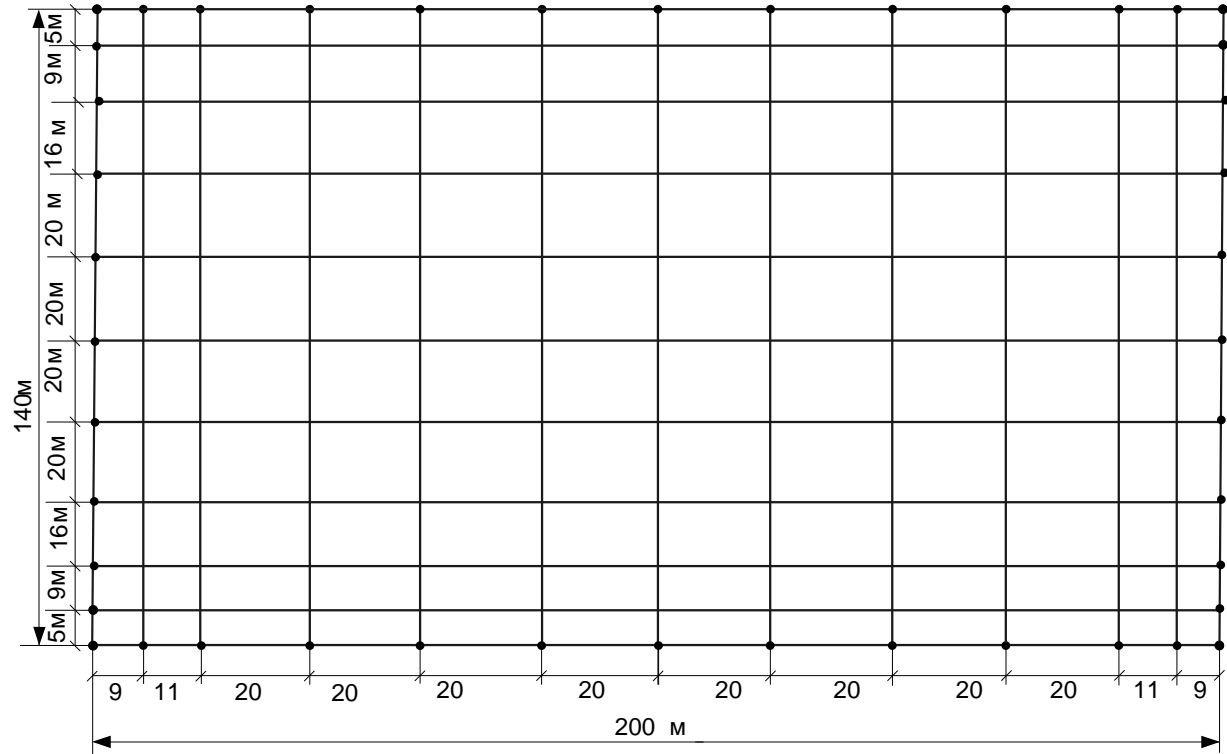
ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення:  $t = 0,7 \text{ м};$

- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м};$

- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 46 \text{ шт};$

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 5 \text{ м}.$



План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

## 8. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КЕС

### Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	8323581000	42.51%	110.27
Зарплата	243238010.4	1.24%	3.22
Паливо	9383569063.66	47.93%	124.31
Інші	1627695611.98	8.31%	21.56
Разом	19578083686.04	100%	259.37

### Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця ви- мірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1200
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	8021607,39
Коефіцієнт витрат електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,91
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	19954,8
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	41629
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	259,37