

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина атомної електростанції потужністю 7200 МВт
з реакторами АР-1000 з розрахунком релейного захисту блока»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ІЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Ронжин М. М.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

Тептя В. В.

(прізвище та ініціали)

« 6 » 12 2024 р.

Опонент: доц. каф. ЕСС М. М. КТН.

доц. Мухомов Н. В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » ____ 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

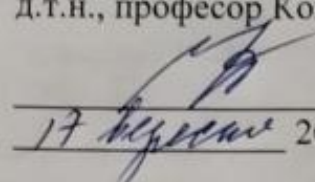
Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


17 вересня 2024 року

З А В Д А Н Н Я

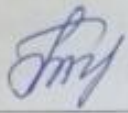
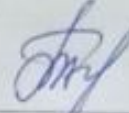
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ронжину Михайлу Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина атомної електростанції потужністю 7200 МВт з реакторами АР-1000 з розрахунком релейного захисту блока»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 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: $l_1=600$ км; $l_2=200$ км; вид промисловості району – чорна металургія; максимальне навантаження району 300 МВт; напруга мережі району 150 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему: $P_{C1}=4000$ МВт; $P_{C2}=1400$ МВт; номінальна потужність системи: $S_{\text{ном}1} = 20000$ МВА; $S_{\text{ном}2} = 14000$ МВА; номінальний опір системи: $x_{\text{ном}1} = 0,2$ в.о.; $x_{\text{ном}2} = 0,24$ в.о.; номінальна напруга системи: $U_{\text{ном}1} = 750$ кВ; $U_{\text{ном}2} = 330$ кВ.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проєктування атомної електростанції. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика електростанції. 4. Економічна частина. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем АЕС. 2. Компонування споруд АЕС на виробничому майданчику. 3. Головна схема електричних з'єднань АЕС. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-750 кВ. 5. Схема електричних з'єднань власних потреб блока № 4. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-750 кВ. 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. 8. Схема релейного захисту двигуна ВП

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 каф. ECC		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ECC		

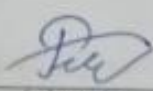
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

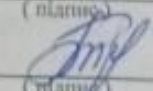
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Прий- має
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	<i>Вик.</i>
2	Обґрунтування проєктування АЕС	21.09.24	26.09.24	<i>Вик.</i>
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	<i>Вик.</i>
4	Релейний захист і автоматика	11.10.24	28.10.24	<i>Вик.</i>
5	Економічна частина	29.10.24	05.11.24	<i>Вик.</i>
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної ек- сплуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	<i>Вик.</i>
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	<i>Вик.</i>
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	<i>Вик.</i>
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	<i>Вик.</i>
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	<i>Вик.</i>
	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

М. М. Ронжин

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Ронжин Михайло Михайлович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 7200 МВт з реакторами АР-1000 з розрахунком релейного захисту блока». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 102 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 29 назв; рис.: 31; табл. 37.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина атомної електростанції потужністю 7200 МВт. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне обладнання, спроектована структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок 750 кВ, 330 кВ та 150 кВ, а також схема власних потреб 6 кВ. Розраховано струми коротких замикань та обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея. Розраховано параметри блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ. Розраховано уставки релейного захисту блока генератор-трансформатор та запропоновано види захистів на станції. Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано технічні рішення з організації робочих місць на електростанції.

Ключові слова: атомна електрична станція, релейний захист та автоматика, відкрита розподільна установка, заземлювальний пристрій, блискавкозахист

ABSTRACT

Mikhailo Ronzhin “Electrical part of a 7200 MW nuclear power plant with AR-1000 reactors with calculation of unit relay protection”. Master’s qualification work on specialty 141 – Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 102 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 29 titles; Fig.: 31; table 37.

In his master's thesis, he designed the electrical part of a 7200 MW nuclear power plant. In the electrical part, the graphs of electrical loads of the plant were calculated, the main equipment was selected, the structural diagram of the plant, the schemes of open switchgear 750 kV, 330 kV and 150 kV and the 6 kV auxiliary circuit were designed. Short-circuit currents were calculated and switchgear, current-carrying parts, measuring transformers, overvoltage limiting devices, and a battery were selected. The parameters of lightning protection and grounding device of the 750 kV switchgear were calculated. The relay protection settings of the generator-transformer unit were calculated and the types of protection at the station were proposed. The analysis of hazardous and harmful production factors is carried out and technical solutions for the organization of workplaces at the power plant are proposed.

Keywords: nuclear power plant, relay protection and automation, open switchgear, grounding device device, lightning protection

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТА-	
НЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 7200 МВт	9
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції.....	12
2.2 Вибір основного обладнання електростанції	17
2.3 Вибір структурної схеми станції	18
2.4 Вибір схем електричних з'єднань відкритих розподільних установок	21
2.5 Вибір схеми власних потреб	27
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати-	
чного струму	39
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	42
2.9 Вибір струмоведучих частин	44
2.10 Вибір кабелів до електродвигунів власних потреб	48
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	49
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджу-	
вачів та шунтових реакторів	52
2.13 Вибір акумуляторної батареї	53
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	57
3.1 Вибір системи оперативного управління АЕС	58
3.2 Вибір системи дистанційного управління.....	59
3.3 Система сигналізації	59
3.4 Автоматика і блокування	60
3.5 Зв'язок	61
3.6 Телемеханіка.....	61
3.7 Розрахунок уставок релейного захисту блоку генератор-	
трансформатор (ТЗВ-1000-2УЗ+ТНЦ-1250000/330)	62

3.7.1 Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора.....	64
3.7.2 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора	66
3.7.3 Захист від замикань на землю в обмотці статора	66
3.7.4 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ	67
3.7.5 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень.....	68
3.7.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	69
3.7.7 Захист ротора від перевантаження струмом збудження.....	69
3.7.8 Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником	70
3.7.9 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження	71
3.7.10 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора.....	71
3.7.11 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора.....	72
3.7.12 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора.....	72
3.7.13 Захист від замикань всередині кожуха трансформатора	73
3.7.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю	73
3.8 Засоби РЗ і автоматики	75
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	77
4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження електричної станції	77
4.2 Визначення собівартості вироблення електроенергії.....	79
4.2.1 Визначення величини амортизаційних витрат	79
4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати	81
4.2.3 Розрахунок витрат на паливо.....	83
4.2.4 Розрахунок інших витрат	84
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	84

4.3 Аналіз отриманих результатів.....	85
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	87
5.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час експлуатації генераторів.	88
5.2 Електробезпека.....	90
5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ	93
5.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ.....	95
ВИСНОВКИ	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	100
Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	102
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	103
Додаток В (довідковий) Спрощення схем під час розрахунку струмів КЗ.	107
Додаток Г (обов'язковий). Ілюстративна частина	115

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АЕС – атомна електрична станція;
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;
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 атомних електричних станціях (АЕС) як джерела енергії використовуються ядерні реактори, основними з яких в Україні є реактори корпусного типу водо-водяні (ВВЕР) з водою під тиском в металевому корпусі.

Як паливо в них використовуються тепловиділяючі збірки (ТВЗ) з природного або слабо збагаченого урану, а в якості та теплоносія – звичайна вода. В реакторах застосовують двоконтурні схеми, в яких нагріта вода (або пара) з активної зони потрапляє в парогенератор, де вона віддає тепло воді другого контуру. Пара другого контуру поступає в турбіну, а конденсат повертається в парогенератор [1].

Перевагою атомних електростанцій є їхня чистота порівняно з іншими тепловими станціями на твердому або газоподібному (рідкому) паливі. У зв'язку з малою кількістю палива, що використовується на АЕС, їх доцільно розташовувати з максимальним наближенням до центру споживання електроенергії. Основним обмежувальним фактором при виборі району розташування станції є можливість забезпечення технічного водопостачання АЕС, оскільки через більш низькі початкові параметри пари потрібна значно більша кількість циркуляційної води для охолодження турбін у АЕС, ніж у сучасних КЕС аналогічної потужності [2]. Слід зазначити, що питома вартість будівництва АЕС вища, ніж питома вартість спорудження сучасних потужних КЕС на твердому органічному паливі, тоді як собівартість виробництва енергії на АЕС суттєво нижча, ніж на конденсаційних теплових електростанціях.

З точки зору забезпечення атомної енергетики ядерним паливом перспективним є використання реакторів-розмножувачів (бридерів) на швидких нейтронах.

У зв'язку з дефіцитом органічного палива та зростаючого зменшення ресурсу обладнання конденсаційних електростанцій та теплоелектроцентралей спорудження сучасної атомної електростанції потужністю 7200 МВт є

економічно ефективним кроком в процесі розвитку електроенергетики в Україні.

Мета і задачі дослідження. Мета магістерської кваліфікаційної роботи – підвищення рівня теоретичних знань та практичних навичок з проєктування електричної частини атомних електростанцій; підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проєктування електричної частини АЕС потужністю 7200 МВт, а також розрахунку релейного захисту блока спроектованої станції.

Відповідно до мети МКР в роботі розв’язуються такі **основні завдання:**

- обґрунтування проєктування електричної частини атомної електростанції потужністю 7200 МВт;
- аналіз математичних методів, які використовують при проєктуванні електричної частини електричних станцій;
- проєктування схеми електричних з’єднань АЕС потужністю 7200 МВт;
- вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, установки постійного струму, розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ;
- розрахунок релейного захисту блоку АЕС потужністю 7200 МВт;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання АЕС;
- розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС потужністю 7200 МВт.

Об’єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина атомних електричних станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електростанцій.

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

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [3], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення магістерської роботи та результати досліджень доповідалися й обговорювалися на ЛІІ Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки (м. Вінниця, 2023) [3].

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 7200 МВт

Енергетичні потреби людства постійно зростають. І потреби в електричній енергії так само збільшуються разом з розвитком. Вимоги щодо електроенергії будуть збільшуватися й викопне паливо, яке на сьогодні використовують для потреб електроенергетики, не зможе задовольнити весь попит, не наносячи при цьому подальшого збитку для навколишнього середовища. Аналогічно відновлювані джерела енергії, такі як сонячні, вітрові установки, якщо їх використовувати окремо не зможуть задовольнити реальний попит на електроенергію [4-6].

Ядерна енергетика є перевіреним та безпечним і відносно чистим джерелом електричної енергії.

Атомні електростанції (АЕС) відіграють важливу роль у енергетичній системі, забезпечуючи електроенергією великі території та потужних споживачів. Це станції, які працюють в базовій частині графіка навантаження і покривають близько 50 % навантаження ОЕС України. Їх побудова за блочним принципом має численні техніко-економічні переваги, такі як спрощення технологічної схеми, зниження обсягів та монтажних робіт, а також зменшення капіталовкладень на будівництво.

Сучасні атомні електростанції зазвичай оснащені енергоблоками великої потужності, що дозволяє забезпечити швидке нарощування потужностей станцій та зниження собівартості електроенергії. Щодо ефективності та конкурентоспроможності, ядерна енергія залишається конкурентною порівняно з енергією, виробленою на базі вугілля або газу, якщо врахувати термін експлуатації станцій та їх завантаженість. Проте, необхідно також враховувати тривалість будівництва та пусконаладження різних типів електростанцій [7-9].

В Україні до повномасштабного вторгнення росії був створений та функціонував потужний ядерно-промисловий комплекс, який включає в себе чотири АЕС, підприємства з видобутку та переробки уранової руди, проєктно-конструкторські та науково-дослідні установи. На АЕС експлуатувались п'ятнадцять енергоблоків встановленої потужності 13835 млн. кВт. З них 13 енергоблоків потужністю по 1 млн. кВт, та 2 енергоблоки потужністю 415 і 420 тис. кВт відповідно [5].

Розвиток ядерно-промислового комплексу обумовлений наступними факторами:

- надійність та стабільність функціонування;
- виробництво близько 50 % електроенергії в країні;
- дотримання реалізації Кіотського протоколу через скорочення викидів «парникових» газів в атмосферу [7].

Моральне і фізичне зношення основних фондів підприємств електроенергетики (так, повністю зношені близько 80% основних фондів ТЕС і 60% основних фондів енергорозподільних компаній) внаслідок браку державних коштів і непривабливості галузі для приватних інвестицій; низька ефективність виробництва й передавання електроенергії (споживання енергоресурсів у генерації на 35% більше, а рівень витрат при транспортуванні у два рази вищий, ніж у країнах Європи); критичний фінансово – економічний стан теплових генеруючих компаній і енергорозподільчих компаній, велика заборгованість між суб'єктами енергоринку. Це основний та далеко не повний перелік проблемних місць, які існують на сьогодні в енергетиці України [8, 9].

Для розв'язання проблем, які виникли на сьогодні перед енергетиками, важливо провести модернізацію й адаптацію теплових електростанцій до нових умов функціонування та продовжувати розвиток атомного енергетичного сектору, звертаючи увагу на сталий розвиток та декарбонізацію енергетики [10].

Атомна енергетика посідає перше місце в енергетичній галузі України. На сьогодні вона стикається з викликами, оскільки багато АЕС зведені близько півстоліття тому і потребують модернізації.

Компанія Westinghouse Electric Company, піонер і світовий лідер у проєктуванні та будівництві атомних електростанцій, розробила реактор з водою під тиском (PWR, аналог реакторів ВВЕР) AP1000 Це єдиний реактор покоління III+, який отримав сертифікат конструкції від Комісії з ядерного регулювання США (NRC). AP1000, заснований на перевірених характеристиках реакторів PWR, розроблених Westinghouse, являє собою вдосконалену атомну електростанцію потужністю 1154 МВт, що використовує сили природи і простоту конструкції для підвищення безпеки та експлуатації станції, а також зниження витрат на будівництво [2].

Таким чином, у зв'язку з дефіцитом органічного палива та постійно зростаючого зменшення ресурсу обладнання теплових станцій (КЕС та ТЕЦ), спорудження АЕС з блоками AP-1000 потужністю 7200 МВт є своєчасним та допоможе підвищити ефективність роботи електроенергетичної галузі України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень станції

Режим роботи АЕС задається графіками електричних навантажень району та систем. Потужність ЕС повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з врахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення, а також витрати на власні потреби станції.

Під час розрахунків графіків навантажень приймаємо відносну величину постійних та змінних втрат потужності згідно [11]:

- в місцевому районі: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;

- в системах: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати в районі та системах:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p_{\max}}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_{1*} \cdot P_{c_{\max}}; \quad (2.2)$$

Змінні втрати в будь-який період доби залежать від навантаження:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{\max}}}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c_{\max}}}; \quad (2.4)$$

Потужність, яка видається до шин розподільних установок різних напруг:

$$P_{p.\text{вид.}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt};$$

$$P_{c.\text{вид.}t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct};$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{\text{р.вид.т}} + P_{\text{с.вид.т}}; \quad (2.5)$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП.т}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.мак}}}{100}; \quad (2.6)$$

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.

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{вид.т}} + P_{\text{ВП.т}}. \quad (2.7)$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1. За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа та річний графік за тривалістю навантаження (рис. 2.1, 2.2). Визначаємо техніко-економічні показники станції (таблиця 2.3).

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 300 = 3,0 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{1c1} = 0,02 \cdot 4000 = 80 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{1c2} = 0,02 \cdot 1400 = 28 (\text{МВт});$$

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Час	0-6	6-11	11-15	15-18	18-20	20-24
Навантаження МР P_{pt} , МВт	Зима	246	300	270	291	276	246
	Літо	231	285	255	276	261	231
Постійні втрати потужності в МР ΔP_{1p} , МВт	зима	3	3	3	3	3	3
	літо	3	3	3	3	3	3
Змінні втрати потужності в МР ΔP_{2pt} , МВт	Зима	12,1	18	14,6	16,9	15,2	12,1
	Літо	10,7	16,2	13	15,2	13,6	10,7
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p,вид.t}$, МВт	Зима	261,1	321	287,6	310,9	294,2	261,1
	Літо	244,7	304,2	271	294,2	277,6	244,7
Навантаження С2 P_{c2t} , МВт	Зима	980	1400	1330	1260	1120	980
	Літо	910	1330	1260	1190	1050	910
Постійні втрати потужності в С2 ΔP_{1c2} , МВт	Зима	28	28	28	28	28	28
	Літо	28	28	28	28	28	28
Змінні втрати потужності в С2 ΔP_{2c2t} , МВт	Зима	96	196	176,9	158,8	125,4	96
	Літо	82,8	176,9	158,8	141,6	110,3	82,8
Потужність, яка віддається в систему С2 $P_{c2вид.t}$, МВт	Зима	1104	1624	1534,9	1446,8	1273,4	1104
	Літо	1020,8	1534,9	1446,8	1359,6	1188,3	1020,8
Навантаження С1 P_{c1t} , МВт	Зима	3200	4000	3800	3600	3200	2800
	Літо	3000	3800	3600	3200	3000	2600
Постійні втрати потужності в С1 ΔP_{1c1} , МВт	Зима	80	80	80	80	80	80
	Літо	80	80	80	80	80	80
Змінні втрати потужності в С1 ΔP_{2c1t} , МВт	Зима	358,4	560	505,4	453,6	358,4	274,4
	Літо	315	505,4	453,6	358,4	315	236,6
Потужність, яка віддається в систему С1 $P_{c1вид.t}$, МВт	Зима	3638,4	4640	4385,4	4133,6	3638,4	3154,4
	Літо	3395	4385,4	4133,6	3638,4	3395	2916,6
Сумарна потужність, що віддається $P_{вид.t}$, МВт	Зима	5003,5	6585	6207,9	5891,3	5206	4519,5
	Літо	4660,5	6224,5	5851,4	5292,2	4860,9	4182,1
Потужність, що витрачається на власні потреби $P_{вп.t}$, МВт	Зима	388,2	450,8	435,9	423,4	396,2	369,1
	Літо	374,6	436,6	421,8	399,7	382,6	355,7
Потужність, що виробляється $P_{вир.t}$, МВт	Зима	5391,7	7035,8	6643,8	6314,7	5602,2	4888,6
	Літо	5035,1	6661,1	6273,2	5691,9	5243,5	4537,8

Примітки:

- а) тривалість зими та літа: $t_3 = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;
- б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{вп} = 6\%$;
- в) коефіцієнт попиту $K_n = 0,8$.

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{246^2}{300} = 12,1 (\text{МВт});$$

$$\Delta P_{2c11} = 0,14 \cdot \frac{3200^2}{4000} = 358,4 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2c21} = 0,14 \cdot \frac{980^2}{1400} = 96 \text{ (МВт)};$$

$$P_{p.\text{вид}1} = 246 + 3 + 12,1 = 261,1 \text{ (МВт)};$$

$$P_{c1.\text{вид}1} = 3200 + 80 + 358,4 = 3638,4 \text{ (МВт)};$$

$$P_{c2.\text{вид}1} = 980 + 28 + 96 = 1104 \text{ (МВт)};$$

$$P_{\text{вид}1} = 261,1 + 3638,4 + 1104 = 5003,5 \text{ (МВт)};$$

$$P_{\text{ВІІ}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{5003,5}{7200} \right) \frac{6 \cdot 6585}{100} = 388,2 \text{ (МВт)};$$

$$P_{\text{вир.т}} = 5003,5 + 388,2 = 5391,7 \text{ (МВт)}.$$

Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	7035,8	6661,1	6643,8	6314,7	6273,2	5691,9
t, год	915	910	732	549	728	546
t _Σ , год	915	1825	2557	3106	3834	4380
P, МВт	5602,2	5391,7	5243,5	5035,1	4888,6	4537,8
t, год	366	1098	364	1092	732	728
t _Σ , год	4746	5844	6208	7300	8032	8760

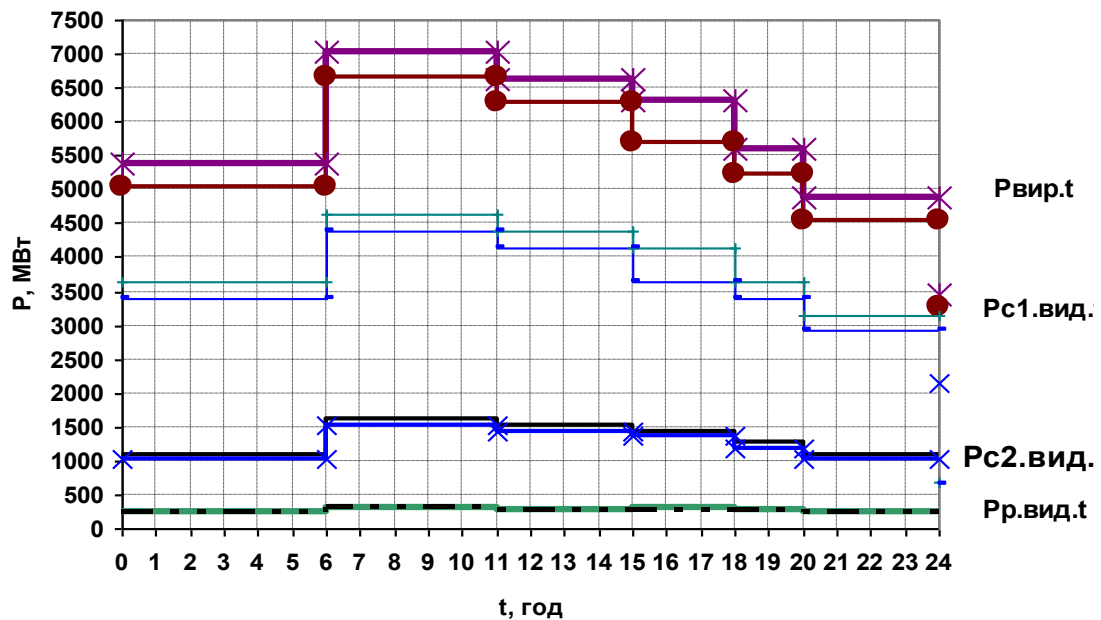


Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень

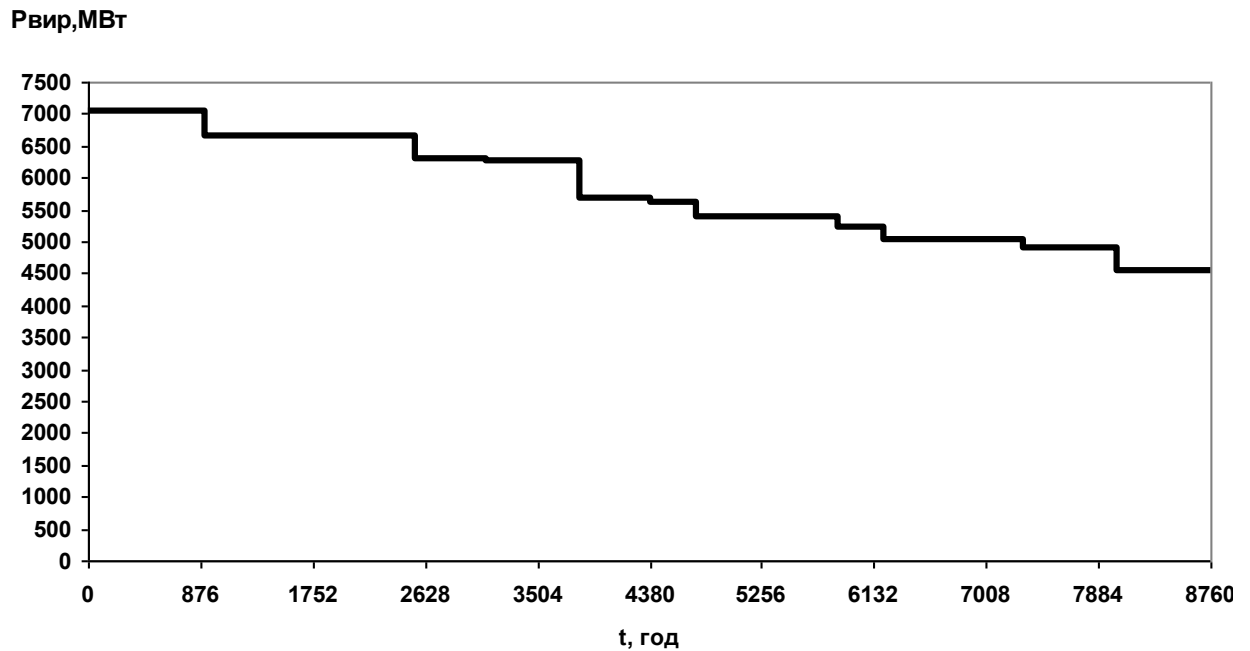


Рисунок 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	7035,8
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	50763484
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	7200
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	5794,9
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,824
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,805
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7215
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7050,5

Продовження таблиці 2.3

Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,023
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПр} = \sum_{i=1}^m P_{ВПр_i} \cdot t_i$	3535333
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.р} = E_p - E_{ВПр}$	47228151
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	6262,3

2.2 Вибір основного обладнання

Обираємо основне обладнання на станції: реактор і генератор (табл. 2.4, 2.5). В комплекті з реактором встановлюємо турбіну типу К-1200-130.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики реактора [2]

Параметр	АР-1000
$P_{ном}$, МВт	>1117
Потужність реактора теплова, МВт	3400
Кількість паливних збірок	157
ККД, %	32,7
Температура теплоносія в гарячій нитці петлі, t, °C	321

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбогенераторів [11]

Параметр	ТЗВ-1200У3
$S_{ном}$, МВА	1330
$P_{ном}$, МВт	1200
$U_{ном}$, кВ	24
$\cos\varphi_{ном}$	0,9
$I_{ном}$, кА	32,1
Схема з'єднань обмотки статора	УУ
Система збудження:	БЩ
- $U_{fном}$, В	515
- I_{fx} , А	2460
- $I_{fном}$, А	7530

БКЗ	0,572
Опори, в.о.: x_d''	0,248
x_d'	0,358
x_d	2,418
x_2	0,302
x_0	0,152
Опір обмотки ротора при 15°C	0,0509

2.3 Вибір структурної схеми станції

Порахуємо кількість ліній електропередачі, які живлять споживачів:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гп}}} + 1, \quad (2.8)$$

де $P_{\max'}$ – максимальна потужність, яка видається в район або в системі з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{\text{гп}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт [11].

$$n_{750} = \frac{4640}{220} + 1 = 3,11 \approx 4 \text{ шт.};$$

$$n_{330} = \frac{1624}{400} + 1 = 5,06 \approx 6 \text{ шт.};$$

$$n_{150} = \frac{321}{120} + 1 = 3,68 \approx 4 \text{ шт.}$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ.розр}} = S_{\text{г.ном}} - S_{\text{ВПmax}};$$

$$S_{\text{БТ.розр}} = 1330 - (63 + 25) = 1242 \text{ МВА.}$$

Встановлюємо як блочні трансформатори такі:

а) БТ1 – 3хОРЦ-417000/750;

б) БТ2 – ТНЦ-1250000/330.

Згідно [11, 14] приймаємо робочі трансформатори власних потреб такі:

– для підключення блочних споживачів: ТРДНС-63000/35;

– для живлення загальностанційних споживачів: ТРДНС-25000/35.

Пускорезервні ТВП: використовуємо ТР типу ТРДНС-63000/35.

Максимальний перетік потужності через ВРУ-330 кВ на ВРУ-150 кВ

складає: $S_{\max} = 321 / 0,9 = 356,7 \text{ МВА}$.

При встановленні двох АТЗ2:

$$S_{\text{АТЗ,розр}} = S_{\max} / 1,4 = 356,7 / 1,4 = 254,8 \text{ МВА}.$$

Встановлюємо два АТЗ типу АТДЦТН-250000/330/150.

Розрахуємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку АТЗ1 [11]:

а) максимальний режим:

$$S_{\max} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП, max}} - S_{\text{р, max}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\max 1} = 2 \cdot 1330 - 2 \cdot 88 - 1945 / 0,9 = 323 \text{ МВА};$$

$$S_{\max 2} = 1 \cdot 1330 - 1 \cdot 88 - 1945 / 0,9 = -919 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\min} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП, max}} - S_{\text{р, min}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\min 1} = 2 \cdot 1330 - 2 \cdot 88 - 1265,5 / 0,9 = 1078 \text{ МВА};$$

$$S_{\min 2} = 1 \cdot 1330 - 1 \cdot 88 - 1265,5 / 0,9 = 1078 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП, max}} - S_{\text{р, max}}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{ав1}} = 1330 - 88 - 1945 / 0,9 = -919 \text{ МВА};$$

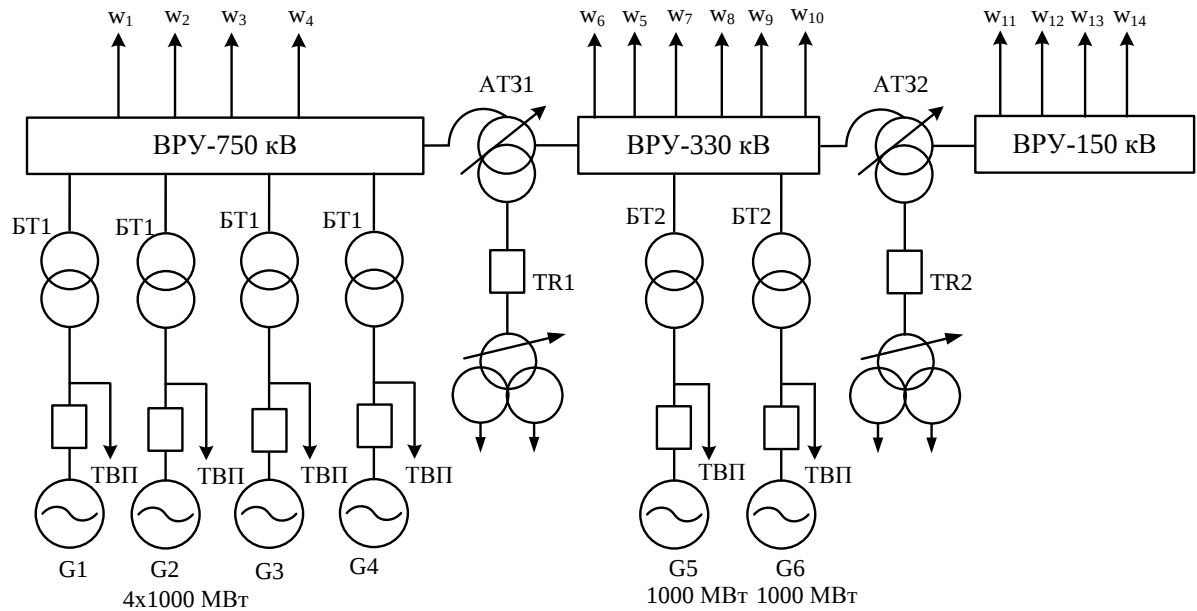
$$S_{\max 2} = 0 - 0 - 1945 / 0,9 = -2161 \text{ МВА};$$

Якщо встановлюється два трансформатори:

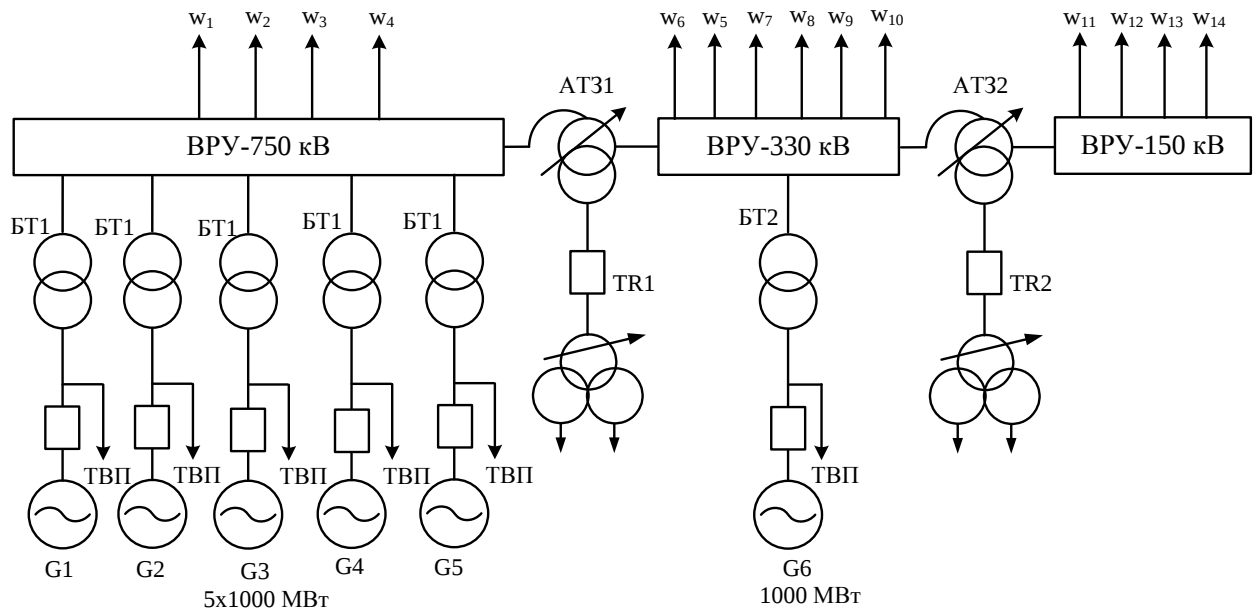
$$S_{AT31} = 1078 / 1,4 = 770 \text{ МВА} ;$$

$$S_{AT32} = 2161 / 1,4 = 1543,6 \text{ МВА} .$$

Варіанти структурних схем станції наведено на рис. 2.3.



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.3 – Варіанти структурних схем АЕС

Приймаємо для встановлення один АТ31 типу АОТДЦТН-417000/750/330, плюс один в резервній фазі.

Структурну схему приймаємо за варіантом 1 (рис. 2.3), оскільки другий варіант неможливо реалізувати внаслідок дефіциту потужності (немає відповідних автотрансформаторів).

Таблиця 2.6–Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	S _{ном} МВА	U _{ном} , кВ			U _к , %			ΔP _х кВт	ΔP _к кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ1	ОРЦ-417000/750	417	$\frac{787}{\sqrt{3}}$	–	24-24	–	14	–	320	800	0,35
БТ2	ТНЦ-1250000/330	1250	$\frac{347}{\sqrt{3}}$	–	24	–	14,5	–	715	2200	0,55
АТ31	АОДЦТН-417000/750/330	417	$\frac{750}{\sqrt{3}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	15,75	11,5	81	68	125	670	0,15
АТ32	АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	38,5	10,5	54	42	160	620	0,45
ТР1	ТРДНС-63000/35	63	15,75	–	6,3-6,3	–	12,7	–	50	250	0,45
ТР2	ТРДНС-63000/35	63	36,75	–	6,3-6,3	–	12,7	–	50	250	0,45
ТВП1	ТРДНС-63000/35	63	24	–	6,3-6,3	–	12,7	–	50	250	0,45
ТВП2	ТРДНС-25000/35	25	24	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	115	0,65

2.4 Вибір схем електричних з'єднань відкритих розподільних установок

Обираємо схеми відкритих розподільних установок(рисунки 2.4 – 2.6).

Для ВРУ-150 кВ приймаємо типову схему «дві системи збірних шин з обхідною». Для ВРУ-330 кВ – схему «4/3» [11].

Для ВРУ-750 кВ намічаємо два 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).

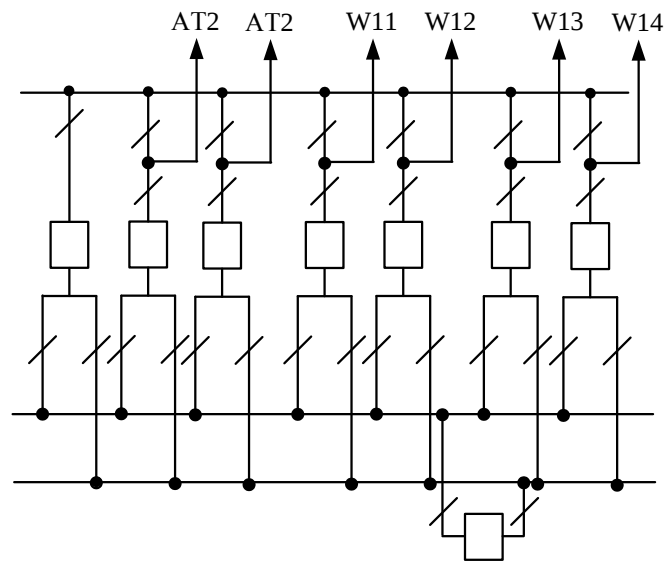


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-150 кВ

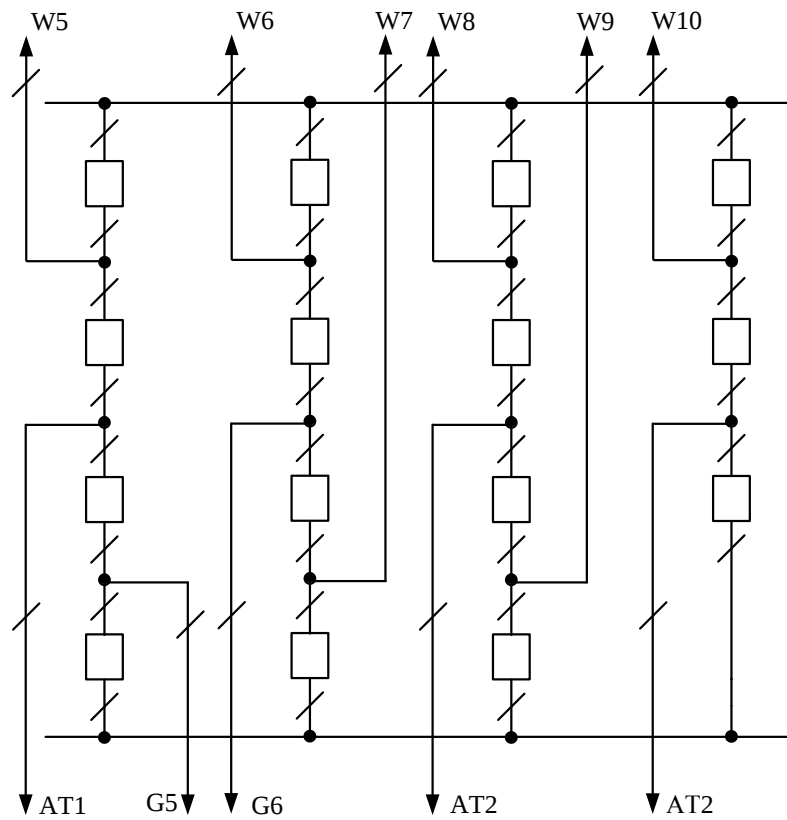
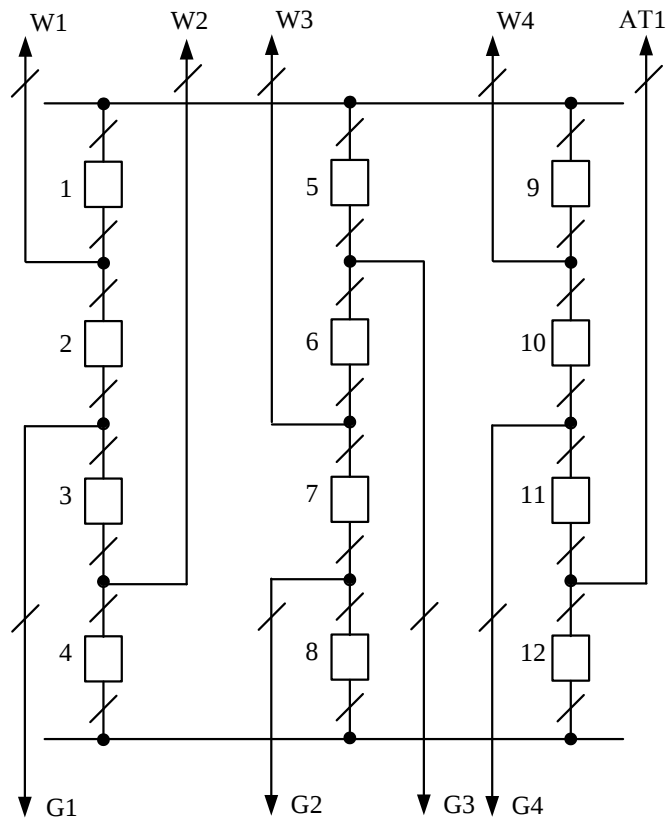
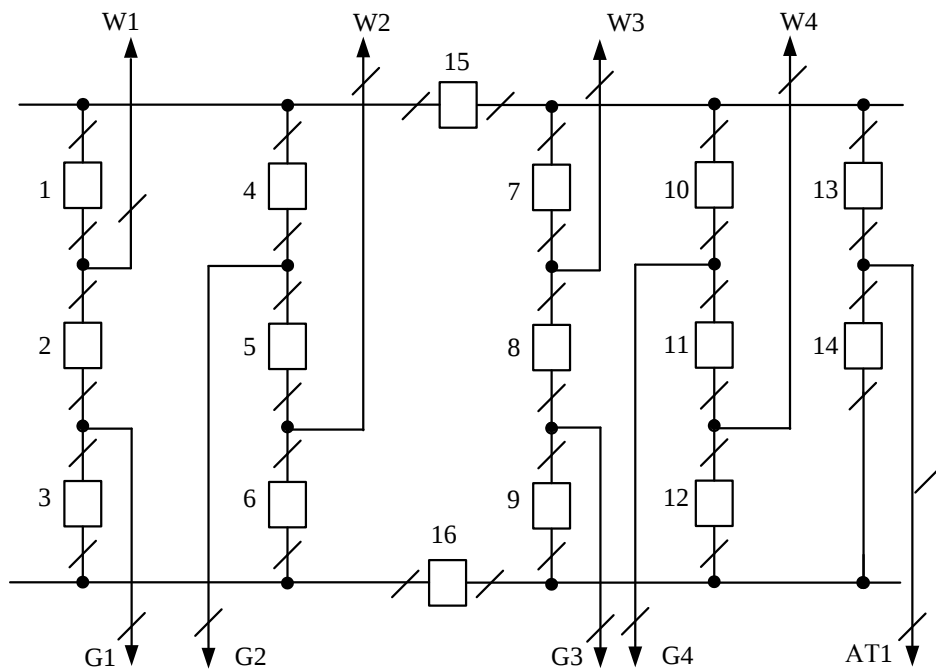


Рисунок 2.5 – Схема ВРУ-330 кВ



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.6 – Схеми ВРУ-750 кВ

Схему ВРУ-750 кВ обираємо за мінімальними приведеними витратами

[11]:

$$З = p_n K + U + M(З); \quad (2.12)$$

$$K = n \cdot C_k;$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K;$$

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \sum_i^n w_i \cdot \Delta P_i \Delta T_i, \quad (2.13)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн. [15];

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.;

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

a – норма амортизаційних відрахувань, %; для напруги до 150 кВ

$a = 9,4\%$, для напруги 220 кВ і вище $a = 8,4\%$;

n – число комірок з вимикачами;

C_k – вартість комірки, тис. грн.,

$y_0 = 20$ грн/кВт·год – питомий збиток;

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

ΔP_i – потужність, яка витрачається внаслідок відмови вимикачів, МВт;

ΔT_i – час простою елемента, год.

Виконуємо розрахунок надійності схеми, результати розрахунку наведені у таблицях 2.8 – 2.10.

Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів 750 кВ

Складові параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
ω_1	ω_2			
0,025	0,005	250	0,2	550

Таблиця 2.8 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-750 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	n_k	12	16
Вартість комірки, тис. грн.	C_k	9600	9600
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,015	0,015
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,033	0,033
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi}/8760$	0,012557	0,012557
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,849316	0,799088
Час простою елемента, год.	T_0	1	1
	$T_{ВП} = T_{в} - T_{в}^2/2 \cdot T_{\Pi}$	193,2	193,2
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,012774	0,011986
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,028027	0,026370
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,000188	0,000188
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000414	0,000414

Визначаємо очікуваний збиток через відмови вимикачів [11].

$$M(3)_I = 20 \cdot [0,012740 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 1286 + 2 \cdot 1 \cdot 995 + 1 \cdot 1 \cdot 168) + 0,028027 \cdot 5 \cdot 1 \cdot 995 + \\ + 0,000188(1 \cdot 1 \cdot 2404 + 14 \cdot 1 \cdot 1286 + 1 \cdot 193,2 \cdot 1286 + 20 \cdot 1 \cdot 995 + 3 \cdot 193,2 \cdot 995 + \\ + 9 \cdot 1 \cdot 168 + 2 \cdot 193,2 \cdot 168) + 0,000414 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 1286 + 1 \cdot 193,2 \cdot 1286 + 2 \cdot 1 \cdot 2113 + \\ + 58 \cdot 1 \cdot 995 + 5 \cdot 193,2 \cdot 995 + 2 \cdot 1 \cdot 240 + 1 \cdot 1 \cdot 168)] = 15962,4 \text{ (тис. грн).}$$

$$M(3)_{II} = 20 \cdot [0,011986(4 \cdot 1 \cdot 995 + 2 \cdot 1 \cdot 168) + 0,026370 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 995 + \\ + 0,000188(4 \cdot 1 \cdot 1286 + 62 \cdot 1 \cdot 995 + 4 \cdot 193,2 \cdot 995 + 30 \cdot 1 \cdot 168 + 2 \cdot 193,2 \cdot 168) + \\ + 0,000414 \cdot (68 \cdot 1 \cdot 995 + 4 \cdot 193,2 \cdot 995 + 2 \cdot 1 \cdot 168)] = 12122,1 \text{ (тис. грн).}$$

Таблиця 2.9 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-750 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час прос- тою, $T_0/T_{\text{вп}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
G D(G,AT)	2404	1	—	—	1	—
		193,2	—	—	—	—
G,AT W + D(G,AT) W, G, AT) D(G,AT)	1286	1	1	—	14	3
		193,2	—	—	1	1
W, 2G	2113	1	—	—	—	2
		193,2	—	—	—	—
G, W,G G + D(W,G) G + D(2W,G) G + D(W,G,AT) 2W,G	995	1	2	5	20	58
		193,2	—	—	3	5
2W	240	1	—	—	—	2
		193,2	—	—	—	—
AT W, AT AT + D(2W,G) AT + D(W,G) AT + D(W,2G)	168	1	1	—	9	1
		193,2	—	—	2	—
ІІ варіант						
G,AT	1286	1	—	—	4	—
		193,2	—	—	—	—
W,G G G + D(2W,G) + D(2W ,2G,AT) G + D(2W,G, AT) + D(2W ,2G) G + D(W,G)	995	1	4	4	62	68
		193,2	—	—	4	4
AT W, AT AT + D(2W,2G)+ D(2W,2G) AT + D(W,2G)	168	1	2	—	30	2
		193,2	—	—	2	—

Примітка – події, які не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), в табл.. 2.10 не внесені.

Таблиця 2.10 – Приведені витрати схем ВРУ-750 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	57600	76800
Щорічні експл. витрати	4838,4	6451,2
Очікуваний збиток	15962,4	12122,1
Приведені затрати	29440,8	30093,3

$\Delta Z = 2,17\% < 5\%$, варіанти рівно економічні. Приймаємо I варіант схеми ВРУ-750 кВ – схему 4/3.

2.5 Вибір схеми власних потреб

При розробленні схеми живлення ВП АЕС необхідно враховувати такі неполадки та відмови систем та обладнання [11, 14]:

- пошкодження в електричних схемах, що призводять до короткочасного зникнення напруги живлення на секціях ВП до рівня нижче 80%;-
- одночасне відключення робочих та резервних джерел живлення ВП;
- пошкодження в колі ТГ та ТВП, які призводять до від'єднання блока з повним скиданням навантаження;
- пошкодження на шинах середньої та високої напруг АЕС, які призводять до від'єднання всіх блоків, під'єднаних до цих шин;
- стійке пошкодження на одній з секцій РП ВП першого та другого ступенів напруги;
- пошкодження секції РУ ВП першого ступеня напруги, яке збігається в часі з ремонтом одного з ГЦН, який під'єднаний до іншої секції;
- пожежа в одній з кабельних споруд.

Структура схеми електропостачання ВП залежить від кількості турбогенераторів на блок, типу та кількості ГЦН, необхідності використання енергії вибігу турбогенератора, а також потужності, яка споживається навантаженнями I та II груп при аварійному від'єднанні [11, 14].

Для електропостачання споживачів ВП сучасних АЕС використовують дві напруги: 6 та 0,4 кВ. Напруга 6 кВ використовується для живлення елект-

родвигунів потужністю ≥ 200 кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ.

На АЕС для живлення механізмів ВП передбачено такі основні мережі:

- 1) мережа 6 кВ змінного струму для живлення електродвигунів потужністю ≥ 200 кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ;
- 2) мережа 380/220 В змінного струму для живлення ЕД потужністю до 200 кВт, освітлення та інших навантажень;
- 3) мережі 380/220 В і 55 В змінного струму з ізольованою нейтраллю для живлення електрообігрівання обладнання та трубопроводів I та II контурів;
- 4) мережа надійного живлення 380-220 В змінного та постійного струму 220 В для живлення споживачів I категорії надійності;
- 5) мережа надійного живлення 6 кВ та 380/220 В змінного струму для живлення споживачів II категорії надійності.

В системі ВП використовують одну секціоновану систему збірних шин. Робоче живлення електроприймачів одного елемента здійснюється за блочним принципом на напрузі 6 та 0,4 кВ від одного первинного джерела, а резервне – від іншого.

Обираємо схему електропостачання ВП блока АЕС з реактором ВВЕР-1000 (рисунок 2.7).

Відповідно до складу механізмів ВП блока здійснюємо підрахунок блочних та загальностанційних навантажень [14]:

$$S_{ТВП_{бл}} = 0,9 \cdot (\Sigma P_{д} + \Sigma S_{Т0,4}); \quad (2.14)$$

$$S_{ТВП_{заг}} = 0,9 \cdot (\Sigma P_{д} + \Sigma S_{Т0,4});$$

$$S_{ТВП_{бл}} = 0,9 \cdot (52090 + 14780) = 60183 \text{ кВА};$$

$$S_{ТВП_{заг}} = 0,9 \cdot (11430 + 9880) = 19179 \text{ кВА}.$$

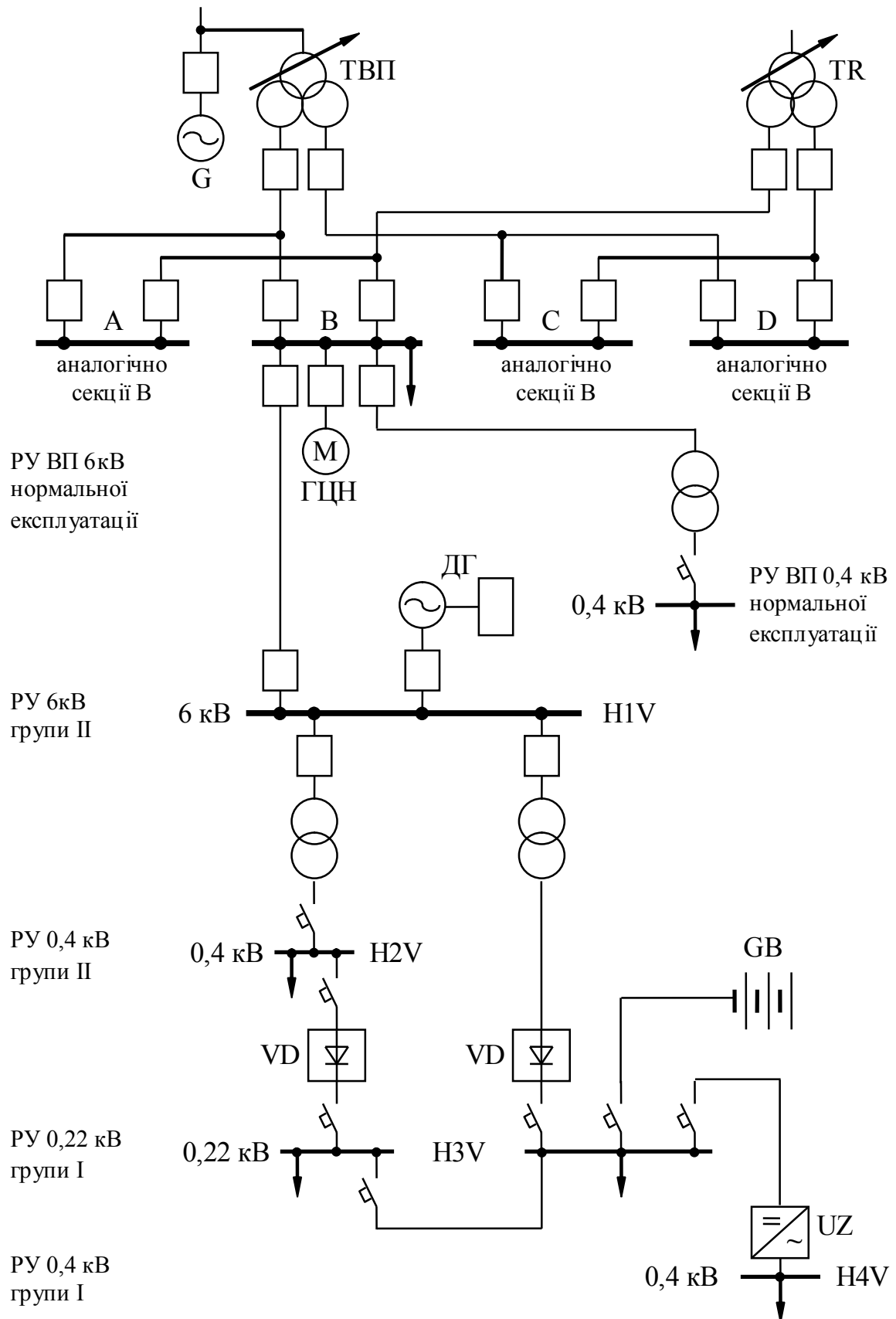


Рисунок 2.7 – Фрагмент схеми живлення ВП блока з реактором типу ВВЕР-1000

Для блочних споживачів беремо трансформатор потужністю 63 МВА, а для живлення загальностанційних споживачів – 25 МВА.

Кількість секцій ВП 6 кВ при нормальній експлуатації беремо рівній кількості ГЦН, тобто чотирьом. Оскільки блок має генераторний вимикач, то потужність резервного ТВП береться рівною потужності блочного. Резервування живлення загальностанційних ВП здійснюється від резервного ТВП.

Силове навантаження СУЗ реакторів отримує живлення від двох окремих трансформаторів 6/0,4 кВ з взаєморезервуванням. Крім того, живлення приводів СУЗ резервується від спеціальної АБ.

Наявність на блоці ВВЕР-1000 споживачів I та II групи приводить до створення спеціальних мереж та джерел надійного живлення.

В нормальному режимі споживачі I та II груп одержують живлення від робочих та резервних ТВП, які зв'язані з енергосистемою. При аварійному від'єднанні в мережу надійного живлення II групи вмикаються спеціальні аварійні механізми.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунк 2.8) та визначаємо параметри її елементів [11, 16]. Задаємось базовими величинами: $S_6=1000$ МВт, $U_6= U_{\text{сер.ном}}$.

Визначаємо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_G = x_d // \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.15)$$

$$x_G = 0,248 \cdot \frac{1000}{1330} = 0,186;$$

– блочний трансформатор:

$$x_{6\Gamma} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.16)$$

$$x_{\text{бт1}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,112;$$

$$x_{\text{бт2}} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1000}{1250} = 0,116;$$

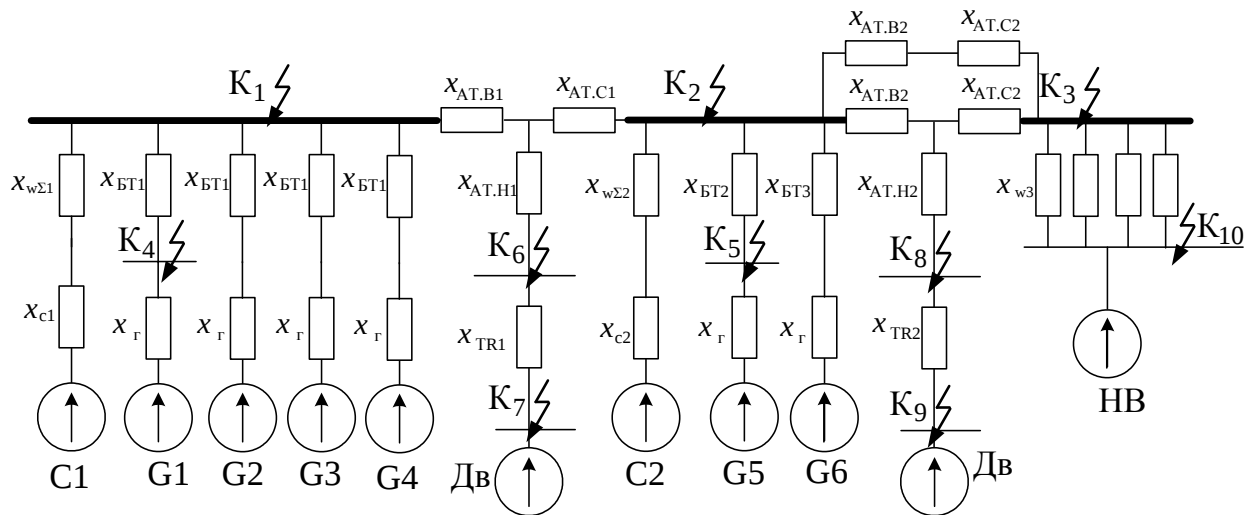


Рисунок 2.8 – Заступна схема електроустановки

– ЛЕП:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.17)$$

$$x_{w\Sigma 1} = 0,28 \cdot 600 \cdot \frac{1000}{4 \cdot 770^2} = 0,071;$$

$$x_{w\Sigma 2} = 0,32 \cdot 200 \cdot \frac{1000}{6 \cdot 340^2} = 0,092;$$

$$x_{w\Sigma 3} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{4 \cdot 154^2} = 0,422;$$

– система:

$$x_c = x_{*c, \text{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{* \text{НОМ}}}; \quad (2.18)$$

$$x_{c1} = 0,20 \cdot \frac{1000}{20000} = 0,01;$$

$$x_{c2} = 0,24 \cdot \frac{1000}{14000} = 0,017;$$

– пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{HOM}}; \quad (2.19)$$

$$x_{TR1} = 1,875 \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,78;$$

$$x_{TR1} = 1,875 \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,78.$$

– автотрансформатори зв'язку:

$$x_{B\%} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H});$$

$$x_{C\%} = 0,5(U_{K \cdot B-C} + U_{KC-H} - U_{K \cdot B-H});$$

$$x_{H\%} = 0,5(U_{K \cdot B-H} + U_{KC-H} - U_{K \cdot B-C});$$

$$x_B = \frac{x_{B\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.HOM}};$$

$$x_C = \frac{x_{C\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.HOM}};$$

$$x_H = \frac{x_{H\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{AT.HOM}};$$

$$x_{B1\%} = 0,5(81 + 11,5 - 68) = 12,25\%;$$

$$x_{C1\%} = 0,5(11,5 + 68 - 81) = -0,75 \approx 0\%;$$

$$x_{H1\%} = 0,5(81 + 68 - 11,5) = 68,75\%;$$

$$x_{AT.B1} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,098;$$

$$x_{AT.C1} = 0;$$

$$x_{AT.H1} = \frac{68,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,55.$$

$$x_{B2\%} = 0,5(54 + 10,5 - 42) = 11,25\%;$$

$$x_{C2\%} = 0,5(10,5 + 42 - 54) = -0,75 \approx 0\%;$$

$$x_{H2\%} = 0,5(54 + 42 - 10,5) = 42,75\%;$$

$$x_{AT.B2} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 1,71;$$

$$x_{AT.C2} = 0;$$

$$x_{AT.H2} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,45.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.9).

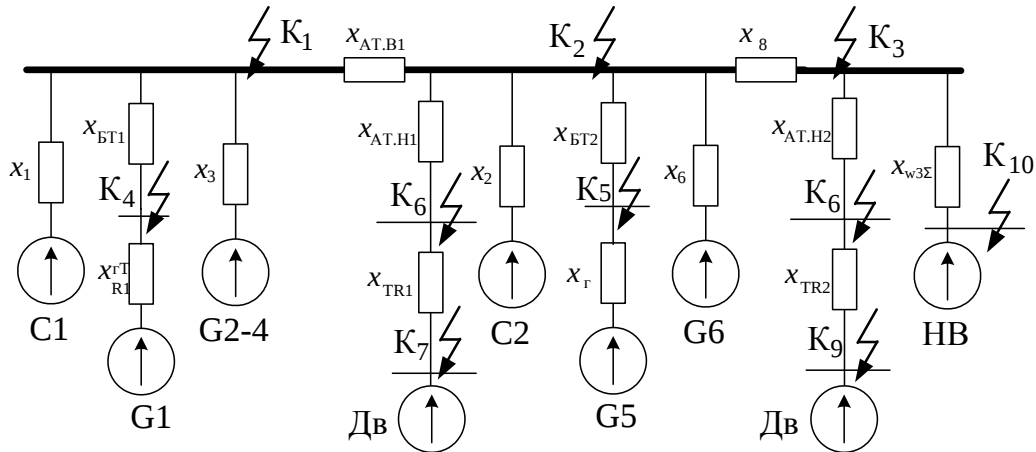


Рисунок 2.9 – Спрощена заступна схема станції

$$x_1 = x_{c1} + x_{w\Sigma 1};$$

$$x_1 = 0,01 + 0,071 = 0,081;$$

$$x_2 = x_{c2} + x_{w\Sigma 2};$$

$$x_2 = 0,017 + 0,092 = 0,109;$$

$$x_3 = x_r + x_{BT1};$$

$$x_3 = 0,186 + 0,112 = 0,298;$$

$$x_4 = \frac{x_3}{3};$$

$$x_4 = \frac{0,298}{3} = 0,1;$$

$$x_5 = \frac{x_3}{4};$$

$$x_5 = \frac{0,298}{4} = 0,075;$$

$$x_6 = x_r + x_{BT2};$$

$$x_6 = 0,186 + 0,116 = 0,302;$$

$$x_7 = \frac{x_6}{2};$$

$$x_7 = \frac{0,302}{2} = 0,151;$$

$$x_8 = \frac{x_{AT.B2}}{2};$$

$$x_8 = \frac{0,45}{2} = 0,225.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{по} = \frac{E_*^{//}}{x_{*рез.}} \cdot I_{6i}; \quad (2.20)$$

де $E_*^{//}$ – для генераторів: 1,13;

$E_*^{//}$ – для енергосистеми та власних потреб: 1;

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

Базовий струм [11, 16, 17]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{сер.ном}}; \quad (2.21)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,75 \text{ (кА)};$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{63} = I_{610} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 154} = 3,75 \text{ (кА)};$$

$$I_{64} = I_{65} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,08 \text{ (кА)};$$

$$I_{66} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{68} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ (кА)};$$

$$I_{67} = I_{68} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ (кА)}.$$

Визначимо складові струмів КЗ [11, 16]:

$$\text{– періодичну:} \quad I_{nt} = \gamma_{nt} \cdot I_{по}; \quad (2.22)$$

$$\text{– аперіодичну:} \quad i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.23)$$

$$\text{– ударний струм:} \quad i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y, \quad (2.24)$$

де γ_{nt} – розрахунковий коефіцієнт;

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

t_{BB} – власний час вимикання вимикача;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Для визначення складових струмів КЗ попередньо приймаємо до встановлення такі вимикачі [11]:

а) ВРУ-750 кВ	LTV 800E4	$t_{BB}=0,02$ с;
б) ВРУ-330 кВ	LTV 420E2	$t_{BB}=0,02$ с;
в) ВРУ-150 кВ	LTV 170E1	$t_{BB}=0,025$ с;
г) НН АТЗ1	ВМГ-15	$t_{BB}=0,15$ с;
д) НН АТЗ2	ВР-35НС	$t_{BB}=0,05$ с;
е) РУ ВП-6 кВ	ВРЗ-10УЗ	$t_{BB}=0,05$ с.
Генератор	КАГ-24	–

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ. Покажемо результати розрахунку для точок К1. Решта розрахунків проводимо аналогічно. Результати розрахунків наведено в додатку В та в табл. 2.11, 2.12.

К-1: Спрощення заступної схеми для точки К-1 наведено на рис. 2.10.

Розподіляємо $x_{AT.B1}$ між x_2 та x_7 [11, 17]:

$$\Delta x = x_{AT.B1}(x_2 + x_7);$$

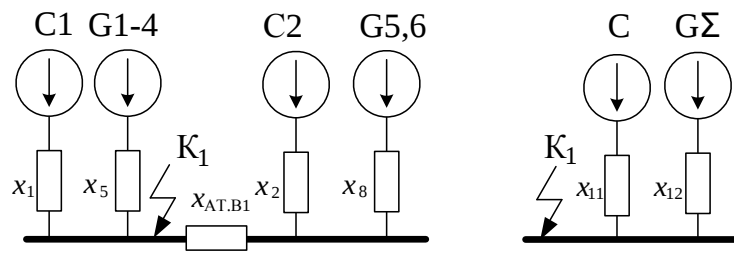


Рисунок 2.10– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_9 = x_2 + \frac{\Delta x}{x_7};$$

$$x_{10} = x_7 + \frac{\Delta x}{x_2};$$

$$\Delta x = 0,098(0,109 + 0,151) = 0,025;$$

$$x_9 = 0,109 + \frac{0,025}{0,151} = 0,275;$$

$$x_{10} = 0,151 + \frac{0,025}{0,109} = 0,38;$$

$$x_{11} = \frac{x_1 \cdot x_9}{x_1 + x_9};$$

$$x_{11} = \frac{0,081 \cdot 0,275}{0,081 + 0,275} = 0,063;$$

$$x_{12} = \frac{x_5 \cdot x_{10}}{x_5 + x_{10}};$$

$$x_{12} = \frac{0,075 \cdot 0,38}{0,075 + 0,38} = 0,063;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,063} \cdot 0,75 = 11,9 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-6}} = \frac{1,13}{0,063} \cdot 0,75 = 13,45 \text{ (кА)}.$$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{нг}}$ для генераторних віток [11]. Для цього користуємось методом типових кривих.

$$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ} \Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}. \quad (2.25)$$

$K_1: G_{1-6}:$

$$I'_{\text{ном}} = \frac{6 \cdot 1330}{\sqrt{3} \cdot 770} = 5,99 (\text{кА});$$

Знаходимо відношення

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{13,45}{5,99} = 2,25.$$

За типовими кривими [11] визначаємо коефіцієнт $\gamma_{n,\tau} = \frac{I_{\text{по}}}{I_{\text{нт}}} = 0,97 = 0,97$.

Аналогічно розраховуємо коефіцієнти для точок К-2, К-3, К-4, К-5, К-6, К-8, К-10 (див. табл.. 2.12).

Таблиця 2.11 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К-1 ВРУ-750 кВ	Система	0,03	0,08	1,895	0,7	1
	Г 1-6	0,03	0,32	1,96	0,9	0,97
К-2 ВРУ-330 кВ	Система	0,03	0,04	1,78	0,32	1
	Г 1-6	0,03	0,32	1,96	0,85	0,98
К-3 ВРУ-150 кВ	Система	0,035	0,03	1,717	0,24	1
	Г 1-6	0,035	0,32	1,96	0,85	1
К-4 Г1	Г 1	0,03	0,38	1,973	0,92	0,925
	Система	0,03	0,08	1,895	0,7	1
	Г 2-6	0,03	0,32	1,96	0,9	1
К-5 Г5	Г 5	0,03	0,38	1,973	0,88	0,91
	Система	0,03	0,08	1,78	0,32	1
	Г 1-4,6	0,03	0,32	1,96	0,85	1
К-6 НН АТ31	Система	0,16	0,02	1,608	0,01	1
	Г 1-6	0,16	0,32	1,96	0,6	1
К-7 (РУВП)	С + Г _Σ	0,06	0,078	1,884	0,52	1
К-8 НН АТ32	Система	0,06	0,02	1,608	0,05	1
	Г 1-6	0,06	0,32	1,96	0,84	1
К-10 ПС 150 кВ	Система	0,045	0,03	1,717	0,24	1
	Г 1-6	0,045	0,32	1,96	0,85	1

Таблиця 2.12 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{n0}, \text{кА}$	$I_{nt}, \text{кА}$	$i_{at}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
----------	----------------	---------------------	---------------------	---------------------	------------------

К-1 ВРУ-750 кВ	Система	11,9	11,9	11,75	31,8
	Г 1-6	13,45	13,05	17,07	37,17
	Сума	25,35	24,95	28,82	68,97
К-2 ВРУ-330 кВ	Система	21,52	21,52	9,71	54,01
	Г 1-6	17,95	17,59	21,51	49,61
	Сума	39,47	39,11	31,22	103,62
К-3 ВРУ-150 кВ	Система	7,94	7,94	1,67	19,22
	Г 1-6	6,63	6,63	7,95	18,32
	Сума	14,57	14,57	9,62	37,54
К-4 Г1	Система	90,53	90,53	89,35	241,89
	Г 2-6	81,71	81,71	103,69	225,81
	Сума без Г1	172,24	172,24	193,04	467,7
	Г 1	146,29	135,32	189,77	406,97
	Повна сума	318,53	307,56	382,81	874,67
К-6 НН АТ31	Система	35,56	35,56	0,5	80,62
	Г 1-6	29,66	29,66	25,09	81,97
	Сума	65,22	65,22	25,59	162,59
К-7 (РУВП)	С + Г _Σ	20,98	20,98	15,38	55,73
	Двигуни	26,25	11,12	8,26	37,81
	Сума	47,23	32,10	23,64	93,54
К-8 НН АТ32	Система	4,53	4,53	0,32	10,27
	Г 1-6	3,78	3,78	4,48	10,45
	Сума	8,31	8,31	4,8	20,72
К-10 ПС 150 кВ	Система	3,11	3,11	0,92	7,53
	Г 1-6	2,59	2,59	3,1	7,16
	Сума	5,7	5,7	4,02	14,69

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [11, 14, 16]:

$$\left. \begin{aligned} I_{нт.Д} &= I_{но.Д} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.Д} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.Д} \cdot K_{у.Д}. \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

$$I_{нт.Д} = 26,25 \cdot e^{-0,06/0,07} = 11,12 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат.Д} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot e^{-0,06/0,04} = 8,26 \text{ (кА)};$$

$$i_{у.Д} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot 1,65 = 37,81 \text{ (кА)}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Визначаємо робочі максимальні струми для різних приєднань [11, 16]:

– Генераторів:

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.\text{НОМ}}}{0,95}. \quad (2.27)$$

– Блочних трансформаторів:

$$I_{\max.БТ} = \frac{S_{Г.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.28)$$

– ЛЕП:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{Гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.29)$$

– Автотрансформаторів зв'язку:

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{Г.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.30)$$

– Трансформаторів власних потреб:

$$I_{\max.ТВП} = \frac{S_{Т.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.31)$$

Імпульс квадратичного струму для віддаленого КЗ [11]:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.32)$$

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

При КЗ на виводах генератора:

$$\begin{aligned} B_K = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}} = & (I_C^2 + B_{*ПГ} \cdot I_{\text{ПОГ}}^2 + 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{\text{ПОГ}}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ & + (I_C^2 \cdot T_{\text{ас}} + I_{\text{ПОГ}}^2 \cdot T_{\text{аГ}} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{\text{ПОГ}}}{\frac{1}{T_{\text{ас}}} + \frac{1}{T_{\text{аГ}}}}), \end{aligned} \quad (2.33)$$

де $I_{\text{ПОГ}}$ – струм КЗ від генератора, на шинах якого відбулося коротке замикання;

$I_{\text{С}}$ – струм КЗ від системи та інших генераторів;

$V_{*\text{ПГ}}$, T_* – відносні тепловий та струмовий імпульси періодичної складової струму генератора за кривими [11].

Імпульс квадратичного струму в системі власних потреб станції:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{поД}}^2 (0,5T'_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{поД}} (T'_{\text{Д}} + T_{\text{асх}}); \quad (2.34)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{аД}} I_{\text{поД}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{поД}}},$$

де – $T'_{\text{Д}} = 0,07$ с; $T_{\text{аД}} = 0,04$ с.

ВРУ-750 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1884 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.БТ1}} = \frac{1330 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 1079 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.АТ31}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 417 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1446 \text{ (A)};$$

$$B_{\text{к}} = 25,35^2 (0,2 + 0,32) = 334,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-330 кВ:

$$I_{\text{max.W}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,9} = 778,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.БТ2}} = \frac{1330 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 2452,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.АТ31}} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 417 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 3287 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{max.АТ32}} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 656,9 \text{ (A)};$$

$$B_K = 39,47^2(0,2 + 0,32) = 810,1(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

ВРУ-150 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,9} = 513,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.AT32} = \frac{1,5 \cdot 250 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 1445 \text{ (A)};$$

$$B_K = 14,57^2(0,2 + 0,32) = 110,4(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Генератор G₁.

$$I_{\max.G1} = \frac{32000}{0,95} = 33684,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.TBП.1} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1517,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.TBП.2} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 602,1 \text{ (A)}.$$

$$B_K = (172,24^2 + 0,3 \cdot 146,29^2 + 2 \cdot 172,24 \cdot 0,54 \cdot 146,29) \cdot 4 + \\ + (172,24^2 \cdot 0,32 + 146,29^2 \cdot 0,38 + \frac{4 \cdot 172,24 \cdot 146,29}{\frac{1}{0,32} + \frac{1}{0,38}}) = 288330,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Сторона НН АТ31:

$$I_{\max} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 2312,1 \text{ (A)};$$

$$B_K = 65,22^2(0,25 + 0,32) = 2424,6(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Сторона НН АТ32:

$$I_{\max} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1040,5 \text{ (A)};$$

$$B_K = 8,31^2(0,25 + 0,32) = 39,4(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.TBП} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 3034,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.TB\Pi2} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1204,2(\text{A});$$

$$I_{\max.TR} = 3034,7(\text{A});$$

$$T_{асх} = \frac{0,078 \cdot 20,98 + 0,04 \cdot 26,25}{20,98 + 26,25} = 0,057(\text{с});$$

$$B_k = 20,98^2(0,3 + 0,057) + 26,25^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,057) + 2 \cdot 20,98 \cdot 26,25(0,07 + 0,057) = 360,4(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційних апаратів наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Вибір комутаційної апаратури

Розрахункові дані ВРУ-750 кВ	Каталожні дані	
	LTV 800E4	РП-750-1/3200У1
1	2	3
$U_{уст} = 750 \text{ кВ}$ $I_{\max} = 1884 \text{ А}$ $I_{пт} = 24,95 \text{ кА}$ $i_{ат} = 28,82 \text{ кА}$ $I_{по} = 25,35 \text{ кА}$ $i_y = 68,97 \text{ кА}$ $B_k = 334,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,51 \cdot 50 = 36 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-330 кВ	LTV 420E2	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{\max} = 3150 \text{ А}$ $I_{пт} = 39,11 \text{ кА}$ $i_{ат} = 31,22 \text{ кА}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 50 = 24,7 \text{ кА}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$

Продовження таблиці 2.13

1	2	3
$I_{по} = 39,47 \text{ кА}$ $i_y = 103,62 \text{ кА}$ $B_k = 810,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-150 кВ	LTV 170E1	РНД3.1-150/2000У1
$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$

$I_{\max} = 1445 \text{ A}$ $I_{\text{пт}} = 14,57 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 9,62 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 14,57 \text{ кА}$ $i_y = 37,54 \text{ кА}$ $B_k = 110,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$ $I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$ $-$ $-$ $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУ ВП-6 кВ	ВР3-10У3	КУ10С
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\max} = 3034,7 \text{ A}$ $I_{\text{пт}} = 20,98 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 15,38 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 20,98 \text{ кА}$ $i_y = 55,73 \text{ кА}$ $B_k = 360,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$ $I_{\text{вим.ном}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 31,5 = 10,2 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ A}$ $-$ $-$
НН АТ31 (15,75 кВ)	ВМГ-15	РВР-20/6300У1
$U_{\text{уст}} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{\max} = 2312,1 \text{ A}$ $I_{\text{пт}} = 65,22 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 25,59 \text{ кА}$ $\sqrt{2} I_{\text{по}} + i_{\text{ат}} = 117,55$ $I_{\text{по}} = 65,22 \text{ кА}$ $i_y = 162,59 \text{ кА}$ $B_k = 2424,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 11200 \text{ A}$ $I_{\text{вим.ном}} = 90 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} (1 + B_{\text{ном}}) = 126,9$ $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 6300 \text{ A}$ $-$ $-$ $i_{\text{дин}} = 260 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
НН АТ32 (35 кВ)	ВР-35НС	РНД3.1-35/2000У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\max} = 1040,5 \text{ A}$ $I_{\text{пт}} = 8,31 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 4,8 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 8,31 \text{ кА}$ $i_y = 20,72 \text{ кА}$ $B_k = 39,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A}$ $I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ кА}$ $I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$ $-$ $-$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В колі генератора встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000У3: $U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 30 \text{ кА}$; $I_{\text{ном.відкл}} = 30 \text{ кА}$; $i_{\text{дин}} = 500 \text{ кА}$;
 $I_T / t_T = 190/3 \text{ кА/с}$.

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-750 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 1884 \text{ А}; \quad I_{п.0} = 25,35 \text{ кА} > 20 \text{ кА}; \quad i_y = 68,97 \text{ кА} > 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо чотири проводи марки АС 500/336 [13]:

$$d = 37,5 \text{ мм}; \quad I_{\text{доп}} = 920 \text{ А}; \quad D = 10 \text{ м}, \quad m_l = 4,005 \text{ кг/м}; \quad a_{\text{доп}} = 3 \text{ м};$$

$$a = 40 \text{ (см)}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.35)$$

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} = 1884 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 920 = 3680 \text{ (А)}.$$

Перевірка проводу на корону. Умова відсутності коронування:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (2.36)$$

де E_0 – початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см;

E – напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.37)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

$$E = \kappa \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.38)$$

де $U_{\max}$ – максимальна напруга установки;

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

n – кількість проводів у фазі, шт.

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

$$U_{\text{max}} = 1,05 \cdot 750 = 787 \text{ (кВ)};$$

При $n = 4$:

$$\left. \begin{aligned} k &= 1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}, \end{aligned} \right\} \quad (2.39)$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі.

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

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot 1,875 \cdot 40^3} = 20,28 \text{ (см)};$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,875 \cdot \lg \frac{1260}{20,28}} = 24,82 \text{ (кВ/см)}.$$

$$1,07 \cdot 24,82 = 26,56 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,27 = 27,24 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Оскільки $I_{\text{по}} > 20 \text{ кА}$, перевіряємо провід на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{\text{п.о}}^{(3)2}}{D}, \quad (2.40)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{25,35^2}{10} = 9,64 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпірок в середині фаз:

$$g = 9,8 \cdot m \cdot 1,1 \cdot n, \quad (2.41)$$

$$g = 9,8 \cdot 4,005 \cdot 1,1 \cdot 4 = 172,7 \text{ (Н/м)}.$$

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

$$\frac{f}{g} = \frac{9,64}{172,7} = 0,06.$$

З діаграми [11] визначаємо, що $b/h = 0,02$, тоді:

$$b = 0,02 \cdot 2,5 = 0,05 \text{ (м)}.$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}, \quad (2.42)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{10 - 0,4 - 3}{2} = 3,3 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{доп}} > b;$$

$$3,3 \text{ (м)} > 0,05 \text{ (м)}.$$

Умова виконується.

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

б) відгалуження до БТ1:

Економічний переріз

$$q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.43)$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму. А/мм^2 ;

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

$$q_{\text{ек}} = \frac{1079 \cdot 0,95}{1} = 1025,05 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою коронування приймаємо чотири проводи марки АС 500/336.

в) відгалуження до АТ31:

$$q_{\text{ек}} = \frac{1446}{1,5 \cdot 1} = 964 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою коронування приймаємо чотири проводи марки АС 500/336.

Для ВРУ-330 кВ та ВРУ-150 кВ проводимо вибір струмоведучих частин аналогічно. Результати розрахунків зведено в табл. 2.14.

Генератор ТВВ-1000-4У3:

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід в основному колі типу ТЕКНП-24/36000-750У1:

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 33684,2 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 36000 \text{ А};$$

$$i_y = 467,7 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}.$$

Сторона 15,75 кВ АТЗ1:

Встановлюємо комплектний екранований струмопровід типу ТЕКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{\text{уст}} = 15 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 2312,1 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А};$$

$$i_y = 162,59 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}.$$

РУ ВП 6 кВ:

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-3200-125У3:

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 3034,7 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А};$$

$$i_y = 93,54 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.14 – Струмоведучі частини АЕС

Місце установки	Тип струмопроводу або марка проводу	Примітки
ВРУ-750 кВ: – збірні шини – відгалуження до БТ ₁ – відгалуження до АТЗ ₁	4×АС 500/336	Гнучкі шини
ВРУ-330 кВ: – збірні шини – відгалуження до БТ ₂ – відгалуження до АТЗ ₁ – відгалуження до АТЗ ₂	3×АС 700/86 3×АС 750/93 3×АС 750/93 3×АС 1000/56	Гнучкі шини
ВРУ-150 кВ		Гнучкі шини

– збірні шини – відгалуження до АТЗ ₂	АС 1000/56	
Турбогенератор 1000 МВт – основне коло – відгалуження до ТВП	ТЕКНП-24/36000-750У1; ТЕКНЕ-24/3150-750У1	Комплектний стру- мопровід
Сторона 15 кВ АТЗ1 – основне коло	ТЕКНЕ-20/10000-300У1	Комплектний стру- мопровід
Сторона 35 кВ АТЗ2	АС 600/72	Гнучкі шини
РУВП-6 кВ	ТЗК-10-3200-125У3	Комплектний стру- мопровід

2.10 Вибір кабелів до електродвигунів власних потреб

Вибираємо кабель до електродвигуна власних потреб типу 2А3М-800/6000, який є приводом для аварійного насосу підживлення високого тиску [14]: $U_{\text{ном}} = 6$ (кВ); $P_{\text{ном}} = 800$ (кВт); $I_{\text{ном}} = 89,5$ (А); $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$; $B_k = 360,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$. Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі: $v_0 = 35^\circ \text{C}$; $T_{\text{max}} = 4000$ (год); $K_2 = 0,87$ – поправочний коефіцієнт на температуру шин.

Приймаємо кабель марки ААГ, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 89,5/1,4 = 63,9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

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

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{360,4 \cdot 10^6}}{98} = 193,7 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Приймаємо кабель $3 \times 240 \text{ (мм}^2\text{)}$, $I_{\text{доп.ном}} = 290$ (А).

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 290 = 252,3 \text{ (А)} > I_{\text{ном}} = 89,5 \text{ (А)}.$$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-750 кВ. Розрахункові та каталожні дані ТС в таблиці 2.15. Розраховуємо вторинне навантаження ТС в табл. 2.16.

Таблиця 2.15 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора ТВ-750

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 750 \text{ (кВ)}$	$U_{ном} = 750 \text{ (кВ)}$
$I_{max} = 1884 \text{ (А)}$	$I_{ном} = 4000 \text{ (А)}$
$i_y = 68,97 \text{ (кА)}$	$i_{дин} = 100 \text{ (кА)}$
$B_k = 334,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$
$r_2 = 8,08 \text{ (Ом)}$	$r_{ном}^2 = 20 \text{ (Ом)}$

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток: 0,2/10Р

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$$l_{розр} = 175 \text{ (м)};$$

$$\text{г) } I_{2ном} = 1 \text{ (А)}.$$

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-365	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-345	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	САЗ-І-680	2,5	–	2,5
Разом:		6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2_2; \quad (2.44)$$

$$r_{\text{прил}} = 6,0 / 1^2 = 6 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.45)$$

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

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = p \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.46)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 175 / 13,9 = 0,36 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом $q = 2,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6 + 0,1 + (0,0283 \cdot 175) / 2,5 = 8,08 \text{ (Ом)} < 20 \text{ (Ом)}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НДЕ-750:

$$U_{1\text{ном}} = 750000 / \sqrt{3} (\text{кВ}); \quad U_{3\text{дод}} = 100 (\text{В});$$

$$U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} (\text{В}); \quad S_{2\text{ном}0,5} = 300 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження НДЕ-750

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{В} \cdot \text{А}$	$n_{\text{обм}}, \text{шт}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{\text{прил}}, \text{шт}$	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-345	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-345	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	І-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							37	14,5

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{37^2 + 14,5^2} = 39,7 (\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил $q = 2,5 (\text{мм}^2)$. Вибір вимірювальних трансформаторів на інших приєднаннях станції подано в таблиці 2.19.

Таблиця 2.18 – Вимірювальні трансформатори АЕС

Місце установки	Трансформатори	
	Струму	Напруги
1	2	3
Турбогенератор 1000 МВт	ТШВ-24-36000/5	ЗНОЛ.06-24У3
Блочний трансформатор БТ ₁ - сторона ВН: - сторона НН	ТВТ750-І-3000/1 ТШВ-24	– –
Блочний трансформатор БТ ₂ - сторона ВН: - сторона НН	ТВТ330-І-4000/1 ТШВ-24	– –

Продовження таблиці 2.18

1	2	3
Автотрансформатор зв'язку АТЗ ₁ -		

сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ750-I-3000/1 ТВТ330-I-4000/1 ТШВ-15	— — ЗНОЛ.06-15У3
Автотрансформатор зв'язку АТЗ ₂ - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ330-I-4000/1 ТВТ150-I-2000/1 ТФЗМ.35Б-II	— — ЗНОМ-35-65У1
Робочий ТВП: - сторона ВН: - сторона НН:	ТШВ-24 ТШЛ-10	— —
Резервний ТВП TR1: - сторона ВН: - сторона НН:	ТШВ-15 ТШЛ-10	— —
Резервний ТВП TR2: - сторона ВН: - сторона НН:	ТВТ-35-I-3000/5 ТШЛ-10	— —
ВРУ-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
ВРУ-150 кВ	ТВ-220	НКФ-220-58У1
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо на станції обмежувачі перенапруг [13]:

1. ЛЕП-750 кВ, сторона ВН АТЗ1 та БТ1 ОПН-750У1;
2. ЛЕП-330 кВ, сторона ВН АТЗ2, БТ2, ОПН-330У1;
та сторона СН АТЗ1
3. ЛЕП-150 кВ, сторона СН АТЗ2 ОПН-150У1;
4. Сторона НН БТ1 та БТ2 ОПН-25М;
5. Сторона НН АТЗ1 ОПН -15У1;
6. Сторона НН АТЗ2 ОПН -35У1;
7. Сторона НН ТВП та TR ОПН -6У1.

Для забезпечення нормальної роботи пристроїв релейного захисту, автоматики та високочастотного зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- а) ЛЕП-750 кВ ВЗ-2000-0,5У1;

б) ЛЕП-330 кВ

ВЗ-2000-0,5У1;

в) ЛЕП-150 кВ

ВЗ-630-0,5У1.

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-750 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-110000/750У1.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На АЕС акумуляторні батареї (АБ) є аварійними джерелами живлення систем безпеки, систем керування і захисту (СКЗ), аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв управління, автоматики, сигналізації і релейного захисту. Кількість і типи батарей визначаються у відповідності з вимогами НТП атомних електричних станцій [11].

Вихідні дані для розрахунку:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- 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:	$U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду:	$U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання	$U_3 = 2,75 \text{ В}$

Розрахунок навантаження на загально блочну акумуляторну батарею зведений в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Навантаження загальностанційної АБ АЕС (1000)

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{пошт}},$ А
Постійне навантаження	—	—	—	70	—	70	70
Аварійне освітлення	—	—	—	250	—	250	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30

Електродвигун аварійного маслонуасосу ущільнень генератора	3	25	130	120	300	360	–
Електродвигун аварійного маслонуасосу змазки турбін	3	42	216	200	540	600	1620
Разом						1310	1720

Виходячи з тривалості аварійного навантаження, визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.47)$$

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

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

$j = 25 \text{ А/Н}$ [11] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 1310 / 25 = 55,02.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження за струмом поштовху:

$$N \geq I_{\text{пошт}} / 46, \quad (2.48)$$

$$N = 1720 / 46 = 37,4.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [11]: $N = 56$.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}} / N, \quad (2.49)$$

де j – визначається по кривим [2] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $87\% U_{\text{ном}}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{\text{ном}}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > j_{\text{п}} = \frac{1720}{56} = 30,7 \text{ A/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторні батареї з типовим номером $N = 56$.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 \cdot N$ [11, 16]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$\begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \\ I_{\text{пзп}} &= 70 + 0,15 \cdot 56 = 78,4 \text{ (A)}. \end{aligned} \quad (2.50)$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$\begin{aligned} U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_0; \\ U_{\text{пзп}} &= 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ (В)}. \end{aligned} \quad (2.51)$$

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

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів

$$\begin{aligned} I_{\text{пзп дод}} &= 0,05 \cdot N; \\ I_{\text{пзп дод1}} &= 0,05 \cdot 56 = 2,8 \text{ (A)}; \end{aligned} \quad (2.52)$$

$$\begin{aligned} U_{\text{пзп дод}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}; \\ U_{\text{пзп дод}} &= 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}. \end{aligned} \quad (2.53)$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{пост}} + 5 \cdot N;$$

$$I_{\text{зп}} = 70 + 5 \cdot 56 = 350 \text{ (A)};$$

$$U_{\text{зп}} = U_{\text{з}} \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Остаточню встановлюємо АБ типу Varta.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Релейний захист для генератора ТЗВ-1000-2УЗ – це насамперед забезпечення надійності та безпеки.

У сучасних умовах використання генераторів, зокрема генератора ТЗВ-1000, є критичними компонентами для надійності енергетичних систем. Для забезпечення надійності та безпеки роботи генератора використовується релейний захист, який відіграє ключову роль в системі захисту генератора. Розглянемо основні вимоги до релейного захисту для генератора ТЗВ-1000.

По-перше, релейний захист має бути надійним і швидким у спрацюванні. Його завдання – реагувати на будь-які небезпечні стани, такі як короткі замикання, перенапруги, перевищення струмів, перегрів тощо.

Друга важлива вимога – можливість налаштувати релейний захист під конкретні режими роботи генератора, враховуючи його потужність, напругу та інші параметри.

Релейний захист також має забезпечувати захист від перенапруги та аварійного зменшення напруги, щоб уникнути пошкодження обмоток та ізоляції.

Захист від перевищення струмів та перегріву обов'язково має бути реалізований у релейному захисті. Це дозволить уникнути пошкодження обладнання та забезпечити безпеку роботи.

Релейний захист також контролює навантаження генератора та вимикає його, якщо навантаження перевищує допустимі межі.

Надійність та стійкість до зовнішніх впливів, таких як електромагнітні перешкоди та впливи, вологість та інші – ще одні важливі вимоги до релейного захисту.

Загалом, релейний захист відіграє ключову роль у забезпеченні надійності та безпеки експлуатації генератора ТЗВ-1000. Його задача попереджати про можливі пошкодження генератора, які можуть призвести до аварій та пошкоджень обладнання.

3.1 Вибір системи оперативного управління АЕС

Оперативне управління на АЕС тепловим та електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги передбачають централизованно з блочного щита управління (БЩУ).

Розподільчий пристрій (РП) підвищених напруг виділяють в самостійні оперативні ділянки на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система управління [18-20].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ-512). На ЦЩУ виносять управління та контроль наступними елементами АЕС: вимикачами РП (розподільчого пристрою) вищої та середньої напруги, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімоводоочистки I і II підйому); загально станційними трансформаторами 6/0,4 кВ головного корпусу.

На ЦЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6 кВ власних потреб блоків; вимір та збільшення активної та реактивної потужності: сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загально станційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, проти аварійна телемеханіка, проти аварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувачем (ГУЗ) автоматики пожежегасіння та інше.

З кожного БЩУ здійснюються операції пуску, зупинки та нормальна експлуатація блоків. На БЩУ вносяться управління та контроль: системою збудження генераторів; перевід генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами введів робочих трансформаторів власних потреб блоку; вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформа-

торів 6/0,4 кВ власних потреб (ВП) 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами ВП блоку дизель–генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах управління і в електропристроях, які відносяться до даного блоку. На АЕС установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

На станції організується 5 ділянок оперативного обслуговування: паливно–транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики і вимірів [20].

Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно–деаераторною установкою здійснюється з центрального щита, розташованого в центрі головного корпусу.

3.2 Вибір системи дистанційного управління

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.д. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи об'єктів використовується загальний ключ управління.

3.3 Система сигналізації

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації [20].

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата).
 - Червона лампа –"ввімкнено";
 - Зелена лампа –"вимкнено".

2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного вимкнення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвоником і миготінням зеленої лампи.

3. Попереджуюча сигналізація – сигнали про настання нормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими дискретними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).

4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами і миготінням ламп аварійного вимикання і випаданням прапорця вказівного реле.

5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).

6. Командна сигналізація – сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільше важливих і частих розпоряджень.

3.4 Автоматика і блокування

На проектуваній АЕС передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як [20]:

- 1 АВР відповідальних споживачів ВП
- 2 АЧР на шинних ВП (на базі ІВЧ – 3).
- 3 Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС.
- 4 Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності.
- 5 Автоматичне гасіння поля (АГП – 40).
- 6 Автоматичне форсування та розфорсування збудження.
- 7 Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА – 325В).
- 8 Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності (загально станційні та блочні).
- 9 Автоматика системи паливоподачі.
- 10 Автоматика системи хімічного очищення води.

11 Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни.

12 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

3.5 Зв'язок

Внутрішній зв'язок на АЕС містить у собі [20]:

1. Оперативний зв'язок.

2. Технологічний зв'язок.

Об'єм оперативного зв'язку:

а) установка на ЦЩУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС – 5 і комутатора типу ДИСа.

б) оперативний зв'язок АЕС – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.

в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок АЕС включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і пристроях телемеханіки.

2. Вихід на місцевий телефонний зв'язок.

3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом, цехом перерозподілу мазуту.

4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).

5. Охоронний зв'язок і сигналізація.

6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

3.6 Телемеханіка

На АЕС, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних АЕС у ЦДП енергосистеми в об'ємі:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.

2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів АЕС.

3.7 Розрахунок уставок релейного захисту блоку генератор-трансформатор (ТЗВ-1000-2У3+ТНЦ-1250000/330)

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рисунку 3.1 а, б) та приблизні розрахунки. Визначимо струм КЗ на виводах генератора 1000 МВт та за блочним трансформатором. Параметри генератора та трансформатора наведені в розділі 2.

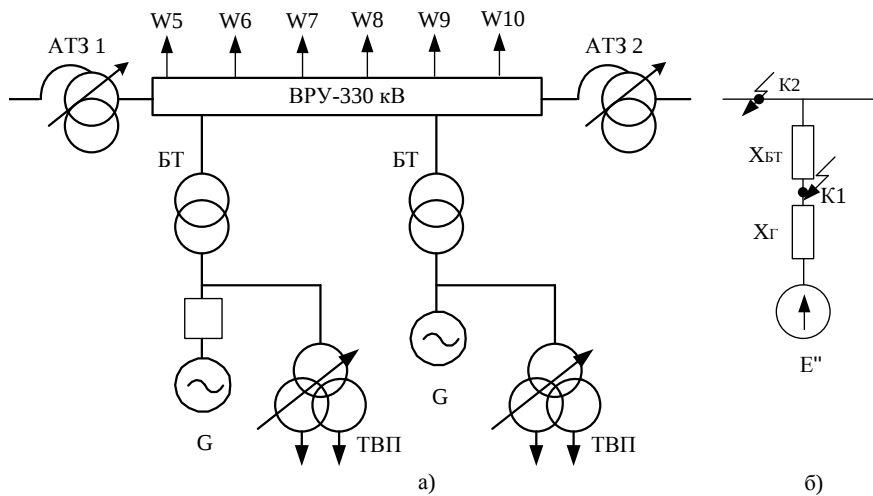


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема : а – схема блоку; б – заступна схема

Приймаємо базисні величини:

$$S_B = S_{Г.ном} = 1330 \text{ МВА}; U_B = U_{ср.ном} = 24 \text{ кВ}.$$

Опори прямої, оберненої та нульової послідовності генератора та трансформатора [17]:

$$x_{Г} = x_d'' \frac{S_B}{S_{Г.ном}};$$

$$x_{Г} = 0,248 \cdot \frac{1330}{1330} = 0,248;$$

$$x_{2Г} = 0,358;$$

$$x_{0Г} = 0,152;$$

$$x_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{T.ном}};$$

$$x_T = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{1330}{1250} = 0,154;$$

$$x_{T0} = 0,9 \cdot x_T;$$

$$x_{T0} = 0,9 \cdot 0,154 = 0,139.$$

Поперечна надперехідна ЕРС обмотки статора:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{\text{НОМ}*} \cos \varphi_{\text{НОМ}})^2 + (U_{\text{НОМ}*} \sin \varphi_{\text{НОМ}} + I_{\text{НОМ}} \cdot x_d'')^2}; \quad (3.1)$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{0,9^2 + (0,436 + 0,248)^2} = 1,13,$$

$$\text{де } U_{\text{НОМ}*} = I_{\text{НОМ}*} = 1; \sin \varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}} = \sqrt{1 - 0,9^2} = 0,436.$$

Струми КЗ на виводах генератора:

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d''};$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{\Gamma.\text{НОМ}};$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2};$$

$$I_2^{(2)} = I_{2*}^{(2)} \cdot I_{\Gamma.\text{НОМ}};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,13}{0,248} = 4,56;$$

$$I^{(3)} = 4,56 \cdot 32,1 = 145,9 \text{ кА};$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,13}{0,248 + 0,302} = 2,05;$$

$$I_2^{(2)} = 2,05 \cdot 32,1 = 65,8 \text{ кА}.$$

Струми КЗ за блочним трансформатором:

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,13}{0,248 + 0,154} = 2,81;$$

$$I^{(3)} = 2,81 \cdot 32,1 = 90,2 \text{ кА};$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_{2\Gamma} + 2x_{\Gamma}};$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,13}{0,248 + 0,302 + 2 \cdot 0,154} = 1,317;$$

$$I_2^{(2)} = 1,317 \cdot 32,1 = 42,276 \text{ кА}.$$

3.7.1 Захист від багатofазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами на реле ДЗТ–11/5. В даному випадку схема з'єднання обмоток статора – "зірка–зірка", застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з коефіцієнтом трансформації 28000/5, а в нейтралі – 14000/5, для поперечного диференційного захисту – 2500/5; тоді робоча кількість витків обмотки реле $W_{\text{роб}} = 72$ витки [20].

Визначимо максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу при зовнішньому КЗ.

Максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу $I_{\text{нб.роз.макс}}$ у встановленому режимі протікання через ТГ зовнішнього розрахункового максимального струму:

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = \varepsilon \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{зовн.роз.макс}}; \quad (3.2)$$

$$I_{\text{нб.роз.макс}} = 0,1 \cdot 1 \cdot 172240 = 17224 \text{ (А)},$$

де $K_{\text{одн}} = 1$, оскільки трансформатори струму різні;

$I_{\text{зовн.роз.макс}}$ – визначається максимальним струмом зовнішнього КЗ або асинхронного режиму.

Визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму не-

балансу:

$$F_{\text{роб}} = \frac{K_{\text{відстр}} \cdot I_{\text{нб.розр.макс}} \cdot W_{\text{роб}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (3.3)$$

$$F_{\text{роб}} = \frac{1,6 \cdot 17224 \cdot 72}{5600} = 354,3 \text{ (А} \cdot \text{витків)}.$$

визначаємо гальмівну МДС за виразом

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1};$$

$$F_{\text{гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{354,3^2}{100^2} - 1} = 481,8 \text{ (А} \cdot \text{витка)}.$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (3.4)$$

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{172240}{5600} = 30,8 \text{ (А)}.$$

Розрахункове число витків гальмівної обмотки складає

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм}}}{I_{\text{гальм.втор}}}; \quad (3.5)$$

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{481,8}{30,8} = 15,6 \text{ (витків)},$$

приймаємо найближче ціле значення – 16 витків.

3.7.2 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо односистемний поперечний диференційний захист з

реле струму РТ – 40/Ф з фільтром першої гармоніки. ТС встановлюється на шинопроводі, що з'єднує нейтралі паралельних віток. Струм спрацювання реле [20]:

$$I_{c.p.} = \frac{0.2 \cdot I_{г.ном}}{n_{тс}}; \quad (3.6)$$

$$I_{c.p.} = \frac{0,2 \cdot 32100}{500} = 12,84 \text{ (A)}.$$

3.7.3 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо комплект захисту ЗЗГ–1 – захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості. Захист складається з двох органів :

- 1) максимального реле напруги першої гармоніки – яке захищає 85–90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- 2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням – яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі і саму нейтраль.

До цих реле підводять напругу зі сторони лінійних виводів від ТН типу ЗНОМ з напругами $U_{\Phi} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3} \text{ В}$, а для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого ТН типу ЗНОЛ або ЗОМ з напругами $(\frac{U_{\Phi}}{\sqrt{3}})100 \text{ В}$.

Цей захист діє з незалежною витримкою часу до 0,5 с.

3.7.4 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист. Реле включається на різницю фазних струмів від ТС, встановленого зі сторони нульових виводів, і на між фазну напругу від ТН, який встановлений на лінійних виводах. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті зі зміщенням в третій квадрант і охопленням початку координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу [20].

Визначимо опір спрацювання захисту:

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot U_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot k_{Відс} \cdot k_{В} \cdot \cos(\varphi_{МЧ} - \varphi_{Нав})}, \quad (3.7)$$

$$Z_{сз} = \frac{0,95 \cdot 24}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 32,1 \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot \cos(80^\circ - 25,842^\circ)} = 0,375 \text{ Ом},$$

де $K_{Відс} = 1,2$;

$K_{В} = 1,05$;

$\varphi_{МЧ} = 80^\circ$ – кут максимальної чутливості;

$\varphi_{Нав} = 25,842^\circ$ – кут навантаження реле.

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові:

$$K_{ч} = \frac{Z_{сз}}{Z_{діл}} > 1,2; \quad (3.8)$$

$$K_{ч} = \frac{0,375}{0,174} = 2,16 > 1,2,$$

$$\text{де } Z_{діл} = Z_{Т} + Z_{Г} = \frac{14,5}{100} \cdot \frac{24^2}{1250} + 0,248 \cdot \frac{24^2}{1330} = 0,174 \text{ Ом}.$$

Витримка часу першого ступеню захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від між фазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН:

$$t_{сз1} = t_{ел.макс} + t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{сз2} = t_{сз1} + t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}.$$

3.7.5 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Він виконується одним реле струму зворотної

послідовності з фільтром – РЗЛ-01.01. Це реле складається з п'яти елементів :

1) пусковий орган без витримки часу, який забезпечує пуск та повернення інтегрального органу та блокування органу "відсічка П"

$$I_{с.з.ПО} \approx 0,1 \cdot I_{Г.НОМ};$$

$$I_{с.з.ПО} = 0,1 \cdot 32100 = 3210 \text{ А}.$$

2) інтегральний орган з інтегрально–залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{Г2*}^2};$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{8}{2,05^2} = 1,9 \text{ с}.$$

3) "Відсічка І" спрацьовує без витримки часу і передбачається для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ

$$I_{сз2I} = 0,4 \cdot I_{Г.НОМ};$$

$$I_{сз2I} = 0,4 \cdot 32100 = 12840 \text{ (А)}.$$

4) "Відсічка ІІ" спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу.

$$I_{сз2II} = \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}};$$

$$I_{сз2II} = \frac{65800}{1,2} = 54833 \text{ (А)}.$$

5) Сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного

навантаження генератора

$$I_{сз2сиг} = 0,05 \cdot I_{Г.ном};$$

$$I_{сз2сиг} = 0,05 \cdot 32100 = 1605 \text{ (A)}.$$

3.7.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Застосовується МСЗ з незалежною витримкою часу, виконується за допомогою реле РТВК з $K_B = 0,99$. Струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_B} \cdot I_{Г.ном}; \quad (3.9)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 32100 = 34045,5 \text{ (A)}.$$

Час спрацювання захисту узгоджується з захистом, який діє на відключення.

3.7.7 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовується інтегральний захист з двома ступенями з залежною витримкою часу — блок РЗЛ-01.01, який містить наступні елементи [20]:

1. Вхідний перетворюючий пристрій, який настраюється таким чином:

$$\frac{I_{роб.ном.втор}}{I_{рзр.ном}} = 0.7 - 1.2,$$

де $I_{рзр.ном} = 2,5 \text{ (A)}$.

2. Сигнальний орган спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують довготривале допустиме значення:

$$I_{сз.сигн.перв} = 1,05 \cdot I_{f.ном};$$

$$I_{сз.сигн.перв} = 1,05 \cdot 7530 = 7906,5 \text{ (A)}.$$

3. Пусковий орган спрацьовує без витримки часу і контролює пуск та

спрацювання повертаючого органа

$$I_{\text{сз.по.перв}} = 1,1 \cdot I_{\text{f.ном}} ;$$

$$I_{\text{сз.по.перв}} = 1,1 \cdot 7530 = 8283 \text{ (A)}.$$

4. Інтегральний орган працює з двома інтегрально–залежними витримками часу в залежності від накопичення теплоти в обмотці збудження при перевантаженні та охолодження після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органа не здійснюється. Для підключення реле РЗЛ-01.01 використовується пристрій І-528, з трансформатором постійного струму.

3.7.8 Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Напруга спрацювання захисту

$$U_{\text{сз}} = 1,5 \cdot I_{\text{рот.ном}} \cdot R_{\text{рот.ном}} ;$$

$$U_{\text{сз}} = 1,5 \cdot 7530 \cdot 0,0509 = 574,9 \text{ (В)};$$

$$t_{\text{сз}} = 20 \text{ (с)}.$$

3.7.9 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу і використовується для захисту одне з трьох реле опору комплексу КРС–2. Реле включають на різницю фазних струмів від ТС та на міжфазну напругу від ТН , щоб кругова характеристика розташовувалась в третьому та четвертому квадрантах комплексної площини опорів і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості 80° розташовується в третьому квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним [20]:

$$d = 1,1 \cdot x_{d*};$$

$$d = 1,1 \cdot x_{d*} = 1,1 \cdot 2,418 = 2,66$$

$$\text{із зміщення } Z_M = 0,4 \cdot x'_{d*}.$$

$$Z_M = 0,4 \cdot 0,358 = 0,1432.$$

При цих параметрах забезпечується відлагодження захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту $t_{сз} = 1 - 2$ с.

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

3.7.10 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Застосовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначену для попередження недопустимого перевищення напруги в режимі х.х. або скидання навантаження. В якості пускового органа використовується реле напруги типу НЛ-58/20 з високим коефіцієнтом повернення (0,9). Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора застосовується реле струму АЛ-1 [20].

На блоках без вимикача у генератора реле струму контролює струм в колі ВН трансформатора. Реле напруги вмикається на між фазну напругу ТН на виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{с.з.} = 1,2 \cdot U_{Г.НОМ.} = 1,2 \cdot 24000 = 28800 \text{ В};$$

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_H}, \quad (3.10)$$

$$U_{с.р.} = \frac{28800}{240} = 120 \text{ В.}$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{сз} = 0,1 \cdot I_{Г.НОМ} = 0,1 \cdot 32100 = 3210 \text{ (А)};$$

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_m} = \frac{3210 \cdot 1}{6000} = 0,535 \text{ (А)}.$$

витримка часу $t_{с.з} = 0,3$ с.

3.7.11 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР–3, що виконується з накладанням на коло збудження змінного струму частотою 25 Гц.

3.7.12 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференційний струмовий захист з реле тішу ДЗТ–21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.Г}}}{U_{\text{БТ}}};$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{32100}{347/24} = \frac{26730}{14,46} = 2220,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз}} = 0,3 \cdot I_{\text{ном.ВН}};$$

$$I_{\text{сз}} = 0,3 \cdot 2220,2 = 666,06 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K^{(3)}_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = 0,87 \cdot \frac{I_{\text{к max ВН}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} \geq 2 ;$$

$$K^{(3)}_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 90200}{14,46 \cdot 666,06} = \frac{78474}{9631,2} = 8,15 > 2.$$

3.7.13 Захист від замикань всередині кожуха трансформатора

Використовується газове реле типу РЗТ–80. Газове реле складається з двох елементів – сигнального і вимикального. Сигнальний елемент спрацює при пошкодженнях, які супроводжуються слабким газоутворенням після накопичення визначеного об'єму газу в реле. При значному пошкодженні, яке призводить до бурного виділення газу, підвищується тиск всередині бака і утворюється потік масла в сторону розширювача, який діє на вимикальний

елемент. Останній спрацьовує при перевищенні заданої швидкості потоку масла. При цьому газ з бака трансформатора потрапляє в газове реле і призводить до спрацювання сигнального елемента пізніше дії вимикального елемента

3.7.14 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтралями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нульової послідовності з незалежною витримкою часу. Перша ступінь – з реле струму РСТ-11 та реле часу. Друга ступінь – з реле струму типу РСТ-11 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

$$I_{с.з.I} = I_{номВН} / K_H ; \quad (3.11)$$

$$I_{с.з.I} = 2220,2 / 1,5 = 1480,1 \text{ А};$$

$$I_{с.р.I} = \frac{I_{с.з.I}}{\eta_{T1}} ; \quad (3.12)$$

$$I_{с.р.I} = \frac{1480,1}{1000/5} = 7,4 \text{ А}.$$

Уставка II комплекту:

- за умови забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимиканні блоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{с.з.II} = 0,4 \cdot I_{номВН} / K_{\text{ч}} ; \quad (3.13)$$

$$I_{с.з.II} = 0,4 \cdot 2220,2 / 1,2 = 740,06 \text{ А};$$

$$I_{с.р.II} = \frac{740,06}{200} = 3,7 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{ПО*}}^{(3)} \cdot I_{\Gamma_{\text{ном}}}}{K_{\text{БТ}} \cdot I_{сзI}} > 1,2. \quad (3.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2,81 \cdot 32100}{14,46 \cdot 1480,1} = 3,7 > 1,2.$$

Витримка часу ділення:

- за умови узгодження з резервними захистами елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{\text{сз.діл}} = t_{\text{с.з.ел.мах}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

- за умови узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{\text{сз.діл}} = t_{\text{с.з.прс.}} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}.$$

Приймаємо $t_{\text{сз.діл}} = 1 \text{ с}.$

Витримка часу першої ступені комплекту II:

$$t_{\text{сз.I}} = t_{\text{сз.діл}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с};$$

Витримка часу другої ступені комплекту II:

$$t_{\text{сз.2}} = t_{\text{сз.I}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}.$$

3.8 Засоби РЗ і автоматики

Релейний захист є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем [18-20]. Його основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача релейного захисту полягає в сигналізації про виникнення аварійних режимів.

Основні захисти на спроектованій АЕС занесені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні захисти на АЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРУ–150 кВ.	Багатофазні КЗ	Пристрій захисту СЕЗАМ-С

ВРУ–750, 330 кВ	Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ–40
ЛЕП–150 кВ	Всі види КЗ	Дистанційний захист ШДЕ–2801(ЛЕП–150 кВ).
ЛЕП–330, 750 кВ	Всі види КЗ	Високочастотний диференційний захист типу ДФЗ-504
Шини власних потреб 6 кВ	Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
Кабельні лінії 6 кВ	Захист від багатофазних КЗ Захист від однофазних КЗ	Пристрій захисту РЗЛ-04.101
Трансформатор власних потреб (ТВП)	І. Пожежа в трансформаторі	Газовий захист РЗТ-80
	2.Зовнішнє КЗ 3. Симетричне перевантаження 4. Всі види КЗ в обмотках і на виводах 5.Пошкодження на шинах ВП–6 кВ 6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
Двигун	Усі види КЗ та ненормальні режими	РДЦ -01-057-4

Продовження таблиці 3.1

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	І.Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
	2.Міжфазне КЗ на МРЖ	Пристрій захисту СЕЗАМ-С
Автотрансформатор зв'язку та блочні трансформатори	1.Захист від багатофазних КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист ДЗТ – 23
	2.Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ–80
	3.Зовнішнє КЗ на землю Зовнішні симетричні перевантаження Зовнішні симетричні КЗ Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	Пристрій захисту РЗЛ-02.1-ВВ01
Блок генератор-трансформатор	Багатофазні КЗ в обмотці статора на затискачах	Повздовжній диференційний захист ДЗТ-11/5

Замикання на землю в обмотці статора	Захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості ЗЗГ-1
Зовнішні несиметричні КЗ та несиметричні перевантаження Зовнішні симетричні КЗ Перевантаження ротора	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
Симетричні перевантаження обмотки статора	Пристрій захисту РЗЛ-01.01
Асинхронний режим при втраті збудження	Дистанційний захист КРС-2
Підвищення напруги на затискачах генератора	МЗН НЛ-58/20, АЛ-1
Замикання на землю в одній точці ротора	Накладання змінного струму частотою 25 Гц на коло збудження КЗР-3
Усі види КЗ в обмотках трансформатора, на його затискачах, ошиновуванні ВН та міжфазні КЗ в обмотці статора генератора	Повздовжній диференційний струмовий захист ДЗТ-21
Зовнішні КЗ на землю в мережі з заземленими нейтраллями	Струмовий захист нульової послідовностей АЛ-1
Замикання в середині бака трансформатора	Газовий захист РЗТ-80

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Під час проектування електричних станцій виникає необхідність розгляду ряду економічних задач, а саме: обґрунтування типу та потужності станції, складу блоків, вибору місця будівництва електростанції, розрахунку основних техніко-економічних показників роботи і їх аналізу з метою визначення ефективності капіталовкладень у спорудження проектованої станції.

Метою даного розділу дипломної роботи являється вирішення саме останньої із приведених вище задач: визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

4.1 Визначення кошторисної вартості спорудження електричної станції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС здійснюють користуючись питомими капіталовкладеннями. Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку занесено в таблицю 4.1 [21-24].

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

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі в % по виду робіт						
		Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші витрати		Загальна вартість
	%	%	грн	%	грн	%	грн	грн
1.Підготовка території будівництва	1,8	50	972000000	2,0	388800000	48	933120000	1944000000
2.Об'єкти основного виробничого призначення	1600	70	75600000000	29,5	31860000000	0,5	540000000	108000000000
3.Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,0	803	8672400000	20	216000000	-	-	1080000000
4.Об'єкти енергетичного господарства	1,2	88	1140480000	12	155520000	-	-	1296000000
5.Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0	93	3013200000	7,0	226800000	-	-	3240000000
6.Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8	90	2721600000	10	302400000	-	-	3024000000
7.Благоустрій території	0,3	100	324000000	-	-	-	-	324000000
8.Тимчасові будівлі та споруди	4,0	80	3456000000	10	432000000	10	432000000	4320000000
9.Інші роботи та витрати	4,0	-	-	-	-	100	4320000000	4320000000
10.Утримування дирекції та авторський нагляд	0,2	-	-	-	-	100	162000000	162000000
11.Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5	-	-	-	-	100	540000000	540000000
12.Проектні та пошукові роботи	6,5	-	-	-	-	100	7020000000	7020000000
13.Роботи та затрати по створенню водосховища	1,0	-	-	-	-	100	1080000000	1080000000
14. Всього:			95899680000		33231600000		15027120000	136350000000

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

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

$$k_{\text{пит}} = 136350000000 / 7200000 = 18938 \text{ (грн/кВт)}.$$

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

4.2 Визначення собівартості вироблення електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому еквіваленті.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається з чотирма економічними елементами: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

4.2.1 Визначення величини амортизаційних витрат

Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій використовується прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, що амортизується, на очікуваний період часу використання об'єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 – будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини; 2 – транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку; 3 – силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу еле-

ктроенергії, 4 – ЕОМ. Згідно з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 2%, 2 група - 10%, 3 група - 6%, 4 група - 15%.. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%, 4 група - 6%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 4.1) за наступними формулами:

$$ОФ_1 = 0,7 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) ;$$

$$ОФ_2 = \sum K_5 ;$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{інш} ;$$

$$ОФ_4 = \sum K_{інш} ,$$

де $K_{БМР}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;

$K_{БМР5}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу таблиці 4.1;

K_5 – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);

$K_{об.}$ – вартість обладнання АЕС;

$K_{обл5}$ – вартість обладнання АЕС по п'ятому розділу таблиці 4.1;

$K_{інш.}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

$$ОФ_1 = 0,7 \cdot (95899680000 - 3013200000) = 65020536000 \text{ грн.}$$

$$ОФ_2 = 3240000000 \text{ грн..}$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (95899680000 - 3013200000) + (33231600000 - 2268000000) + 15027120000 = 85186512000 \text{ грн.}$$

$$ОФ_4 = 15027120000 \text{ грн.}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$S_a = \sum O\Phi_i \cdot H_i \quad (4.2)$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 65020536000 \cdot 0,07 + 32400000000 \cdot 0,28 + 85186512000 \cdot 0,20 + \\ + 15027120000 \cdot 0,06 = 23397567120 \text{ грн.}$$

Таблиця 7.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань АЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	65020536000	7%	4551437520
ОФ2	32400000000	28%	9072000000
ОФ3	85186512000	20%	17037302400
ОФ4	15027120000	6%	901627200
Разом	168474168000		23397567120

4.2.2 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні дані штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$\mathcal{C} = k_{\text{шт}} \cdot P_{\text{вст}}, \quad (4.3)$$

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

$k_{шт}$ для АЕС 7200 МВт дорівнює 0,5;

$$Ч = 7200 \cdot 0,5 = 3600 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії у співвідношенні показаному в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Розподіл персоналу на категорії

Категорія працівників	АЕС	Кількість чоловік
Робітники	78%	2808
ІТР	18%	648
Службовці	3,5%	126
МОП	0,5%	18

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

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (4.4)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Річний фонд зарплати підприємства визначається за формулою:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп.роб.} + S_{зп.МОП}) + 1,8 \cdot (S_{зп.ІТР} + S_{зп.сл.})) \cdot k_k \cdot k_k, \quad (4.5)$$

де $S_{зп.роб.}$, $S_{зп.МОП}$, $S_{зп.ІТР}$, $S_{зп.сл.}$ – нарахована зарплата за рік, відповідної категорії персоналу;

k_k – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймаємо рівним 0,7);

k_v – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$S_{\text{зп}} = (1,57 \cdot (396264960 + 1451520) + 1,8 \cdot (156764160 + 19051200)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 573531840 \text{ (грн)}.$$

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати за рік в цілому по АЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Нарахована зарплата за рік, грн
Робітники	11760	396264960
ІТР	20160	156764160
Службовці	12600	19051200
МОП	6720	1451520
Разом за рік		573531840

4.2.3 Розрахунок витрат на паливо

Усі особливості визначення витрат на паливо для АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного палива враховує усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути виражена при допомозі наступної формули:

$$C_{\text{св}} = C_{\text{поч}} + C_{\text{зб}} + C_{\text{виг}} + C_{\text{тсв}} + C_{\text{вит}}, \quad (4.6)$$

де $C_{\text{поч}}$ – початкова ціна ядерного палива;

$C_{\text{зб}}$ – ціна збагачення палива по U^{235} ;

$C_{\text{виг}}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{\text{тсв}}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{\text{вит}}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

$$C_{\text{св}} = 3130 + 6670 + 9600 + 31200 = 50600 \text{ (грн./кг)}.$$

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$B_{\Pi} = \frac{100 \cdot \Pi_{\text{св}} \cdot E_{\text{вир}}}{24 \cdot B_{\text{яг}} \cdot \eta_{\text{АЕС}}^{\text{н}}}, \quad (4.7)$$

де $E_{\text{вир}}$ – кількість виробленої за рік електроенергії;

$B_{\text{яг}}$ – середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт·доба/т.

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot 50600 \cdot 50763484}{24 \cdot 18100 \cdot 33,4} = 17703765745 \text{ (грн.)}.$$

4.2.4 Розрахунок інших витрат

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

$$S_{\text{ін}} = (S_{\text{а}} + S_{\text{зп}}) \cdot \Pi_{\text{р}}, \quad (4.8)$$

де $\Pi_{\text{р}}$ – процент інших витрат, що визначається по графіку (для станції з встановленою потужністю 7200 МВт – $\Pi_{\text{р}} = 4 \%$).

$$S_{\text{ін}} = (23397567120 + 905599427,04) \cdot 4\% = 972126661,9 \text{ (грн.)}.$$

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:

$$S = S_{\text{а}} + S_{\text{зп}} + S_{\Pi} + S_{\text{ін}}; \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} S &= 23397567120 + 905599427,04 + 17703765744,8 + 972126661,9 = \\ &= 42979058953,7 \text{ (грн.)}. \end{aligned}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / W_{\text{відп}}, \quad (4.10)$$

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

$$W_{\text{відп}} = 31977914,7 \text{ (МВт·год)};$$

$$C = 42979058953,7 \cdot 100 / (47228151 \cdot 1000) = 91,0 \text{ (коп/кВт·год)}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунку собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	23397567120	54,44	49,54
Зарплата	905599427,04	2,11	1,92
Паливо	17703765744,8	41,19	37,49
Інші	972126661,9	2,26	2,06
Разом	42979058953,7	100	91,00

4.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих АЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Основні техніко-економічні показники АЕС

Потужність станції	7200	МВт
Склад обладнання	6×1200	
Річний виробіток електроенергії	50763484	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6 %	
Коефіцієнт обслуговування	0,5	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	136350000000	грн.
Питомі капітальні вкладення	18938	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	91,0	коп/кВт·год

В даному розділі дипломного проекту були підраховані економічні показники проекрованої АЕС потужністю 7200 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 91,0$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

У цьому розділі магістерської кваліфікаційної роботи розглянуті заходи з охорони праці проєктованої АЕС потужністю 7200 МВт. Під час виконання робіт з монтажу та обслуговування електрообладнання електростанцій передбачається створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці і виробництва продовольчих товарів. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на оперативно-ремонтний персонал, що обслуговує генератори, відповідно до прийнятої класифікації [25- 27]:

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

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, переважно аерозолі фіброгенної дії (металевий і будівельний пил).

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

У цьому розділі будуть досліджені такі питання як технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час експлуатації генераторів на ЕС та основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам.

5.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час

експлуатації генераторів

Під час експлуатації газомасляної системи генераторів необхідно запобігати утворенню вибухонебезпечної газової суміші, не допускаючи:

- вмісту кисню у водні в корпусі генератора більше ніж 1,2%, а у поплавковому затворі, бачку продування та водневовіддільному баці маслоочисного пристрою більше ніж 2%;

- вмісту водню у струмопроводах генератора більше ніж 1%, а в картерах підшипників більше ніж 2%.

В масляному баці не повинно бути водню.

Витискати з генератора водень або повітря необхідно інертним газом, мінімальна концентрація якого після закінчення витиснення визначається на виході із корпусу машини і повинна становити:

- вуглекислого газу – 85% у разі витиснення повітря і 95% у разі витиснення водню;

- азоту – 97% у разі витиснення повітря і водню.

Повноту продування генератора інертним газом у разі витиснення повітря або водню слід підтвердити аналізом газу.

Перед розкриванням корпусів генераторів та апаратів газомасляної системи водень повинен бути витиснений інертним газом, а інертний газ – повітрям. Відкривати торцеві щити, люки тощо дозволяється тільки після того, як аналіз підтвердить відсутність вуглекислого газу або (у разі витиснення азоту) достатній вміст кисню у повітрі (не менше ніж 20% за об'ємом) [27].

Перед розкриванням камери контактних кілець зупиненого синхронного компенсатора без витиснення водню із його корпусу слід перед подаванням інертного газу до камери перевірити щільність затвора, що відділяє її від корпусу компенсатора.

Допускається починати роботи в камері після продування її інертним газом (без наступного його витиснення повітрям) та проведення аналізу.

У разі виведення в ремонт обладнання та трубопроводів газомасляної системи необхідно від'єднати трубопроводи або встановити заглушки для ви-

ключення можливості проникнення водню або інертного газу на ділянки, що ремонтуються, через нещільність засувки.

Забороняється робота електролізерів, якщо не видно рівня рідини в оглядових скельцях регуляторів тиску. Максимально допустимий перепад тиску між водневою та кисневою системами не повинен перевищувати 1961,4 Па (200 мм вод. ст.).

Апарати та трубопроводи ЕУ (крім ресиверів) необхідно перед пуском продувати азотом. Забороняється продувати ці апарати вуглекислим газом. Ресивери ЕУ слід продувати азотом або вуглекислим газом (ГОСТ 8050, сорт харчовий або технічний). У разі необхідності внутрішнього огляду один ресивер або їхню групу слід продути вуглекислим газом або азотом для видалення водню, відключити від інших груп ресиверів запірною арматурою та металевими заглушками, що мають хвостовики, які виступають за межі фланців, а потім продути чистим повітрям. Продування ресиверів інертним газом, повітрям і воднем слід проводити до досягнення нормованих концентрацій компонентів. У разі використання для продування ресиверів вуглекислого газу технічного сорту, який містить до 0,05% окису вуглецю, його слід зберігати окремо від вуглекислого газу харчового сорту.

У разі вимкнення ЕУ більше ніж на 4 год обов'язково слід продувати азотом її апарати та трубопроводи. У разі вимкнення ЕУ на термін від 1 до 4 год. систему можна залишити під тиском водню або кисню в межах від $9,807 \cdot 10^3$ до $19,614 \cdot 10^3$ Па (від 0,1 до 0,2 кгс/см²). У разі вимкнення ЕУ менше ніж на 1 год дозволяється залишати апаратуру під номінальним тиском газів. У цьому разі сигналізація підвищення різниці тисків у регуляторах тиску водню і кисню не повинна вимикатись. Продування азотом необхідно проводити у випадку, якщо вимкнення пов'язано з порушенням технологічного режиму або якщо після вимкнення необхідно відкачати електроліт із електролізера.

У разі проведення зварювання або виконання ремонтних робіт, пов'язаних з розкриванням обладнання ЕУ, продування необхідно проводити до повної відсутності водню в кінцевій за її ходом точці.

Роботи з відкритим вогнем у приміщенні ЕУ слід виконувати після вимкнення установки, проведення аналізу повітря на відсутність водню, забезпечення безперервної вентиляції приміщення. Для проведення робіт з відкритим вогнем на апаратах електролізної установки, яка ремонтується, у разі наявності у тому самому приміщенні іншої установки, що працює, необхідно від'єднати трубопроводи цієї установки від установки, що ремонтується, і встановити заглушки з хвостовиками. Місце проведення робіт з відкритим вогнем слід обгородити щитами. Забороняється проводити ремонтні роботи на апаратах, заповнених воднем.

У приміщеннях ЕУ та біля ресиверів забороняється палити, користуватись відкритим вогнем, електричними нагрівальними приладами та переносними лампами. Для внутрішнього освітлення апаратів під час їхнього огляду та ремонту слід застосовувати переносні світильники у вибухозахисному виконанні напругою не більше ніж 12 В, захищені металевими сітками.

5.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам [25]:

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

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити

поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

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

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

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

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [25], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

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

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

5.3 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 5.1.

Вихідні дані:

- висота блискавковідводу: $h = 60$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 34$ м.

При $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 60 = 40 \text{ м} > h_x = 34 \text{ м}$ радіус та ширина зони захисту ви-

значаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (5.2)$$

де L – відстань між блискавковідводами, м.

На рис. 5.2,5.3 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-750 кВ.

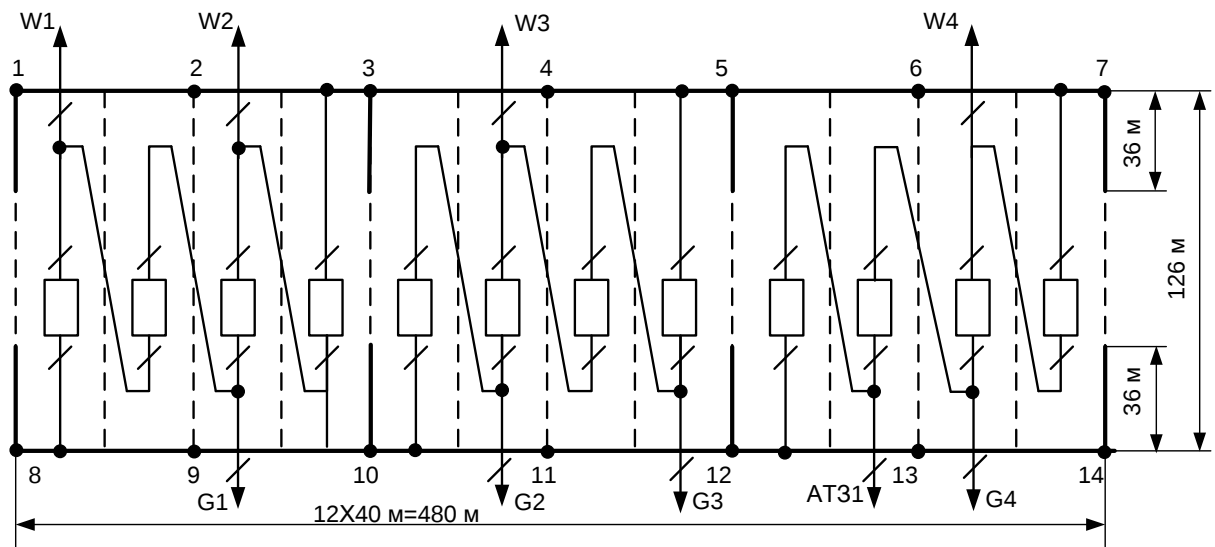


Рисунок 5.1 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ – 750кВ

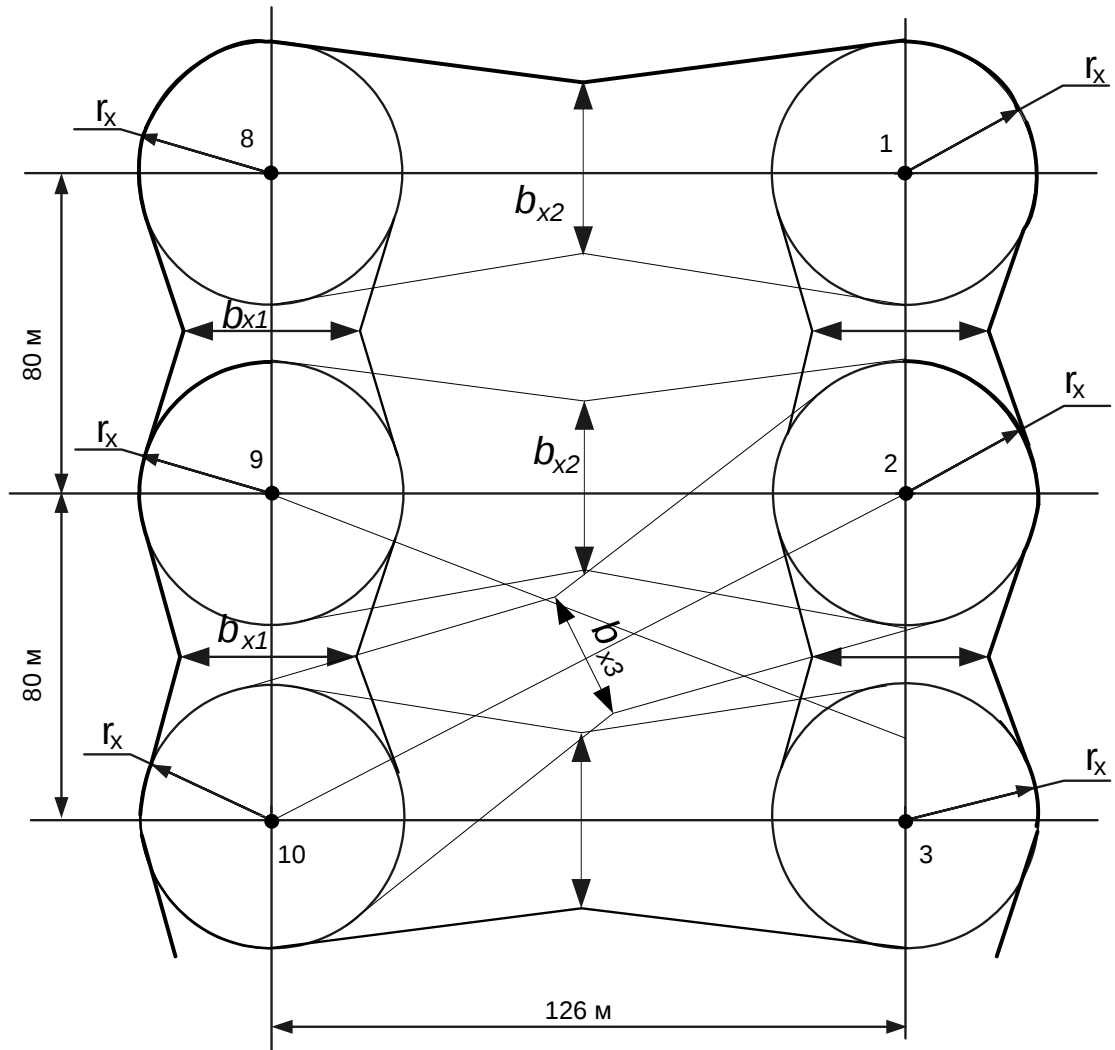


Рисунок 5.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 750кВ зверху
(фрагмент)

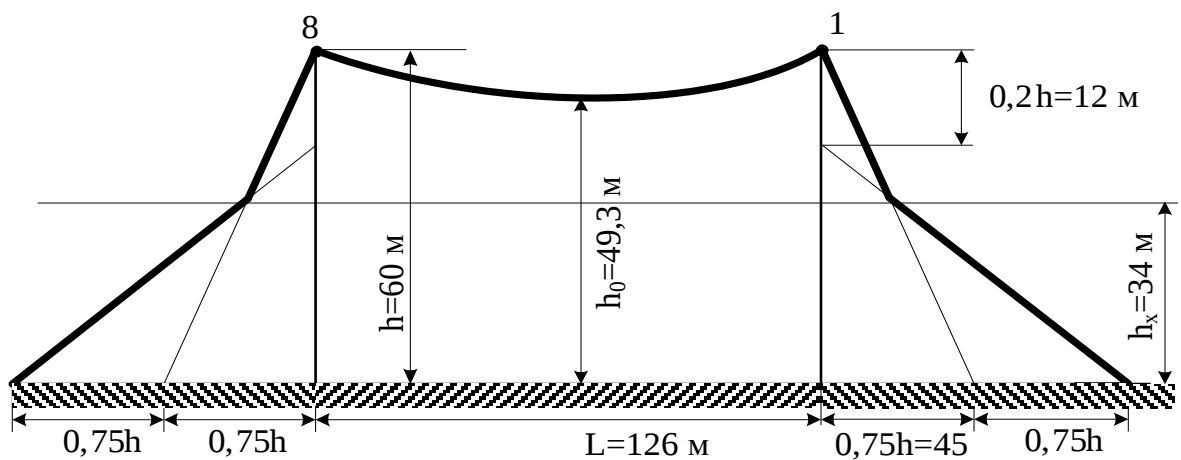


Рисунок 5.3 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 750кВ збоку

Таблиця 5.1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14	80	55,6	39,3	26,25
1-8, 2-9, 3-10, 4-11, 5-12, 6-13, 7-14	126	49,3	20,4	26,25
1-9, 2-8, 2-10, 3-9, 3-11, 4-10, 4-12, 5-11, 5-13, 6-12, 6-14, 7-13	149,3	45,1	7,8	26,25

5.4 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (484 \times 198) = 95832 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний;

вологість нормальна; кліматична зона – III.

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- глибина закладання заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 76 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 4,5 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ наведено на рисунку 5.4.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (484 + 198) / 76 = 17,95 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 1000 / 200 = 5;$$

$$a / l_b = 17,95 / 4,5 = 4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{95832} = 309,6 \text{ м};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,7}{309,6} = 0,02 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,02 = 0,427;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{4,5} = 0,29;$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (484 \cdot 13 + 198 \cdot 27) + 76 \cdot 4,5 = 11980 \text{ м.}$$

З [16] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,74$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,74 \cdot 200 = 348 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,427 \cdot 348 / 309,6 + 348 / 11980 = 0,509 \text{ Ом} > R_{3, \text{доп}} = 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача системи «трос-опори» $R_{\text{п}} = 2,5 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{0,509 \cdot 2,5}{0,509 + 2,5} = 0,423 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальну задачу – підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом проєктування електричної частини атомної електростанції потужністю 7200 МВт з розрахунком захисту блока генератор-трансформатор..

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

1. Проаналізовано та засвоєно методи, які використовують під час проєктування атомних електростанцій.

2. Розроблено електричну частину атомної електричної станції потужністю 7200 МВт. Обрано основне обладнання, запроєктовано структурну схему станції. Станція видає потужність, згідно завдання, на трьох класах підвищеної напруги. Обрано схеми електричних з'єднань ВРУ 750, 330 та 150 кВ. Розроблено схему живлення споживачів 6 кВ власних потреб АЕС. Розраховано струми короткого замикання для вибору комутаційної апаратури. Обрано струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачі перенапруг, високочастотні загороджувачі та установку постійного струму.

3. Проведено вибір типів релейного захисту, який використовується на станції. Для блока генератор-трансформатор виконано розрахунок уставок захистів.

4. Проаналізовано умови праці оперативно-ремонтного персоналу при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням генераторів на станції. Розроблено технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час експлуатації генераторів на ЕС та основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам. Розраховано заземлювальний пристрій та грозозахист ВРУ-750 кВ.

5. Розраховано техніко-економічні показники АЕС, що дозволяє зробити висновок про доцільність проєктування станції в енергосистемі. Собівартість виробленої електроенергії на АЕС становить 91 коп/кВт·год.

Отже в роботі було розв'язано всі поставлені задачі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ядерна енергетика. Навч. посібн. / Азаренкова Н. А., Булавин Л. А., Залюбовський І. І. та ін. Х.: ХНУ ім. Каразіна, 2012. 535 с.
2. URL: <http://ap1000.westinghousenuclear.com/index.html>
3. Перспективи розвитку малих модульних реакторів / Чорний В. С., Ронжин М. М., Тептя В. В. // Матеріали ЛІІ Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, тези доповіді, Вінниця, 2023 Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/schedConf/presentations>
4. Проєкт 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>
5. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
6. 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
7. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://surl.li/ecbzw>
8. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/chastka-teplovoyi-generaciyi-v-zagalnomu-virobnictvi-elektroenergiyi-z-2016-roku-zmenshilas-na-5>
9. 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-roku-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
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. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Типові рішення при проєктуванні 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. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
14. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
15. СОУ-Н МЕН 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.
16. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проєктування 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. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.
19. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Релейний захист генераторів малої та середньої потужності: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 104 с.
20. Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання. Вінниця: ВНТУ, 2023. 125 с.
21. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Ринок ене-

ргії» для студентів за напрямом підготовки 6.05.07.01 «Електротехніка та електротехнології» всіх форм навчання / Н. І. Кулик. Рівне: НУВГП, 2017. 33 с.

22. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. Суми: Університетська книга, 2015. 378 с.

23. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі» / Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

24. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001 – 95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

25. 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. 46 с.

26. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

27. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

28. 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.

29. 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 НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина атомної електростанції потужністю 7200 МВт з реакторами АР-1000 з розрахунком релейного захисту блока

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Тептя В. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____ Ронжин М. М.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневський С. Я.

(прізвище, ініціали)

Експерт _____

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

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)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 7200 МВт З РЕАКТОРАМИ АР-1000 З
РОЗРАХУНКОМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ БЛОКА

08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

_____ Тептя В. В.
(підпис)

Магістр групи ІЕС-23м

_____ Ронжин М. М.
(підпис)

Вінниця 2024 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 атомних електростанцій України скоро досягнуть свого кінцевого терміну експлуатації. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих АЕС України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 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 атомної електростанції потужністю 7200 МВт та розрахунком релейного захисту блока;

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 АЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю

7200 МВт з шістьма турбоагрегатами одиничною потужністю 1200 МВт. В системі, приєднання до якої знаходиться на відстані 800 км, потужність віддається по ЛЕП 750 кВ, 330 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 150 кВ;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та інші закордонні виробники);

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

– показники технологічності: проєктування АЕС, 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 АЕС виконати проєктування 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	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проєктування АЕС	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Релейний захист і автоматика	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ

6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини АЕС потужністю 7200 МВт з розрахунком релейного захисту блока генератор-трансформатор електростанції 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

(довідковий)

Спрощення схем під час розрахунку струмів КЗ

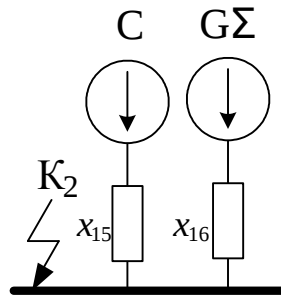
К-2:

Рисунок В.1 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо $x_{AT.B1}$ між x_1 та x_5 [11]:

$$\Delta x = x_{AT.B1}(x_1 + x_5);$$

$$x_{13} = x_1 + \frac{\Delta x}{x_5};$$

$$x_{14} = x_5 + \frac{\Delta x}{x_1};$$

$$\Delta x = 0,098(0,081 + 0,075) = 0,015;$$

$$x_{13} = 0,081 + \frac{0,015}{0,075} = 0,281;$$

$$x_{14} = 0,075 + \frac{0,015}{0,081} = 0,369;$$

$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_2}{x_{13} + x_2};$$

$$x_{15} = \frac{0,281 \cdot 0,109}{0,281 + 0,109} = 0,079;$$

$$x_{16} = \frac{x_{14} \cdot x_7}{x_{14} + x_7};$$

$$x_{16} = \frac{0,369 \cdot 0,151}{0,369 + 0,151} = 0,107;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,079} \cdot 1,7 = 21,57 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-7}} = \frac{1,13}{0,107} \cdot 1,7 = 17,95 \text{ (кА)}.$$

K-3:

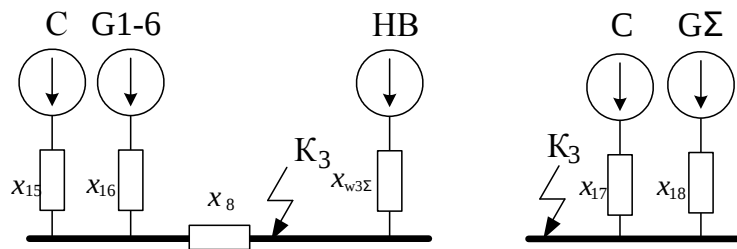


Рисунок В.2 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Розподіляємо x_8 між x_{15} та x_{16} [11]:

$$\Delta x = x_8(x_{15} + x_{16});$$

$$x_{17} = x_{15} + \frac{\Delta x}{x_{16}};$$

$$x_{18} = x_{16} + \frac{\Delta x}{x_{15}};$$

$$\Delta x = 0,225(0,079 + 0,107) = 0,042;$$

$$x_{17} = 0,079 + \frac{0,042}{0,107} = 0,472;$$

$$x_{18} = 0,107 + \frac{0,042}{0,079} = 0,639;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,472} \cdot 3,75 = 7,94 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-6}} = \frac{1,13}{0,639} \cdot 3,75 = 6,63 \text{ (кА)}.$$

K-4:

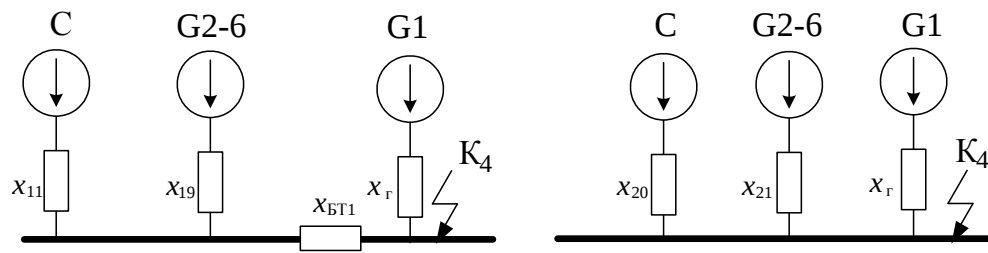


Рисунок В.3 – Спрощення заступної схеми для точки K-4

$$x_{19} = \frac{x_4 \cdot x_{10}}{x_4 + x_{10}};$$

$$x_{19} = \frac{0,1 \cdot 0,38}{0,1 + 0,38} = 0,079;$$

Розподіляємо $x_{БТ1}$ між x_{11} та x_{19} [11]:

$$\Delta x = x_{БТ1}(x_{11} + x_{19});$$

$$x_{20} = x_{11} + \frac{\Delta x}{x_{19}};$$

$$x_{21} = x_{19} + \frac{\Delta x}{x_{11}};$$

$$\Delta x = 0,112(0,063 + 0,079) = 0,016;$$

$$x_{20} = 0,063 + \frac{0,016}{0,079} = 0,266;$$

$$x_{21} = 0,079 + \frac{0,016}{0,063} = 0,333;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,266} \cdot 24,08 = 90,53 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1}} = \frac{1,13}{0,186} \cdot 24,08 = 146,29 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG2-6}} = \frac{1,13}{0,333} \cdot 24,08 = 81,71 \text{ (кА)}.$$

K-5:

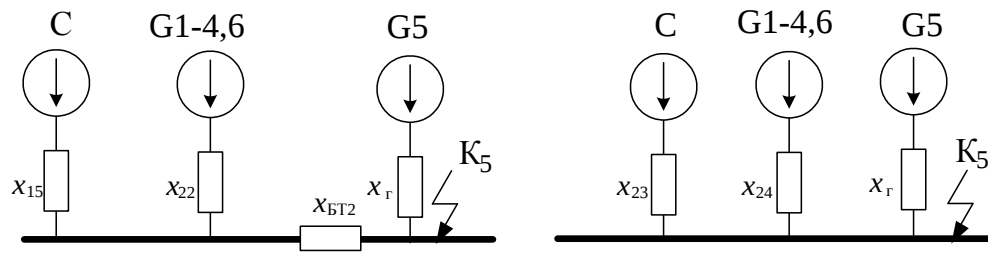


Рисунок В.4 – Спрощення заступної схеми для точки K-5

$$x_{22} = \frac{x_{14} \cdot x_6}{x_{14} + x_6};$$

$$x_{22} = \frac{0,369 \cdot 0,302}{0,369 + 0,302} = 0,166;$$

Розподіляємо $x_{БТ2}$ між x_{15} та x_{22} [11]:

$$\Delta x = x_{БТ2}(x_{15} + x_{22});$$

$$x_{23} = x_{15} + \frac{\Delta x}{x_{22}};$$

$$x_{24} = x_{22} + \frac{\Delta x}{x_{15}};$$

$$\Delta x = 0,116(0,079 + 0,106) = 0,028;$$

$$x_{23} = 0,079 + \frac{0,028}{0,166} = 0,248;$$

$$x_{24} = 0,166 + \frac{0,028}{0,079} = 0,52;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{0,248} \cdot 24,08 = 97,1 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG5}} = \frac{1,13}{0,186} \cdot 24,08 = 146,29 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-4,6}} = \frac{1,13}{0,52} \cdot 24,08 = 52,33 \text{ (кА)}.$$

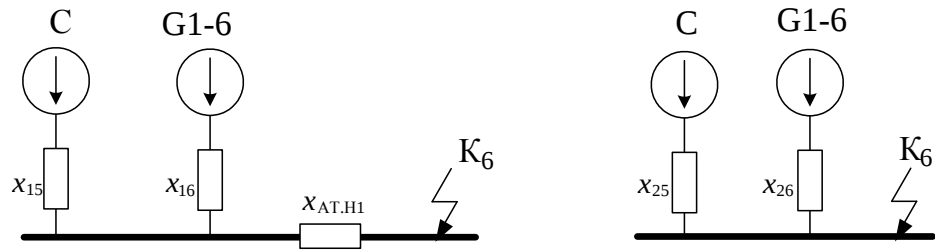
K-6:

Рисунок В.5 – Спрощення заступної схеми для точки K-6

Розподіляємо $x_{AT.H1}$ між x_{15} та x_{16} [11]:

$$\Delta x = x_{AT.H1} (x_{15} + x_{16});$$

$$x_{25} = x_{15} + \frac{\Delta x}{x_{16}};$$

$$x_{26} = x_{16} + \frac{\Delta x}{x_{15}};$$

$$\Delta x = 0,55(0,079 + 0,107) = 0,102;$$

$$x_{25} = 0,079 + \frac{0,102}{0,107} = 1,032;$$

$$x_{26} = 0,107 + \frac{0,102}{0,079} = 1,398;$$

$$I_{noc} = \frac{1}{1,032} \cdot 36,7 = 35,56 \text{ (кА)};$$

$$I_{noG1-6} = \frac{1,13}{1,398} \cdot 36,7 = 29,66 \text{ (кА)}.$$

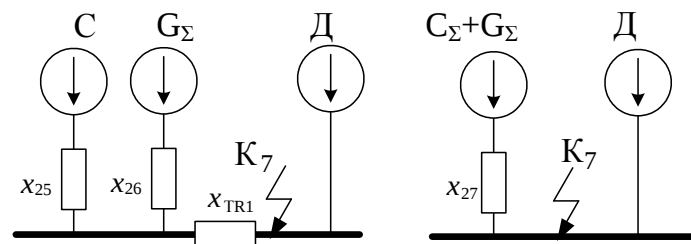
K-7:

Рисунок В.6 – Спрощення заступної схеми для точки K-7

$$x_{27} = \frac{x_{25} \cdot x_{26}}{x_{25} + x_{26}} + x_{TR1};$$

$$x_{27} = \frac{1,032 \cdot 1,398}{1,032 + 1,398} + 3,78 = 4,374;$$

$$I_{\text{нос+G}} = \frac{1}{4,374} \cdot 91,75 = 20,98 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{под}} = \frac{4 \Sigma P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 1,25 \cdot S_{TR, \text{розр.}}}{U_{\text{ном}}}; \quad (\text{B.1})$$

$$I_{\text{под}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 63}{2 \cdot 6} = 26,25 \text{ (кА)}.$$

K-8:

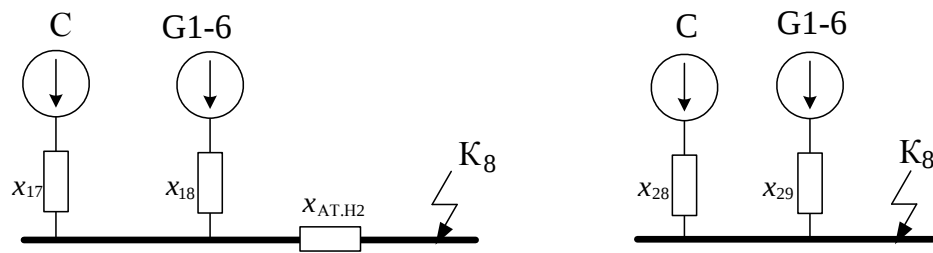


Рисунок В.7 – Спрощення заступної схеми для точки K-8

Розподіляємо $x_{AT.H2}$ між x_{17} та x_{18} [11]:

$$\Delta x = x_{AT.H2} (x_{17} + x_{18});$$

$$x_{28} = x_{17} + \frac{\Delta x}{x_{18}};$$

$$x_{29} = x_{18} + \frac{\Delta x}{x_{17}};$$

$$\Delta x = 1,71(0,472 + 0,639) = 1,9;$$

$$x_{28} = 0,472 + \frac{1,9}{0,639} = 3,445;$$

$$x_{29} = 0,639 + \frac{1,9}{0,472} = 4,664;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{3,445} \cdot 15,62 = 4,53 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-6}} = \frac{1,13}{4,664} \cdot 15,62 = 3,78 \text{ (кА)}.$$

К-9:

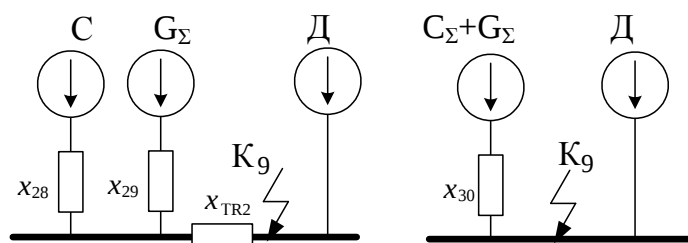


Рисунок В.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-9

$$X_{30} = \frac{X_{28} \cdot X_{29}}{X_{28} + X_{29}} + X_{\text{TR2}};$$

$$X_{30} = \frac{3,445 \cdot 4,664}{3,445 + 4,664} + 3,78 = 5,761;$$

$$I_{\text{noc+G}} = \frac{1}{5,761} \cdot 91,75 = 15,93 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{поД}} = 26,25 \text{ (кА)}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К7.

К-10:

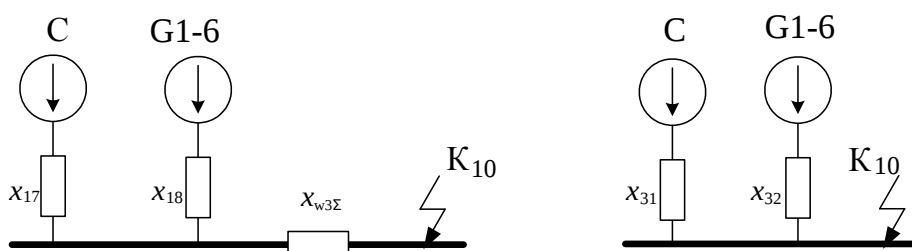


Рисунок В.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-10

$$\Delta X = X_{W3\Sigma} (X_{17} + X_{18});$$

$$X_{31} = X_{17} + \frac{\Delta X}{X_{18}};$$

$$x_{31} = x_{18} + \frac{\Delta x}{x_{17}};$$

$$\Delta x = 0.422(0,472 + 0,639) = 0,469;$$

$$x_{31} = 0,472 + \frac{0,469}{0,639} = 1,206;$$

$$x_{32} = 0,639 + \frac{0,409}{0,472} = 1,633;$$

$$I_{\text{noc}} = \frac{1}{1,206} \cdot 3,75 = 3,11 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{noG1-6}} = \frac{1,13}{1,633} \cdot 3,75 = 2,59 \text{ (кА)}.$$

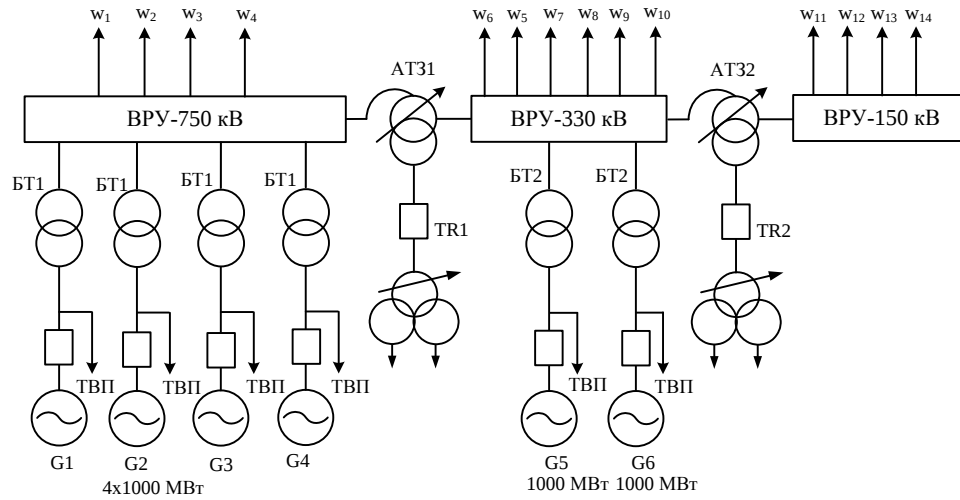
ДОДАТОК Г
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

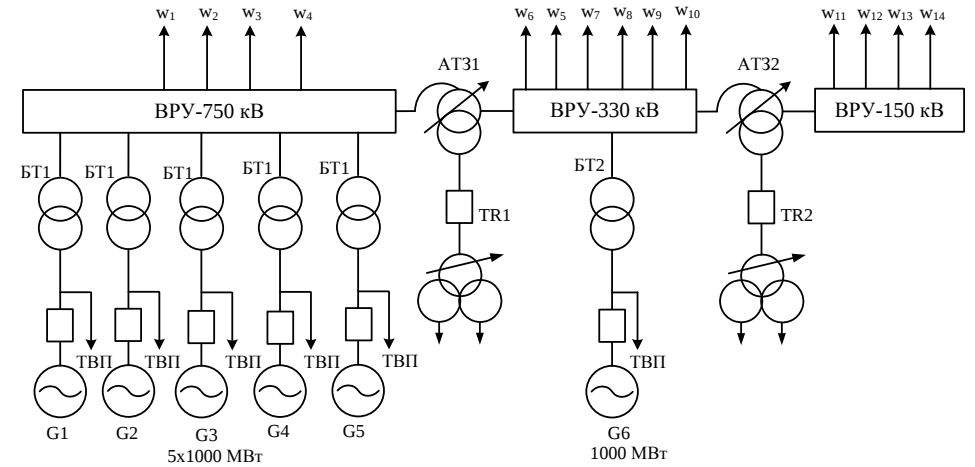
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 7200 МВт З РЕАКТОРАМИ АР-1000
З РОЗРАХУНКОМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ БЛОКА

1. ВАРІАНТИ СХЕМ АЕС

СТРУКТУРНІ СХЕМИ АЕС



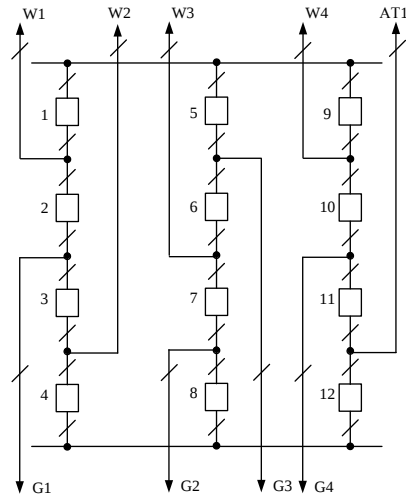
а) I варіант



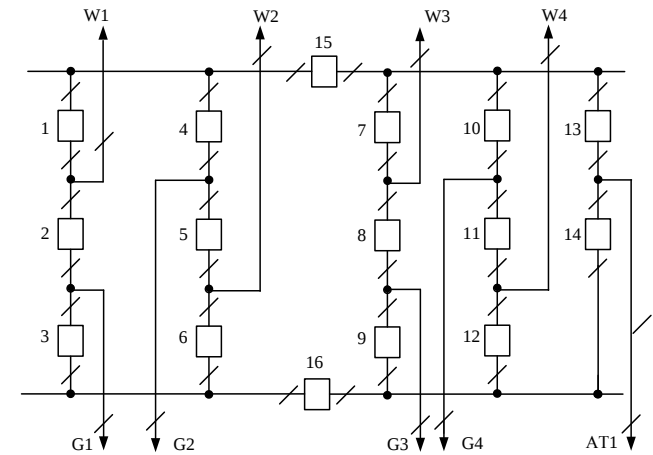
б) II варіант

Примітка: Структурну схему прийнято за першим варіантом, оскільки другий варіант неможливо реалізувати внаслідок дефіциту потужності (немає відповідних автотрансформаторів).

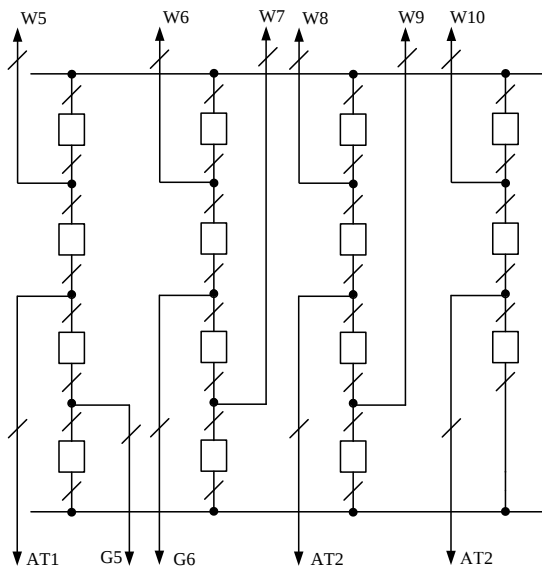
ВАРІАНТИ СХЕМ ВРУ 750, 330 ТА 150 КВ



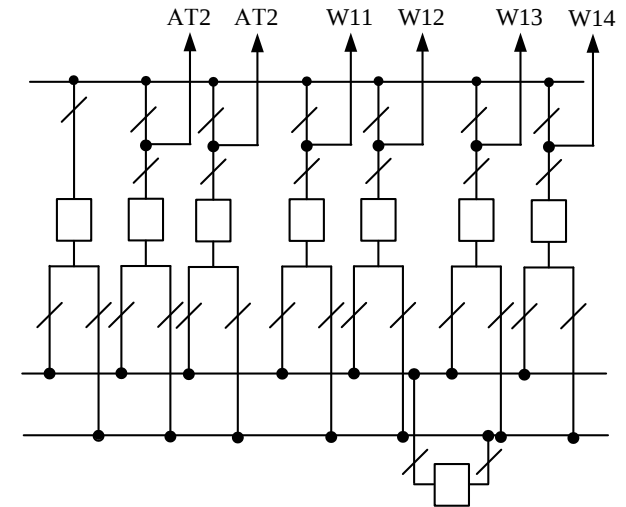
а) Схема ВРУ-750 кВ (І варіант) дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання (4/3)»;



б) Схема ВРУ-750 кВ (ІІ варіант) «полуторна» (3/2)

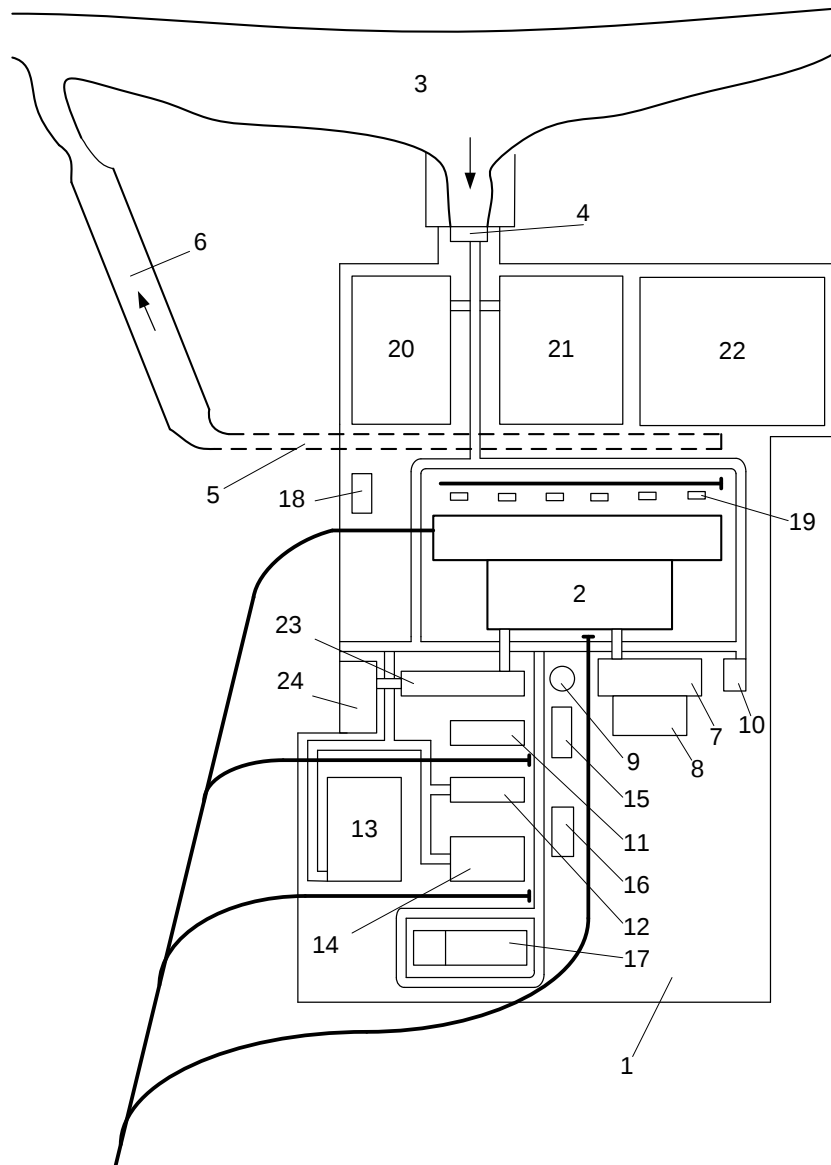


в) Схема ВРУ-330 кВ



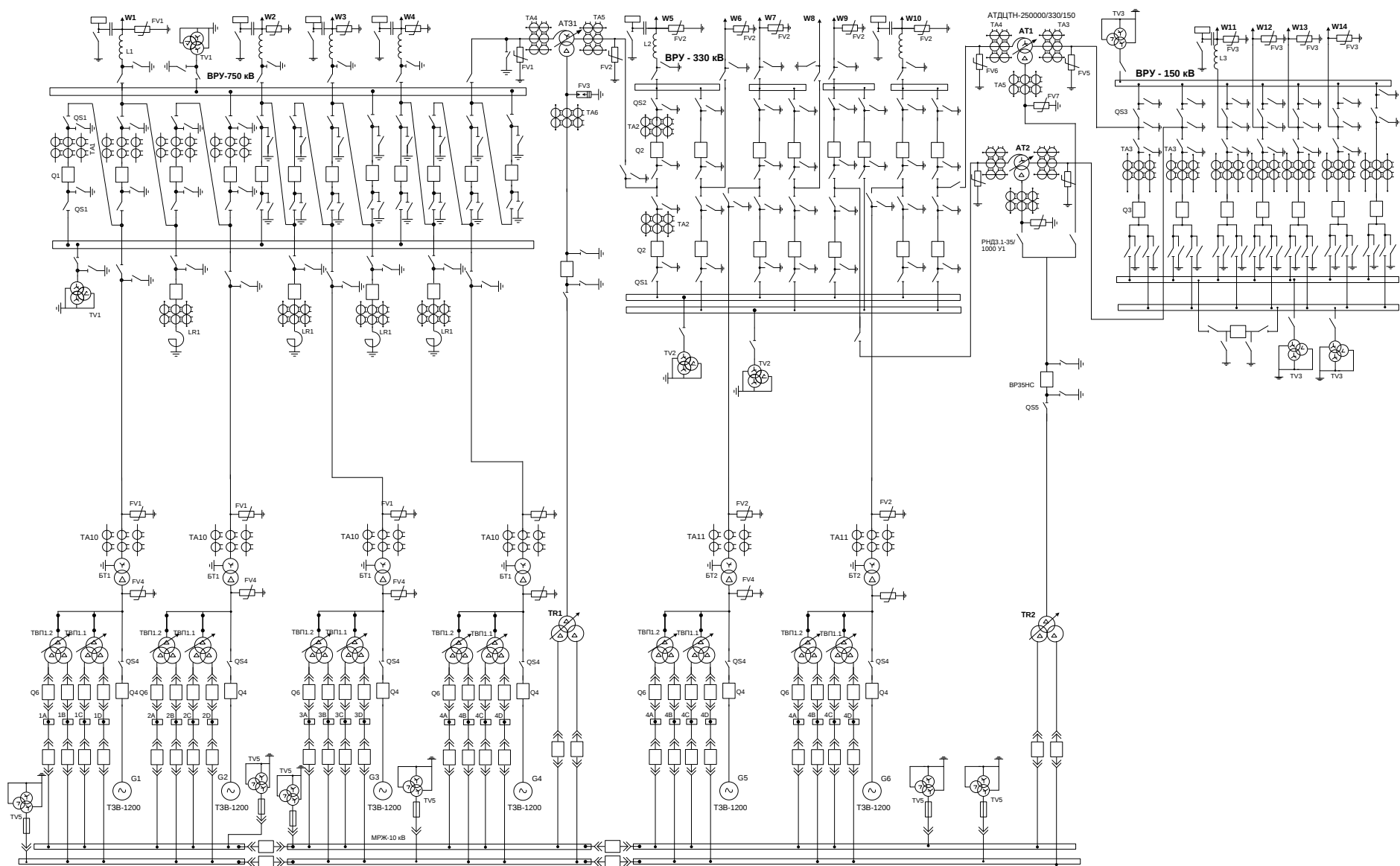
г) Схема ВРУ-150 кВ «дві системи збірних шин з обхідною»

2. КОМПОНУВАННЯ СПОРУД АЕС НА ВИРОБНИЧОМУ МАЙДАНЧИКУ

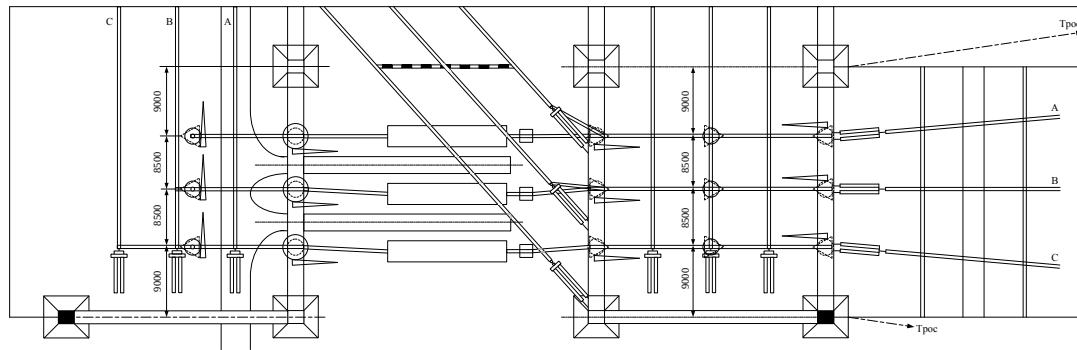


- 1 – виробничий майданчик
- 2 – головний корпус
- 3 – берегова лінія водосховища
- 4 – берегова насосна
- 5 – скидний трубопровід
- 6 – скидний канал
- Спеціальні споруди, призначені для усунення, дезактивації та збереження радіоактивних відходів:
- 7 – корпус спецводоочищення,
- 8 – сховища радіоактивних відходів
- 9 – вентиляційна труба
- 10 – дизель-генераторна
- 11 – допоміжні виробничі будівлі та споруди: хімводоочищення
- 12 – допоміжна котельня
- 13 – об'єднаний допоміжний корпус і майстерні
- 14 – склад
- 15 – пожежна охорона
- 16 – гараж
- 17 – маслогосподарство
- 18 – азотно-киснева станція з метою пожежобезпеки віддалені на периферію промислового майданчика.
- 19 – трансформатори блоків
- 20 – ВРУ СН1 (150 кВ),
- 21 – ВРУ СН2 (330 кВ),
- 22 – ВРУ ВН (750 кВ)
- 23 – інженерно-побутовий корпус
- 24 – адміністративно-службовий корпус

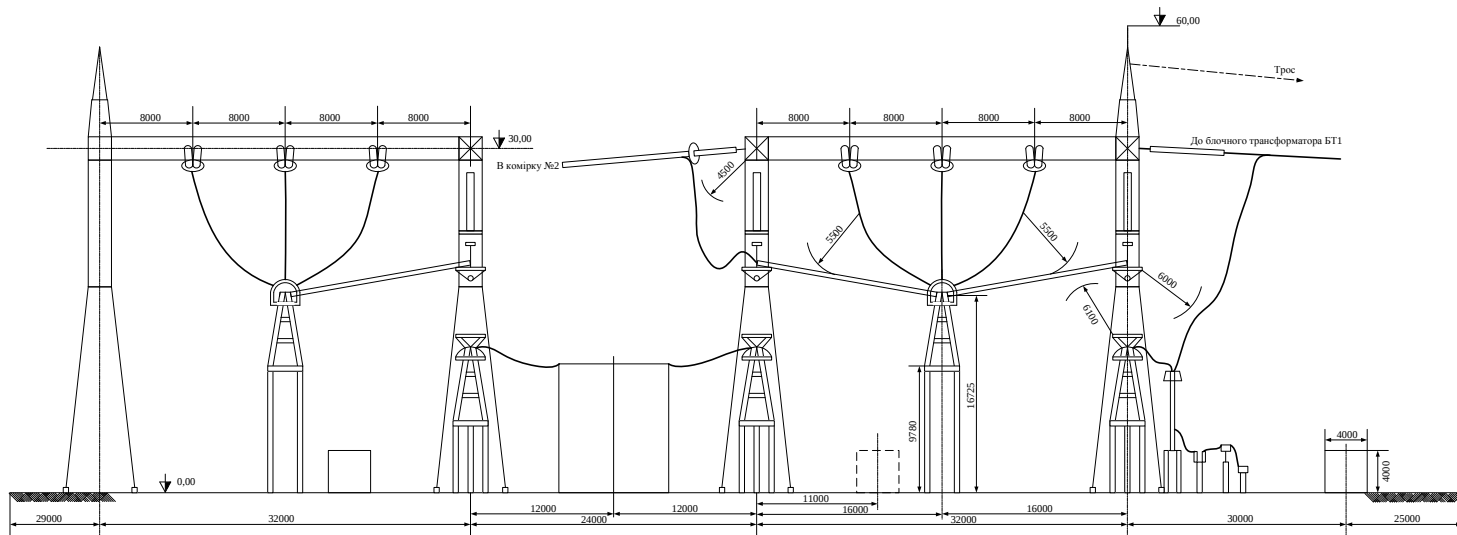
3. ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ АЕС



4. ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-750 КВ

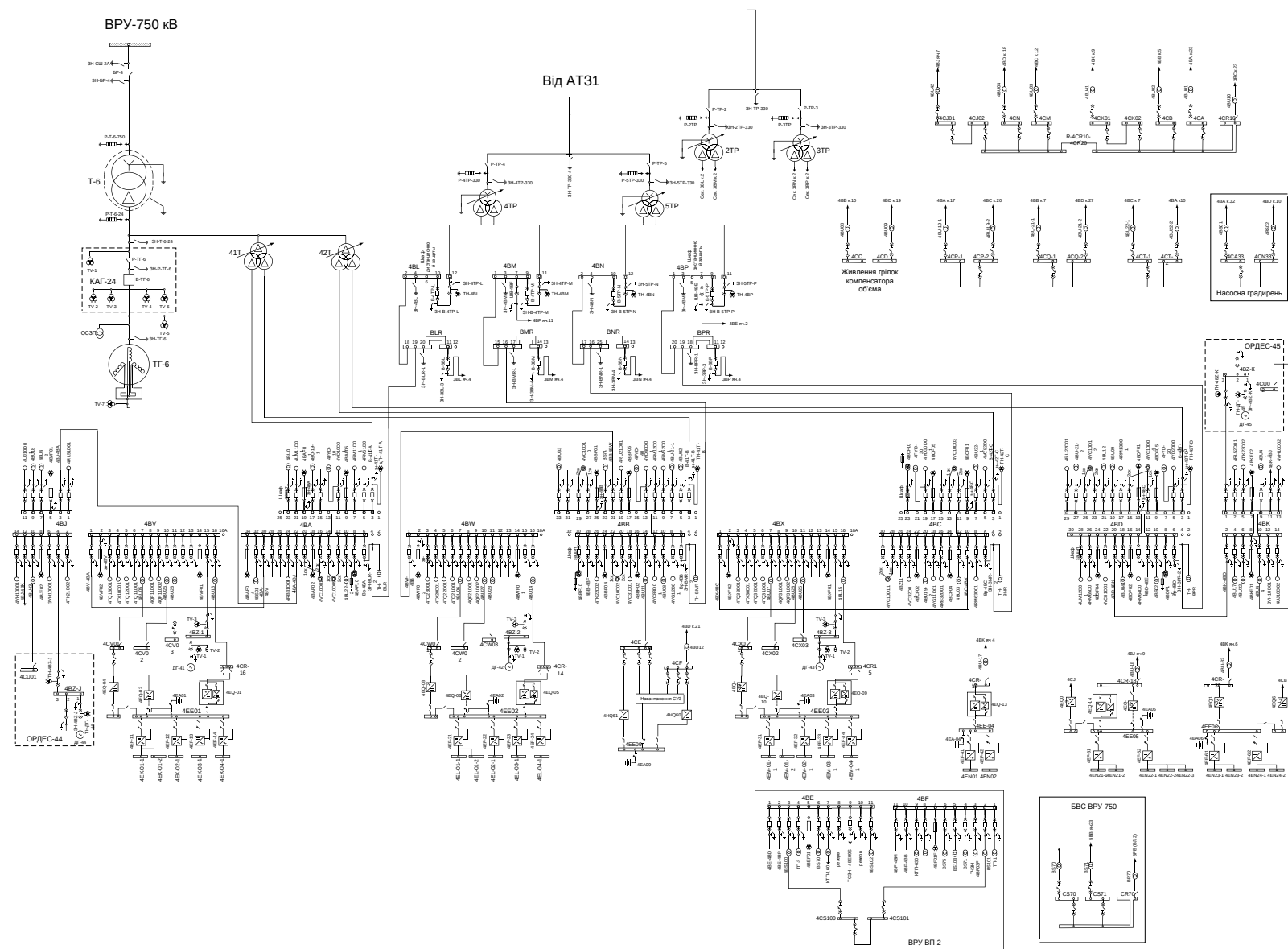


План комірки №1



Розріз комірки №1

5. СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ БЛОКА № 4



6. РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-750 кВ

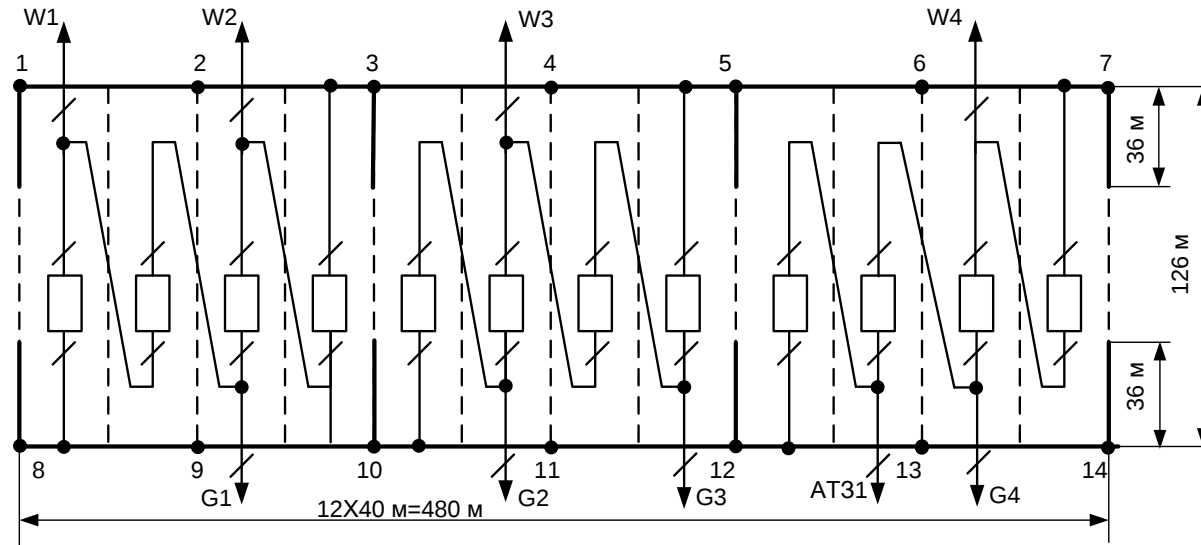
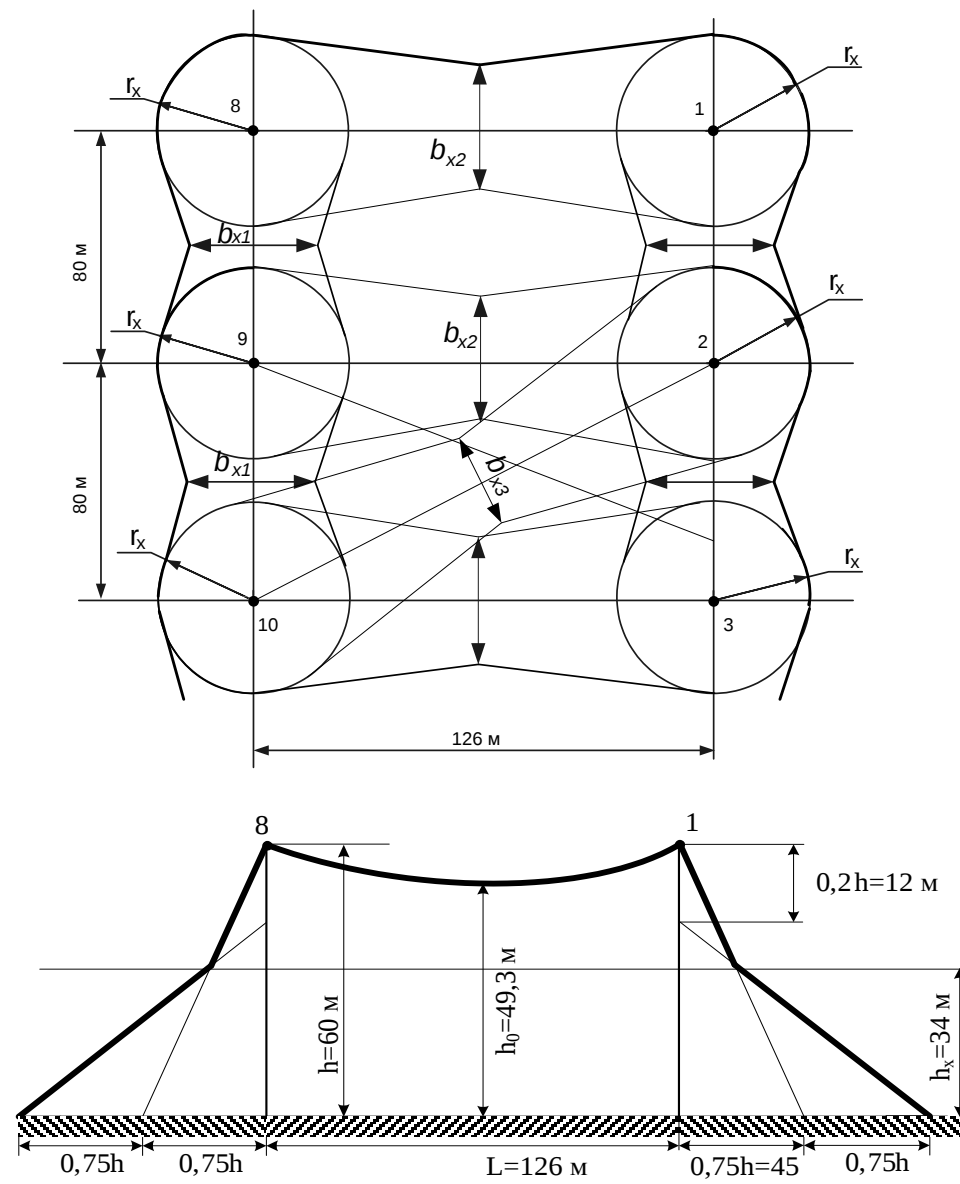


Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

Дані для побудови захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14	80	55,6	39,3	26,25
1-8, 2-9, 3-10, 4-11, 5-12, 6-13, 7-14	126	49,3	20,4	26,25
1-9, 2-8, 2-10, 3-9, 3-11, 4-10, 4-12, 5-11, 5-13, 6-12, 6-14, 7-13	149,3	45,1	7,8	26,25

ВИД НА ЗОНУ ЗАХИСТУ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРУ-750 КВ (ЗВЕРХУ (а), ЗБОКУ(б))



7. РОЗРАХУНОК ЗАЗАЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-750 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (484 \times 198) = 95832 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

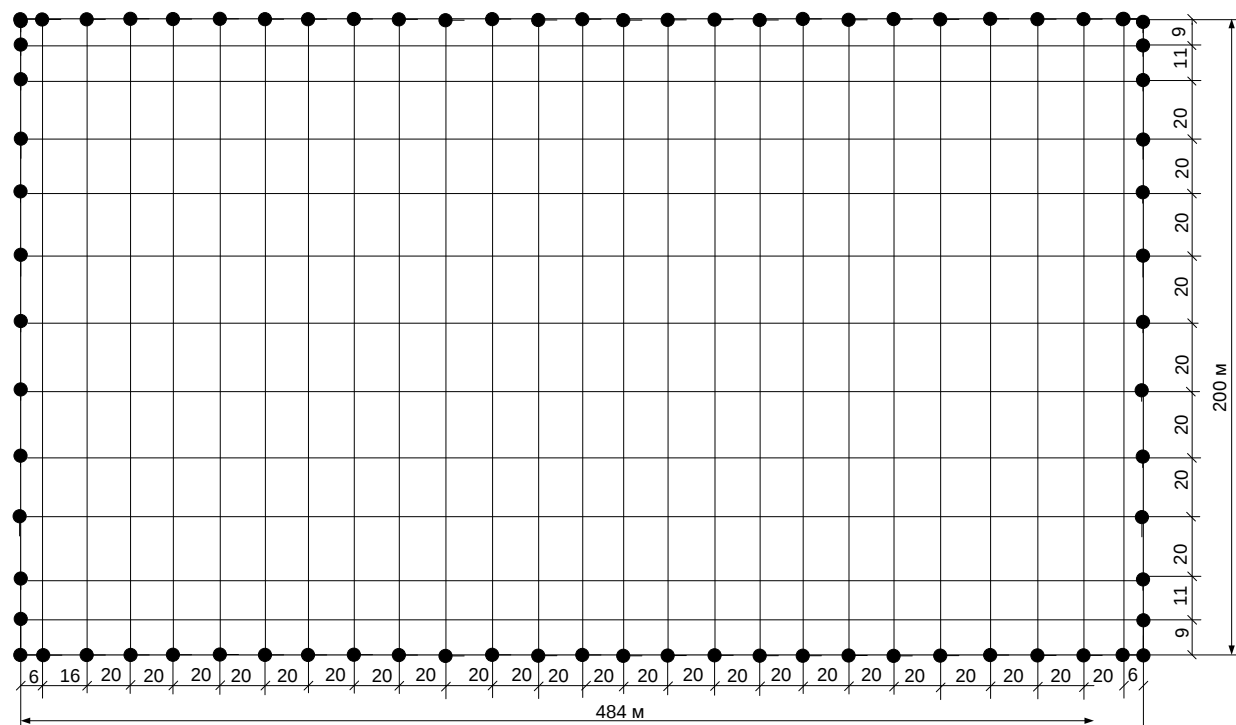
- глибина закладення заземлення:
 $t = 0,7 \text{ м};$

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

- число вертикальних заземлювачів: $n_v = 76$ шт;

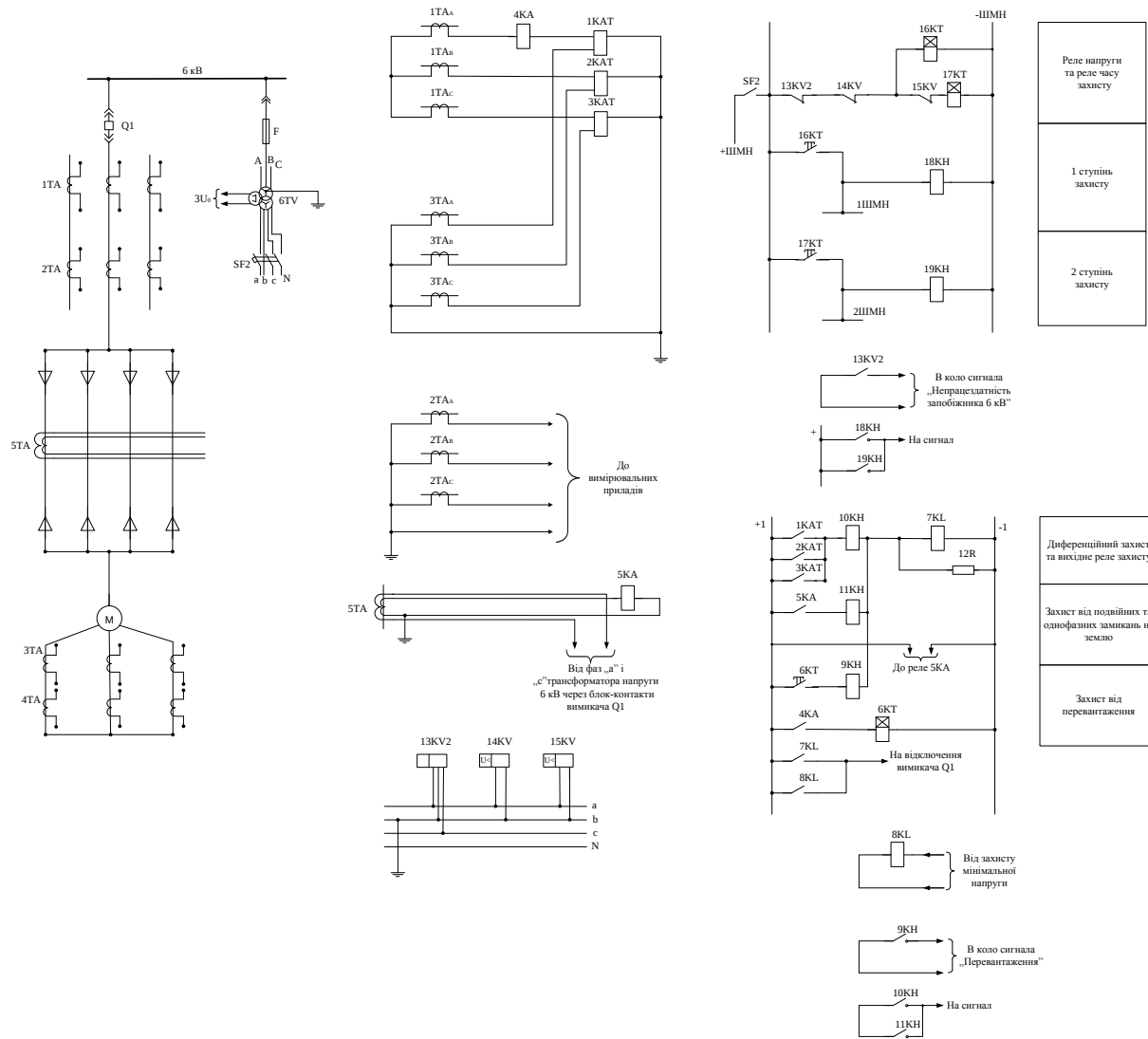
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_v = 4,5 \text{ м}.$

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



План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

8. СХЕМА РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ДВИГУНА ЦИРКУЛЯЦІЙНОГО НАСОСА



Поз.	Позначення на схемі	Назва елемента	Тип	Технічні дані	Примітки
1-3	1KAT-3KAT	Реле струму	РНТ-565		
4	4KA	Реле струму	РТ-40		
5	5KA	Реле струму	РТ3-50		
6	6KT	Реле часу	ВЛ-34		
7,8	7KL,8KL	Проміжне реле	РП-23	~220В	
9-11	9KH-11KH	Вказівне реле	РУ-21/0,025		
12	12R	Резистор	ПГВ-50	4700 Ом	
13	13KV2	Фільтр-реле напруги зворотньої послідовності	РНФ-1М		
14,15	14KV-15KV	Реле напруги	РН-54/160		
16	16KT	Реле часу	ЭВ-123		
17	17KT	Реле часу	ЭВ-133		
18,19	18KH-19KH	Вказівне реле	РУ-21/220		
1-4	1TA-4TA	Реле струму	ВЛ-34		
5	5TA	Трансформатор струму вуглової послідовності	ТНП-4		
6	6TV	Трансформатор напруги	ЗНОЛ.09-6.02		
1	Q1	Вимикач	ВЭМ-6-3200/40-125		
2	SF2	Автоматичний вимикач	A3700		