

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

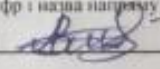
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

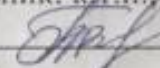
на тему:

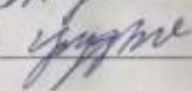
«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 90 МВт з агрегатами типу ВГС-525/99-28 з розрахунком засобів релейного захисту генератора»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Шковира А. В.
(прізвище та ініціали)

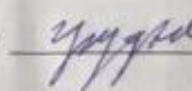
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Тептя В. В.
(прізвище та ініціали)

«19»  2022 р.


Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕСС ЕН

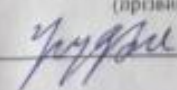
(прізвище та ініціали)

«16»  2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О. 

(прізвище та ініціали)
«15»  2022 р.

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

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

_____ 2022 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Шковирі Артему Віталійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 90 МВт з агрегатами типу ВГС-525/99-28 з розрахунком засобів релейного захисту генератора»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 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 92 км; вид промисловості району – прядильно-ткацьких фабрик; максимальна потужність, що віддається в систему 55 МВт; номінальна потужність системи 8200 МВА; номінальний опір системи 0,42 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; максимальне навантаження місцевого району 18 МВт; номінальна напруга мережі району 110 кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист та автоматика ГЕС. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Поперечний розріз головної будівлі станції. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз комірки ВРУ-220 кВ. 4. Грозозахист ВРУ 220 кВ. 5. Схема установки постійного струму. 6. План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ. 7. Релейний захист ГТВП. 8. Релейний захист гідрогенератора. 9. Техніко-економічні показники станції.

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 кафе- дри ЕСС	 16.09.2022	 14.12.2022
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситу- аціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.11.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафе- дри ЕСС	 16.09.2022	 15.12.2022

7. Дата видачі завдання _____ 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	13.09.22	
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС	14.09.22	17.09.22	
3	Електротехнічна частина	18.09.22	15.10.22	
4	Релейний захист та автоматика ГЕС	16.10.22	30.10.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуа- ціях	01.11.22	10.11.22	
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22	
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22	
	Захист МКР	19.12.22	-	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

_____ А. В. Шковира

_____ В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Шковира Артем Віталійович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 90 МВт з агрегатами типу ВГС-525/99-28 з розрахунком засобів релейного захисту генератора». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2022. 106 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 32 назв; рис.: 17; табл. 32.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина гідроелектростанції потужністю 90 МВт. Розроблено техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання. Обрані структурна схема станції, схеми відкритих розподільних установок (ВРУ) 220 та 110 кВ і схеми власних потреб. Проведено вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї. Виконано розрахунок заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ-220 кВ. Обрано засоби релейного захисту ГЕС, розраховано уставки захисту гідрогенератора. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЕС та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, трансформатор, релейний захист, автоматика, розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій

ABSTRACT

Shkovyra Artem "The electrical part of the 90 MW hydroelectric power plant with units of the BГC-525/99-28 type with calculation of means of relay protection of the generator." Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2022. 106 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 32 titles; Fig.: 17; table 32.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant (HPP) with a capacity of 90 MW was designed. The technical and economic rationale for the design of the HPP was developed. In the electrical engineering part, electrical load schedules are calculated, main and auxiliary equipment is selected. The structure diagram of the station, diagrams of open distribution installation (ODI) 220 and 110 kV and diagrams of own needs were selected. A selection of switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery was made. Calculation of grounding device and lightning protection of ODI -220 kV was performed. The means of relay protection of the HPP were selected, the protection settings of the hydrogenerator were calculated. The analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the hydroelectric power station was carried out and safety measures for the life of the personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: hydroelectric station, transformer, relay protection, automation, switchgear, own needs, grounding device

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГЕС	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Графіки електричних навантажень.....	10
2.2 Вибір гідрогенераторів.....	14
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	15
2.4 Вибір схеми власних потреб станції.....	22
2.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ її.....	22
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
2.7 Розрахунок струмів КЗ в колі РУВП-0,4 кВ.....	39
2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	43
2.9 Вибір комутаційних апаратів.....	46
2.10 Вибір струмоведучих частин	47
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	53
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загоро- джувачів	56
2.13 Вибір акумуляторної батареї	57
2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-220 кВ.....	59
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГЕС	63
3.1 Вибір організаційної структури оперативного керування.....	64
3.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб	67
3.3 Захист трансформаторів зв'язку	67
3.4 Захист збірних шин.....	68
3.5 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП	68
3.6 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ.....	69

3.7	Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності	69
3.8	Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки та зв'язку	71
3.9	Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора ВГС 525/99-28.....	73
3.9.1	Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах.....	74
3.9.2	Захист від замикань на землю в обмотці статора	76
3.9.3	Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	77
3.9.4	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ.....	78
3.9.5	Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень.....	78
3.9.6	Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	79
3.9.7	Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора.....	80
3.9.8	Захист від втрат збудження.....	80
3.9.9	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора.....	81
3.9.10	Захист кіл ротора.....	81
3.9.11	Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі	82
4	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
4.1	Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв РЗА ГЕС потужністю 90 МВт.	84
4.2	Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування пристроїв РЗА повітряних ліній на ВРУ ГЕС потужністю 90 МВт.....	86
4.2.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	86
4.2.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	88
4.3	Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ	89
5	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	93
5.1	Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	93
5.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції	94
5.2.1	Амортизація основних фондів.....	95
5.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	96

5.2.3 Інші витрати.....	99
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	99
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	100
ВИСНОВКИ	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	103
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи	107
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	108
Додаток В. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	112
В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	113
В.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу	114
В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.....	117
Додаток Г. Ілюстративна частина	120

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АРЗ – автоматичні регулятори збудження;
АРН – автоматичне регулювання напруги;
БТ – блочний трансформатор;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ГТВП – головний трансформатор власних потреб
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
КРУ – комплектна розподільна установка;
ЛЕП – лінія електропередачі;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
РЗА – релейний захист і автоматика;
РПН – регулювання під навантаженням;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
РУ – розподільна установка;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
ЩПС – щит постійного струму;
ЩУ – щит управління.

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетика займає одну з провідних ролей у розвитку країни та економіки. На сьогодні енергетика України опинилась у кризовому стані. Внаслідок воєнних дій постраждав і енергетичний сектор. Актуальним і важливим напрямком розвитку електроенергетики на сьогодні залишається забезпечення нормального функціонування сучасної моделі ринку електроенергії [1, 2]. У світі постійно відбуваються зміни у виборі моделі функціонування енергетичного сектору. Якщо раніше основними «гравцями» були великі виробники, то зараз все більшого розвитку набуває більш конкурентне середовище на ринку електроенергії з використанням виробництва від різних видів джерел. Перевага надається підвищенню енергоефективності [3].

Підвищення надійності та гнучкості систем генерування на сьогодні є вкрай актуальною проблемою. Гідроенергетика займає важливу роль у підтриманні стійкості роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, так як гідроелектричні станції приймають участь у регулюванні добових графіків навантаження та забезпечують енергетичну систему високоманевреними потужностями; крім того, виконують функцію аварійного резерву потужності [4-6].

Впровадження відновлюваних джерел енергії відіграє важливу роль у процесі декарбонізації електроенергетичної галузі. Однак збільшення потужності ВДЕ обмежується, в першу чергу, відсутністю необхідних для цього маневрених потужностей, які б балансували некеровані відхилення потужності ВДЕ. На сьогодні енергосистема працює в умовах дефіциту маневрених потужностей. Розвиток гідроенергетики сприяє процесам декарбонізації української електроенергетики [7, 8].

Згідно енергетичної стратегії України реконструкція, модернізація існуючих ГЕС та будівництва нових ГЕС, ГАЕС дозволить покращити структуру генерування та збільшити найбільш економічні та манєриві потужності.

Таким чином, проектування електричної частини нових гідроелектротанцій і аналіз та розрахунок уставок релейного захисту ГЕС є актуальними зада-

чами на сьогодні.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування енергосистеми України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 90 МВт, а також розрахунок релейного захисту гідрогенератора.

Відповідно до вказаної мети в роботі поставлені такі **основні задачі**:

- проектування головної схеми електричних з'єднань гідроелектричної станції потужністю 90 МВт; розроблення схеми електропостачання споживачів власних потреб ГЕС;
- аналіз методів проектування електричної частини гідроелектростанцій;
- вибір комутаційного обладнання, ошиновки, установки постійного струму, вимірювальних трансформаторів, розрахунок грозозахисту та проектування заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ;
- розрахунок релейного захисту гідрогенератора та вибір засобів РЗА на електростанції;
- розробка заходів з охрони праці персоналу станції під час експлуатації пристроїв РЗА ЛЕП та дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС потужністю 90 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідроелектростанцій.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС.

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

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГЕС

Курс української енергетики направлений на перехід на синхронну роботу з енергетичними об'єднаннями країн Європи ENTSO-E [9]. Посилення екологічних вимог до роботи теплоенергетики, яка працює на викопному паливі, а саме, до вмісту діоксиду сірки, оксидів азоту і пилу в димових газах, що викидаються тепловими електростанціями, робить необхідним проведення заходів щодо зниження таких викидів. Ця мета може бути досягнута за рахунок модернізації (реконструкції) існуючих промислових підприємств, електричних станцій, а також будівництва нових, що відповідають жорсткішим вимогам

До основних слабких місць електроенергетики України можна віднести:

- морально й фізично застаріле обладнання існуючих ТЕС і ТЕЦ;
- більшість ЛЕП і підстанці енергосистеми напругою 220 кВ і вище відпрацювали свій технічний розрахунковий ресурс
- наближення до закінчення терміну проектної експлуатації блоків АЕС;
- незавершеність схем видачі потужності АЕС і передавання її до енергодефіцитних регіонів, особливо на схід та південь країни (згідно з проектами);
- неоптимальна структура генерувальних потужностей;
- дефіцит маневрених і регулюючих потужностей в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом на ТЕС, в контексті впровадження ВДЕ, які мають стохастичний режим роботи;
- недостатні рівні стійкості окремих вузлів енергосистеми [8].

Згідно Енергетичної стратегії України на період до 2035 року [3] для розвитку енергетичного сектору України необхідно запровадити реформи та сформувати конкурентне та інвестиційно привабливе середовище. Впроваджувати новий підхід орієнтований на роботу в умовах сучасного ринку електроенергії. Впроваджувати інноваційний розвиток і будівництво нових джерел енергії, що дозволить зменшити викиди парникових газів.

Введення в роботу нових екологічно безпечних агрегатів ГЕС дозволить досягти оптимізації структури генерації завдяки зменшенню втрат у мережах і згладжуванню піків навантаження. Згідно Енергетичної стратегії [3, 4] до 2035 року очікується зростання виробництва електроенергії на гідроелектростанціях до 13 %. На сьогодні це складає 9 % [5].

Гідроенергетика має велике значення у забезпеченні графіку споживання енергосистеми. Це єдина «зелена» галузь енергетики, що може акумулювати надлишкову енергію та зберегти її до часу, коли в мережі буде дефіцит. Крім того, гідроелектростанції, на відміну від сонячних та вітрових, не залежать напряму від погодних умов і можуть генерувати електроенергію в будь-який час [4].

Гідроелектростанції найбільш мобільні щодо забезпечення резерву потужності в системі, регулювання частоти й активної потужності в енергосистемі. З погляду економічної ефективності саме вони є найбільш оптимальними для використання у процесі регулювання [4].

Особливо важливою для підвищення стійкості системи є робота гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС). ГАЕС може з нуля підключитись на роботу до мережі протягом однієї-двох хвилин, а час переведення агрегату з генераторного режиму до насосного не перевищує шести хвилин. Крім того, на відміну від ГЕС, робота ГАЕС не залежить від водності року. Тому ГАЕС можуть використати майже весь накопичений у водоймах об'єм води (крім незливної частини) для покриття пікового навантаження.

Таким чином, ніхто на сьогодні не сумнівається у важливості розвитку й розбудови гідроенергетики. Використання ГЕС і ГАЕС сприяє зменшенню викидів вуглецю від генерації енергії, й дозволить знизити залежність України від імпорту викопного палива. Реконструкція об'єктів гідроенергетики підвищить надійність функціонування всієї енергосистеми країни. Виходячи з цього, тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується та системи. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції.

Під час розрахунку графіків навантажень відносно величину постійних та змінних витрат можна прийняти [10]:

- в мережах району: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{2*} = 0,06$;
- в мережах системи: $\Delta P''_{1*} = 0,02$; $\Delta P''_{2*} = 0,14$.

Постійні втрати підраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P_{1*} \cdot P_{p \max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P_{1*} \cdot P_{c \max} \end{aligned} \right\}, \quad (0.1)$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*} \cdot P_{pt}^2 / P_{p \max} \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*} \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max} \end{aligned} \right\}, \quad (0.2)$$

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.вуд.t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} \\ P_{c.вуд.t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} \end{aligned} \right\} \quad (0.3)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{с.вид.t} \quad (0.4)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.мак}}{100}, \quad (0.5)$$

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

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

$P_{вид.мак}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} \quad (0.6)$$

За наведеним алгоритмом розраховується графіки електричних навантажень доби повноводного і маловодного сезону. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (повноводного сезону / маловодного сезону)

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-9	9-11	11-12	12-16	16-17	17-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	60	80	100	70	95	80	100	80
	Маловод	55	75	95	65	90	75	95	75
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	10,8	14,4	18	12,6	17,1	14,4	18	14,4
	Маловод	9,9	13,5	17,1	11,7	16,2	13,5	17,1	13,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	Маловод	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,389	0,69	1,08	0,529	0,97	0,69	1,08	0,69
	Маловод	0,327	0,61	0,975	0,456	0,87	0,61	0,97	0,61

Продовження таблиці 2.1

	Час доби	0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	11,37	15,3	19,26	13,31	18,3	15,3	19,3	15,3
	Маловод	10,41	14,3	18,25	12,34	17,3	14,3	18,3	14,3
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	90	100	100	100	100	100	100	95
	Маловод	20	30	30	30	30	30	30	25
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	49,5	55	55	55	55	55	55	52,3
	Маловод	11	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	13,8
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
	Маловод	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	6,237	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	6,95
	Маловод	0,308	0,69	0,693	0,693	0,69	0,69	0,69	0,48
Потужність, що віддається в систему	Повновод	56,837	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	60,3
	Маловод	12,408	18,3	18,29	18,29	18,3	18,3	18,3	15,3
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	68,206	79,1	83,06	77,11	82,1	79,1	83,1	75,6
	Маловод	22,815	32,6	36,55	30,63	35,5	32,6	36,5	29,6
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	1,4198	1,54	1,584	1,518	1,57	1,54	1,58	1,5
	Маловод	0,9171	1,03	1,069	1,004	1,06	1,03	1,07	0,99
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	69,626	80,6	84,64	78,63	83,6	80,6	84,6	77,1
	Маловод	23,732	33,6	37,62	31,63	36,6	33,6	37,6	30,6

Примітки:

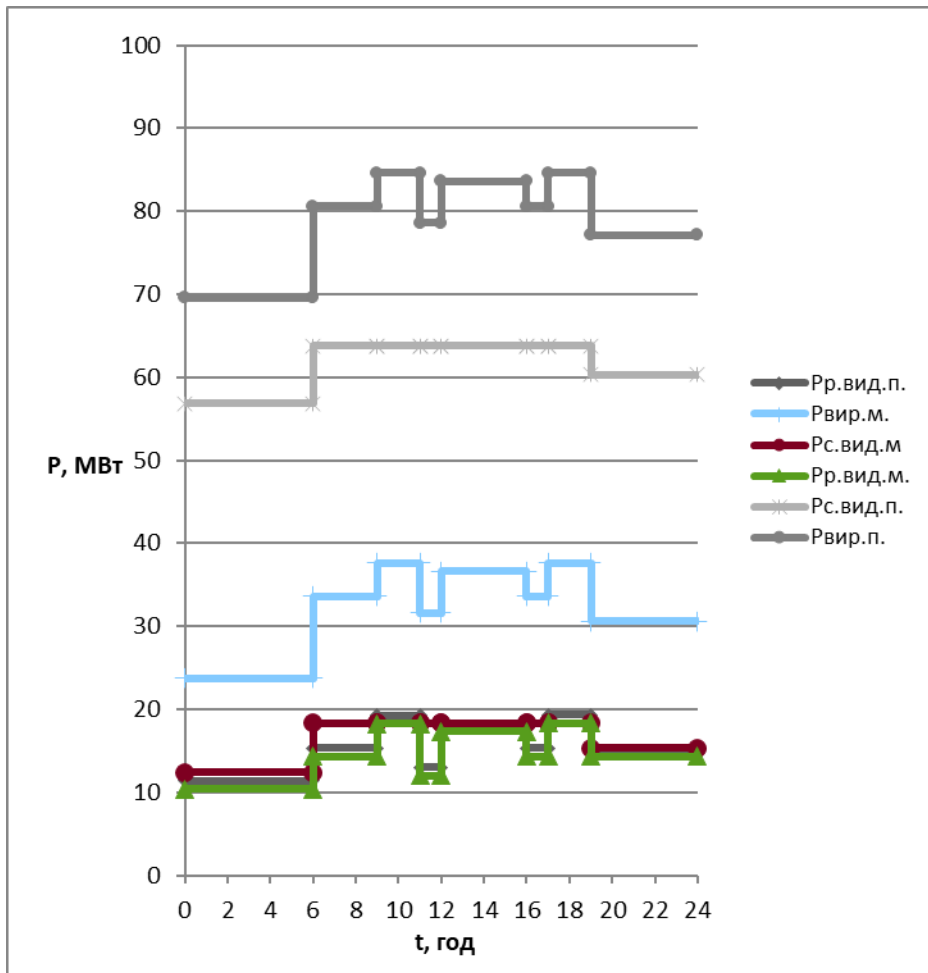
- а) тривалість багатоводного сезону – 100 діб;
- б) тривалість маловодного сезону – 265 діб.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження ($P_{p.вид.t}, P_{c.вид.t}, P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.p.}$) (рисунки 2.1).

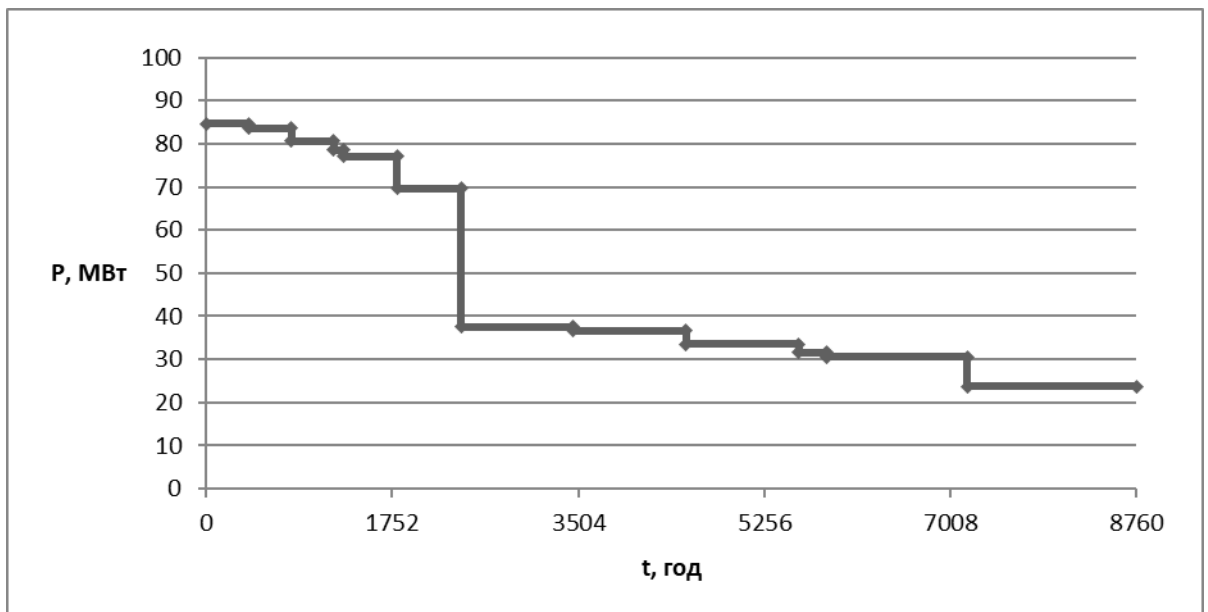
Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження наведено в таблиці 2.2. Визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (табл. 2.3).

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	84,6	83,6	80,6	78,6	77,1	69,6	37,6	36,6	33,6	31,6	30,6	23,7
t, год	400	400	400	100	500	600	400	400	400	100	500	600
tΣ, год	400	800	1200	1300	1800	2400	3460	4520	5580	5845	7170	8760



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 0.1– Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 – Техніко-економічного показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	84,64
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	388560
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	90
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	44,3
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,52
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,49
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4592,9
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4317,33
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,06
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПР}t_i} \cdot t_i$	10029,5
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	378530,5
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	2980,4

2.2 Вибір гідрогенераторів

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори. Обираємо гідрогенератор типу ВГС-525/99-28 відповідно до завдання. Основні параметри даного типу генератора беремо з [11]. Основні характеристики генератора приведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики гідрогенератора

Тип гідрогенератора	ВГС-525/99-28
$S_{Г.ном}$, МВА	18,75
$P_{Г.ном}$, МВт	15
$U_{Г.ном}$, кВ	10,5
$I_{Г.ном}$, кА	1,031
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
η , %	96,4
$n_{ном}$, об/хв	214
Опори в.о.:	
x_{d*}''	0,27
x_{d*}'	0,38
x_{d*}	1,4
ВКЗ	0,8
$I_{фном}$, А	925
$U_{фном}$, В	130
K_f , об/хв	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	П-Л

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за формулами:

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (2.7)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність, що відається в район або систему з врахуванням втрат, МВт.

$P_{ГР}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{лен220} = \frac{63,8}{200} + 1 = 1,319 \approx 2 \text{ (лінії);}$$

$$n_{лен110} = \frac{19,3}{50} + 1 = 1,386 \approx 2 \text{ (лінії).}$$

На підставі порівняння двох варіантів обираємо структурну схему станції (рисунок 2.2).

Розрахуємо потужності силових трансформаторів на ГЕС. Номінальні параметри обраних трансформаторів зводимо в таблицю 2.5.

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [12]:

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.8)$$

де $P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{1,58}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 15 = 0,49 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [12]:

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ГТВП.розр}; \quad (2.9)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,49 = 0,79 \text{ МВА.}$$

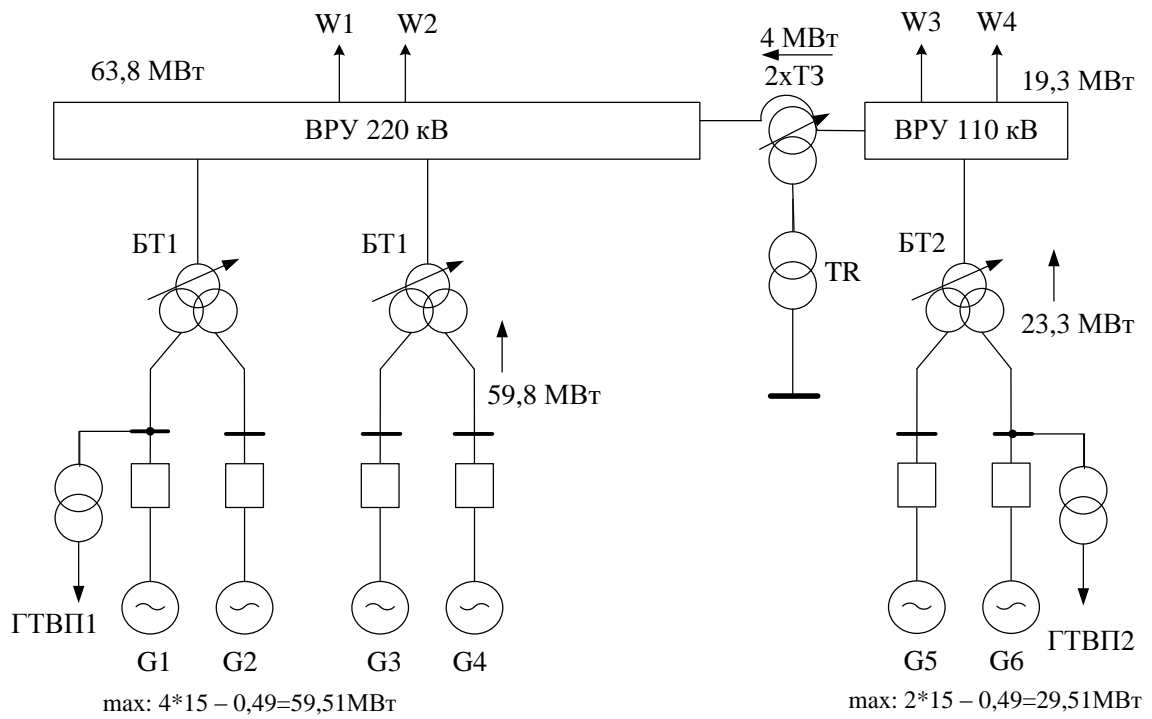
Потужність блочних трансформаторів:

$$S_{БТ розр} \geq S_{номГ} - S_{ТВП}; \quad (2.10)$$

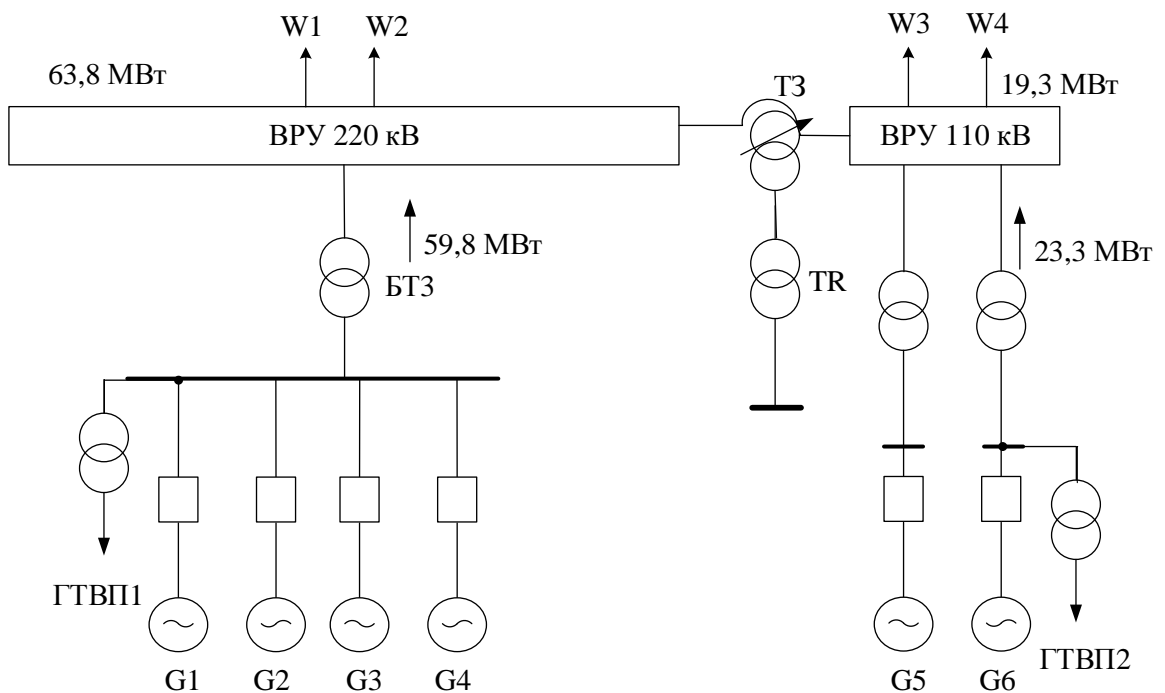
$$S_{БТ1} = S_{БТ2} = 2 \cdot 18,75 = 37,5 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ3} = 4 \cdot 18,75 = 75 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ розр} \geq 18,75 - 0,49 = 18,26 \text{ (МВА).}$$



а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Вибір трансформаторів зв'язку.

Вибір потужності трансформаторів зв'язку (Т3) виконується на основі

аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах.

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p\max} = n \cdot (S_{\text{ном } G} - S_{\text{ТП}}) - \frac{P_{p.\text{від.}\max}}{\cos \varphi}, \quad (2.11)$$

$$S_{p\max} = (2 \cdot 18,75 - 0,49 - \frac{19,3}{0,8}) \cdot \frac{1}{1,4} = 9,2 \text{ (МВА)}.$$

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

$S_{\text{ТП}}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$P_{p.\text{від.}\max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю

$$S_{p\min} = n \cdot (S_{\text{ном } G} - S_{\text{ТП}}) - \frac{P_{p.\text{від.}\min}}{\cos \varphi}; \quad (2.12)$$

$$S_{p\min} = (2 \cdot 18,75 - 0,49 - \frac{19,3}{0,8}) \cdot \frac{1}{1,4} = 9,2 \text{ (МВА)}.$$

де $S_{p.\text{від.}\min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнтий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{p\text{ авар}} = (n - 1)(S_{\text{ном } G} - S_{\text{ТП}}) - \frac{P_{p.\text{від.}\max}}{\cos \varphi}; \quad (2.13)$$

$$S_{p\text{ авар}} = ((2 - 1)(18,75 - 0,49) - \frac{19,3}{0,8}) \cdot \frac{1}{2} = -3,08 \text{ (МВА)}.$$

По більшому з цих значень виконується вибір потужності ТЗ (в даному випадку це $S_{p\text{ авар}} = 12,1$ МВА. Всі параметри трансформаторів наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Номінальні параметри трансформаторів

Позна-чення	Тип	S _{ном} МВА	U _{ном} , кВ	U _к %	ΔP _x кВт	ΔP _{кз} кВт	I _x , %	n, шт
БТ1	ТРДНС-40000/220	40	220/ 6,3-6,3	11,5	60	170-	0,6	2
БТ2	ТРДН-40000/110	40	115/ 6,3-6,3	10,5	34	170	0,55	1
БТ3	ТД-80000/220	80	242/10,5	11	79	315	0,45	1
БТ4	ТД-25000/110	25	121/10,5	16,5	28	115	0,95	2
ТЗ	АТДЦТН- 63000/220/110	63	230/121/11	11/35/22	37	200	0,45	2
ГТВП	ТСЗ-630/10	1,0	10/0,4	5,5	2,0	7,3	1,5	2/2
TR	ТСЗС-1000/10	1,0	10/0,4	8	3,0	12	2	2/2

Приведені затрати [10, 13]:

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

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.15)$$

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

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$ – очікуваний збиток;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 28$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

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

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати xx та $кз$ трансформаторів, кВт;

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \cdot \Sigma \omega_{mi} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.17)$$

де $y_0 = 24$ грн/кВ·год – питомий збиток;

ω_{mi} – параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

T_i – час простою, год (таблиця 2.6).

Розрахунок капіталовкладень наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{mi} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
БТ1	0,035	29,9	60
БТ2	0,014	23,3	70
БТ3	0,035	59,8	60
БТ4	0,014	11,65	70
ТЗ	0,035	4	60

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	2/0	2700	5400	–
БТ-2	1/0	2520	2520	–
БТ-3	0/1	4500	-	4500
БТ-4	0/2	1872	-	3744
ТЗ	2/2	5724	11448	11448
ГТВП	2/2	249	498	498
ТР	1/1	249	249	249
Вимикачі :				
- 220 кВ	7/6	1440	10080	8640
- 110 кВ	6/7	978	5868	6846
- генераторні	6/6	225	1350	1350
Сума			37413	37275

Очікуваний збиток:

$$M(3)_I = 24 \cdot (0,035 \cdot 2 \cdot 29,9 \cdot 60 + 0,014 \cdot 1 \cdot 70 \cdot 23,3 + 0,035 \cdot 1 \cdot 60 \cdot 4) = 3763,5 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{II} = 24 \cdot (0,035 \cdot 1 \cdot 59,8 \cdot 120 + 0,014 \cdot 1 \cdot 70 \cdot 11,65 + 0,035 \cdot 1 \cdot 11,65 \cdot 60) = 6889 \text{ тис.грн.}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= (2 \cdot 60 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{59,8 / 0,8}{40}\right)^2 \cdot 2980,4) + (1 \cdot 34 \cdot 8760 + 170 \cdot \left(\frac{23,3}{40}\right)^2 \cdot 2980,4) + \\ &+ (2 \cdot 37 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 200 \cdot \left(\frac{4 / 0,8}{63}\right)^2 \cdot 2980,4) = 1935899,7 + 469755,62 + 650117,3 = \\ &= 3055772,62 \text{ (кВт·год);} \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{BT4} + \Delta W_{T3};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} &= (1 \cdot 79 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 315 \cdot \left(\frac{59,8 / 0,8}{80}\right)^2 \cdot 2980,4) + \\ &(2 \cdot 28 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 115 \cdot \left(\frac{23,3}{25}\right)^2 \cdot 2980,4) + 649400 = \\ &= 1511688,27 + 639417,7 + 649400 = 2800505,97 \text{ (кВт·год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні втрати:

$$U_I = 0,084 \cdot 37413 + 28 \cdot 10^{-5} \cdot 3055772,62 = 3998,3 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,084 \cdot 37275 + 28 \cdot 10^{-5} \cdot 2800505,97 = 3915,2 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені витрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 37413 + 3998,3 + 3763,5 = 12251,36 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 37275 + 3915,2 + 6889 = 15277,2 \text{ (тис.грн).}$$

Оскільки перший варіант економічніший, $\Delta Z = 22 \% > 5\%$, приймаємо I варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Система власних потреб отримує живлення від двох ГТВП, які під'єднуються до генераторів G1 та G6. Всі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який підключено до трансформатора зв'язку.

Кожна секція поділена на дві напівсекції, до яких підключені відповідальні (1А, 2А) та невідповідальні (1В, 2В) споживачі ВП. Відповідальні споживачі приймають участь у самозапуску електродвигунів, а невідповідальні – відключаються на час самозапуску.

Схема живлення власних потреб ГЕС наведена на рисунку 2.3 [12].

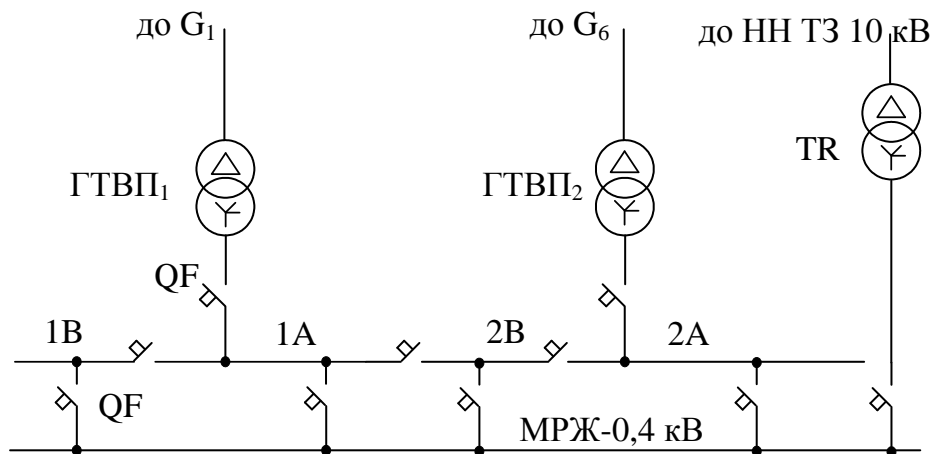


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

2.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ

Для ВРУ – 110 кВ згідно нормативної документації приймаємо схему розширеного чотирикутника (рис. 2.4) [14, 15].

Для ВРУ – 220 кВ намічаємо два варіанти (рис. 2.5):

- а) дві робочі системи збірних шин з обхідною;
- б) схема шестикутника.

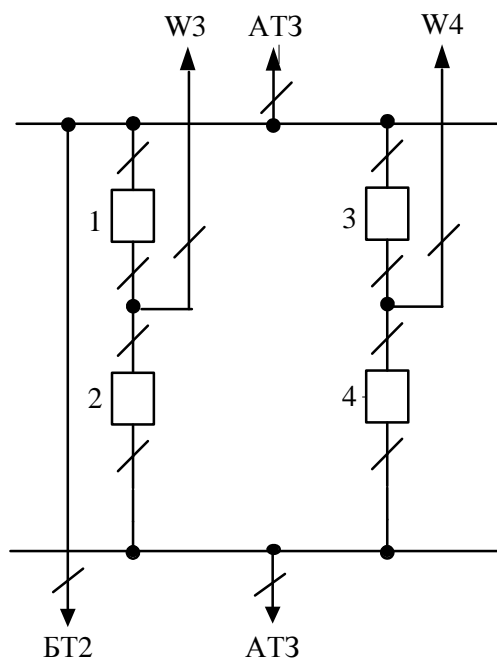


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-110 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.18)$$

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
 $M(Z)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.19)$$

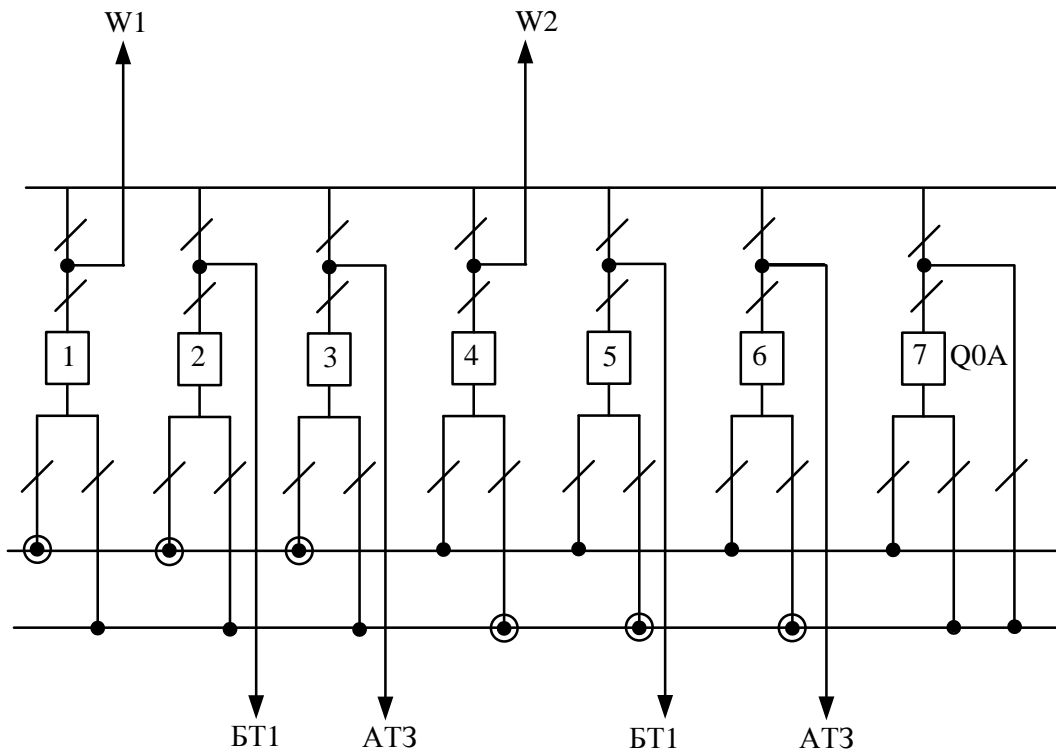
де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

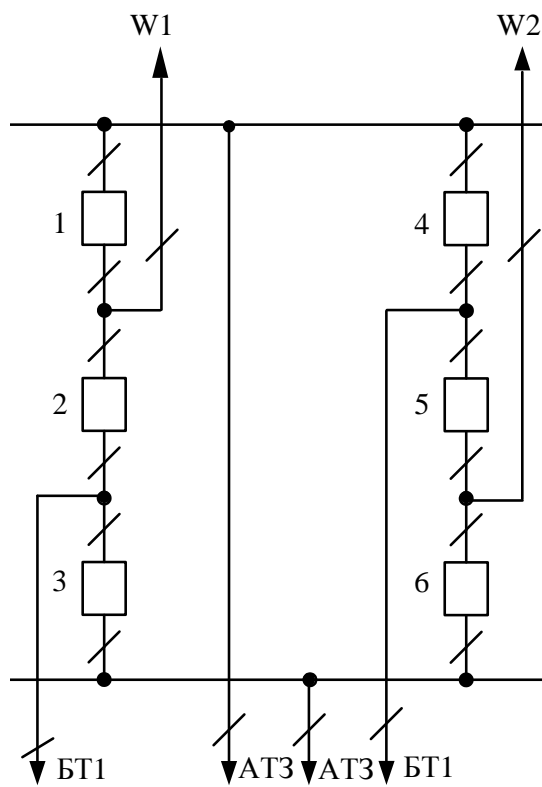
$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.20)$$

де $a = 9,4 \%$.

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



а) I вариант



б) II вариант

Рисунок 2.5 – Схеми ВРУ-220 кВ

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [10]:

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.21)$$

де $y_0 = 24$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p).

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок $M(З)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [13]. Показники надійності для вимикачів ВРУ-220 кВ та для розрахунку математичного очікування збитку за методом Таривердієва наведені відповідно у таблицях 2.8, 2.9.

Таблиця 2.8 – Показники надійності елегазових вимикачів 220 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлен- ня, T_v , год.	Частота пла- нових ремон- тів, μ , 1/рік	Тривалість планового ре- монту, T_n , год.
	ω_1	ω_2			
220	0,0125	0,005	100	0,2	200

Таблиця 2.9 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-220 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	7	6
Вартість комірки, тис.грн	C_k	1440	1440
Параметр потоку раптових відмов гене- раторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вими- качів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times$ $(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,01	0,01
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і норма- льного (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,004566	0,004566
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,977625571	0,980821918
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{ВМ} \cdot m \cdot T_p$	1	1

	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{II})$	66,8	66,8
--	---	------	------

Продовження таблиці 2.9

Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0073322	0,0073562
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0090919	0,0091216
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000240	0,0000240
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000297	0,0000297

За розрахунковими параметрами таблиці 2.9 побудуємо таблиці відмов в нормальному та аварійному режимах роботи для схем I та II варіантів – відповідно, таблиці 2.10, 2.11.

Очікуваний збиток:

$$M(З)_I = 24 \cdot [0,0073322(4 \cdot 1 \cdot 23,8) + 0,0090919(3 \cdot 1 \cdot 23,8) + 0,000024 \cdot (24 \cdot 1 \cdot 23,8 + 12 \cdot 66,8 \cdot 23,8 + 12 \cdot 66,8 \cdot 4) + 0,0000297 \cdot (18 \cdot 1 \cdot 23,8 + 2 \cdot 66,8 \cdot 23,8 + 2 \cdot 66,8 \cdot 4)] = 2316,5 \text{ (тис грн).}$$

$$M(З)_{II} = 24 \cdot [0,0073562(2 \cdot 1 \cdot 23,8) + 0,0091216(2 \cdot 1 \cdot 4 + 2 \cdot 1 \cdot 23,8) + 0,000024 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 23,8 + 4 \cdot 1 \cdot 4 + 2 \cdot 66,8 \cdot 4 + 3 \cdot 1 \cdot 23,8 + 2 \cdot 66,8 \cdot 23,8 + 2 \cdot 1 \cdot 23,8) + 0,0000297 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 4 + 2 \cdot 1 \cdot 23,8 + 1 \cdot 66,8 \cdot 23,8 + 6 \cdot 1 \cdot 4 + 2 \cdot 66,8 \cdot 4 + 2 \cdot 1 \cdot 23,8 + 1 \cdot 66,8 \cdot 23,8 + 4 \cdot 1 \cdot 23,8 + 1 \cdot 1 \cdot 23,8)] = 25,67 \text{ (тис грн).}$$

За даними попередніх таблиць побудуємо таблиці-вибірки для варіантів схем I та II (див. таблиця 2.12) з урахуванням втрат потужності через відмови вимикачів.

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності ВРУ-220 кВ (II варіант)

Від- мова еле- мента	Пара- метр поток відмов	Елементи, що відключилися та час їх відновлення						
		K0= 0,9808219 18	Kp= 0,004566					
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Q1 Л	0,01	W, АТЗ-Т ₀	–	АТЗ-Т ₀ W -Твп	АТЗ-Т ₀ D(W, БТ)-Твп	W-Т ₀ АТЗ-Твп	W, БТ, АТЗ- Т ₀ D(W, АТЗ)+ +D(W,БТ)- Т0	W, АТЗ- Т ₀ D(W, АТЗ)+ D(W, БТ)-Т ₀
Q2 Л	0,01	W, БТ-Т ₀	W, БТ-Т ₀ W -Твп	–	W-Т0 БТ -Твп	W, БТ, АТЗ- Т ₀	D(W, БТ) - Т0	D(W, БТ)-Т ₀ АТЗ-Т ₀
Q3 Г	0,0075	БТ,АТЗ-Т ₀	АТЗ-Т ₀ D(БТ,W)- Твп	АТЗ-Т ₀ БТ -Твп	–	БТ, АТЗ- Т ₀	W, БТ, АТЗ- Т ₀	БТ -Т ₀ АТЗ -Твп
Q4 Г	0,0075	БТ,АТЗ-Т ₀	БТ-Т ₀ АТЗ- Твп	W, БТ, АТЗ-Т ₀	БТ, АТЗ, D(W, БТ), – Т ₀ D(W, БТ,АТЗ)+ D(W, БТ, АТЗ) – Твп	–	АТЗ-Т ₀ БТ -Твп	АТЗ-Т ₀ D(W, БТ)-Твп
Q5 Л	0,01	W, БТ-Т ₀	АТЗ-Т ₀ D(W, БТ)-Т ₀	W, БТ-Т ₀	W, БТ, АТЗ- Т ₀ D(W, АТЗ)-Твп	D(W, БТ)-Т ₀	–	БТ-Т ₀ W -Твп
Q6 Л	0,01	W,АТЗ-Т ₀	W, АТЗ-Т ₀	W, БТ, АТЗ- Т ₀	W -Т ₀ АТЗ-Твп	АТЗ-Т ₀ W, БТ - Твп	АТЗ-Т ₀ W -Твп	–

Таблиця 2.12 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт	Час про- стою, Т0/Твп, год	К0		Кр	
			ОГВ	ОЛВ	ОГВ	ОЛВ
І варіант						
W, БТ, АТЗ	23,8	1	4	3	24	18
		66,8	–	–	–	–
БТ	23,8	1	–	–	–	–
		66,8	–	–	12	2
АТЗ	4	1	-	-	-	-
		66,8	–	–	12	2
ІІ варіант						
W, АТЗ	4	1	–	2	-	1
		66,8	–	–	–	–
W, БТ	23,8	1	–	2	–	2
		66,8	–	–	–	1
БТ, АТЗ	23,8	1	2	–	1	-
		66,8	–	–	–	–
АТЗ	4	1	–	–	4	6
		66,8	–	–	2	2
БТ	23,8	1	–	–	3	2
		66,8	–	–	2	1
W, БТ, АТЗ	23,8	1	-	-	2	4
		66,8	–	–	-	-
БТ, АТЗ, D(W, БТ)	23,8	1	–	–	–	1
		66,8	–	–	-	-

Таким чином, визначено приведені затрати для обох варіантів схем. Розрахунки для вибору оптимального варіанту наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	I	II
Капітальні витрати	10080	8640
Щорічні витрати	846,7	725,8
Очікуваний збиток	2316,5	25,67
Приведені затрати	4675,2	2047,47

Витрати для першого варіанту значно перевищують затрати на II варіант. Отже, приймаємо для ВРУ-220 кВ II варіант схеми – схему шестикутника .

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

В даному підрозділі виконаємо розрахунок струмів короткого замикання. Дані розрахунку необхідні для вибору комутаційних апаратів та струмоведучих частин на станції. Для цього складаємо заступну схему електроустановки (рисунк 2.6), намічаємо на ній точки КЗ та визначаємо параметри елементів заступної схеми. Розрахунок струмів КЗ виконуємо у відносних базових одиницях. Задаємося базовими величинами: $S_{\bar{o}} = 100$ МВА; $U_{\bar{o}} = U_{ср.ном}$.

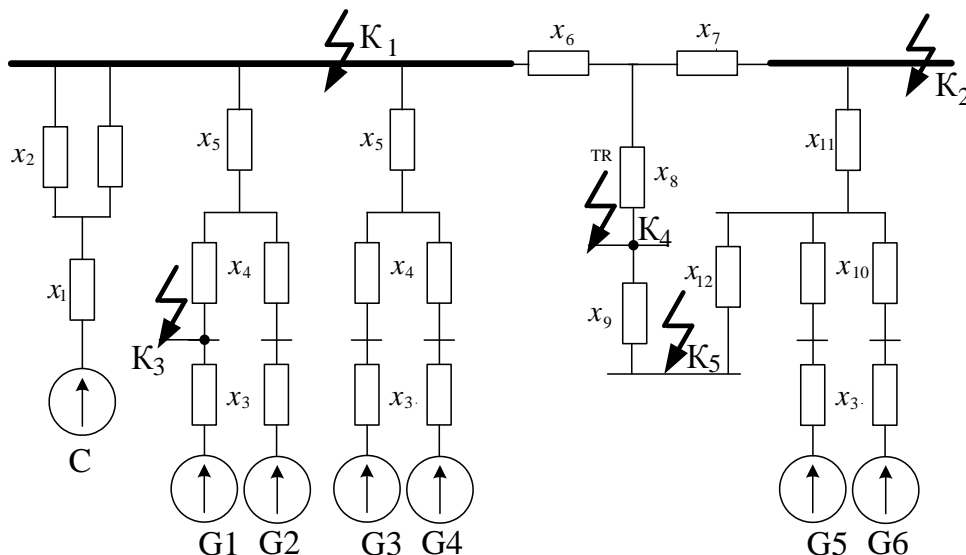


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

Енергосистема:

$$x_1 = x_c = x_{с.ном*} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{с.ном}} \quad (2.22)$$

$$x_1 = 0,42 \cdot \frac{100}{8200} = 0,0051$$

ЛЕП:

$$x_2 = x_w = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.ном}^2} \quad (2.23)$$

$$x_2 = 0,4 \cdot 92 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,07$$

БТ:

$$x_{B.БТ} = \frac{0,125 \cdot u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{т.НОМ}}, \quad (2.24)$$

$$x_{H.БТ} = \frac{1,75 \cdot u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{т.НОМ}};$$

$$x_{B.БТ1} = x_5 = \frac{0,125 \cdot 11,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,04;$$

$$x_{H.БТ1} = x_4 = \frac{1,75 \cdot 11,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,5.$$

$$x_{B.БТ2} = x_{11} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,033;$$

$$x_{H.БТ2} = x_{10} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,46.$$

Трансформатор зв'язку:

$$x_{B\%} = 0,5 \cdot (U_{\kappa B-H\%} + U_{\kappa B-C\%} - U_{\kappa C-H\%}) = 0,5 \cdot (35 + 11 - 22) = 12;$$

$$x_{H\%} = 0,5 \cdot (U_{\kappa B-H\%} + U_{\kappa C-H\%} - U_{\kappa B-C\%}) = 0,5 \cdot (35 + 22 - 11) = 23;$$

$$x_{C\%} = 0,5 \cdot (U_{\kappa B-C\%} + U_{\kappa C-H\%} - U_{\kappa B-H\%}) = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = -1;$$

$$x_6 = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 63} = 0,1;$$

$$x_7 = 0;$$

$$x_8 = \frac{23}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 63} = 0,2.$$

Генератор:

$$x_3 = x''_{d^*_{НОМ}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}}, \quad (2.25)$$

$$x_3 = 0,27 \cdot \frac{100}{18,75} = 1,44.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

$$x_{13} = \frac{x_2}{2} + x_1; \quad (2.26)$$

$$x_{13} = \frac{0,07}{2} + 0,0051 = 0,0451;$$

$$x_{14} = \frac{x_3 + x_4}{2} + x_5; \quad (2.27)$$

$$x_{14} = \frac{1,44 + 0,5}{2} + 0,04 = 1,01;$$

$$x_{15} = \frac{x_3 + x_{10}}{2} + x_{11};$$

$$x_{15} = \frac{1,44 + 0,46}{2} + 0,033 = 1,263.$$

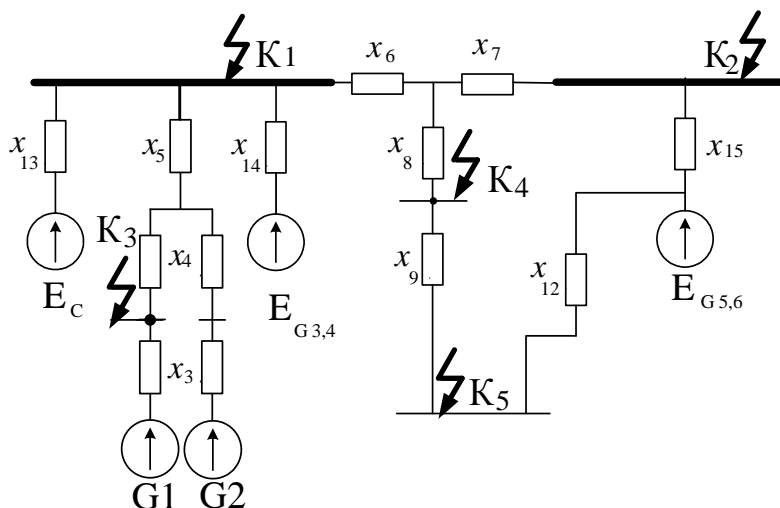


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [10]:

$$I_{П,oi} = \frac{E_*'' \cdot I_{\dot{o}i}}{x_{рез*i}} \quad (2.28)$$

де $E_*'' = 1,13$, $E_*'' = 1$;

$I_{\dot{o}i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}; \quad (2.29)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,262 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,52 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}.$$

Складові струмів КЗ [10]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} I_{n,0}; \\ \text{аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ \text{ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.30)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.31)$$

де t_{BB} – власний час вимикання вимикача, с.

Розрахунок точки К1. Спрощення схеми для точки К1 проілюстровано на рисунку 2.8.

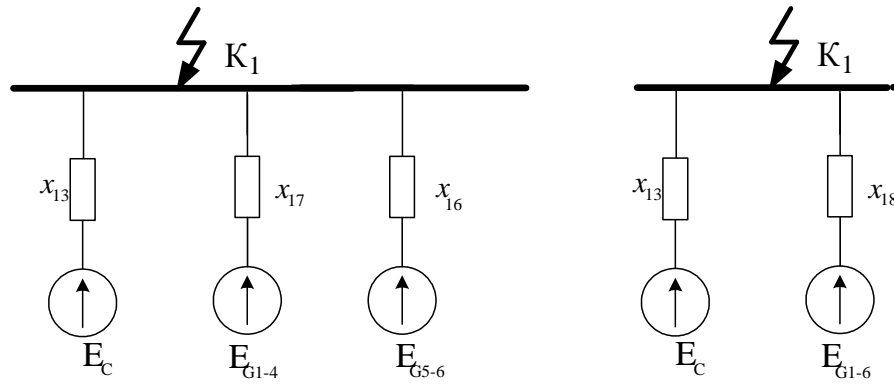


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K1

$$x_{16} = x_{15} + x_6 = 1,263 + 0,1 = 1,363;$$

$$x_{17} = \frac{x_{14}}{2} = \frac{1,01}{2} = 0,505;$$

$$x_{17} = \frac{x_{14}}{2} = \frac{1,01}{2} = 0,505;$$

$$x_{18} = \frac{x_{17} \cdot x_{16}}{x_{17} + x_{16}} = \frac{0,505 \cdot 1,363}{0,505 + 1,363} = 0,37;$$

$$I_{II,OC} = \frac{1 \cdot 0,262}{0,045} = 5,82 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG1-6} = \frac{1,13 \cdot 0,262}{0,37} = 0,8 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K2. Спрощення схеми для точки K2 проілюстровано на рисунку 2.9.

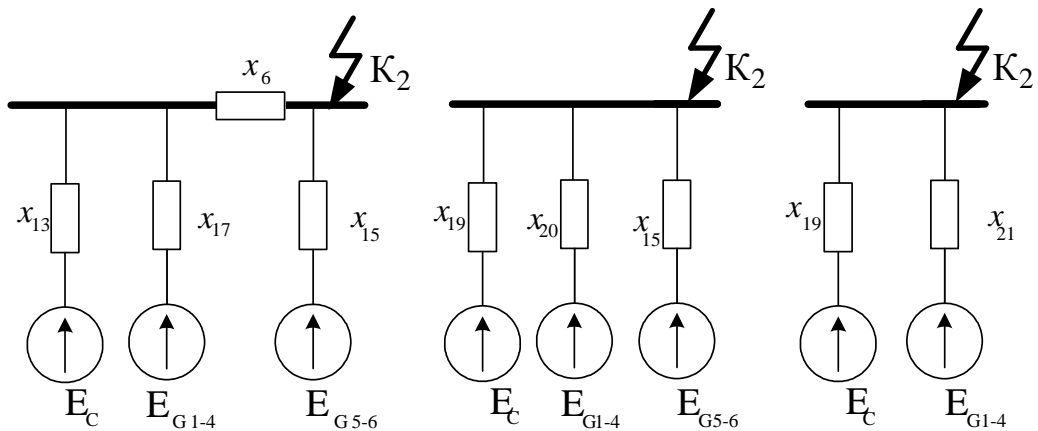


Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K2

Розподіляємо x_6 між x_9 та x_{14} [10, 16]:

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_6 \cdot (x_{13} + x_{17}); \\ x_{19} &= x_{13} + (x\Delta / x_{17}); \\ x_{20} &= x_{17} + (x\Delta / x_{13}); \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

$$x\Delta = 0,1 \cdot (0,045 + 0,505) = 0,21;$$

$$x_{19} = 0,045 + (0,21 / 0,505) = 0,46;$$

$$x_{20} = 0,505 + (0,21 / 0,045) = 5,17.$$

$$x_{21} = \frac{x_{20} \cdot x_{15}}{x_{20} + x_{15}} = \frac{5,17 \cdot 0,983}{5,17 + 0,983} = 0,83.$$

$$I_{II,OC} = \frac{1 \cdot 0,52}{0,46} = 1,1 \text{ кА};$$

$$I_{II,OG1-6} = \frac{1,13 \cdot 0,52}{0,83} = 0,71 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки КЗ. Спрощення схеми для точки КЗ проілюстровано на рисунку 2.10.

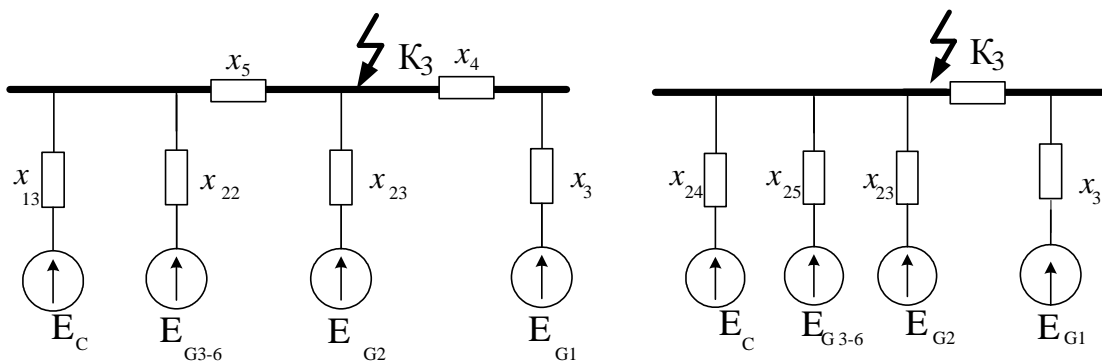


Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки КЗ

$$x_{16} = x_{15} + x_6 = 1,363;$$

$$x_{22} = \frac{x_{14} \cdot x_{16}}{x_{14} + x_{16}} = \frac{1,01 \cdot 1,363}{1,01 + 1,363} = 0,58;$$

$$x_{23} = x_3 + x_4 = 1,44 + 0,5 = 1,94;$$

$$x\Delta = x_5 \cdot (x_{13} + x_{22}) = 0,04 \cdot (0,045 + 0,58) = 0,025;$$

$$x_{24} = x_{13} + (x\Delta / x_{22}) = 0,045 + (0,025 / 0,58) = 0,65;$$

$$x_{25} = x_{22} + (x\Delta / x_{13}) = 0,58 + (0,025 / 0,045) = 1,14.$$

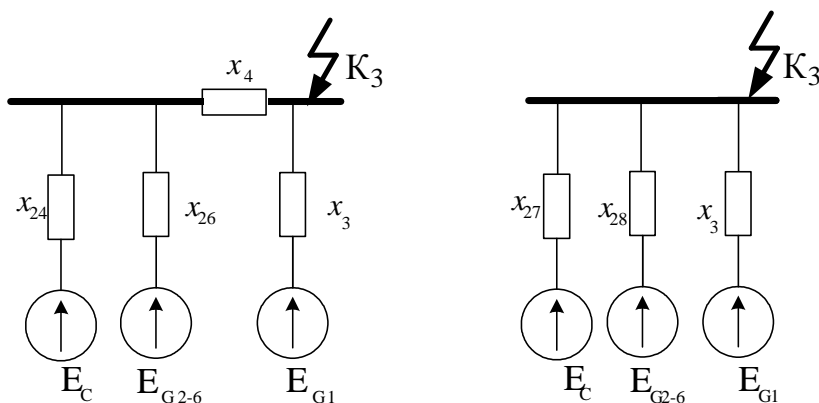


Рисунок 2.11 – Спрощення схеми для точки К3

$$x_{26} = \frac{x_{25} \cdot x_{23}}{x_{25} + x_{23}} = \frac{1,14 \cdot 1,94}{1,14 + 1,94} = 0,71;$$

$$x\Delta = x_4 \cdot (x_{24} + x_{26}) = 0,5 \cdot (0,65 + 0,71) = 0,68;$$

$$x_{27} = x_{24} + (x\Delta / x_{26}) = 0,087 + (0,68 / 0,85) = 0,89;$$

$$x_{28} = x_{26} + (x\Delta / x_{24}) = 0,85 + (0,68 / 0,087) = 8,67.$$

$$I_{п,0C} = \frac{1 \cdot 9,16}{0,89} = 19,9 \text{ кА};$$

$$I_{п,0G2-6} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{8,67} = 12,47 \text{ кА};$$

$$I_{п,0G1} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{1,44} = 7,19 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки К4. Спрощення схеми для точки К4 проілюстровано на рисунку 2.12.

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_8 \cdot (x_{19} + x_{21}); \\ x_{29} &= x_{19} + (x\Delta / x_{21}); \\ x_{30} &= x_{21} + (x\Delta / x_{19}); \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 0,57 \cdot (0,46 + 0,83) = 0,74;$$

$$x_{29} = 0,46 + (0,74 / 0,83) = 1,35;$$

$$x_{30} = 0,83 + (0,74 / 0,46) = 2,44.$$

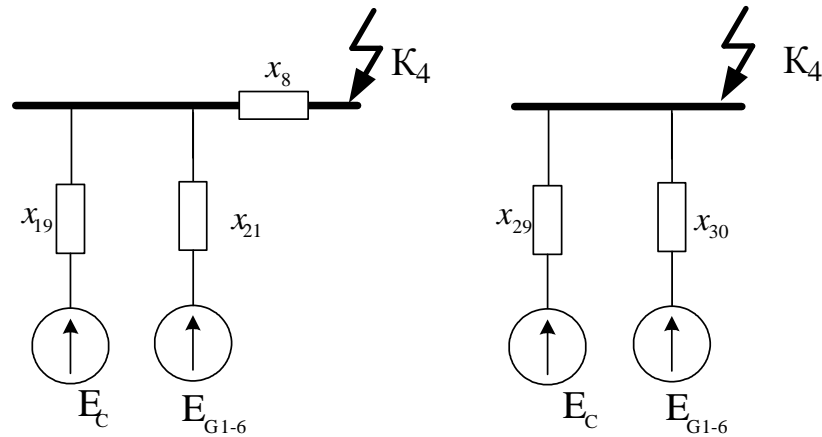


Рисунок 2.12 – Спрощення схеми для точки К4

Попередньо встановлюємо вимикачі (див. таблиця 2.14).

$$I_{п,ос} = \frac{1 \cdot 9,16}{1,35} = 6,79 \text{ кА};$$

$$I_{п,ог1-6} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{2,44} = 4,24 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.14 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{в.в.}, \text{с}$
ВРУ 220 кВ	ЛТВ 245E1 (ABB)	0,017
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/B	0,025
Генератор, НН ТЗ	ВР-0	0,04

Для розрахунку струмів КЗ показники обираємо за таблицею 2.15.

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [10]:

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{срном}}. \quad (2.33)$$

K1 G1-6

$$I'_{ном} = \frac{6 \cdot 18,75}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,3 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$\frac{I_{П0G}}{I'_{НОМ}} = \frac{1,71}{0,3} = 5,7; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,99.$$

Таблиця 2.15 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n.\tau}$
К1 шини 220 кВ	С-ма	0,027	0,02	1,608	0,1	1
	Г1-6		0,2	1,95	0,8	0,99
К2 шини 110 кВ	С-ма	0,035	0,02	1,608	0,1	1
	Г1-6		0,2	1,95	0,8	0,99
К3 генератор Г1	С-ма	0,05	0,02	1,608	0,08	1
	Г1		0,2	1,95	0,78	1
	Г2-6		0,2	1,95	0,78	1
К4 НН ТЗ	С-ма	0,05	0,02	1,608	0,08	1
	Г1-6		0,2	1,95	0,78	1

К2 Г1-6

$$I'_{НОМ} = \frac{6 \cdot 18,75}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,59 \text{ кА}; \quad \tau = 0,035 \text{ с};$$

$$\frac{I_{П0G}}{I'_{НОМ}} = \frac{0,71}{0,59} = 1,2; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,99.$$

К3 а) Г1

$$I'_{НОМ} = \frac{18,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,03 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$\frac{I_{П0G}}{I'_{НОМ}} = \frac{0,21}{1,03} = 0,2; \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

б) Г2-6

$$I'_{НОМ} = \frac{5 \cdot 18,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,15; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$\frac{I_{П0G}}{I'_{НОМ}} = \frac{0,034}{5,15} = 0,007; \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

К4 НН ТЗ:

$$I'_{ном} = \frac{6 \cdot 18,75}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,19 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$\frac{I_{Пог}}{I'_{ном}} = \frac{4,24}{6,19} = 0,69; \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

Таким чином, результати розрахунку струмів КЗ наведені в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	i_y , кА	$i_{ат}$, кА	$I_{пт}$, кА	Примітка
К1 шини 220 кВ	Система	5,82	13,24	0,82	5,82	Ком.апарату ра та шини
	Генератори 1-6	0,8	1,82	0,113	0,8	
	Сума	6,62	15,06	0,933	6,62	
К2 шини 110 кВ	Система	1,1	2,5	0,16	1,1	Ком.апарату ра та шини
	Генератори 1-6	0,71	1,96	0,8	0,7	
	Сума	1,81	4,46	0,96	1,8	
К3 генератор Г1	Система	19,9	45,25	2,25	19,9	Ком.апарат. Шини
	Генератори 2-6	12,47	34,39	13,76	12,47	
	Сума (без Г1)	32,37	79,64	10,01	32,37	
	Генератор 1	7,19	19,82	7,93	7,19	
	Повна сума	39,56	99,46	17,94	39,56	
К4 НН ТЗ	Система	6,79	15,44	0,77	6,79	Ком.апарату ра та шини
	Генератори 1-6	4,24	11,69	4,68	4,2	
	Сума	11,03	27,13	5,45	10,99	

2.7 Розрахунок струмів КЗ в колі РУ ВП-0,4 кВ

Розрахуємо струми КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від ГТВП та ТР. Параметри трансформаторів [10]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}}{S_{T.ном}}; \quad (2.34)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (2.35)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}. \quad (2.36)$$

Заступна схема електроустановки 0,4 кВ наведена на рисунку 2.13.

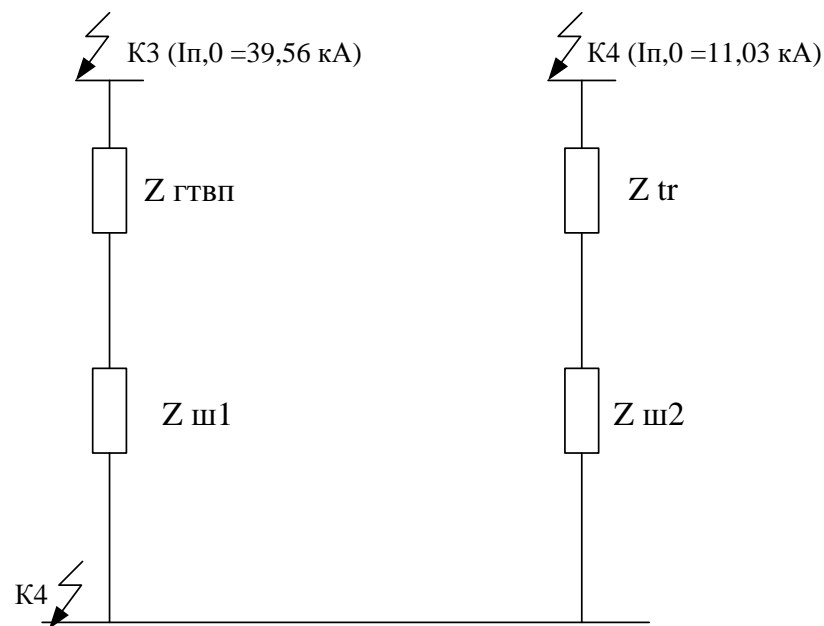


Рисунок 2.13 – Заступна схема електроустановки 0,4 кВ

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\max ГТП} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33 \text{ А};$$

$$I_{\max TR} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ А.}$$

Встановлюємо шинопровід марки ШЗМ 16 :

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$q = 2 \cdot (90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2;$$

$$r_{шм} = 0,017 \text{ мОм/м};$$

$$X_{шм} = 0,014 \text{ мОм/м};$$

$$l = 10 (15) \text{ м.}$$

$$r_{ш1} = 0,017 \cdot 10 = 0,17 \text{ мОм.}$$

$$X_{ш1} = 0,014 \cdot 10 = 0,14 \text{ мОм};$$

$$r_{ш2} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ мОм.}$$

$$X_{ш2} = 0,014 \cdot 15 = 0,21 \text{ мОм.}$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{II.O\Sigma}}; \quad (2.37)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 39,56} = 0,15 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,3} = 0,54 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.38)$$

$$X_{c1} = 0,15 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,22 \text{ Ом};$$

$$X_{c2} = 0,54 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,78 \text{ Ом}.$$

Опори ГТВП:

$$Z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{7,3 \cdot 0,4^2}{630} = 18,54 \text{ мОм};$$

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{2 \cdot 0,4^2}{630^2} = 0,81 \text{ мОм};$$

$$X_{ГТВП} = \sqrt{18,54^2 - 0,81^2} = 18,52 \text{ мОм}.$$

Опори TR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{12 \cdot 0,4^2}{1000} = 19,2 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{3 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 0,48 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{19,2^2 - 0,48^2} = 19,19 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X_{cl} + X_{ГТВП} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ГТВП} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,22 + 18,52 + 0,14 = 18,88 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,81 + 0,17 = 0,98 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{18,88^2 + 0,98^2} = 18,91 \text{ мОм}.$$

б) при живленні від ТР:

$$X_{\Sigma 2} = 0,78 + 19,9 + 0,21 = 20,89 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,48 + 0,255 = 0,735 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{20,89^2 + 0,735^2} = 20,9 \text{ мОм};$$

Струм трифазного металевого КЗ [10]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.39)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,91} = 12,21 \text{ кА}.$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 20,9} = 11,05 \text{ кА}.$$

За розрахунковий струм КЗ на стороні 0,4 кВ приймаємо більший струм

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.40)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 12,21 = 25,9 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.41)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 0,909 = 2,08 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot I_{T.ном}; \quad (0.1)$$

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot 0,909 = 2,92 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 12,21 + 2,08 = 14,29 \text{ кА;}$$

$$i_{y.\Sigma} = 25,9 + 2,92 = 28,82 \text{ кА.}$$

2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-220 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{zp.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.42)$$

$$I_{maxBT} = \frac{S_{z.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.43)$$

$$I_{maxTЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.44)$$

$$I_{maxW} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 656,08 \text{ А;}$$

$$I_{maxBT} = \frac{2 \cdot 18,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 103,71 \text{ А;}$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248 \text{ A.}$$

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_K = I_{I0}^2 \cdot (t_{вим} + T_a); \quad (2.45)$$

$$B_K = 6,62^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 17,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с [10].

ВРУ-110 кВ

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328,04 \text{ A};$$

$$I_{\max BT} = \frac{2 \cdot 18,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 207,18 \text{ A};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ A};$$

$$B_K = 1,81^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 1,31; \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор G1:

$$I_{\max G} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.46)$$

$$I_{\max ГТВП} = \frac{S_{ГТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.47)$$

$$I_{\max G} = \frac{18,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 1085,25 \text{ A};$$

$$I_{\max ГТВП} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,64 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = (I_{П.О.С.}^{(3)^2} + B_* \cdot I_{П.О.Г.}^2 + 2 \cdot I_{П.О.С.} \cdot I_{П.О.Г.} \cdot T_X) \cdot t_{відкл} + I_{П.О.С.}^2 \cdot T_{ac} + \\ + I_{П.О.Г.}^2 \cdot T_{az} + \frac{4I_{П.О.С.} \cdot I_{П.О.Г.}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}},$$

НН ТЗ:

$$I_{\max} = \frac{S_{TR}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{\max} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 A.$$

$$B_K = 11,03^2 \cdot (0,3 + 0,2) = 38,93; \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\max \text{ ГТВП}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445,1 A.$$

$$B_K = I_{П.О.С.}^{(3)^2} \cdot (t_{вим} + T_{a.ср}) + 1,5 \cdot I_{П.О.Д.}^{(3)^2} \cdot T_{a.ср} + 4 \cdot I_{К.Д.}^{(3)} \cdot I_{К.}^{(3)} \cdot T_{a.ср}, \quad (2.48)$$

де $T_{a.ср} = 0,03$ – середній час затухання вільних струмів КЗ, с;

$$t_{вим} = t_{св} + t_a, \quad (2.49)$$

де $t_{св}$ – час спрацювання струмової відсічки автомата, с;

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу Е16 серії “Електрон”:

$$U_{a.ном} = 660 \text{ В}; > U_{уст} = 380 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 1600 \text{ А} > I_{\max} = 328,04 \text{ А};$$

$$\text{ГКС} = 84 \text{ кА} > i_y = 18,49 \text{ кА};$$

Для автомата Е16 [11]: $t_{вв} = 0,25$ с; $t_a = 0,06$ с.

Імпульс квадратичного струму

$$B_k = 6,62^2 (0,31+0,03) + 1,5 \cdot 2,08^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 7,34 \cdot 2,08 \cdot 0,03 = 20,344 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.9 Вибір комутаційних апаратів

Виконаємо вибір вимикачів та роз'єднувачів за розрахунковими параметрами ГЕС у табличному вигляді для ВРУ-220 кВ, ВРУ-110 кВ та в колі генератора (див. таблицю 2.17).

Таблиця 2.17 – Вибір комутаційних апаратів [10]

ВРУ-220 кВ	Каталожні дані	
Розрахункові дані	242PMR40 (ABB)	РНДЗ.1 – 220/1000У1
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 656,08 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 6,62 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	
$i_{а,т} = 0,933 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{вим.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА}$	
$I_{п,о} = 6,62 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	
$i_y = 15,06 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 22,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ	Каталожні дані	
Розрахункові дані	121PM40-20В	РНДЗ.1 – 110/1000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 496 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 0,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,62 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 1,81 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 4,46 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 1,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.17

НН ТЗ	Каталожні дані	
	ВР1	комірка КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 55$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,τ} = 10,99$ кА	$I_{вим.ном} = 20$ кА	-
$i_{а,τ} = 5,45$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31$ кА;	-
$I_{п,о} = 11,03$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	-
$i_y = 27,13$ кА	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{дин} = 81$ кА
$B_k = 38,93$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	-
Генератор Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР1	комірка КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 1085,25$ А	$I_{ном} = 1250$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,τ} = 7,19$ кА	$I_{вим.ном} = 20$ кА	-
$i_{а,τ} = 7,93$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31$ кА;	-
$I_{п,о} = 7,17$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	-
$i_y = 19,82$ кА	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{дин} = 81$ кА
$B_k = 243,54$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	-

2.10 Вибір струмоведучих частин

Обираємо струмоведучі частини в різних колах на електростанції.

ВРУ-220 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 656,08 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 6,62 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 15,06 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 300/39 [11, 14]: $d = 24 \text{ мм}$; $I_{\text{дон}} = 710 \text{ А}$.

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D;$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{дон}} = 710(\text{А}) > I_{p.\text{max}} = 656,08(\text{А}).$$

Перевірка на коронування [10]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.50)$$

де $m = 0,82$ коефіцієнт шорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}; \quad (2.51)$$

де U_{max} – максимальна допустима напруга установки, кВ.

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{441}{1,2}} = 25,3 \text{ кВ / см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.52)$$

$$1,07 \cdot 25,3 = 27,07 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,628 = 28,465 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.53)$$

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

$j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

$$I_{норм} = \frac{37,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 98,41 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{98,41}{1} = 98,41 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 185/24.

$d = 18,9$ мм;

$I_{дон} = 520$ А.

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,488 \text{ кВ / см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{0,945 \cdot \lg \frac{441}{0,945}} = 26,88;$$

$$1,07 \cdot 26,88 = 28,76 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32,488 = 29,239 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 165,33 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{165,33}{1} = 165,33 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 185/24.

ВРУ-110 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 496 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 1,81 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 4,46 \text{ кА} < 50 \text{ кА.}$$

Приймаємо провід марки АС 300/66:

$$d = 24,5 \text{ мм};$$

$$I_{\text{дон}} = 680 \text{ А};$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$I_{\text{норм}} = \frac{37,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 196,8 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{196,8}{1} = 196,8 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 300/39 [11, 14]: $d = 24 \text{ мм}; I_{\text{дон}} = 710 \text{ А.}$

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,66 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{330,66}{1} = 330,66 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 185/24.

$$d = 18,9 \text{ мм};$$

$$I_{дон} = 520 \text{ А}.$$

Коло генератора

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-2000-81.

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

$$I_{max} = 1085,25 \text{ А} \leq I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 19,82 \text{ кА} \leq i_{дин} = 81 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо шинопровід марки ШМА 68Н [10]:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; > I_{max} = 909,33 \text{ А};$$

$$q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}; \quad (2.54)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{20,344 \cdot 10^6}}{90} = 50,12 \text{ мм}^2 < q = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,20 \text{ м}$, шини на ізоляторах встановлюємо на ребро.

Момент інерції та опору [10, 16]:

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.55)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{3}; \quad (2.56)$$

$$I = \frac{12 \cdot 1,0^3}{6} = 2 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{12 \cdot 1,0^2}{3} = 4 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.57)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{2}{24}} = 0,25 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,5 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,5 \text{ м}$.

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.\text{max}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.58)$$

$$\sigma_{\phi.\text{max}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{0,58^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 4} = 0,002 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа.}$$

Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А250S2У3

$P_{\text{д.ном}} = 75 \text{ кВт}$; $U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В}$; $I_{\text{д.ном}} = 121,8 \text{ А}$; $v_0 = 30^\circ\text{С}$; $T_{\text{max}} = 7000 \text{ год}$.

Економічний переріз кабеля [14]:

$$q_{\text{ек}} = \frac{121,8}{1,2} = 101,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель перерізом 120 мм^2 , $I_{\text{дон.ном}} = 190 \text{ А}$;

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{20,344 \cdot 10^6}}{92} = 49,03 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується. Остаточного приймаємо переріз кабеля 120 мм².

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Обираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-220 кВ.

Встановлюємо трансформатор типу TG-245 на ВРУ-220кВ, розрахункові та каталожні дані наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу TG-245

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 656,08 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$i_y = 17,94 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 22,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1) $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) $I_{\text{розр}} = 140 \text{ м}$

Проведемо розрахунок вторинного навантаження ТС. Результати розрахунку наведені в таблиці 2.19.

Загальний опір приладів [10]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2, \quad (2.59)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k, \quad (2.60)$$

$$r_{np} = 8,3 - 6,5 - 0,1 = 1,7 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{np}, \quad (2.61)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 140 / 1,7 = 2,33 \text{ мм}^2.$$

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

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 140 / 2,5 + 1,7 + 0,1 = 3,38 \text{ Ом} < r_{2ном} = 8,3 \text{ Ом}.$$

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	І-674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І-676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу SVS 245 [11]:

$U_{1ном} = 220\,000/\sqrt{3}$ В; $U_{2ном} = 100/\sqrt{3}$ В; $U_{2доод} = 100$ В; $S_{2ном} = 600$ В·А.
(за класом точності 0,5).

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 9.3.

Вторинне навантаження:

$$S_2\Sigma = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2ном} = 3 \cdot 600 = 1800 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з жилами 4 мм². Проведемо розрахунок вторинного навантаження ТН. Результати розрахунку наведені в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cosφ	Sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	I-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Аналогічно виконаємо вибір інших вимірювальних трансформаторів. Результати вибору наведено в таблиці 2.21).

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-220 кВ	TG-245	SVS 245
ВРУ-110 кВ	TG-145	SVS 123/5
Генератор	ТШЛ-10 0,5/10Р	НОЛ.08-10УТ2 ЗНОЛ.06-10У3
Трансформатор ТРДНС-40000/220:		
- сторона ВН	TG-245	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
Трансформатор зв'язку АТДЦН-63000/220/110:		
- сторона ВН	TG-245	-
- сторона СН	TG-145	
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-10У3
Пускорезервний трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3
Трансформатор власних потреб:		
- сторона ВН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТК-40 0,5	НОС-0,5У3

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загорджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо захисні апарати – обмежувачі перенапруг [11, 14]:

- | | |
|--|------------|
| 1) ЛЕП-220 кВ, сторона ВН БТ1 та сторона ВН автотрансформатора зв'язку | ОПН-220 У1 |
| 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ2 та сторона СН автотрансформатора зв'язку | ОПН-110 У1 |
| 2) Нейтраль блочних трансформаторів БТ1 | ОПН-110 У1 |
| 3) Нейтраль блочних трансформаторів БТ2 | ОПН-35 У1 |

- | | |
|--|----------|
| 4) сторона НН автотрансформатора зв'язку | ОПН-10У1 |
| 5) сторона НН блочних трансформаторів | ОПН-10У1 |
| 6) сторона НН ГТВП та ТР | ОПН-0,4 |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП 220 і 110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5 У1:
 $U_{ном} = 220$ (110) кВ; $I_{ном} = 630$ А; $L = 0,547$ мГн; $I_T = 16$ кА; $t_T = 1$ с; $i_{дин} = 41$ кА.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), яка має елементний комутатор для регулювання напруги і працює в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку:

напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;

номінальна напруга: $U_n = 220$ В;

напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{нз} = 2,15$ В;

напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75$ В;

напруга наприкінці заряду: $U_3 = 2,75$ В;

кількість основних елементів батареї: $n_o = 108$;

кількість додаткових елементів: $n_d = 22$;

загальне кількість елементів: $n = 130$;

Розрахуємо навантаження акумуляторної батареї, результати розрахунку наведені в таблиці 2.22.

Типовий номер АБ [10]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{аб}}{j}; \quad (2.62)$$

де $j = 25$ А/Н при температурі електроліту 25° С.

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{225,4}{25} = 9,02. \quad (2.63)$$

Таблиця 2.22 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	120	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масло насоса ущільнень генератора	4	2	12	10	32,5	40	-
Електродвигун аварійного масло насоса системи змащування турбіни	4	5	30	2,6	70	10,4	280
РАЗОМ:						225,4	335

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{ном}}{46}; \quad (2.64)$$

$$N \geq \frac{335}{46} = 7,28.$$

Вибираємо типорозмір N-20, батарею типу Varta.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.65)$$

$$j_n = \frac{335}{20} = 16,75 \text{ A / N.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 93 % (рисунок 6.2 [10]), що більше допустимого значення 80%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.66)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 20 = 28 \text{ A}.$$

$$U_{ПЗП} = 2,15 \cdot 10^8 = 232,2 \text{ В}.$$

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.доод} &= 0,05 \text{ N}; \\ U_{ПЗП.доод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{доод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.67)$$

$$I_{ПЗП.доод} = 0,05 \cdot 20 = 1 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= 5 \cdot N + I_{noc}; \\ U_{ЗП} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.68)$$

$$I_{ЗП} = 25 + 5 \cdot 20 = 125 \text{ A};$$

$$U_{ЗП} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-220 кВ

Для ВРУ-220 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів подано на рисунку 2.14.

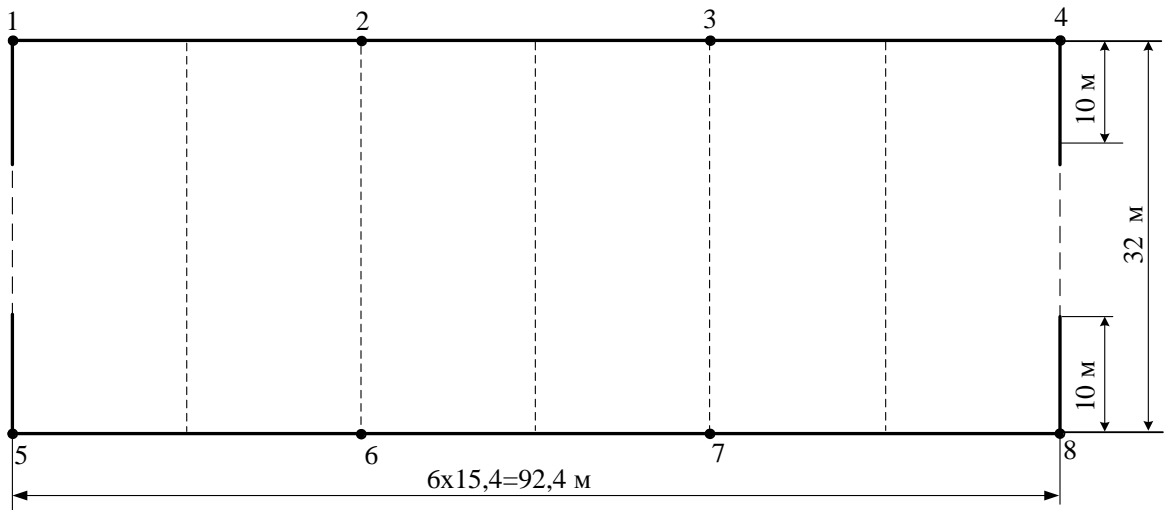


Рисунок 2.14 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином [17]:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.69)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.70)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.71)$$

h – висота блискавковідводу, м;

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

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

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу: $h = 30$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 17$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 30 = 20 \text{ м} > h_x = 17 \text{ м},$$

Дані для визначення зони захисту блискавковідводів наведено в таблиці 2.23.

На рис. 2.15, 2.16 показано вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ.

Таблиця 2.23 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	B _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 3-4, 5-6, 6-7, 7-8	30,8	28,69	22,33	13,1
1-5, 2-6, 3-7, 4-8	32	28,59	22,02	13,1
1-6, 2-5, 2-7, 3-6, 3-8, 4-7	44,41	27,30	18,15	13,1

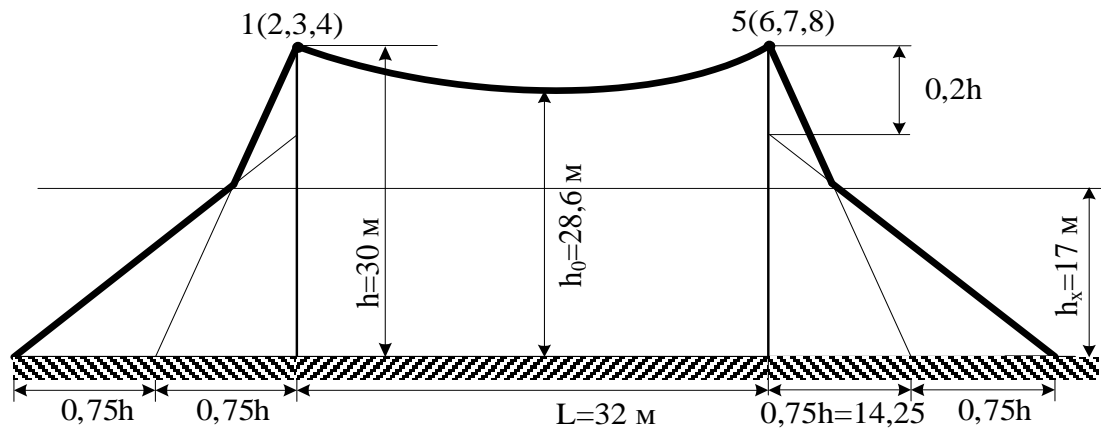


Рисунок 2.15 – Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

Висновки по розділу.

В даному підрозділі МКР розроблено електротехнічну частину ГЕС потужністю 90 МВт. Обрано основне обладнання станції. Спроектовано структурну схему, схему власних потреб ГЕС. На підставі порівняння двох варіантів обрано схеми ВРУ ВН та СН. Розраховано струми короткого замикання, які протікають в результаті трифазних коротких замикань. На підставі розрахунків обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини та основне обладнання розподільних установок.

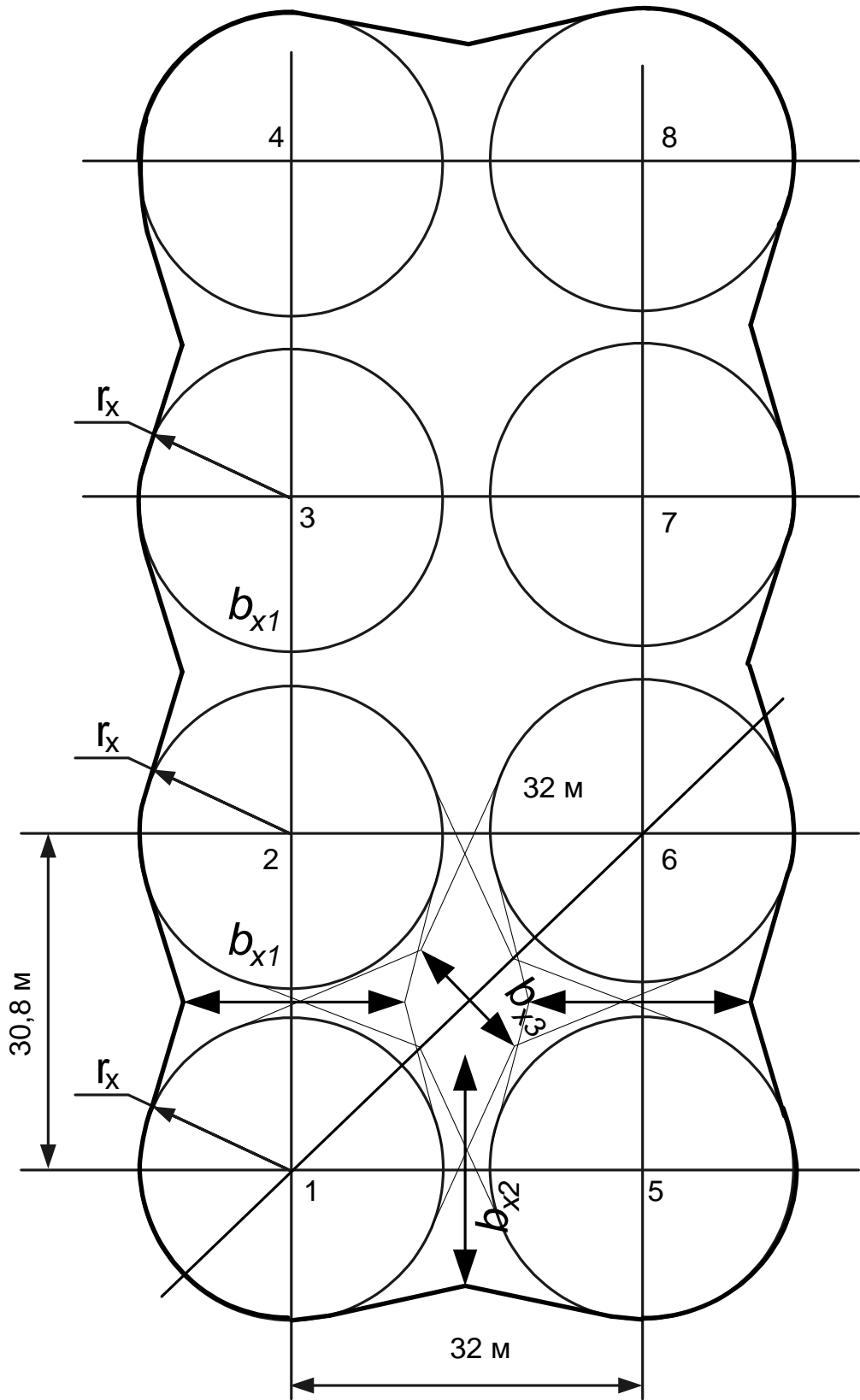


Рисунок 2.16 – Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ГЕС

Згідно ПУЕ [14] електроустановки повинні бути обладнані пристроями релейного захисту та автоматики, які призначені для:

а) автоматичного відключення ушкодженого елемента від неушкодженої частини електроустановки (електричної системи) за допомогою вимикачів. Допускається дія релейного захисту тільки на сигнал, якщо ушкодження (наприклад, замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю) безпосередньо не порушує роботу електричної системи.

б) реагування на ненормальні та небезпечні режими роботи елементів електричної системи (наприклад, перевантаження, підвищення напруги в обмотці статора гідрогенератора). Залежно від режиму роботи й умов експлуатації електроустановки релейний захист повинен бути виконаний з дією на сигнал або на відключення тих елементів, робота яких може привести до виникнення ушкодження [18].

Пристрої релейного захисту повинні забезпечувати найменший можливий час відключення короткого замикання із метою збереження безперебійної роботи неушкодженої частини системи (усталена робота електричної системи й електроустановок споживачів, забезпечення можливості відновлення нормальної роботи шляхом успішної дії АПВ і АВР, самозапуску електродвигунів, втягування в синхронізм тощо) й обмеження області та ступеню ушкодження елемента [18 - 20].

Релейний захист, що діє на відключення, як правило, повинен забезпечувати селективність дії, для того, щоб під час ушкодження будь-якого елемента електроустановки відключався тільки цей ушкоджений елемент.

Допускається неселективна дія захисту (виправляється наступною дією АПВ або АВР):

- а) для забезпечення, якщо це необхідно, прискорення відключення КЗ;
- б) при використанні спрощених головних електричних схем з віддільниками в ланцюгах ліній або трансформаторів, що відключають ушкоджений

елемент у безструмову паузу.

Згідно [14] пристрої релейного захисту з витримками часу, що забезпечують селективність дії, допускається використовувати, якщо:

- при відключенні КЗ із витримками часу забезпечується виконання вимог ПУЕ;
- захист діє як резервний.

Надійність функціонування релейного захисту (спрацьовування з появою умов на спрацьовування й неспрацьовування при їхній відсутності) повинна бути забезпечена застосуванням пристроїв, які по своїх параметрах і виконанню відповідають призначенню, а також належним обслуговуванням цих пристроїв.

При необхідності варто використати спеціальні міри підвищення надійності функціонування, зокрема схемне резервування, безперервний або періодичний контроль стану та ін. Повинна також урахуватися ймовірність помилок дій обслуговуючого персоналу при виконанні необхідних операцій з релейним захистом.

3.1 Вибір організаційної структури оперативного керування

Для керування роботою електричних станцій в нормальних та аварійних режимах на установках та обладнанні встановлюється велика кількість допоміжних пристроїв, які створюють систему керування.

Система керування має п'ять основних підсистем:

- регулювання;
- вимірювання;
- сигналізації;
- захисту;
- керування комутаційними апаратами.

Підсистеми вимірювання та сигналізації забезпечують необхідну інформацію про роботу обладнання та хід технологічного процесу. За допомогою

підсистеми регулювання та керування здійснюється управління об'єктом. При різких відхиленнях від нормального режиму роботи або при пошкодженні обладнання діє захист і виконує автоматичне вимикання відповідних елементів.

Для зручності оперативного обслуговування прилади й апарати керування зосереджуються на щитах управління (ЩУ). Число щитів управління, які встановлюються на станції, їх територіальне розташування та склад пристроїв залежать від прийнятої на станції структури оперативного керування [19].

На сьогодні склалися три форми організаційної структури оперативного керування:

- цехова;
- блочна;
- централізована.

Відносна простота технологічного процесу та високий ступінь його автоматизації на ГЕС дозволяють вибрати централізовану структуру оперативного обслуговування: з центрального ЩУ (здійснюється начальником зміни ГЕС) або з диспетчерського пункту енергосистеми (здійснює черговий диспетчер системи за допомогою засобів телемеханіки). В останньому випадку також передбачається ЦЩУ, оскільки в деяких ситуаціях (пошкодження засобів телемеханіки, відмова автоматики) необхідна передача функції керування персоналу ГЕС або персоналу, який перебуває на ГЕС по аварійному виклику. Поряд з ЦЩУ у машинному залі біля кожного агрегату встановлюють агрегатні ЩУ для керування агрегатами під час ремонтів та випробувань або у випадку пошкодження пристроїв автоматики.

Прилади та пристрої щита управління мають дві групи елементів. Перша, яка знаходиться безпосередньо біля обладнання, – це первинні вимірювальні перетворювачі, комутаційні апарати, виконуючі елементи. Друга група елементів знаходиться на ЩУ і до її складу входять:

- вимірювальні (вторинні) прилади;
- засоби фіксації цифрової та текстової інформації;
- прилади та апарати керування;

- прилади та реле захисту і автоматичних пристроїв, електронні регулятори.

Для зменшення кількості приладів контролю та керування на ЩУ використовують вимірювання „за викликом”, вибіркове та групове керування. Вимірювання „за викликом” дозволяє одним приладом за допомогою перемикача здійснювати цілу серію послідовних вимірювань.

Особливістю вибіркового керування є використання для групи виконавчих механізмів одного загального ключа управління та клавішного номеронабера.

Групове керування передбачає подачу команди або одночасно на ряд виконавчих механізмів, або на один виконавчий механізм групи функціонально зв'язаних механізмів з подальшим розвитком команди по програмі. Вищою фазою групового керування є ієрархічна система керування функціональними групами по ланцюгу: виконавчі механізми (нижній рівень) – підгрупи (середній рівень) – група (вищій рівень).

ЩУ повинен мати мнемонічну схему з'єднань основних елементів керуемого об'єкта і мати сигналізацію для передачі оператору інформації про порушення в режимі роботи об'єкта.

В пунктах централізованого керування наступні види сигналізації:

- а) світлова – про положення активних елементів об'єкта, що керується;
- б) світлозвукова аварійна – аварійна технологічна, аварійних вимикань та автоматичних увімкнень вимикачів;
- в) світлозвукова попереджувальна – про відхилення режиму роботи обладнання від нормального та пошкодження оперативних кіл;
- г) світлозвукова – для виклику персоналу в приміщення місцевих ЩУ допоміжних цехів та різних електротехнічних пристроїв;
- д) сигналізації дії технологічних та електричних захистів.

Вимірюваннями повинні бути охоплені всі параметри основного та допоміжного обладнання, які визначають режим об'єкта. На електричних станціях використовуються вимірювальні прилади чотирьох типів:

- а) вказівні аналогові та цифрові прилади – для візуального спостереження за параметрами режиму;
- б) реєструючі прилади – для безперервного графічного або цифрового запису параметрів в нормальному режимі;
- в) інтегруючі прилади (лічильники) – для сумування показань в часі;
- г) фіксуючі прилади – для графічного запису параметрів в аварійних умовах.

3.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб

Переважає більшість двигунів власних потреб – асинхронні. На асинхронних електродвигунах (ЕД) власних потреб 0,4 кВ встановлюють захист від міжфазних КЗ та захист від однофазних замикань на землю, а для ЕД, які можуть піддаватися перевантаженню – захист від перевантаження з дією на відмикання. Також передбачається груповий захист мінімальної напруги.

Захист від усіх видів КЗ в ЕД виконується на триполюсних автоматах серій АВМ, АЗ100, АЗ700 з комбінованим розчеплювачем.

3.3 Захист трансформаторів зв'язку

Для трансформаторів зв'язку передбачаються захисти від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [19-21]:

- від багатofазних та однофазних КЗ в обмотках та на його виводах;
- від усіх пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу з трансформаторного масла, а також від зниження рівня масла;
- від надструмів, які обумовлені зовнішніми міжфазними КЗ;
- від перевантажень;
- пуск пристроїв пожежогасіння від релейного захисту.

3.4 Захист збірних шин

Захист збірних шин РУ станцій здійснюють двома способами [13-15]:

- а) за допомогою основних або резервних захистів приєднань систем (секцій) шин, що захищаються;
- б) за допомогою спеціальних швидкодіючих захистів.

Другий спосіб набув найбільшого розповсюдження там, де частіше всього використовують диференціальний принцип, а захисти розподіляються на три групи:

- диференціальні струмові;
- диференціальні струмові з гальмуванням;
- диференціально-фазні.

В мережах з глухозаземленою нейтраллю захисти шин реагують на всі види КЗ між фазами, однофазні та багатofазні КЗ на землю, а в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю – на всі види КЗ між фазами, двійні замикання на землю та двохфазні КЗ на землю в одній точці.

3.5 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП

Для мереж 110 кВ захистом від міжфазних КЗ є дистанційний захист, який має блокування від коливання та асинхронного режиму. Від однофазних КЗ на землю використовують струмові ступінчаті захисти нульової послідовності (направлені на ненаправлені), які діють і при двохфазних КЗ на землю. В якості додаткових до дистанційних захистів передбачаються струмові відсічки та чутливі останні ступіні струмових захистів нульової послідовності.

Для захисту паралельних ліній можуть бути використані захисти для окремих ліній, а також поперечні диференціальні струмові направлені захисти. В якості резервних завжди використовуються струмові відсічки.

Для резервування відмов захистів та вимикачів в основних вузлах мережі використовуються поєднання дальнього резервування з ближнім.

Згідно з ПУЕ обов'язкове використання АПВ на усіх повітряних та змішаних лініях з напругою вище 1 кВ. Всі пристрої АПВ можна об'єднати у три групи [14, 20]: несинхронні, швидкодіючі та з уловлюванням синхронізму. Крім АПВ на електростанціях використовують і інші види протиаварійної автоматики:

- автоматика для запобігання порушення стійкості (АЗПС);
- автоматика для ліквідації асинхронного ходу (АЛАХ);
- автоматика для обмеження підвищення частоти (АОПЧ);
- автоматика для обмеження підвищення напруги (АОПН).

Для регулювання напруги та реактивної потужності на станціях використовують пристрої РПН трансформаторів та системи АРЗ генераторів.

3.6 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ

Для захисту ТВП передбачаються наступні захисти [19]:

- поздовжній диференціальний захист або струмова відсічка від КЗ в обмотках або на їх виводах;
- максимальний струмовий захист від зовнішніх міжфазних КЗ;
- спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних замикань на землю в мережі 0,4 кВ;
- захист від перевантаження.

3.7 Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності

Для зберігання постійної частоти необхідно безперервно підтримувати баланс активних потужностей. Безперервний розподіл навантаження між агрегатами станції та між станціями в енергосистемі повинен здійснюватись за законами оптимізації режиму роботи на кожному рівні. Усе це обумовлює необхідність безперервного змінювання потужності агрегатів станцій, які приймають участь в покритті змінної частини добового графіку навантаження. В цьо-

му плані ГЕС мають в порівнянні з ТЕС великий діапазон регулювання, який обмежується лише умовами кавітації.

Вирішення усіх задач оптимізації режиму виробництва, розподілу та споживання електричної енергії здійснюється на базі автоматичної системи регулювання частоти та активної потужності (АСРЧАП), яка створюється на усіх рівнях керування режимом енергосистеми.

Функціонування цієї системи викликає зміну частоти обертання та потужності турбо- і гідроагрегатів на частоторегулюючих станціях (ЧРЕС), які передбачаються для ліквідації небалансу між виробництвом та споживанням у будь-який момент часу шляхом впливу на автоматичний регулятор частоти обертання (АРЧО) турбін.

В основні функції АСРЧАП входить:

- а) остаточне регулювання частоти в ЕЕС;
- б) регулювання частоти в окремих частинах ЕЕС при їх відділенні;
- в) регулювання обмінної потужності між ОЕЕС;
- г) обмеження та регулювання перетоків потужності по зовнішнім та внутрішнім зв'язкам ОЕЕС;
- д) оптимальний розподіл навантаження між елементами ЕЕС на будь-якому рівні керування.

Серед АРЧО турбін розрізняють три типи регуляторів:

- гідромеханічні;
- гідродинамічні;
- електрогідравлічні.

Регулятори першого та другого типів використовують для парових турбін, а для гідравлічних турбін в основному використовують електрогідравлічні регулятори (ЕГР).

Основні функції АРЧО:

- регулювання частоти обертання;
- обмеження можливих підвищень частоти обертання в перехідному процесі складання навантаження;

- пуск та зупинка турбіни;
- зміна частоти обертання при синхронізації;
- розподіл навантаження між турбінами;
- режимні обмеження потужності турбіни;
- участь в роботі АСРЧАП енергосистеми.

В нинішній час АРЧО функціонують за астатичним законом регулювання частоти, який найбільш просто може бути забезпечений в енергосистемі виділенням однієї ЧРЕС (зазвичай ГЕС), яка приймає на себе усі випадкові зміни навантаження та зміни навантаження в діапазоні добового графіку. Такий метод регулювання частоти обумовлює неекономічний режим роботи ЧРЕС в межах всієї зміни навантаження ЧРЕС у відповідності з диспетчерським графіком розподілу навантаження між усіма електростанціями енергосистеми. Ця корекція може здійснюватися з тим або іншим інтервалом часу персоналом або автоматичним пристроєм задання графіка навантаження (ЗГН).

3.8 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки та зв'язку

На електростанції повинна бути забезпечена система дистанційного управління комутаційними апаратами для проведення необхідних переключень в нормальних режимах та про ліквідацію аварійних станів. Дія системи дистанційного управління супроводжується роботою засобів сигналізації, які дають необхідну інформацію про стан обладнання і спрацювання захисту.

На щитах управління ГЕС повинні бути встановлені наступні види сигналізації: положення комутаційних апаратів, аварійна, попереджуюча та командна.

Сигналізація положення комутаційних апаратів використовується для інформації оперативного персоналу про стан електричних з'єднань у нормальних та аварійних умовах (ПМОВФ).

Сигналізація аварійного відключення вимикачів застосовується для спо-

віщення персоналу про відключення вимикача релейним захистом і виконується в поєднанні світлового і звукового сигналів (РИС-Є2М).

Попереджуюча сигналізація сповіщає персонал про ненормальний режим роботи контролюємих об'єктів та частин електроустановок або про ненормальний стан вторинних кіл захисту та автоматики.

Система телемеханіки дозволяє впроваджувати контроль і управління режимом роботи електроустановок на великій відстані.

Пристрої телемеханіки вимагають більш економічний канал зв'язку в порівнянні з пристроями дистанційного управління. Розрізняють такі системи телемеханіки:

- системи телесигналізації для передачі з контрольованого пункту (КП) на диспетчерський пункт (ДП) телесигналів про положення контрольованих об'єктів, а також аварійних сигналів (АТ-80);
- система телевимірів дозволяє передачу з КП на ДП кількісних значень контрольованих величин безперервно (ТМРС-10);
- система телеуправління використовується для передачі ДП на КП команд телеуправляємим об'єктам (УТМ-7);
- система телерегулювання для автоматичного регулювання режимами роботи електроустановок.

Для організації каналів зв'язку (КЗ) застосовуються провідні лінії зв'язку, радіолінії, лінії електропередач та інші. Канали зв'язку можуть бути односторонніми та двосторонніми. Виділені канали використовуються тільки в даній системі телемеханіки і вони ввімкнені постійно. Комутуючі КЗ створюються лише на час подачі сигналу і після закінчення передачі автоматично розпадаються.

Залежно від пунктів з'єднань та характеристик об'єктів застосовують наступні способи організації каналів зв'язку:

- використання існуючих кабельних чи повітряних ліній зв'язку між контрольованим пунктом (КП) та диспетчерським пунктом (ДП);
- використання виділених жил кабелів телефонної мережі станції;

- використання силових ліній електропередачі для організації височастотних КЗ;
 - використання радіо та радіолінійних ліній зв'язку.
- Використання самостійних ліній зв'язку доцільніше.

3.9 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора ВГС 525/99-28

Релейний захист елементів електростанції повинен відповідати вимогам ПУЕ, які висуваються до усіх пристроїв релейного захисту: швидкодії, надійності, селективності та чутливості.

Розрахунок релейного захисту полягає у виборі робочих уставок як окремих реле, так і комплектних або мікропроцесорних пристроїв захисту.

Для виконання розрахунку релейного захисту необхідні вхідні дані, до яких відносяться [19, 21]:

- схема електричних з'єднань електроустановки та режими її роботи (із зазначенням, як створюються робочі та ремонтні режими, – автоматично або неавтоматично);
- режими заземлення нейтралей силових трансформаторів;
- параметри ліній, трансформаторів тощо;
- значення максимальних робочих струмів ліній, трансформаторів тощо в робочих, ремонтних і післяаварійних режимах;
- характеристики електроприймачів (особливо крупних електродвигунів);
- типи вимикачів;
- типи та параметри вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги з вказанням місць їх встановлення в схемі;
- типи та принципові схеми пристроїв РЗА, які підлягають розрахунку.

На гідрогенераторі передбачається релейний захист від таких видів пошкоджень та аномальних режимів [14, 19, 21]:

- багатофазних КЗ в обмотці статора та на його виводах;
- замикань на землю в обмотці статора;
- струмів симетричних та несиметричних зовнішніх КЗ;
- симетричних та несиметричних перевантажень обмоток статора;
- підвищення напруги на виводах обмотки статора;
- втрати збудження;
- замикань на землю в одній точці кола ротора;
- зникнення напруги при роботі ГГ в режимі синхронного компенсатора.

3.9.1 Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах

Тип захисту: поздовжній диференціальний струмовий захист з циркулюючими струмами на реле РНТ-565.

Розрахункові уставки захисту:

а) визначається максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу в усталеному режимі протікання через трансформатори струму (ТС) зовнішнього максимального розрахункового струму:

$$I_{нб.розр.мах} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах}, \quad (3.1)$$

де $K_{одн} = 0,5$ – коефіцієнт однотипності ТС;

$\varepsilon = 0,1$ – максимальна похибка ТС;

$$I_{нб.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 32370 = 1618,5 \text{ А.}$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{нб.розр.мах}, \quad (3.2)$$

де $K_n = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$$I_{c3} = 1,3 \cdot 1618,5 = 2104,1 \text{ А};$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{розр.мах}; \quad (3.3)$$

$$I_{c3} = 1,3 \cdot 1085,25 = 1410,8 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{c3} = 2104,1 \text{ А}$.

в) перевіряємо чутливість захисту в режимі мінімального струму КЗ в зоні дії захисту:

$$K_{ч} = I_{к.розр.мін}/I_{c3} \geq 2; \quad (3.4)$$

$$K_{ч} = 0,87 \cdot 32370/2104,1 = 13,4.$$

г) струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = I_{c3}/n_c; \quad (3.5)$$

$$I_{cp} = 2104,1/(2000/5) = 5,26 \text{ А}.$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{диф.розр} = F_{cp} / I_{cp} = 100/I_{cp}; \quad (3.6)$$

$$\omega_{диф.розр} = 100/5,26 = 19,01.$$

Приймаємо $\omega_{диф.} = 20$ витків.

Остаточні значення струмів спрацьовування:

$$\left. \begin{aligned} I_{cp} &= F_{cp} / \omega_{диф}, \\ I_{c3} &= I_{cp} \cdot n_c, \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

$$I_{cp} = 100/20 = 5 \text{ А},$$

$$I_{c3} = 5 \cdot 400 = 2000 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_q = 0,87 \cdot 32370 / 2000 = 14,08 > 2.$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

3.9.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Тип захисту: захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості типу ЗЗГ-1.

Захист має два органи:

- Максимальне реле напруги першої гармоніки («реле напруги»), яке захищає 80-95% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;
- Реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням («реле з гальмуванням»), яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі та саму нейтраль.

До «реле напруги» та «реле з гальмуванням» підводиться напруга зі сторони лінійних виводів від трансформатора напруги типу ЗНОМ з номінальною напругою обмоток $U_{\phi} / 100 / \sqrt{3} / 100/3 \text{ В}$.

Для «реле з гальмуванням» додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціального трансформатора напруги типу ЗНОЛ або ЗОМ з номінальною напругою обмоток $(U_{\phi} / \sqrt{3}) / 100 \text{ В}$.

Захист діє з незалежною витримкою часу близько 0,5 с.

3.9.3 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Тип захисту: Максимальний струмовий захист (МСЗ) з пуском по напрузі з незалежною витримкою часу.

Захист здійснюється одним реле струму РСТ–11, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтром-реле струму оберненої послідовності, одним мінімальним реле напруги РН-54/160, які вмикаються на міжфазну напругу трансформатора напруги на виводах генератора, та реле часу.

Розрахункові уставки захисту:

а) первинний струм спрацьовування захисту та струм спрацьовування реле:

$$\left. \begin{aligned} I_{cз} &= K_n \cdot I_{z,ном} / K_{нов}; \\ I_{cp} &= K_{cx} \cdot I_{cз} / n_c, \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

$$I_{cз} = 1,2 \cdot 1031 / 0,85 = 1455,5 \text{ А};$$

$$I_{cp} = 1 \cdot 1455,5 / 400 = 3,64 \text{ А}.$$

б) первинна напруга спрацьовування захисту та спрацьовування реле:

$$\left. \begin{aligned} U_{cз} &= (0,6-0,75) \cdot U_{z,ном}; \\ U_{cp} &= U_{cз} / n_n, \end{aligned} \right\} \quad (3.9)$$

$$U_{cз} = 0,65 \cdot 10500 = 6825 \text{ В};$$

$$U_{cp} = 6825 / (10500 / 100) = 65 \text{ В}.$$

в) витримка часу першого ступіня захисту вибирається за умовою узгодження з лінійними резервними захистами. Витримка часу другого ступіня приймається на ступінь селективності більшою витримки часу першого ступіня.

г) коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_q = 0,87 \cdot 32370 / 1455,5 = 19,35 > 1,5.$$

3.9.4 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ

Тип захисту: струмовий захист оберненої послідовності з незалежною витримкою часу.

Захист виконується з фільтр-реле струму оберненої послідовності РТФ-1М та реле часу і має дві витримки часу.

Первинний струм спрацювання захисту вибирається за умовою узгодження зі струмовим захистом нульової послідовності, який встановлюється на підвищувачому трансформаторі. Витримка часу вибирається за умовою узгодження з захистом наступних елементів.

3.9.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

Тип захисту: двоступінчастий струмовий захист оберненої послідовності з незалежною витримкою часу.

Захист виконується з фільтр-реле струму оберненої послідовності РТФ-7/2 та реле часу.

Обидва ступеня діють на вимикання гідрогенератора.

Розрахункові уставки захисту:

Струм спрацювання та витримки часу кожного зі ступенів узгоджуються з характеристикою допустимого часу протікання несиметричних струмів $t_{дон} = f(I_2)$ для гідрогенераторів.

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацювання захисту першого ступеня:

$$I_{сз1} = 0,4 \cdot I_{г.ном}; \quad (3.10)$$

$$I_{сз1} = 0,4 \cdot 1031 = 412,4 \text{ А};$$

- витримка часу першого ступеня:

$$t_{c3I} = 2 \text{ хв};$$

- струм спрацьовування другого ступеня:

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot I_{г.ном}; \quad (3.11)$$

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot 1031 = 206,2 \text{ А};$$

- витримка часу другого ступеня:

$$t_{c3II} = 15 \text{ хв.}$$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{cpI} = 412,4/400 = 1,031 \text{ А};$$

$$I_{cpII} = 206,2/400 = 0,516 \text{ А.}$$

3.9.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Тип захисту: максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу. Захист здійснюється одним реле струму РСТ–11, яке вмикається на струм фази послідовно з фільтр-реле струму оберненої послідовності та реле часу.

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{г.ном} / K_{нов}; \quad (3.12)$$

$$I_{c3} = 1,05 \cdot 1031 / 0,85 = 1273,6 \text{ А};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = 1273,6/400 = 3,18 \text{ А.}$$

3.9.7 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора

Тип захисту: одноступінчастий максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу.

Захист здійснюється одним максимальним реле напруги РН-53/200, яке вмикається на міжфазну напругу трансформатора напруги, який встановлюємо на виводах генератора, та реле часу.

Первинна напруга спрацьовування

$$U_{cз} = 1,5 \cdot U_{г.ном}; \quad (3.13)$$

$$U_{cз} = 1,5 \cdot 10500 = 15750 \text{ В.}$$

Витримка часу:

$$t_{cз} = 0,5 \text{ с.}$$

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{сп} = 15750/100 = 157,5 \text{ В.}$$

3.9.8 Захист від втрат збудження

Тип захисту: максимальний струмовий захист в колі статора генератора та мінімальний струмовий захист в колі випрямляючого трансформатора.

При одночасному спрацьовуванні обох захистів генератор вимикається. В процесі самосинхронізації генератора захист виводиться з дії на час (2-9) с.

Розрахункові уставки захисту:

Захист повинен спрацьовувати при підвищенні струму статора до $1,1 \cdot I_{г.ном}$:

$$I_{cз1} = 1,1 \cdot I_{г.ном}. \quad (3.14)$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{сп1} = 1,1 \cdot 1031 / 400 = 2,84 \text{ А.}$$

3.9.9 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

Тип захисту: захист типу КЗР-3 з накладанням змінної напруги 25Гц.

3.9.10 Захист кіл ротора

Тип захисту: двоступінчастий максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу.

Захист виконується двофазним та дворелейним в кожному ступені з реле типу РСТ–11, які вмикаються на ТС на стороні випрямляючого трансформатора, та реле часу з двома витримками часу.

Перший ступінь без витримки часу діє на реле контролю тривалості перевантаження та реле обмеження форсування; з першою витримкою часу вона діє на вимикання АРЗ, а з другою – вимикання генератора.

Другий ступінь захисту без витримки часу вимикає АРЗ та з витримкою часу вимикає генератор.

Розрахункові уставки захисту:

- первинний струм спрацьовування першого ступеня:

$$I_{\partial I} = 1,8 \cdot I_{рот.ном}; \quad (3.15)$$

$$I_{\partial I} = 1,8 \cdot 925 = 1665 \text{ А};$$

- перша витримка часу захисту:

$$t_{\partial I} = 35 \text{ с};$$

- друга витримка часу захисту:

$$t_{\partial II} = 50 \text{ с};$$

- первинний струм спрацьовування другого ступеня захисту визначається струмом збудження в режимі форсування:

$$I_{\partial II} = K_n \cdot I_{\text{пот.форс}}; \quad (3.16)$$

$$I_{\partial II} = 1,8 \cdot 1665 = 2997 \text{ А};$$

- витримка часу захисту:

$$t_{\partial II} = 0,5 \text{ с.}$$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{\text{спI}} = 1665/400 = 4,163 \text{ А};$$

$$I_{\text{спII}} = 2997/400 = 7,49 \text{ А.}$$

3.9.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

Пристрій діє автоматично при спрацьовуванні основних захистів генератора з фіксацією виникнення пожежі відповідними приладами.

Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор	
Захист від багатофазних КЗ в ОС та на його виводах	Повздовжній диференціальний захист з реле типу РНТ-565
Захист від замикань на землю в ОС	Захист типу ЗЗГ-1
Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Максимальний струмовий захист з реле струму РСТ-11 і мінімальним реле напруги РН-54/160
Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Струмовий захист зворотної послідовності типу РТФ-1М та двоступеневий струмовий захист зворотної послідовності типу РТФ-7/2
Захист від підвищення напруги на виводах генератора та трансформатора	Одноступеневий максимальний захист напруги з реле типу РН-53/200
Захист генератора від зникнення напруги при його роботі в режимі СК	Мінімальний захист напруги з реле типу РН-54/160
Захист від асинхронного ходу	Спеціальний захист з реле РАХ
Захист від втрати збудження	Максимальний струмовий захист в колі статора (реле типу РСТ - 11)
Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РСТ-11
2. Трансформатор власних потреб	
Захист від багатофазних КЗ в обмотках та на виводах	Повздовжній диференціальний струмовий захист типу РНТ-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
Захист від зовнішніх міжфазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмовий захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист типу РЗТ-80
3. ЛЕП 110 та 220 кВ	
Захист від усіх видів КЗ	7SA522 виробництва SIEMENS L60 виробництва General Electric
4. Електродвигуни 0,4 кВ	
Захист від між фазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та А3700 Мікропроцесорний захист РДЦ-01
5. Електродвигуни 6 кВ	
Захист від між фазних КЗ	Струмова відсічка або повздовжній диференціальний захист на реле типу РНТ-565 (РДЦ-01-057)
Захист від замикань на землю	Струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50 (РДЦ-01-057)
Захист від перевантажень	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від зниження напруги	Захист мінімальної напруги з реле типу РНФ-1М
6. Збірні шини електроустановок	
Захист від КЗ	Диференціальний струмовий захист типу ДЗШ або ДЗШТ

Примітка: на ЛЕП-220 та 110 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РПВ-58.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв РЗА ГЕС потужністю 90 МВт

Від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, які безпосередньо впливають на роботу, залежить рівень безпеки обслуговуючого персоналу.

Головним завданням даного розділу МКР є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на електричних станціях. Розглянемо питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів з їх зниження, з техніки безпеки, з цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв релейного захисту та автоматики високовольтних ліній електропередачі на ВРУ електростанції (за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»).

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування пристроїв РЗА ЛЕП. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 220 кВ.

3. Дослідити роботу електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

Вхідні дані для розв'язання поставлених задач з охорони праці використовуємо з попередніх розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів при роботах з пристроями релейного захисту ЛЕП виконується з врахуванням літературних джерел [23-27]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- відсутність чи недостатність природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

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

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування пристроїв РЗА повітряних ліній на ВРУ ГЕС потужністю 90 МВт

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [23, 24] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту пристроїв РЗА ЛЕП слід вживати такі організаційні заходи.

Виконання робіт в колах РЗА на діючих приєднаннях, або зв'язаних по колах вторинної комутації з діючими приєднаннями, повинні виконуватись за програмами. Програма повинна бути складена виконавцем до початку робіт, в ній вказуються:

- заходи, необхідні для запобігання можливості вимкнення устаткування під час виконання робіт;
- об'єм робіт;
- спосіб перевірки справності пристроїв РЗА по закінченню робіт;
- порядок введення пристроїв в роботу.

Програма повинна бути підписана начальником електротехнічної лабораторії (ЕТЛ), старшим майстром ЕТЛ і затверджена головним інженером. Крім програми вимагається наявність на робочому місці виконавчої схеми пристрою, який перевіряється .

Виконання робіт в колах РЗА дозволяється, як правило, з виведеними захистами під час планових ремонтів трансформаторів. При цьому повинні бути виконані організаційні та технічні заходи, які забезпечують безпеку виконання робіт і виключають можливість вимкнення обладнання, що залишилось в роботі.

По розпорядженню дозволяється виконувати наступні види робіт:

- роботи на панелях РЗА, встановлених в приміщеннях релейних щитів, щитів керування і приміщеннях ТЗ;
- роботи в релейних відсіках щитів 0,4 кВ;

- роботи в агрегатних шафах і приводах вимикачів і роз'єднувачів на ВРУ;
- роботи в шафах рядів затискачів, шафах автоматики і приводах РПН трансформаторів;
- під'єднання та від'єднання приладів ЕКМ і ЕКТ;
- роботи в релейних відсіках і на приводах вимикачів КРУ і КРУЗ, які перебувають в ремонтному положенні;
- роботи в релейних відсіках щита збудження турбогенератора;
- роботи в шафах ШТЗ, АРЗ, АНЗ тиристорного збудника турбогенератора;
- роботи на випрямних агрегатах (ВАЗ), на регуляторах напруги (АРН-2, АРН-3) і в колах вторинної комутації ЩПС.

Під наглядом чергового дозволяється виконувати невідкладні роботи по усуненню несправностей, які загрожують нормальній роботі електроустановки і електропостачанню споживачів, або які призвели до таких порушень і не можуть бути відкладені на час, який знадобиться для оформлення наряду.

По наряді дозволяється виконувати всі види робіт [23].

Дозволяється одночасне або почергове виконання робіт на різних робочих місцях одного або декількох приєднань без оформлення переведення з одного робочого місця на інше з розподілом бригади по різних робочих місцях.

Склад бригади. Чисельність бригади та її склад з урахуванням груп з електробезпеки повинні обумовлюватись, виходячи з міри безпеки виконання робіт, а також можливості забезпечення нагляду за членами бригади з боку керівника робіт.

Керівник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В – групу III, крім робіт у підземних спорудах, де можуть утворюватись шкідливі гази, та під напругою, – у цьому разі керівник робіт повинен мати групу IV. Керівник робіт, що виконуються за розпорядженням, повинен мати групу III в усіх елект-

роустановках, крім випадків, обумовлених в п.п. 9.5 і 17.3.1 Правил безпечної експлуатації [24].

При виконанні робіт за нарядом бригада повинна складатись не менш ніж з двох працівників.

При виконанні за розпорядженням робіт з монтажу, ремонту та експлуатації вторинних кіл, вимірювальних приладів, засобів релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку, в тому числі робіт в приводах і агрегатних шафах комутаційних апаратів, незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні, дозволяється:

- керівнику робіт з групою IV працювати одноособово у випадках розміщення зазначених кіл та пристроїв у приміщеннях, де струмові дні частини понад 1000 В відсутні або повністю огорожені, або розташовані на висоті, за якої не вимагається огороження;

- керівнику робіт вимикати і вмикати вищезазначені пристрої, а також випробувати засоби захисту і автоматики комутаційних апаратів з дозволу працівника, який видає дозвіл на підготовку робочого місця і допуск.

В електроустановках до 1000 В, розміщених у приміщеннях без підвищеної небезпеки щодо ураження людей електричним струмом, працівник з групою III, який має право бути керівником робіт, може працювати одноособово.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Технічні заходи, які забезпечують безпечне виконання робіт під час обслуговування пристроїв РЗА, виконуються як оперативним персоналом, так і персоналом ЕТЛ з дотриманням всіх вимог правил техніки безпеки [24]. Порядок виконання робіт такий:

- вивести з роботи накладками, ключами, випробувальними блоками пристрої РЗА, вказані в заявці, наряді, розпорядженні;

- від'єднати і ізолювати всі кола пристроїв РЗА, по яких може бути увімкнене або вимкнене інше обладнання, яке перебуває в роботі;

- вимкнути або від'єднати кола напруги на пристроях РЗА, де буде проводитись робота, там де немає такої можливості - працювати забороняється;
- від'єднати кола, об'єднані постійним оперативним струмом;
- від'єднати кола струму пристрою РЗА, який перевіряється, без розмикання струмових кіл, що залишились в роботі;
- від'єднати кола сигналізації;
- закрити шторками сусідні панелі, ряди затискачів та іншу апаратуру, яка залишилась в роботі і до якої можливий помилковий доступ персоналу.

Від'єднання кіл виконується спеціальним ізольованим інструментом і ретельно контролюється за програмою.

4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Для захисту персоналу, що знаходиться в РУ та обладнання розподільних установок використовують заземлювальний пристрій. Виконаємо розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (100 \times 40) = 4000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – супісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 28$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стрижнів діаметром 20 мм [16, 28].

План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ наведено на рисунку 4.1.

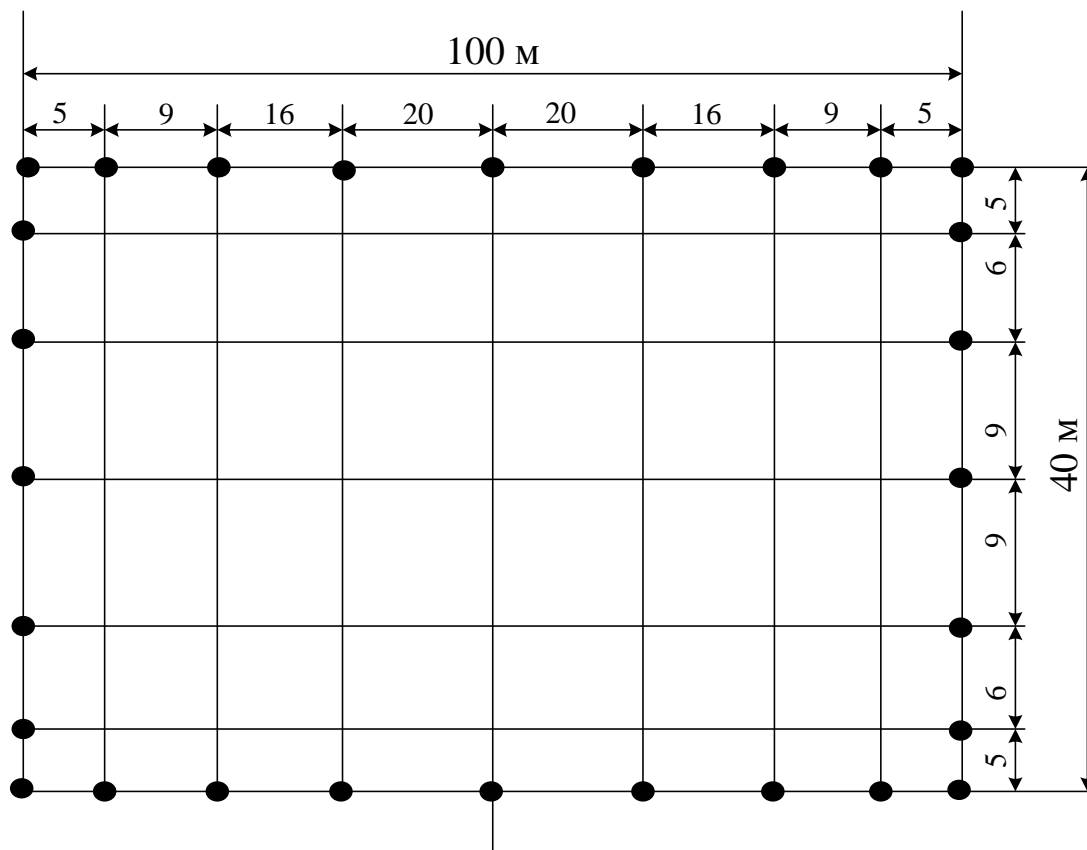


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g = 2 \cdot (40 + 100) / 28 = 10 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 300 / 30 = 10;$$

$$a / l_g = 10 / 4 = 2,5;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4000} = 63,2 \text{ (м).}$$

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{III} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (4.2)$$

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

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

L_2, L_g – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (4.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (4.4)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,5}{63,2} = 0,071 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,071 = 0,384;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{4} = 0,375.$$

$$L_2 + L_g = (40 \cdot 9 + 100 \cdot 7) + 28 \cdot 4 = 1172 \text{ м.}$$

З [16] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 2,05$.

$$\rho_{екв} = 2,05 \cdot 30 = 61,5 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{ш} = 0,384 \cdot 61,5 / 63,2 + 61,5 / 1172 = 0,43 \text{ Ом} < R_{з,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Отже, обраний заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Питання безпеки в надзвичайних ситуаціях, дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій наведено в додатку Г.

Висновки по розділу.

В даному розділі розглянуто питання охорони праці робітників ГЕС та розв'язано всі поставлені задачі, а саме:

1. Проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв релейного захисту та автоматики ЛЕП на ВРУ електростанції;

2. Розроблені організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування пристроїв РЗА ЛЕП.

3. Розраховані параметри заземлювального пристрою ВРУ 220 кВ.

3. Досліджено роботу електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розроблено заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації пристроїв РЗА.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 5.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [29].

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в таблиці 5.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст}. \quad (5.1)$$

$$k_{num} = \frac{1712880000}{90000} = 19032 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	21600000	2,0	864000	48	20736000	43200000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	12000	72,5	783000000	27	291600000	0,5	5400000	1080000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обл. призначення	2,0	80	17280000	20	4320000	-	-	21600000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	9720000	10	1080000	-	-	10800000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	51300000	5,0	2700000	-	-	54000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0	95	10260000	5	540000	-	-	10800000
7	Упорядкування території	1,0	100	10800000	-	-	-	-	10800000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	129600000	10	16200000	10	16200000	162000000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	108000000	108000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	5400000	5400000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	1080000	1080000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	108000000	108000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	97200000	97200000
	Всього			1033560000		317304000		362016000	1712880000

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної елек-

троенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (ОФ1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (ОФ2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (ОФ3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (1033560000 - 51300000) = 589356000 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 54000000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини}; \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (1033560000 - 51300000) + (317304000 - 2700000) + 362016000 = \\ &= 1069524000 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	589356000,0	7	41254920,0
ОФ2	54000000,0	28	15120000,0
ОФ3	1069524000,0	20	213904800,0
Разом	1712880000,0		270279720,0

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 589356000 \cdot 0,07 + 54000000 \cdot 0,28 + 1069524000 \cdot 0,20 = 270279720 \text{ тис. грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (5.6)$$

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

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

$k_{шт}$ для ГЕС дорівнює 0,54.

$$P = 0,54 \cdot 90 = 49 \text{ чол.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	85%
ІТР	12%
Службовці	2,2%
МОП	0,8%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	41 чол.
ІТР	6 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	9200
ІТР	14000
Службовці	10000
МОП	7200

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

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

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

n_i – кількість робітників і-ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 41 \cdot 9200 = 4482240$ грн.;

ІТР $S_{zn} = 12 \cdot 6 \cdot 14000 = 10008000$ грн.;

Службовці $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 10000 = 120000$ грн.;

МОП $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 7200 = 86400$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	41	4482240
ІТР	6	1008000
службовці	1	120000
МОП	1	86400

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.5 за формулою:

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 180 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_b, \quad (5.8)$$

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

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

$\kappa_b = 1,375$ – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд соціального страхування тощо).

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (4482240 + 86400) + 1,80 \cdot (1008000 + 120000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 8858046,12 \text{ грн.}$$

5.2.3 Інші витрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} = \\ I_{in} = \frac{(270279720 + 8858046,12) \cdot 48}{100} = 133986127,7 \text{ грн.}, \quad (5.9)$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається з [29].

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проєкті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (5.10) \\ I = 270279720 + 8858046,12 + 133986127,7 = 413123893,86 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{I \cdot 100}{E_{відп.} \cdot 1000}, \quad (5.11)$$

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

$$C = \frac{413123893,86 \cdot 100}{378530,5 \cdot 1000} = 109,14 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	270279720,00	65,42%	71,40
Заробітна плата	8858046,12	2,14%	2,34
Інші затрати	133986127,74	32,43%	35,40
Разом	413123893,86	100%	109,14

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 6.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	90
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	388560
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,85
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1712880
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	19032
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	109,14

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Ч};$$

$$K_{обс} = \frac{90}{49} = 1,85 \text{ МВт/чол.}$$

Висновки по розділу

У даному розділі були пораховані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 90 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 109,14$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування електричної частини ГЕС на прикладі гідроелектростанції потужністю 90 МВт та розрахунок релейного захисту на станції.

Відповідно до зазначеної мети в роботі розв'язано основні задачі:

1. Розроблено техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Показано актуальність та важливість використання гідроелектростанцій в сучасних умовах функціонування енергосистеми України.

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 90 МВт, яка видає потужність в місцевий район на напрузі 110 кВ та в систему на напрузі 220 кВ.

3. Розроблено головну схему електричних з'єднань та схему власних потреб електростанції. Споживачі власних потреб тримують живлення на напрузі 0,4 кВ від двох головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення споживачів ВП забезпечується від обмотки низької напруги автотрансформатора зв'язку, що дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання відповідальних споживачів власних потреб у разі зникнення напруги від головних ТВП.

4. Обрано комутаційне обладнання, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, установку постійного струму. Розраховано грозозахист та запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ 220кВ.

5. Розраховано уставки пристроїв релейного захисту гідрогенератора та обрано основні захисти на електростанції.

6. Розраховано основні техніко-економічні показники ГЕС. Собівартість електроенергії, виробленої на станції, становить 109,14 коп/кВт·год., що відповідає середнім значенням собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
2. URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliivy-bez-rozbudovi
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
4. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
5. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії / Техн. електродинаміка. 2022. № 4. С. 42-47.
6. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.
7. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
8. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2018-2025 роки. Київ. 91 с. URL: <https://de.com.ua/uploads/0/1704-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%2016-25%20%D0%B7%20%D0%B4%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf>
9. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європей-

ською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.

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

11. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

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

13. Гук Ю. Б. Основы надежности электрических установок Л.: ЛГУ, 1976. 192 с.

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

15. 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.

16. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

17. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

18. Лагутін В. М., Тептя В. В., Видмиш В. А. Релейний захист розподільних мереж. Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 70 с.

19. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.

20. Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2005. 124 с.

21. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.

22. Яндульський О. С. Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. К.: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с. URL: <https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/16600/1/PZ.pdf>

23. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

24. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 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. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

27. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

28. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.pdb-energo.ru/proektirovanie-sistemy-zazemleniya>

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

30. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

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

32. 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.

ДОДАТОК А

107

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Насна роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 90 МВт з агрегатами типу ВГС-525/99-28 з розрахунком засобів релейного захисту гідрогенератора

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)


Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 93,34 % Схожість 6,66 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):


1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

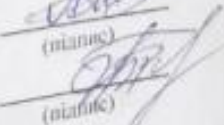
Особа, відповідальна за перевірку  Гунько І.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Знайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

Керівник роботи

 Шковира А.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

 Тепля В.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

108

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

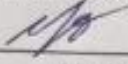
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

Д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., інш. та прозв.)



(підпис)


" 14 " 09 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
90 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС-525/99-28 З РОЗРАХУНКОМ
ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ГЕНЕРАТОРА
08-13.МКР.010.00.004 ТЗ

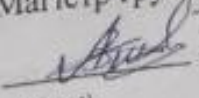
Науковий керівник: к.т.н.



Тептя В.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-21м



Шковира А. В.

(підпис)

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проєктування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проєктувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – проєктування ГЕС потужністю 90 МВт та розрахунок засобів релейного захисту генератора;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: навч. посібник. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2015. 504 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проєктування гідроелектростанції потужністю 90 МВт з шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 15 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 92 км, потужність віддається системі на напрузі 220 кВ, в місцевий район – 110 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський

завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

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

– показники технологічності: проектування ГЕС, 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 ГЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	13.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	14.09.22	17.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	18.09.22	15.10.22	розділ 2
4	Релейний захист та автоматика ГЕС	16.10.22	30.10.22	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 4
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки [30]. Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ:

- геологічні процеси: землетруси, вулканічні виверження, зсуви, карсти;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- природні пожежі: пожежі ландшафтні, степові, лісові.

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

Особливістю електромагнітного імпульсу (ЕМІ) як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Час роботи до відмови різних систем – 8 років (70080 год). Дані зводимо в таблицю В.1.

Самий уразливий елемент – фотодіоди центрального щита управління, $D_{гр} = 10^3 \text{ Р}$.

Визначаємо можливу дозу опромінення [30]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{осл}}; \quad (B.1)$$

де $K_{осл}$ – коефіцієнт ослаблення, 1;

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 10 років.

Таблиця В.1 – Експозиційні дози електричної бази електричної частини ГЕС

№	Елементи електричної частини ГЕС	$D_{гр}, \text{ Р}$	$D_{гр}, \text{ Р}$
1	Центральний щит управління	Резистори СП1-10	10^6
		Фотодіоди LEDX55	10^3
		Конденсатор К-41	10^5
		мікросхеми ТТЛДА3247	10^4
2	Агрегатний щит керування	Мікроперемикач МКФ46	10^4
		Конденсатор К-41	10^5
		Транзистор КТ531	10^5
		інтегральні схеми К1533ЛА	$5 \cdot 10^5$
3	Блок живлення	транзистор БПЛ	10^4
		Трансформатор 6/0,4 кВ	10^3
		Діод VD648	10^5
		Резистори СП1-10	10^6

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,3 (\sqrt{70080} - \sqrt{1})}{1} = 2795,5 (P).$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t, [\text{ГОД}] \quad (\text{В.2})$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,3} \right)^2 = 9089,64 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{дон}} = \frac{9089,64}{24 \cdot 365} = 1,038 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_m = 3126,71 (P).$$

Висновок. Оскільки $D_{\text{зр}} = 10^3 P < D_m = 2795,5 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{осл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,038 року (9089,6 годин).

В.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітно-

го поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_{\sigma}=40$ дБ.

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

1. Центральний щит управління;
2. Агрегатний щит керування;
3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1} = 3,5$ м, $l_{B2} = 2,8$ м, $l_{B3} = 1,7$ м, $l_{Г1} = 2,8$ м, $l_{Г2} = 2,4$ м, $l_{Г3} = 1,4$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\sigma}^{e,z} = 201g \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(e,z)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (\text{B.3})$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\sigma} = E_{\sigma} \cdot l_{\sigma}, \quad U_{\sigma} = E_{\sigma} \cdot l_{\sigma}, \quad (\text{B.4})$$

$$E_{\sigma} = E_{\sigma} \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Приймаємо $E_{\sigma} = 12,85$ (кВ/м). $E_{\sigma} = 12,85 \cdot 10^{-3} = 0,01285$ (кВ/м).

Визначаємо U_{σ} та U_{σ} .

Для центрального щита управління:

$$U_{\sigma 1} = 12,85 \cdot 2,8 = 35,98 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma 1} = 0,01285 \cdot 3,5 = 0,045 \text{ (В)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$U_{\sigma 2} = 12,85 \cdot 2,4 = 30,84 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma 2} = 0,01285 \cdot 2,8 = 0,036 \text{ (В)}.$$

Для блока живлення:

$$U_{23} = 12,85 \cdot 1,4 = 17,99 \text{ (В)};$$

$$U_{63} = 0,01285 \cdot 1,7 = 0,022 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{дон} = 12 \text{ (В)}$:

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

Визначаємо коефіцієнт безпеки. Результати розрахунків зводимо в таблицю В.2.

Таблиця В.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_g (м)	l_z (м)	U_g (В)	U_z (В)	K_{σ}^g (дБ)	K_{σ}^z (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	3,5	2,8	0,045	35,980	48,95	-9,11	не стійкий
2	Агрегатний щит керування	2,8	2,4	0,036	30,840	50,89	-7,77	не стійкий
3	Блок живлення	1,7	1,4	0,022	17,990	55,22	-3,09	не стійкий

Для центрального щита управління:

$$K_{\sigma 1}^G = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{35,98} = -9,11 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 1}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,045} = 48,95 \text{ (дБ)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$K_{\sigma 2}^G = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{30,84} = -7,77 \text{ (дБ)}$$

$$K_{\sigma 2}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,036} = 50,89 \text{ (дБ)};$$

Для блока живлення:

$$K_{\delta 2}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{17,99} = -3,09 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\delta 3}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,022} = 55,22 \text{ (дБ)}.$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_{\delta}^{6,2} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Заходи радіаційної безпеки, що застосовують на електростанціях, залежать від конкретних умов роботи з джерелами іонізуючих випромінювань і передусім від типу джерела випромінювання.

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- зменшення потужності джерел до мінімальних значень ("захист кількістю");
- скорочення часу роботи з джерелом ("захист часом");
- збільшення відстані від джерел до людей ("захист відстанню");
- екранування джерел випромінювання матеріалами, що поглинають іонізуюче випромінювання ("захист екраном").

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при взаємодії з відкритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;

- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист);
- збільшення коефіцієнта послаблення $K_{ocл}$ в 3 рази.

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

Центральний щит управління:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (B.5)$$

$$t_1 = \frac{40 - (-9,11)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,077 \text{ (см)};$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{40 - (-7,77)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,075 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-3,09)}{5,2\sqrt{15000}} = 0,068 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,077 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит керування буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,075 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,068 см.

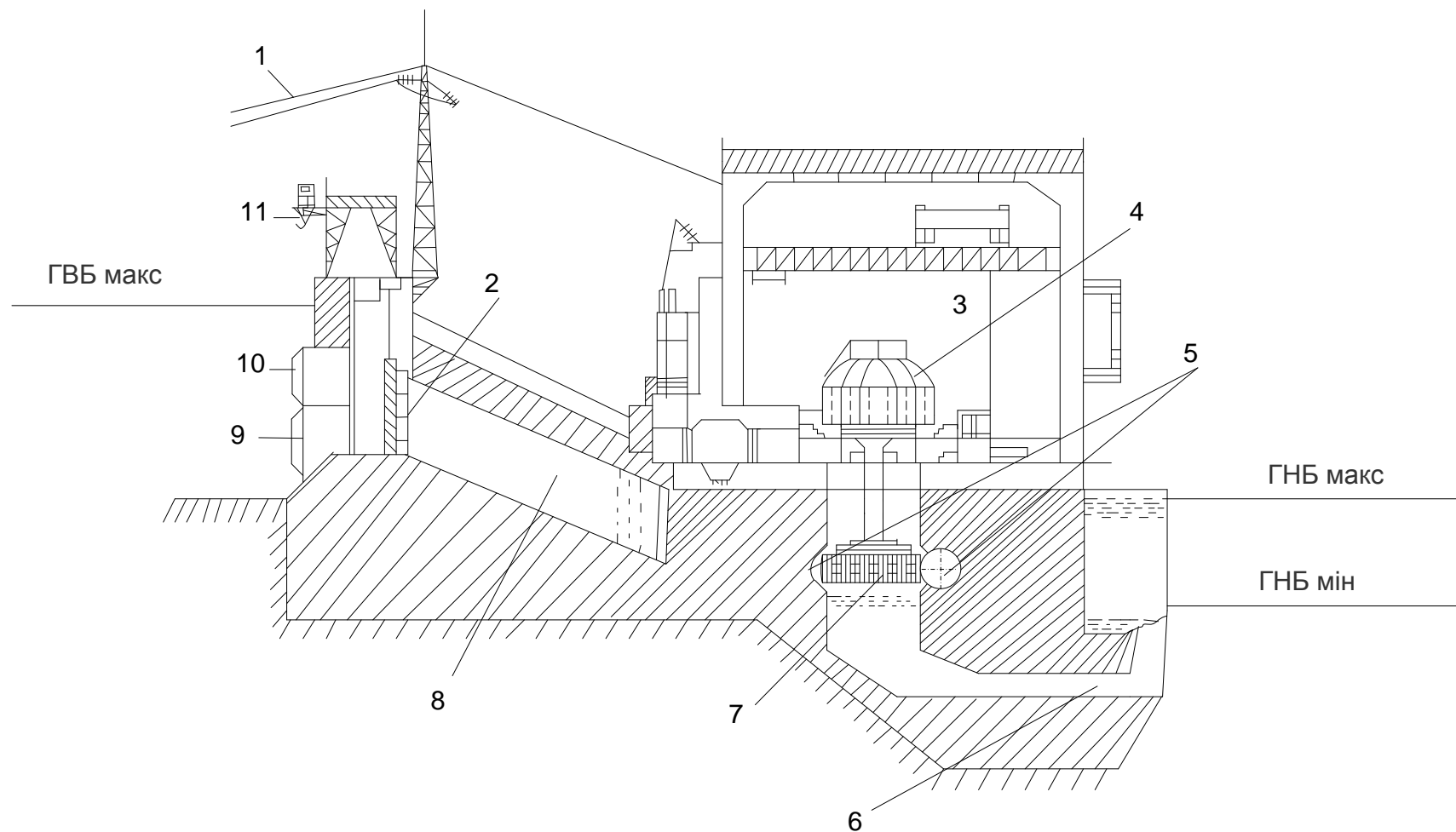
Висновки. Отже, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи електричної частини ГЕС 60 МВт в

умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті дослідження роботи електричної частини ГЕС потужністю 90 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ($K_{\sigma}^e < 40$ (дБ) і $K_{\sigma}^z < 40$ (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

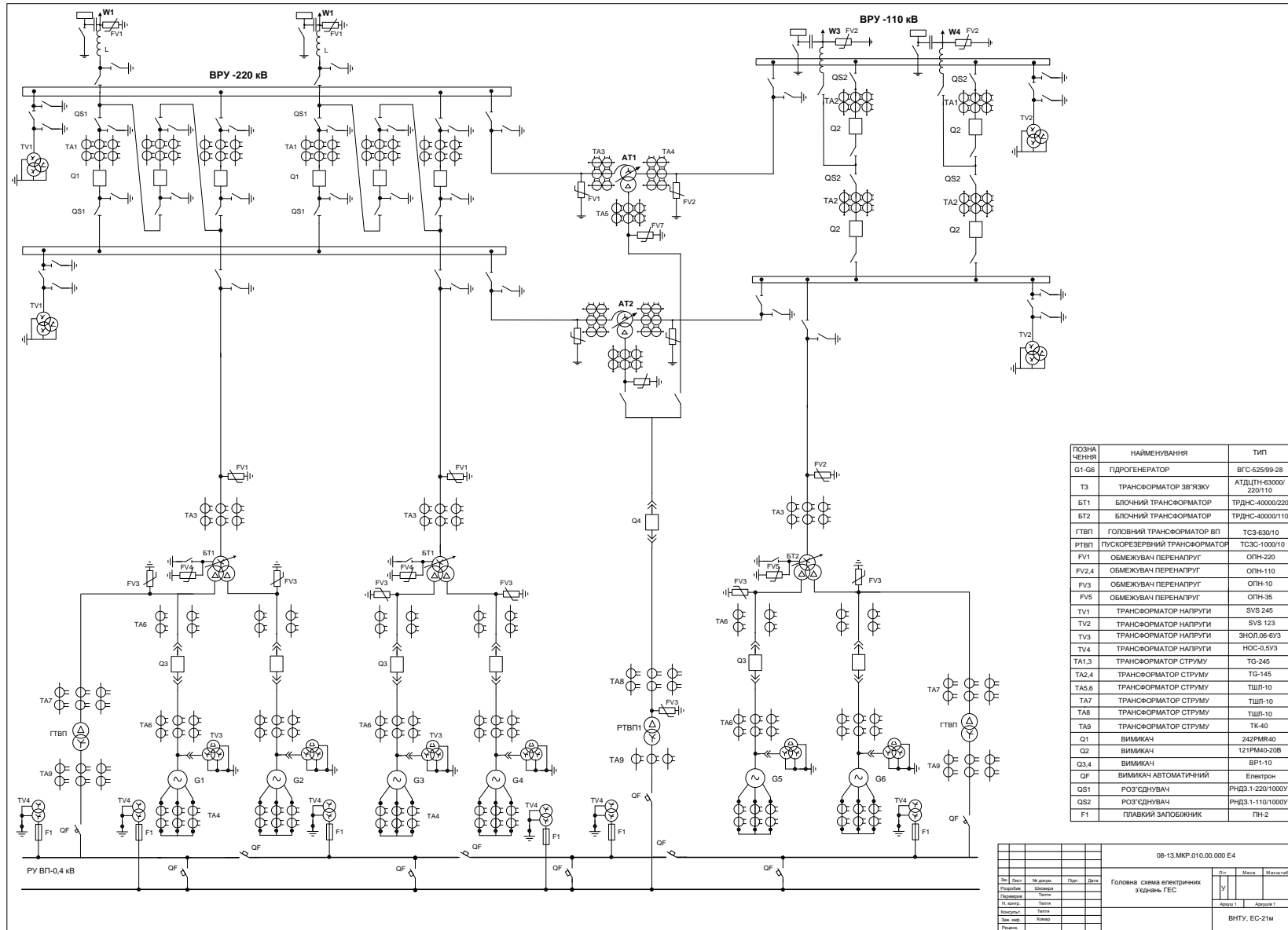
ДОДАТОК Г**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА****ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
90 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС-525/99-28 З РОЗРАХУНКОМ
ЗАСОБІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ГЕНЕРАТОРА**

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ СТАНЦІЇ



1 - проводи на ВРУ; 2 - плоский затвір; 3 - машинна зала; 4 - генератор; 5 - спіральна камера; 6 - відсмоктуюча труба; 7 - турбіна радіально-осьового типу; 8 - турбінний водовід; 9 - глибинний водоприймач; 10 - решітка; 11 - підйомний механізм щитів

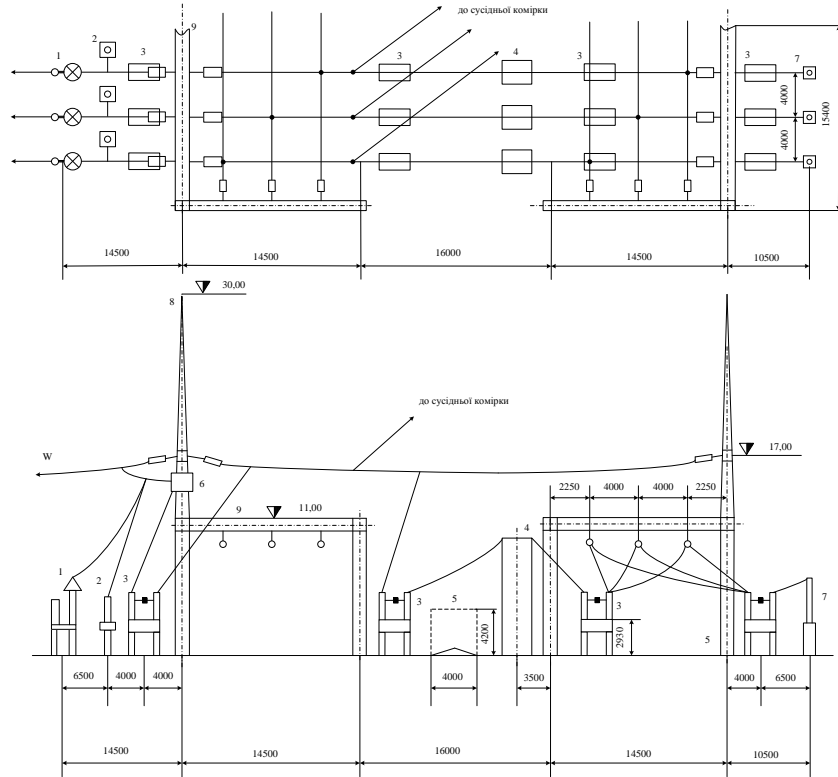
ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ



ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
G1-G6	ГІДРОЕНЕРГАТОР	ВГС-525/99-28
T3	ТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	АТДЛТН-63000/220/110
BT1	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТРДНС-40000/220
BT2	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТРДНС-40000/110
ГТВП	ГОЛОВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТСЗ-630/10
РТВП	ПУСКОРЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТСЗ-1000/10
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-220
FV2,4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-110
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-110
FV5	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-35
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS 245
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS 123
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ.06-6У3
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НОС-0.5У3
TA1,3	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-245
TA2,4	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-145
TA5,6	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШЛ-10
TA7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШЛ-10
TA8	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШЛ-10
TA9	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TK-40
Q1	ВИМКАЧ	242PWR40
Q2	ВИМКАЧ	121RM40-20B
Q3,4	ВИМКАЧ	ВР1-10
QF	ВИМКАЧ АВТОМАТИЧНИЙ	Електрон
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ.1-220/1000У1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ.1-110/1000У1
F1	ПЛАВИК ЗАПОБІЖНИК	ПН-2

08-13 МКР.010.00.000 Е4			
Зм.	Лист	№ докум.	Пит.
Розробив	Машинист		
Перевірив	Технік		
Н. зміст.	Варта		
Висновки	Технік		
Зам. наб.	Волод		
Рисув.			
Головна схема електричних з'єднань ГЕС			
		Лист	Масштаб
		Архив 1	Архив 1
ВНТУ, ЕС-21м			

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-220 КВ



№ вузла	Назва вузла
1	Обмежувач перенапруг ОПН-220У1
2	Конденсатор зв'язку
3	Роз'єднувач РНДЗ.1-220/1000У1
4	Вузол вимикача 242PМR40
5	Дорога
6	Загороджувач ВЗ-1250-0.5У1
7	Трансформатор напруги SVS-245
8	Блискавковідвід
9	Портал

08-13.МКР.010.00.000 Е4					
Зам. №	Лист	№ докум.	Розр.	Дата	Лист
Уточнення	Змінення				
Підписано	Твердо				
Ін. зміна	Твердо				
Виправл.	Твердо				
Зам. наб.	Корект				
Рисуючі					
План та поперечний розріз комірки ВРУ-220 кВ (схема встановлення з одностороннім встановленням вимикача)					Лист
					Маск
					Маск/кв
					Лист 1
					Листка 1
					ВНТУ. ЕС-21м

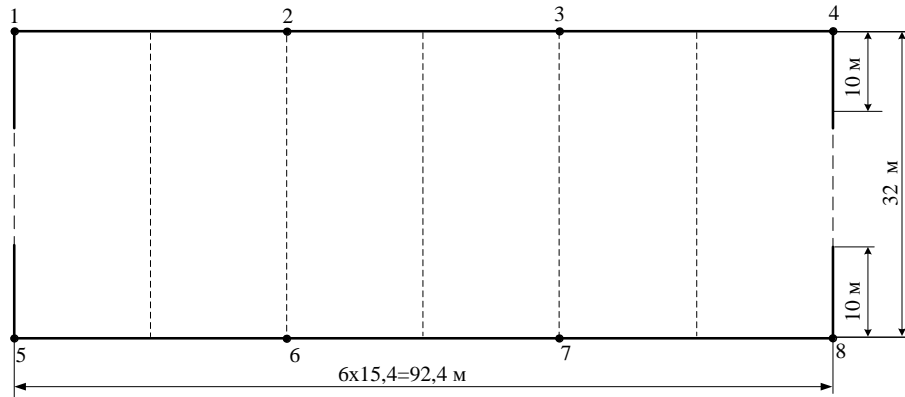
РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-220 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

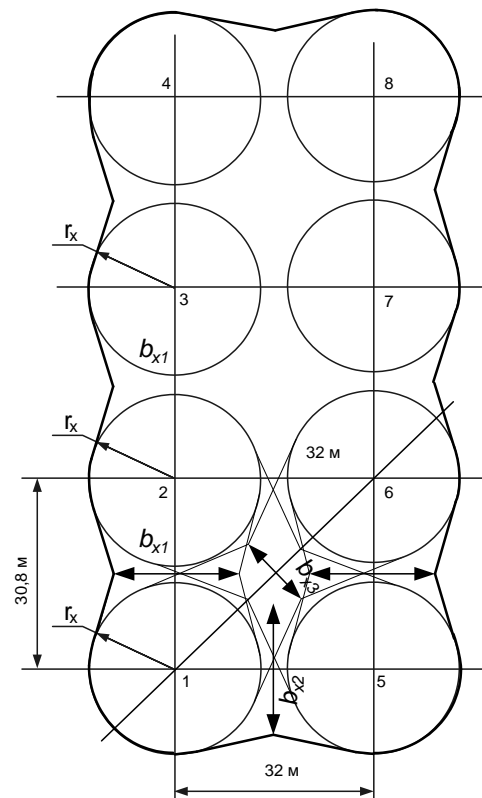
- висота блискавковідводу: $h = 30$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 17$ м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

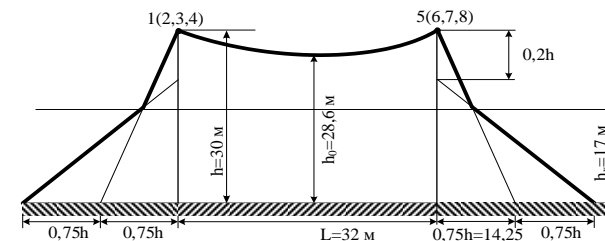
Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 5-6, 6-7, 7-8	30,8	28,69	22,33	13,1
1-5, 2-6, 3-7, 4-8	32	28,59	22,02	13,1
1-6, 2-5, 2-7, 3-6, 3-8, 4-7	44,41	27,30	18,15	13,1



План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ



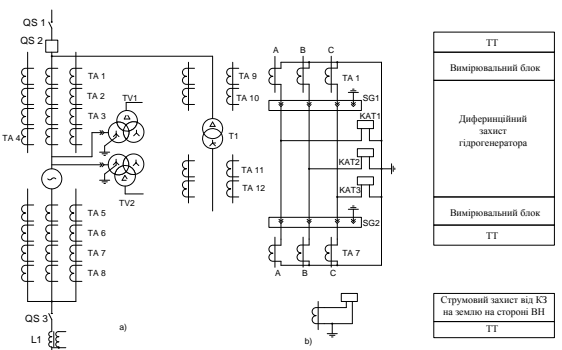
Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ



Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГІДРОГЕНЕРАТОРА

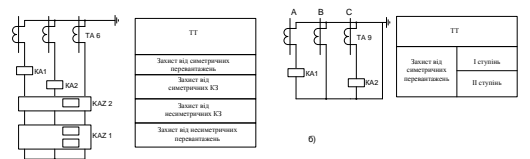
Захист гідрогенератора типу СВ-546/90-40



ТТ
Вимірвальний блок
Диференціальний захист гідрогенератора
Вимірвальний блок
ТТ

Струмний захист від КЗ на землю на стороні ВН

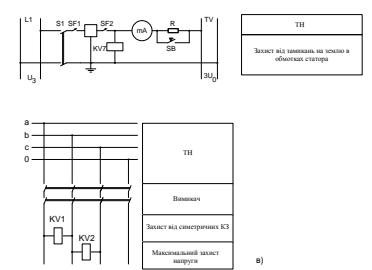
ТТ



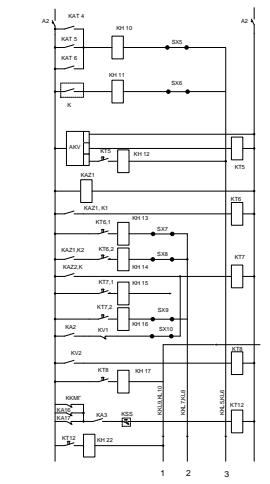
ТТ
Захист від несиметричних перевантажень
Захист від симетричних КЗ
Захист від асиметричних КЗ
Захист від несиметричних перевантажень

І ступінь

ІІ ступінь

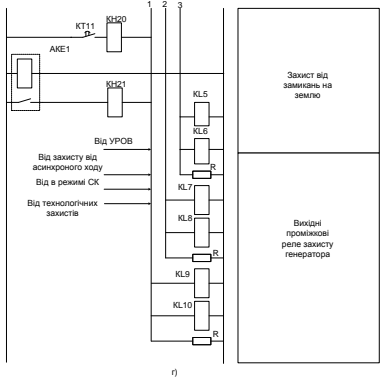


ТТ
Захист від замикання на землю в обмотках статора

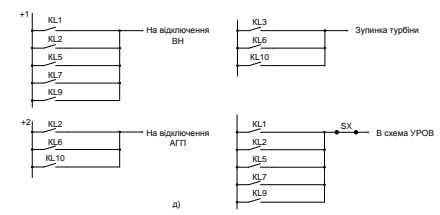


Диференціальний захист генератора
Пристрій пожежогащення генератора
Основний захист від замикань на землю в обмотці статора генератора
Ланцюг живлення реле KAZ1
І ступінь
ІІ ступінь
ІІІ ступінь
Захист від зовнішніх несиметричних КЗ
Захист від зовнішніх симетричних КЗ
Захист від підвищення напруги
Захист від втрати збудження

Струмний захист зворотної послідовності



Захист від замикання на землю
Висхідні проміжкові реле захисту генератора



На відключення ВН
На відключення АТП
Зупинка турбіни
В схема УРОВ

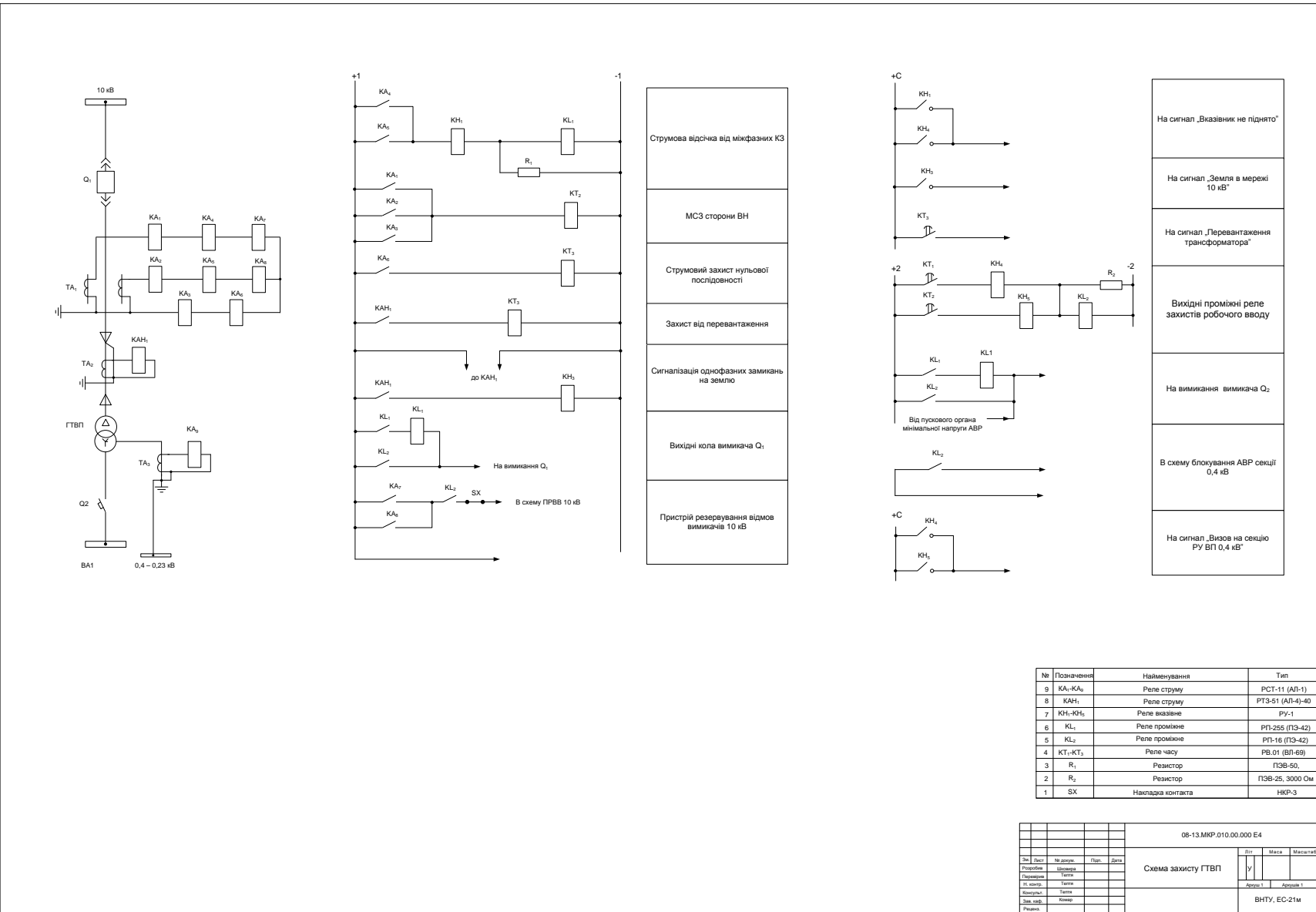
Сигнал „казивник не піднятий“

КН1
КН22
KT13
KT12
КТ6
ТТ

Симетричне перевантаження статора
Перевантаження ротора
Несиметричне перевантаження статора

08-13.МКР.010.00.000 E4			
Зап. лист	На замов.	Підп.	Дата
Розробка	Шляхова		
Перевірка	Татка		
ТТ введена	Татка		
Висновки	Татка		
Зам. лист	Клименко		
Результат			
Релейний захист гідрогенератора типу ВГС-525/99-28			
Лист 1	Листок 1		
ВНТУ, ЕС-21м			

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ГОЛОВНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ



№	Позначення	Найменування	Тип
9	KA ₁ -KA ₆	Реле струму	РСТ-11 (АЛ-1)
8	КАН ₁	Реле струму	РТЗ-51 (АЛ-4)-40
7	КН ₁ -КН ₂	Реле вказівне	РУ-1
6	КЛ ₁	Реле проміжне	РП-25Б (ПЗ-42)
5	КЛ ₂	Реле проміжне	РП-16 (ПЗ-42)
4	КТ ₁ -КТ ₂	Реле часу	РВ.01 (ВР-69)
3	R ₁	Резистор	ПЗВ-50,
2	R ₂	Резистор	ПЗВ-25, 3000 Ом
1	SX	Накладка контакта	НКР-3

08-13.МКР.010.00.000 Е4			
Екз.	Лист	№ докум.	Поп.
Розробив	Шукмар		
Перевірив	Тетяна		
Н. в. вив.	Тетяна		
Конструюв.	Тетяна		
Дир. наб.	Микола		
Рисувач			

Схема захисту ГТВП		Вп.	Маса	Масштаб
		у		
		Архив 1	Архив 1	
		ВНТУ, ЕС-21м		

РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (100 \times 40) = 4000 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

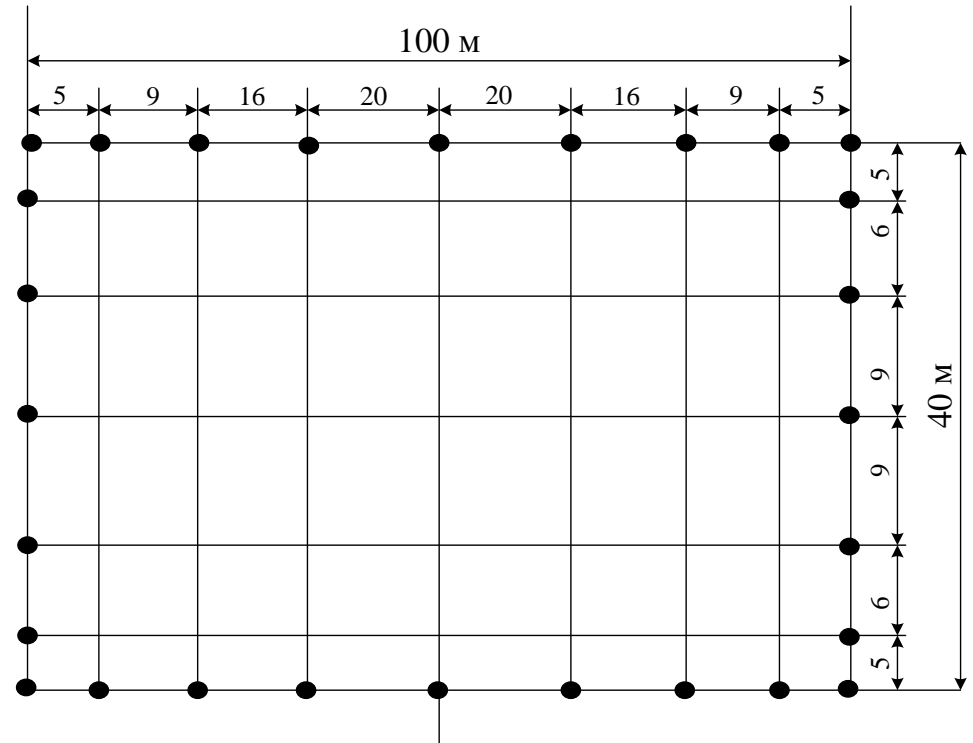
$$\rho_1 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – супісок; склад однорідний;

вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 28$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стрижнів діаметром 20 мм .



План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	270279720,00	65,42%	71,40
Заробітна плата	8858046,12	2,14%	2,34
Інші затрати	133986127,74	32,43%	35,40
Разом	413123893,86	100%	109,14

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	90
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	388560
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,85
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1712880
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	19032
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	109,14