

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

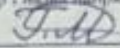
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 88 МВт з агрегатами типу ВГС-440/120-20 з розрахунком захисту розподільної установки»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

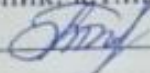
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)



Гусяков М. П.

(прізвище та ініціали)

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

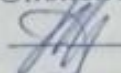


Тепля В. В.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Опонець: Доц. каф. ЕССЕМ, ст.н.доц.



Гусяков М. В.

(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

 Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

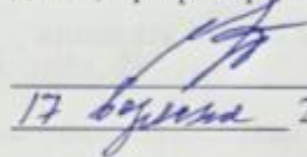
Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



17 вересня 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гуслякову Миколі Павловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 88 МВт з агрегатами типу ВГС-440/120-20 з розрахунком захисту розподільної установки»

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

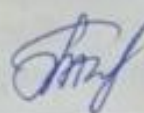
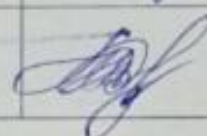
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Відстань до енергосистеми: $l=30$ км; вид промисловості району – прядильно-ткацьких фабрик; максимальне навантаження району 8 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему: $P_{\Sigma}=62$ МВт; номінальна потужність системи: $S_{\Sigma\text{ном}}=8700$ МВА; номінальний опір системи: $x_{\Sigma\text{ном}}=0,4$ в.о.; номінальна напруга системи: $U_{\Sigma\text{ном}}=35$ кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проектування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Захист відкритих розподільних установок. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти схем ГЕС. 2. Розріз головної будівлі станції. 3. Схема електричних з'єднань головного. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-35 кВ. 5. Схема установки постійного струму ГЕС. 6. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-35 кВ. 7. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ. 8. Техніко-економічні показники станції

6. Консультанти розділів роботи

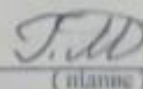
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

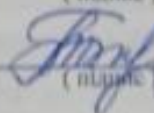
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	вик.
2	Обґрунтування проектування ГЕС	21.09.24	26.09.24	вик.
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	вик.
4	Захист відкритої розподільної установки	11.10.24	28.10.24	вик.
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	вик.
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	вик.
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	вик.
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	вик.
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	вик.
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	вик.
	Захист МКР	За графі- ком		

Студент


(підпис)

М. П. Гусляков

Керівник роботи


(підпис)

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Гусяков Микола Павлович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 88 МВт з агрегатами типу ВГС-440/120-20 з розрахунком захисту розподільної установки». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 85 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 28 назв; рис.: 14; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину гідроелектростанції потужністю 88 МВт. Розроблено обґрунтування проектування електростанції. В електротехнічній частині розраховано графіки електричних навантажень, обрано гідроагрегат. Запропоновано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок (ВРУ) 35 кВ та 10 кВ, схему живлення власних потреб. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею. Виконано розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ. Проведено розрахунок захисту ВРУ ГЕС. Виконано аналіз небезпечних і шкідливих виробничих факторів та запропоновано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок на електростанції.

Ключові слова: гідроелектрична станція, відкрита розподільна установка, захист, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань

ABSTRACT

Mykola P. Guslyakov «Electrical part of the 88 MW hydroelectric power plant with VGS-440/120-20 units with calculation of protection of the switchgear». Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 85 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 28 titles; Fig.: 14; table 29.

In the master's qualification work, the electrical part of the 88 MW hydroelectric power plant is designed. A justification for the design of the power plant was developed. In the electrical part, he calculated the schedules of electrical loads and selected a hydraulic unit. A structural diagram of the plant, schemes of 35 kV and 10 kV open switchgear (OSG), and a power supply scheme for auxiliary needs were proposed. Switchgear, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, overvoltage limiting devices, and a battery were selected. Calculation of lightning protection and earthing device of 35 kV outdoor switchgear was performed. The protection of the HPP switchgear was calculated. The analysis of hazardous and harmful production factors is carried out and measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations at the power plant are proposed.

Keywords: hydroelectric power plant, open switchgear, protection, auxiliary needs, earthing device, electrical connection diagram

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Графіки електричних навантажень.....	11
2.2 Вибір основного обладнання	15
2.3 Проектування структурної схеми станції.....	16
2.4 Вибір схеми власних потреб станції	22
2.5 Вибір схем ВРУ 35 та 10 кВ.....	22
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	31
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	43
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....	45
2.9 Вибір струмоведучих частин	46
2.10 Вибір кабелів	49
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	50
3 ЗАХИСТ ВІДКРИТИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	54
3.1 Призначення контура заземлення	54
3.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-35 кВ	57
3.3 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджу- вачів	60
3.4 Вибір акумуляторної батареї	62
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	65
4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуван- ням пристроїв релейного захисту ГЕС	65

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування пристроїв релейного захисту ЛЕП ГЕС потужністю 88 МВт.....	67
4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	67
4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	68
4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ	68
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	74
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС	74
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	74
5.2.1 Амортизація основних фондів	76
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	77
5.2.3 Інші витрати.....	79
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	80
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	81
ВИСНОВКИ	82
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	83
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	86
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	87
Додаток В (обов'язковий). Ілюстративна частина	91

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
БТ – блочний трансформатор;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;
ГГ – гідрогенератор;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ГТВП – головний трансформатор власних потреб
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ОЕС – об’єднана електроенергетична система;
РУ – розподільна установка
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпечення енергетичної незалежності України передбачає активне розширення ресурсної бази, збільшення видобутку первинних енергоресурсів, розвиток вітчизняних потужностей для їхньої переробки, створення стратегічних запасів і резервів, а також диверсифікацію джерел та маршрутів постачання [1]. Забезпечення стабільної роботи енергетичної інфраструктури через модернізацію, зниження аварійності та продовження експлуатаційного ресурсу обладнання є ключовим завданням, яке постає перед енергетиками України. Важливим є технічне та технологічне оновлення ключових підприємств галузі. Тому виникають завдання, які потрібно буде вирішувати після нашої перемоги:

- Обмеження імпорту енергоресурсів з одного джерела до 30% (окремо визначаються показники для ядерного палива).
- Мінімізація імпорту за рахунок:
 - ✓ активного нарощування видобутку вуглеводнів у межах України;
 - ✓ ефективного використання наявних ресурсів;
 - ✓ інтенсивного розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ);
 - ✓ оптимізації енергетичного балансу країни.
- Відновлення розвідки, освоєння та видобутку вуглеводнів на континентальному шельфі та в межах виключної економічної зони України з створенням сприятливих умов для вітчизняних і закордонних інвесторів.
- Скорочення залежності від антрацитового вугілля.
- Удосконалення захисту критичної інфраструктури, використовуючи досвід країн НАТО та ЄС, а також створення ефективної системи кризового управління в енергетиці.
- Впровадження сучасних практик з охорони довкілля [1, 2].

Забезпечення стабільного функціонування об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України в сучасних умовах відсутності маневрових генерувальних потужностей та суттєвої частки базової потужності є одним з найпроблемніших питань. Тому для вирішення цієї проблеми потрібно забезпечи-

ти введення нових мобільних потужностей, які підтримають оптимальну роботу ОЕС. Таку функцію в основному виконують гідро- та акумулюючі електростанції, потужність яких на сьогодні недостатня [3, 4].

Розвиток гідроенергетики пов'язаний з реконструкцією та модернізацією існуючих ГЕС та будівництвом гідроакумулюючих станцій (ГАЕС). За умови сумісної роботи гідроелектростанцій з тепловими та атомними ЕС навантаження енергосистеми розподіляється між ними таким чином, щоб при заданій витраті води протягом заданого періоду, забезпечити попит на електроенергію з мінімальними витратами палива в енергосистемі. Досвід експлуатації показує, що протягом більшої частини року ГЕС використовують в пікових режимах навантаження. Отже, протягом доби робоча потужність ГЕС має змінюватися в широких межах – від найменшої в години, коли навантаження споживачів мале, до найбільшого, в години максимального навантаження системи. При такому використанні ГЕС, навантаження ТЕС вирівнюється та їх робота стає економічнішою [5, 6].

Отже, проектування нових ГЕС є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування об'єднаної електроенергетичної системи України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 88 МВт з розрахунком захисту відкритих розподільних установок.

Відповідно до зазначеної мети в роботі поставлені такі **основні завдання**:

- аналіз засобів та методів проектування електричної частини гідроелектростанцій;
- проектування головної електричної схеми з'єднань ГЕС потужністю 88 МВт;
- вибір системи живлення споживачів власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, установки постійного струму, розрахунок грозозахисту та

проектування заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ;

- розрахунок захисту розподільної устатковки ГЕС;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання ГЕС;
- розрахунок техніко-економічних показників ГЕС потужністю 88 МВт.

Об’єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина гідроелектростанції.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених завдань застосовуються 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.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024).

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС

Згідно з положеннями Енергетичної стратегії України до 2035 року, розвиток енергетичного сектора спрямований на функціонування в умовах нового ринку електроенергії та інтеграцію Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України до енергетичної системи ЄС. Протягом останніх років (за винятком 2022–2023 років) було досягнуто значного прогресу в цьому напрямку: здійснено реформи енергоринку та реалізовано кроки для синхронізації української енергосистеми з ENTSO-E [1].

Аналіз структури виробництва електроенергії на різних типах електростанцій свідчить, що їхній виробничий потенціал використовується нерівномірно для задоволення споживчих потреб. Однією з причин цього є недостатня кількість маневрених потужностей для покриття змінного добового графіка навантажень в ОЕС України.

Найбільш мобільним видом генерувальних потужностей є гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС). Вони забезпечують резерви потужності, що дозволяє регулювати частоту в системі та покривати змінні частини графіків навантажень протягом доби.

Основним джерелом електроенергії в Україні залишаються атомні електростанції (АЕС), які працюють у базовій частині графіка. Для покриття пікових навантажень і регулювання провалів найефективнішими є саме ГЕС і ГАЕС [5-9].

Серед інших маневрених джерел є відновлювані джерела енергії (ВДЕ). Проте їх використання обмежується погодними умовами: наприклад, сонячні електростанції не працюють уночі, а вітроелектростанції залежать від швидкості й напрямку вітру. У цьому контексті ГЕС виступають найкращою альтернативою для забезпечення маневрених потужностей.

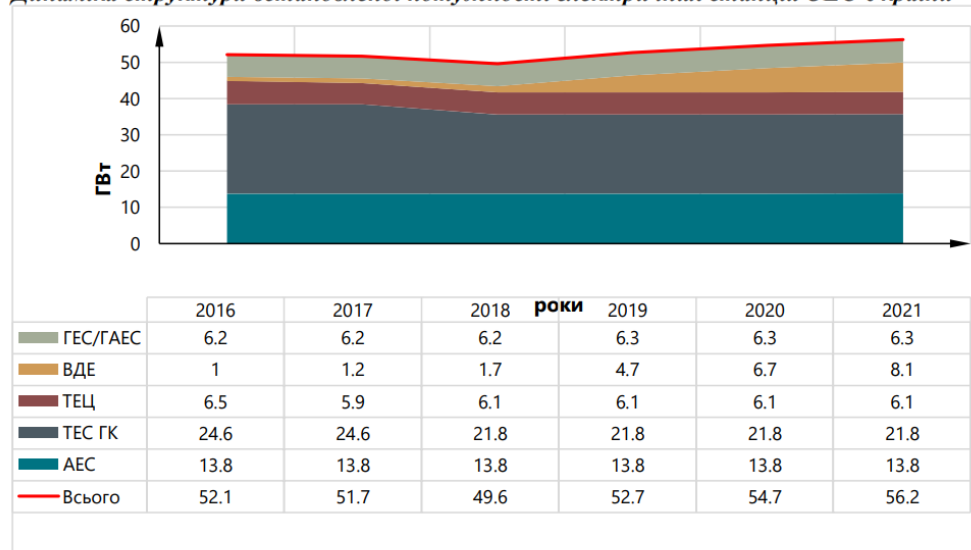
Гідроелектростанції мають низку переваг, зокрема:

- високий коефіцієнт корисної дії;
- можливість регулювання частоти в енергосистемі;

- надання резерву потужності в ОЕС України;
- відновлюваність ресурсів;
- відсутність паливної складової, що знижує собівартість виробництва електроенергії;
- ефективна взаємодія з ТЕС та АЕС;
- висока рентабельність та мінімальні експлуатаційні витрати;
- мінімальний вплив на довкілля.

На рисунку В.1 наведена структура встановленої потужності електростанцій (ЕС) об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України станом на 2021 рік. Загальна встановлена потужність ЕС ОЕС України складала 56,247 ГВт. З них 49,7 % припадає на теплові електростанції (КЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,6 % – на атомні електростанції, 11,2 % – на гідроелектростанції та гідроакумулюючі електростанції, 14,5 % – на електростанції, що працюють на відновлюваних джерелах енергії – ВЕС, СЕС, БіоЕС (станом на 31.12.2021 р.) [5].

*Динаміка структури встановленої потужності електричних станцій ОЕС України**



* без урахування ТНКТ АР Крим, Донецької та Луганської областей

Рисунок В.1 – Динаміка структури встановленої потужності електричних станцій ОЕС України (станом на 31.12.2021 р.)

Основні гідроенергетичні потужності зосереджені на десяти ГЕС та трьох гідроакумулюючих станціях (ГАЕС), які входять до складу ПрАТ

«Укргідроенерго», на річках Дніпро, Дністер, Південний Буг, Терებля і Ріка (Терებле-Ріцька ГЕС) [1, 3].

Реконструкція старих та будівництво нових ГЕС сприятимуть підвищенню надійності й стійкості ОЕС України, а також енергоефективності через модернізацію обладнання, впровадження автоматизованих систем безпеки гідротехнічних споруд та зменшення екологічних ризиків.

При проєктуванні нових ГЕС важливим є вибір основного обладнання, насамперед гідроагрегатів. Тип гідротурбіни визначається характеристиками річки, висотою напору між верхнім і нижнім б'єфом. Це потребує детального аналізу конструктивних особливостей гідротурбін, що використовуються як на діючих, так і на проєктованих ГЕС і ГАЕС.

Таким чином, будівництво ГЕС потужністю 88 МВт є важливим кроком в здійсненні енергетичної безпеки України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

Режими роботи електричних станцій задаються електричними графіками навантаження району, який обслуговує станція та системи. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрати на власні потреби станції.

Під час розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат потужності постійних та змінних приймаємо [10]:

а) в мережах району: $\Delta P_{1*}' = 0,01$; $\Delta P_{2*}'' = 0,06$;

б) в мережах системи: $\Delta P_{1*}'' = 0,02$; $\Delta P_{2*}'' = 0,14$;

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

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

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 8 = 0,08 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 62 = 1,24 \text{ МВт}.$$

Визначаємо змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2pt} = \frac{P_{2*}' \cdot P_{pt}^2}{P_{p.\max}}; \quad (2.3)$$

$$\Delta P_{2ct} = \frac{P_{2*}'' \cdot P_{ct}^2}{P_{pc.\max}}; \quad (2.4)$$

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 3,84^2}{8} = 0,11 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = \frac{0,14 \cdot 55,8^2}{62} = 7,03 \text{ МВт.}$$

Потужність, що видається до шин розподільних установок різних напруг

$$P_{\text{рвид.т}} = P_{\text{pt}} + \Delta P_{\text{lp}} + \Delta P_{\text{2pt}}; \quad (2.5)$$

$$P_{\text{свид.т}} = P_{\text{ct}} + \Delta P_{\text{lc}} + \Delta P_{\text{2ct}}; \quad (2.6)$$

$$P_{\text{рвид.1}} = 3,84 + 0,08 + 0,11 = 4,03 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{свид.1}} = 55,8 + 1,24 + 7,03 = 64,07 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{\text{рвид.т}} = P_{\text{рвид.т}} + P_{\text{свид.т}}; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{вид.1}} = 4,03 + 64,07 = 68,1 \text{ МВт.}$$

Втрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВПт}} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.мак}}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{ВП1}} = \left(0,4 + 0,6 \frac{68,1}{88} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 80,48 = 1,39 \text{ МВт},$$

де $P_{\text{вст}}$ – установлена потужність електростанції;

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження механізмів власних потреб, %;

$P_{\text{вид.мак}}$ – максимальна потужність, яка видається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{вид.т}} + P_{\text{ВПт}}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{вир.т}} = 68,1 + 1,39 = 69,49 \text{ МВт.}$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для зими та літа (табл.. 2.1). За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p,t}$, $P_{c,t}$, $P_{вир,t}$) і річний графік за тривалістю (табл.. 2.2, (рис. 2.1)).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (табл.. 2.3).

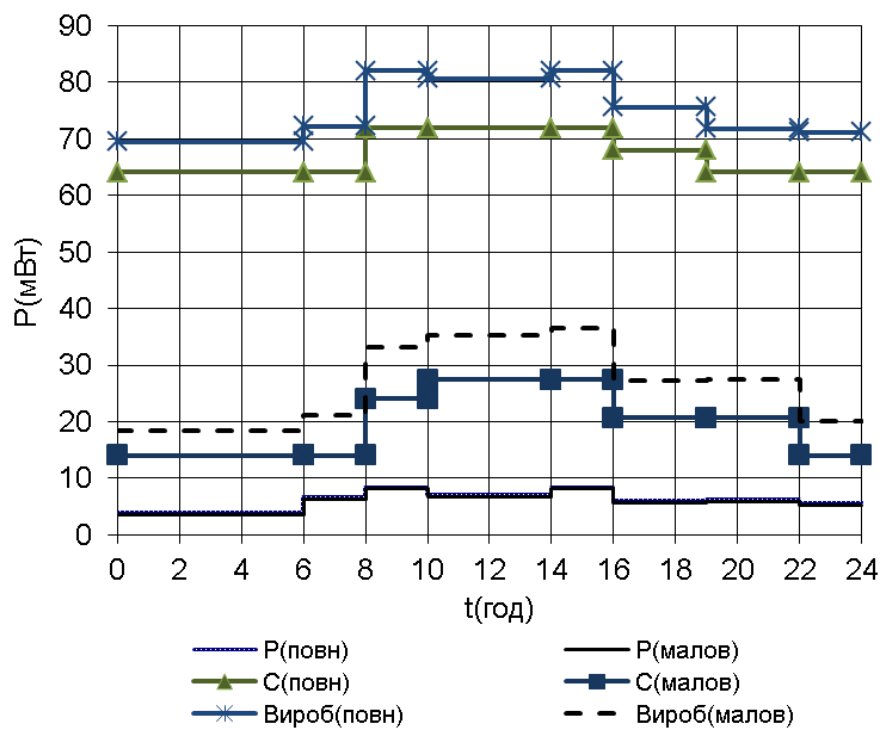
Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-10	10-14	14-16	16-19	19-22	22-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	48	80	100	85	100	73	75	68
	Маловод	43	75	95	80	95	68	70	63
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	3,84	6,4	8	6,8	8	5,84	6	5,44
	Маловод	3,44	6	7,6	6,4	7,6	5,44	5,6	5,04
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Маловод	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,11	0,31	0,48	0,35	0,48	0,26	0,27	0,22
	Маловод	0,09	0,27	0,43	0,31	0,43	0,22	0,24	0,19
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	4,03	6,79	8,56	7,23	8,56	6,18	6,35	5,74
	Маловод	3,61	6,35	8,11	6,79	8,11	5,74	5,92	5,31
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	90	90	100	100	100	95	90	90
	Маловод	20	20	35	40	40	30	30	20
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	55,8	55,8	62	62	62	58,9	55,8	55,8
	Маловод	12,4	12,4	21,7	24,8	24,8	18,6	18,6	12,4
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
	Маловод	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	7,03	7,03	8,68	8,68	8,68	7,83	7,03	7,03
	Маловод	0,35	0,35	1,06	1,39	1,39	0,78	0,78	0,35
Потужність, що віддається в систему	Повновод	64,07	64,07	71,92	71,92	71,92	67,97	64,07	64,07
	Маловод	13,99	13,99	24,00	27,43	27,43	20,62	20,62	13,99
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	68,10	70,86	80,48	79,15	80,48	74,15	70,42	69,81
	Маловод	17,60	20,34	32,12	34,22	35,54	26,36	26,54	19,30
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	1,39	1,42	1,53	1,51	1,53	1,46	1,42	1,41
	Маловод	0,84	0,87	1,00	1,02	1,03	0,93	0,94	0,86
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	69,49	72,28	82,01	80,66	82,01	75,61	71,84	71,22
	Маловод	18,43	21,20	33,11	35,24	36,58	27,30	27,47	20,15

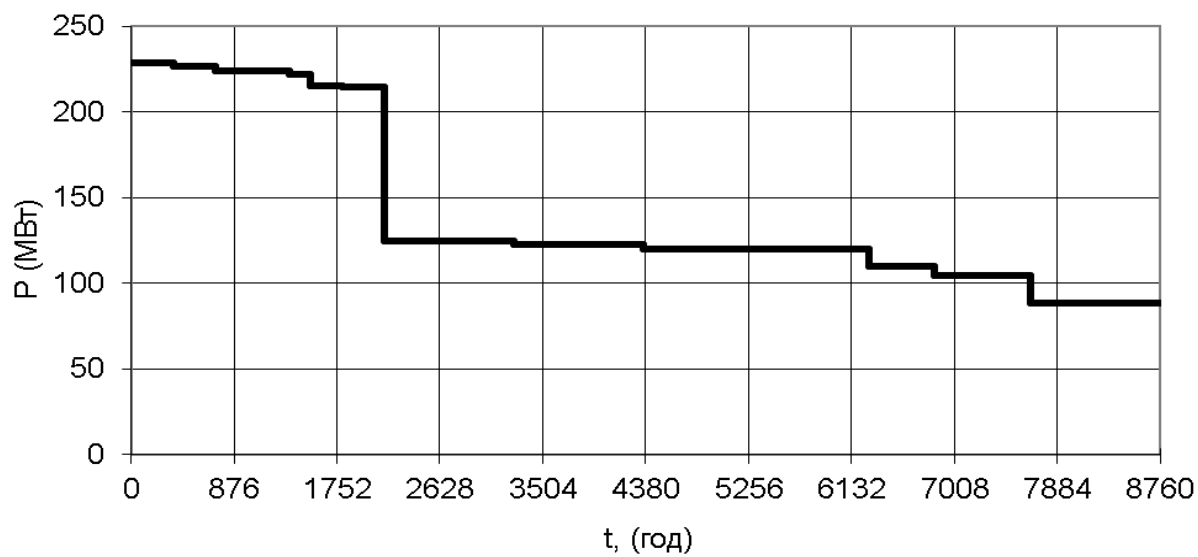
Примітки:

а) тривалість багатоводного сезону – 100 діб;

б) тривалість маловодного сезону – 265 діб.



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка

P, МВт	82,01	82,01	80,66	75,61	72,28	71,84	71,22	69,49
t, год	200	200	400	300	200	300	200	600
t _Σ , год	200	400	800	1100	1300	1600	1800	2400
P, МВт	36,58	35,24	33,11	27,47	27,30	21,20	20,15	18,43
t, год	530	1060	530	795	795	530	530	1590
t _Σ , год	2930	3990	4520	5315	6110	6640	7170	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	82,01
Річне вироблення електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	348748,5
Установлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	88
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	39,81
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,49
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,45
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4252,66
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	3963,05
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,07
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПт}_i} \cdot t_i$	9364,6
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	339384
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	2642,8

2.2 Вибір основного обладнання

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.

Згідно завдання обираємо гідрогенератор типу ВГС 440/120-20 [11]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Номінальні параметри гідрогенератора

Тип гідрогенератора	ВГС 440/120-20
$S_{Г.НОМ}$, МВА	27,5
$P_{Г.НОМ}$, МВт	22
$U_{Г.НОМ}$, кВ	6,3
$I_{Г.НОМ}$, кА	2,52
$\cos\varphi_{НОМ}$	0,8
η , %	96,8
$n_{НОМ}$, об/хв	300
Опори в.о.:	
X''_{d*}	0,21
X'_{d*}	0,3
X_{d*}	1,35
ВКЗ	0,84
$I_{фНОМ}$, А	828
$U_{фНОМ}$, В	140
K_f , об/хв	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	Р-О

2.3 Проектування структурної схеми станції

Розрахуємо кількість ліній, що відходять від РУ ЕС та намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2) [10]:

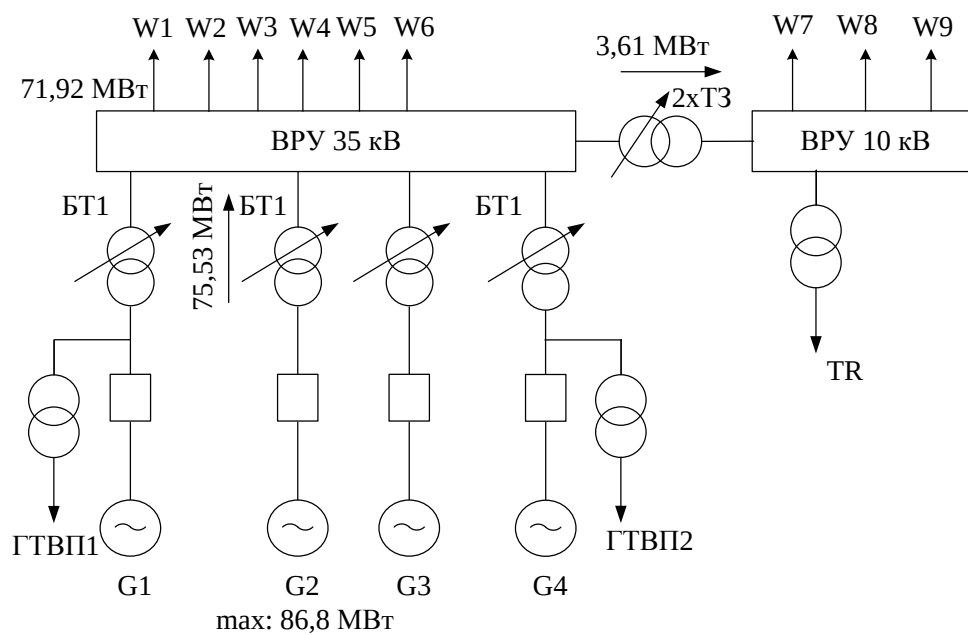
$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (2.10)$$

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

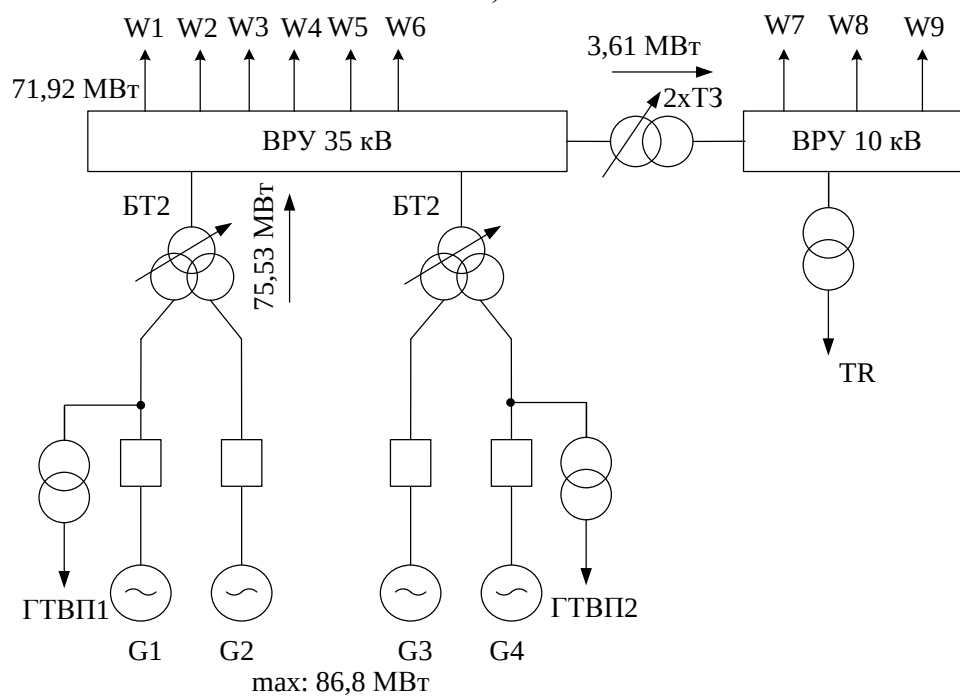
$P_{ГР}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{\text{лєп35}} = \frac{71,92}{15} + 1 = 5,79 \approx 6 \text{ (шт.)};$$

$$n_{\text{лєп10}} = \frac{3,61}{3} + 1 = 2,2 \approx 3 \text{ (шт.)}.$$



a)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Розраховуємо потужність головних трансформаторів ВП [10, 12]:

$$S_{\text{ГТВПрозр}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (2.11)$$

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

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{\text{ГТВПрозр}} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 2 \cdot 22 = 0,616 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [12]:

$$S_{\text{TR,розр}} = 1,58 \cdot S_{\text{ГТВПрозр}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{TR,розр}} = 1,58 \cdot 0,616 = 0,973 \text{ МВА.}$$

Приймаємо для установлення як ГТВП трансформатори типу ТСЗ-630/10, а як TR – ТСЗ-1000/10 [11] (таблиця 2.5).

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{\text{БТ1,розр}} = 27,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2,розр}} = 2 \cdot 27,5 - 0,616 = 54,38 \text{ МВА.}$$

Вибір трансформатора зв'язку. Встановлюємо два трансформатори зв'язку.

$$S_{\text{ТЗ}} = 3,61/1,4 = 2,58 \text{ МВА.}$$

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позна- чення	Тип	S _{ном} МВА	U _{ном} , кВ	U _к %	ΔP _х кВт	ΔP _{кз} кВт	I _х , %	п, шт
БТ1	ТРДН – 32000/35	32	$\frac{36,75}{6,3}$	12,7	29	145	0,6	4/0
БТ2	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{36,75}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	0/2
ГТВП	ТСЗ-630/10	0,63	$\frac{6}{0,4}$	5,5	2,0	7,3	5,5	2/2
ТР	ТСЗ-1000/10	1,0	$\frac{10}{0,4}$	5,5	3,0	11,2	5,5	1/1
ТЗ	ТМН-4000/35	4,0	$\frac{35}{11}$	7,5	5,6	33,5	0,9	2/2

Приведені затрати визначаємо згідно [10, 11]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.13)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

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

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.14)$$

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

$B = 32$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.15)$$

де n – кількість трансформаторів, що працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати холостого ходу й короткого замикання силових трансформаторів, кВт;

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	4/0	3280	13120	–
БТ-2	0/2	4500	–	9000
ТЗ	2/2	750	1500	1500
Вимикачі:				
- 35 кВ	14/12	250	3500	3000
- 10 кВ	6/6	77	462	462
- генераторні	2/4	69	138	276
Сума			18720	14238

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \cdot \sum \omega_{ti} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.16)$$

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

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

ΔP_i – потужність, яка втрачається, МВт;

T_i – час простою, год.

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{ti} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
БТ1	0,012	22	70
БТ2	0,012	43,5	70
ТЗ	0,007	0	65

$$M(3)_I = 20 \cdot [0,012 \cdot 4 \cdot 22 \cdot 70 + 0,007 \cdot 2 \cdot 3,61 \cdot 65] = 1543,7 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{II} = 20 \cdot [0,012 \cdot 2 \cdot 43,5 \cdot 70 + 0,007 \cdot 2 \cdot 3,61 \cdot 65] = 1526,9 \text{ (тис.грн).}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= \Delta W_{BT1} + \Delta W_{T3}; \\ \Delta W_I &= (4 \cdot 29 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 145 \cdot \left(\frac{94,41}{32}\right)^2 \cdot 2642,8) + (2 \cdot 5,6 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{4,51}{4}\right)^2 \cdot 2642,8) = 2004435,77 \text{ (кВт·год);} \\ \Delta W_{II} &= \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T3}; \\ \Delta W_{II} &= (2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{94,41}{63}\right)^2 \cdot 2642,8) + (2 \cdot 5,6 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{4,51}{4}\right)^2 \cdot 2642,8) = 1772258,96 \text{ (кВт·год).} \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 18720 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 2004435,77 = 2401,1 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 14238 + 32 \cdot 10^{-5} \cdot 1772258,96 = 1905,5 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 18720 + 2401,1 + 1543,7 = 6191,2 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 14238 + 1905,5 + 1526,9 = 5140,96 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	18720	14238
Щорічні експлуатаційні витрати	2401,1	1905,5
Очікуваний збиток	1543,7	1526,9
Приведені затрати	6191,2	5140,96

$Z = 18,5 \% > 5 \%$, тому приймаємо II-й варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Схема власних потреб станції наведена на рисунку 2.3.

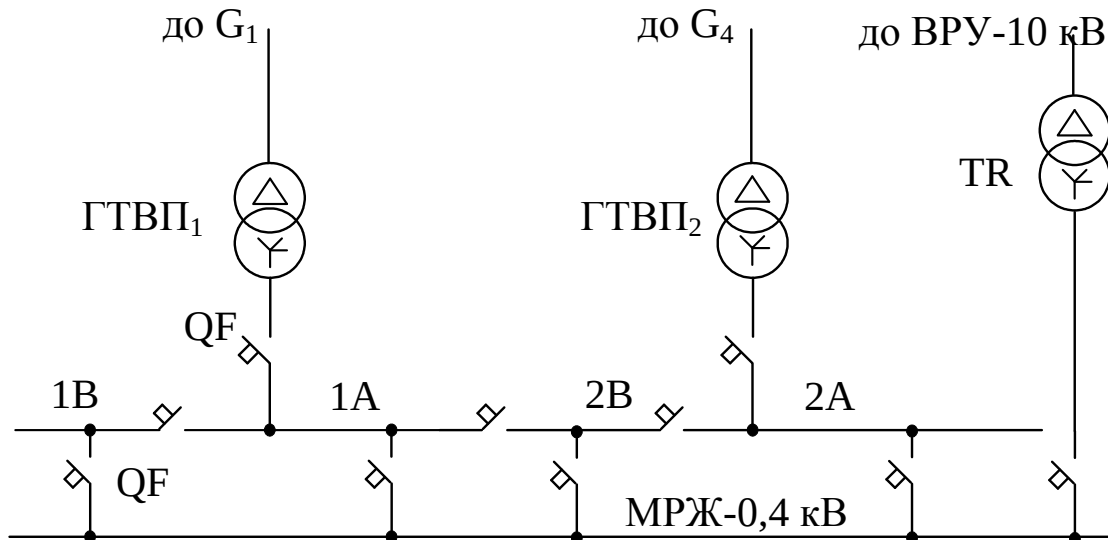


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

Система власних потреб отримує живлення від двох головних трансформаторів власних потреб (ГТВП), які під'єднуються до генераторів G_1 та G_4 . Всі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора TR, який живиться від підстанції району і через магістраль резервного живлення (МРЖ-0,4 кВ) підключається до секцій власних потреб [12].

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.

2.5 Вибір схем ВРУ 35 та 10 кВ

Для ВРУ – 10 кВ приймаємо схему «одна секціонована система збірних шин» (рисунок 2.4) [13, 14].

Для ВРУ–35 кВ намічаємо два варіанти схем (рисунок 2.5):

- а) схема зв'язаних багатокутників;
- б) схема одна секціонована система збірних шин.

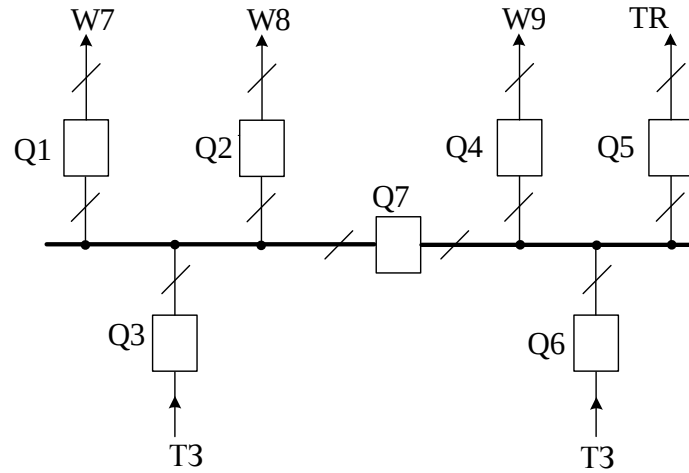


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-10 кВ – «одна секціонована система збірних шин»

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10, 11]:

$$Z = p_n K + U + M(3), \quad (2.17)$$

де $p_n = 0,15$;

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

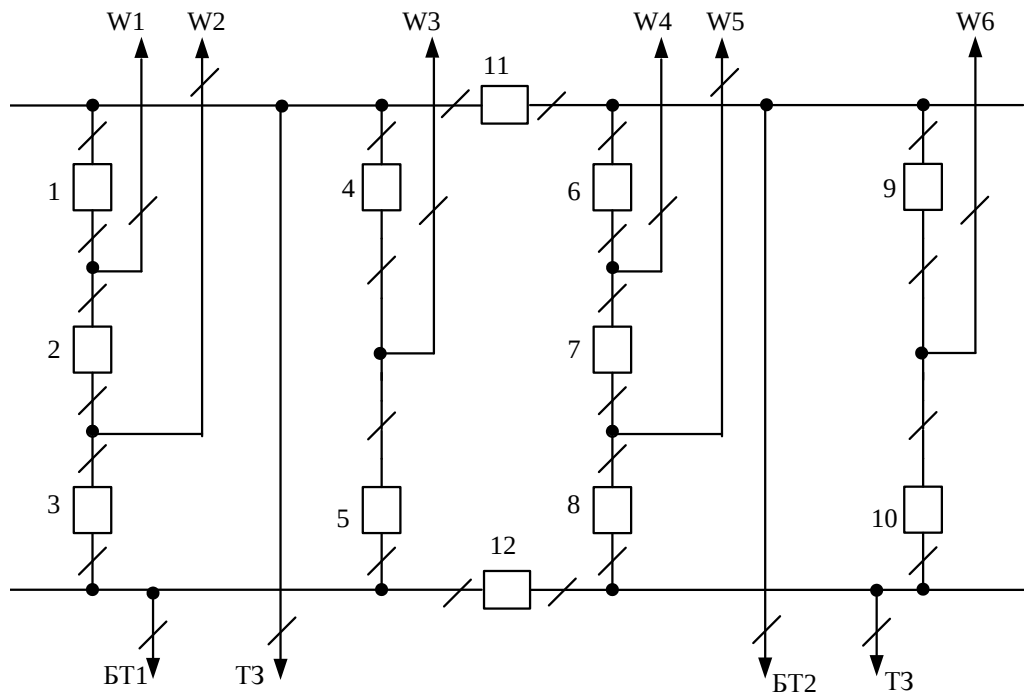
де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн..

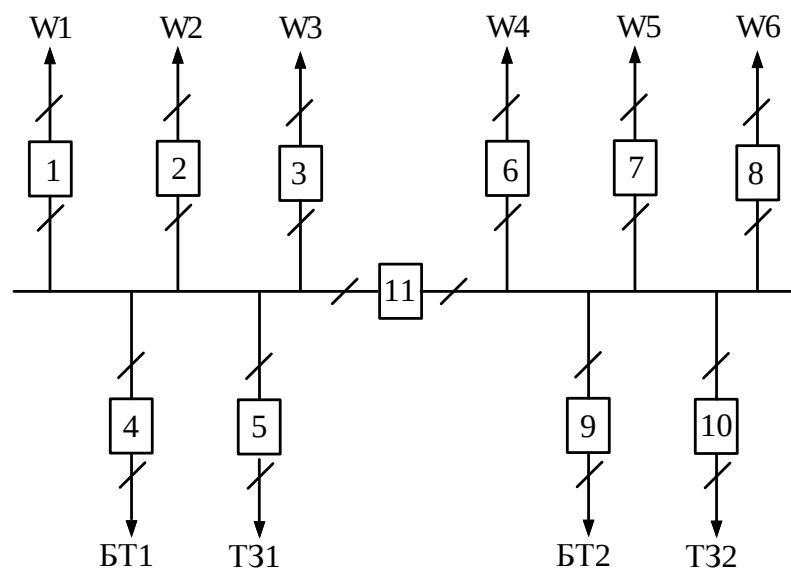
$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.19)$$

де $a = 9,4 \%$.

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



а) схема зв'язаних багатокутників



б) схема одна секціонована система збірних шин

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-35 кВ

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 35 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{\text{в}}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{\text{п}}$, год.
	ω_1	ω_2			
35	0,012	0,01	50	0,25	100

Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-35 кВ

Параметр		Числові значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	$n_{\text{к}}$	12	11
Вартість комірки, тис.грн	$C_{\text{к}}$	250	250
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{\text{ГВ}}$) та лінійних ($\omega_{\text{ЛВ}}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{\text{ГВ}} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0072	0,0072
	$\omega_{\text{ЛВ}} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0093	0,0093
Коефіцієнти ремонтного ($K_{\text{р}}$) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_{\text{р}} = \mu \cdot T_{\text{п}} / 8760$	0,002853881	0,002853881
	$K_0 = 1 - n_{\text{к}} \cdot K_{\text{р}}$	0,965753425	0,968607306
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_{\text{р}}$	1	1
	$T_{\text{ВП}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\text{п}})$	37,5	37,5
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{\text{ГВ}}$	0,0069534	0,0069740
	$K_0 \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,0089815	0,0090080
	$K_{\text{р}} \cdot \omega_{\text{ГВ}}$	0,0000205	0,0000205
	$K_{\text{р}} \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,0000265	0,0000265

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

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

де $y_0 = 20$ 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 $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [10].

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned} M(3)_I &= 20 \cdot [0,0069534(2 \cdot 1 \cdot 32,13) + 0,0089815 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 11,92 + 4 \cdot 1 \cdot 32,13) + \\ &+ 0,0000205 \cdot (22 \cdot 1 \cdot 32,13) + 0,0000265 \cdot (28 \cdot 1 \cdot 11,92 + 4 \cdot 37,5 \cdot 11,92 + 4 \cdot 1 \cdot 13,4 + \\ &+ 43 \cdot 1 \cdot 32,13 + 2 \cdot 1 \cdot 29,62)] = 38,505 \text{ (тис грн);} \\ M(3)_{II} &= 20 \cdot [0,006974(4 \cdot 1 \cdot 32,13 + 2 \cdot 37,5 \cdot 32,13) + 0,009008 \cdot (6 \cdot 1 \cdot 32,13 + 1 \cdot 1 \cdot 75,13) + \\ &+ 0,0000205 \cdot (2 \cdot 37,5 \cdot 3,61 + 24 \cdot 1 \cdot 32,13 + 20 \cdot 37,5 \cdot 32,13 + 12 \cdot 1 \cdot 41,92 + 4 \cdot 1 \cdot 75,53 + \\ &+ 2 \cdot 37,5 \cdot 75,53) + 0,0000265 \cdot (30 \cdot 37,5 \cdot 11,92 + 36 \cdot 1 \cdot 32,13 + 13 \cdot 37,5 \cdot 32,13 + \\ &+ 18 \cdot 1 \cdot 41,92 + 16 \cdot 1 \cdot 75,53)] = 431,3 \text{ (тис грн).} \end{aligned}$$

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-35 кВ (І варіант)

Від- мова еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,002853881$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	Q_{12}
Q_1 Л	0,0093	$W, T3 - T_0$	–	$W, T3 - T_0$ $W - T_{вп}$	$2W, T3 - T_0$ $D(2W) - T_{вп}$	$W, T3 - T_0$	$2W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 + D(2W, BT) - T_0$
Q_2 Л	0,0093	$2W - T_0$	$2W - T_0$ $W - T_{вп}$	–	$2W - T_0$ $W - T_{вп}$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$
Q_3 Л	0,0093	$W, BT - T_0$	$2W, BT - T_0$ $D(2W) - T_{вп}$	$W, BT - T_0$ $W - T_{вп}$	–	$2W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT + D(2W, T3) - T_0$ $W, BT - T_0$
Q_4 Л	0,0093	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$2W, T3 - T_0$	$W, T3 + D(2W) - T_0$	–	$W, T3 - T_0$ $W - T_{вп}$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 - T_0$	$W, T3 + D(2W, BT) - T_0$
Q_5 Л	0,0093	$W, BT - T_0$	$W, BT + D(2W) - T_0$	$2W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$ $W - T_{вп}$	–	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT + D(2W, T3) - T_0$ $W, BT - T_0$
Q_6 Л	0,0093	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	–	$W, BT - T_0$	$2W, BT - T_0$ $D(2W) - T_{вп}$	$W, BT - T_0$	$2W, BT - T_0$	$W, BT - T_0$	$W, BT + D(2W) - T_0$

Продовження таблиці 2.11

Від- мова еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,002853881$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	Q_{12}
Q_7 Л	0,0093	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	—	$2W - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$	$2W - T_0$
Q_8 Л	0,0093	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$2W, T_3 - T_0$ $D(2W) - T_{\text{вп}}$	$W, T_3 - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	—	$2W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 + D(2W, \text{БТ}) - T_0$	$W, T_3 - T_0$
Q_9 Л	0,0093	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} - T_0$	$2W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ} + D(2W) - T_0$	—	$W, \text{БТ} - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, \text{БТ} - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 + D(2W) - T_0$
Q_{10} Л	0,0093	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 + D(2W) - T_0$	$2W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	$W, T_3 - T_0$	—	$W, T_3 + D(2W, \text{БТ}) - T_0$	$W, T_3 - T_0$
Q_{11} Г	0,0072	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 + D(2W) - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 + D(2W) - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	—	$\text{БТ}, T_3 + D(3W, \text{БТ}) + D(3W, T_3) - T_0$ $2D(3W, \text{БТ}, T_3) - T_{\text{вп}}$
Q_{12} Г	0,0072	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 + D(2W) - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 + D(2W) - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$W, \text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 - T_0$	$\text{БТ}, T_3 + D(3W, \text{БТ}) + D(3W, T_3) - T_0$ $2D(3W, \text{БТ}, T_3) - T_{\text{вп}}$	—

Примітки:

А – 3W+БТ+ТЗ;

Б – 6W+2БТ+2ТЗ;

В – 4W+БТ+ТЗ;

Г – 3W+2БТ+ТЗ;

Д – 3W+БТ+2ТЗ.

Е – 2D(3W, БТ, ТЗ).

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-35 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт	Час про- стою, $T_0/T_{\text{вп}}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
2W 2W, ТЗ D(2W)	11,92	1	—	2	—	28
		37,5	—	—	—	4
W, ТЗ + D(2W, БТ)	13,4	1	—	—	—	4
		37,5	—	—	—	—
W,ТЗ+D(2W)	29,62	1	—	—	—	2
		37,5	—	—	—	—
W, БТ 2W, БТ W, БТ, ТЗ БТ, ТЗ W, БТ, ТЗ + D(2W) W, БТ + D(2W, ТЗ) БТ, ТЗ + D(2W) W, БТ + D(2W) БТ, ТЗ + D(3W, БТ) + D(3W, ТЗ)	32,13	1	2	4	22	43
		37,5	—	—	—	—
ІІ варіант						
2ТЗ	3,61	1	—	—	—	—
		37,5	—	—	2	—
2W	11,92	1	—	—	—	—
		37,5	—	—	—	30

Продовження таблиці 2.13

W, БТ	32,13	1	4	6	24	36
БТ		37,5	2	–	20	13
БТ, ТЗ						
3W, БТ, ТЗ						
3W, БТ, 2ТЗ	41,92	1	–	–	12	18
4W, БТ, ТЗ		37,5	–	–	–	–
2БТ	75,53	1	–	1	4	16
6W, 2БТ, 2ТЗ		37,5	–	–	2	–
3W, 2БТ, ТЗ						

Таблиця 2.14 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	3000	2750
Щорічні витрати	227,4	208,45
Очікуваний збиток	38,505	431,3
Приведені затрати	715,9	1052,25

$\Delta Z = 38 \% > 5\%$, отже, приймаємо для ВРУ-35 кВ схему зв'язаних багатокутників (І варіант).

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_6 = 100$ МВА; $U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$.

Енергосистема:

$$x_c = x_{\text{с.ном}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{с.ном}}}; \quad (2.21)$$

$$x_1 = 0,4 \cdot \frac{100}{8700} = 0,005;$$

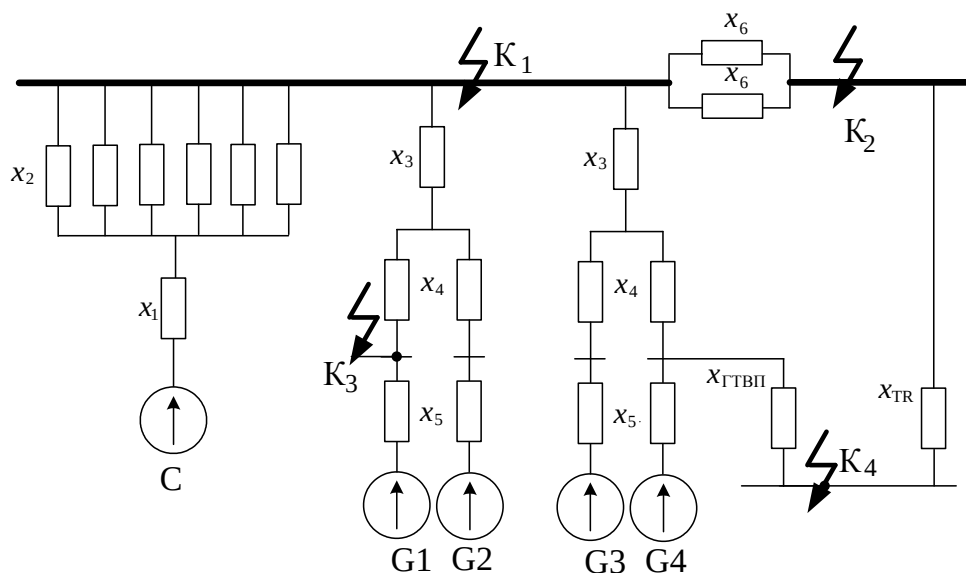


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

ЛЕП:

$$x_W = x_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (2.22)$$

$$x_2 = x_w = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,023.$$

Трансформатор:

$$x_{\text{В.БТ}} = \frac{0,125 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.ном}}};$$

$$x_{\text{Н.БТ}} = \frac{1,75 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{Т.ном}}};$$

$$x_3 = x_{\text{В.БТ}} = \frac{0,125 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,025;$$

$$x_4 = x_{\text{Н.БТ}} = \frac{1,75 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,353.$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_6}{S_{\text{ном } \Gamma}}; \quad (2.23)$$

$$x_{\Gamma} = 0,21 \cdot \frac{100}{27,5} = 0,764.$$

Трансформатор зв'язку:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}}; \quad (2.24)$$

$$x_6 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875.$$

Пускорезервний трансформатор:

$$x_{\text{TR}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1} = 5,5.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

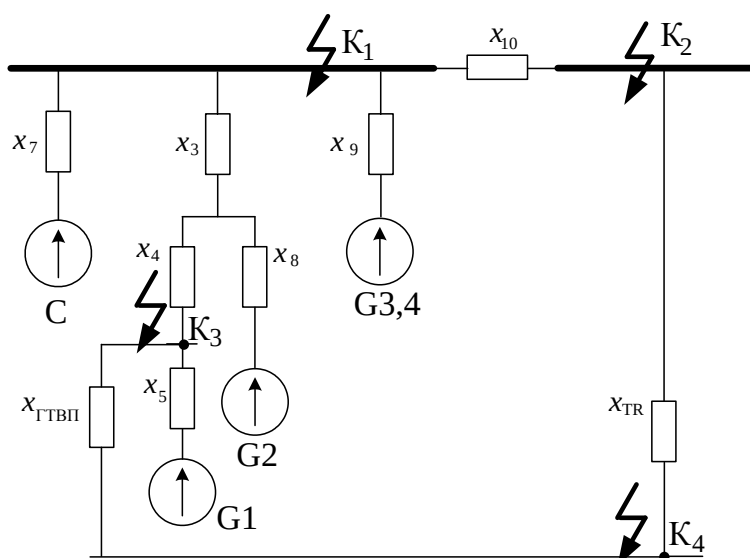


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_7 = \frac{x_2}{6} + x_1;$$

$$x_7 = \frac{1,023}{6} + 0,005 = 0,18;$$

$$x_8 = x_4 + x_5;$$

$$x_8 = 0,353 + 0,764 = 1,117;$$

$$x_9 = x_3 + \frac{x_8}{2};$$

$$x_9 = 0,025 + \frac{1,117}{2} = 0,584;$$

$$x_{10} = \frac{x_6}{2};$$

$$x_{10} = \frac{1,875}{2} = 0,94.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [10, 11, 15]:

$$I_{\Pi, Oi} = \frac{E'' \cdot I_{\text{бi}}}{x_{\text{рез} \cdot i}} \quad (2.25)$$

де $E''_{\Gamma} = 1,13$, $E''_C = 1$;

$I_{\text{бi}}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (2.26)$$

$$I_{\text{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}.$$

Складові струмів КЗ [10]:

$$\left. \begin{aligned} - \text{періодична: } I_{n, \tau} &= \gamma_{n, \tau} \cdot I_{n, 0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a, \tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{n, 0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \\ - \text{ударний струм: } i_y &= \sqrt{2} \cdot I_{n, 0} \cdot K_y. \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

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:

$$\tau = t_{BV} + 0,01, \quad (2.28)$$

де t_{BV} – власний час вимикання вимикача, с [10].

Розрахунок точки K_1

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 2.8).

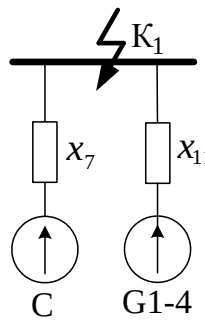


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_{11} = \frac{x_9}{2};$$

$$x_{11} = \frac{0,584}{2} = 0,292.$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 1,56}{0,18} = 8,667 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 1,56}{0,292} = 6,037 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_2

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.9.

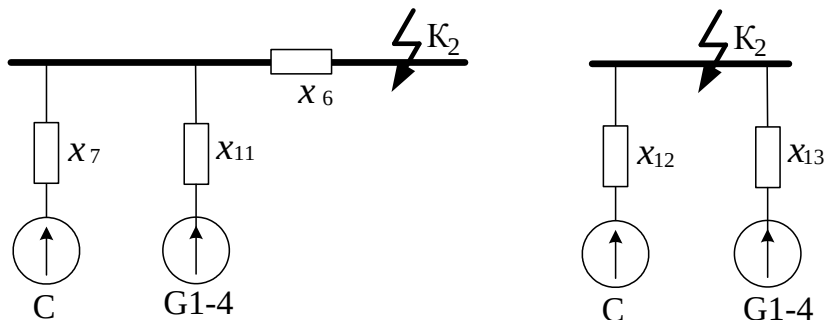


Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K_2

Розподіляємо x_{10} між x_7 та x_{11} [10, 11]:

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_{10} \cdot (x_7 + x_{11}); \\ x_{12} &= x_7 + (\Delta x / x_{11}); \\ x_{13} &= x_{11} + (\Delta x / x_7); \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

$$x\Delta = 0,94 \cdot (0,18 + 0,292) = 0,444;$$

$$x_{12} = 0,18 + (0,444 / 0,292) = 1,7;$$

$$x_{13} = 0,292 + (0,444 / 0,18) = 2,76;$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 5,5}{1,7} = 3,235 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,5}{2,76} = 2,252 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.10.

Розподіляємо x_3 між x_7 та x_9 .

$$x\Delta = x_3 \cdot (x_7 + x_9);$$

$$x_{14} = x_7 + (x\Delta / x_9);$$

$$x_{15} = x_9 + (x\Delta / x_7);$$

$$x\Delta = 0,025 \cdot (0,18 + 0,584) = 0,019;$$

$$x_{14} = 0,18 + (0,019/0,584) = 0,213;$$

$$x_{15} = 0,584 + (0,019/0,18) = 0,69.$$

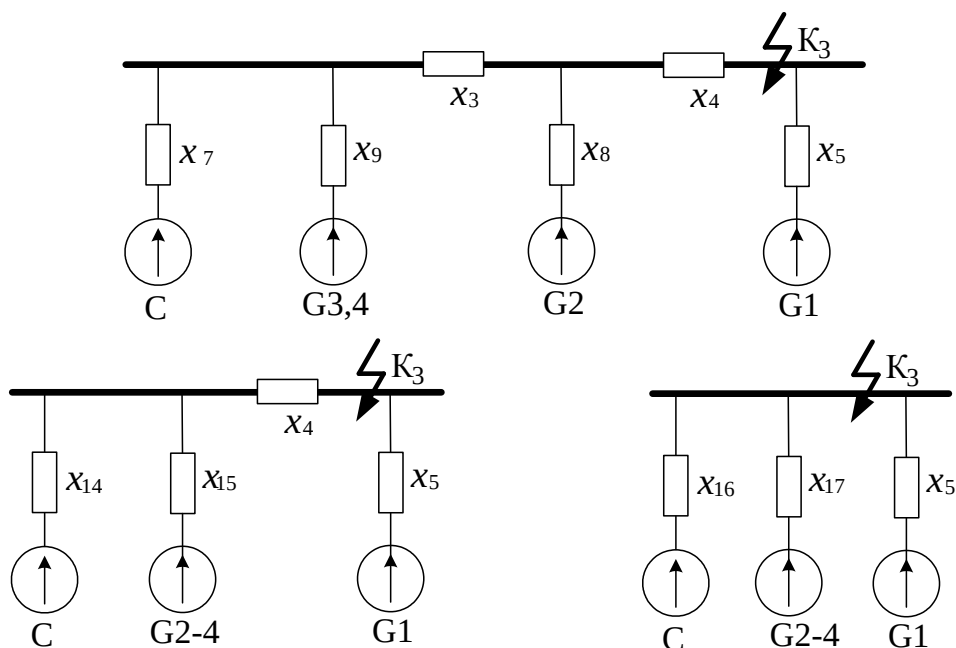


Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки K_3

Розподіляємо x_4 між x_{15} та x_{14} .

$$x\Delta = x_4 \cdot (x_{14} + x_{15});$$

$$x_{16} = x_{14} + (x\Delta / x_{15});$$

$$x_{17} = x_{15} + (x\Delta / x_{14}).$$

$$x\Delta = 0,353 \cdot (0,213 + 0,69) = 0,32;$$

$$x_{16} = 0,213 + (0,32/0,69) = 0,68;$$

$$x_{17} = 0,69 + (0,32/0,213) = 2,19.$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 9,16}{0,68} = 13,471 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G2-4} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{2,19} = 4,726 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G1} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{0,764} = 13,548 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (див. таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{В.В.}, c$
ВРУ 35 кВ	ВБНК-35	0,05
ВРУ 10 кВ	ВР1-10	0,05
Коло генератора	МГГ-10	0,12

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ, c	T_a, c	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{п.т}$
К ₁ шини 35 кВ	С-ма	0,06	0,02	1,608	0,050	1
	Г1-4		0,1	1,83	0,549	0,9
К ₂ шини 10 кВ	С-ма	0,06	0,02	1,608	0,050	1
	Г1-4		0,1	1,83	0,549	1
К ₃ генератор Г1	С-ма	0,13	0,02	1,608	0,002	1
	Г2-4		0,1	1,83	0,273	1
	Г1		0,2	1,9	0,522	0,75

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{п.т}$ для генераторних віток [10]:

$$I'_{НОМ} = \frac{S_{Г.НОМ \Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сер.НОМ}}; \quad (2.30)$$

К₁ G₁₋₄

$$I'_{НОМ} = 4 \cdot 27,5 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1,716 \text{ кА}; \quad \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 6,037 / 1,716 = 3,52. \quad \gamma_{п.т} = 0,9.$$

К₂ G₁₋₄

$$I'_{НОМ} = 4 \cdot 27,5 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 6,05 \text{ кА}; \quad \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 2,252 / 6,05 = 0,37 < 1. \quad \gamma_{п.т} = 1.$$

К₃ а) G₁

$$I'_{НОМ} = 27,5 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 2,52 \text{ кА}; \quad \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 13,548 / 2,52 = 5,38. \quad \gamma_{п.т} = 0,75.$$

б) G₂₋₄

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 2,52 = 7,56 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п.о}} / I'_{\text{НОМ}} = 4,726 / 7,56 = 0,63 < 1. \gamma_{\text{п.т}} = 1.$$

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{кА}$	Примітка
K_1 ВРУ 35 кВ	Система	8,667	19,706	0,610	8,667	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	6,037	15,621	4,685	5,433	
	Сума	14,704	35,327	5,295	14,100	
K_2 ВРУ 10 кВ	Система	3,235	7,356	0,228	3,235	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	2,252	5,827	1,747	2,252	
	Сума	5,487	13,183	1,975	5,487	
K_3 генератор Г1	Система	13,471	30,628	0,029	13,471	Ком.апарат.
	Генератори 2-4	4,726	12,230	1,821	4,726	
	Сума (без Г1)	18,197	42,858	1,850	18,197	
	Генератор 1	13,548	36,399	10,001	10,161	Шини
	Повна сума	31,745	79,257	11,851	28,358	

Визначимо струми КЗ в РУВП-0,4 кВ (точка К-5) при живленні від ГТВП та ТР.

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\text{max ГТВП}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910 \text{ А};$$

$$I_{\text{max ТР}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}; q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2; r_{\text{пит}} = 0,031 \text{ мОм/м};$$

$$X_{\text{пит}} = 0,017 \text{ мОм/м}; l = 15 (20) \text{ м}.$$

$$r_{\text{ш1}} = 0,031 \cdot 15 = 0,465 \text{ мОм}.$$

$$X_{\text{ш1}} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{ш2}} = 0,031 \cdot 20 = 0,62 \text{ мОм}.$$

$$X_{\text{ш2}} = 0,017 \cdot 20 = 0,34 \text{ мОм}.$$

Опір енергосистеми, який приведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{П.О_{\Sigma}}}; \quad (2.31)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 31,745} = 0,115 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,487} = 1,105 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, який приведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.32)$$

$$X_{c1} = 0,115 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,464 \text{ Ом};$$

$$X_{c2} = 1,105 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,604 \text{ Ом}.$$

Параметри трансформаторів [11]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}}{S_{T.ном}}; \quad (2.33)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (2.34)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (2.35)$$

$$Z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{630} = 13,97 \text{ мОм};$$

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{7,3 \cdot 0,4^2}{630^2} = 2,94 \text{ мОм};$$

$$X_{\Gamma\text{ТВП}} = \sqrt{13,97^2 - 2,94^2} = 13,657 \text{ мОм.}$$

$$Z_{\text{TR}} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} = 8,8 \text{ мОм;}$$

$$r_{\text{TR}} = 10^6 \cdot \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,792 \text{ мОм;}$$

$$X_{\text{TR}} = \sqrt{8,8^2 - 1,792^2} = 8,616 \text{ мОм.}$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X_{c1} + X_{\Gamma\text{ТВП}} + X_{\text{ш1}};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{\Gamma\text{ТВП}} + r_{\text{ш1}};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,464 + 13,657 + 0,255 = 14,376 \text{ мОм;}$$

$$r_{\Sigma 1} = 2,94 + 0,465 = 3,405 \text{ мОм;}$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{3,405^2 + 14,376^2} = 14,774 \text{ мОм;}$$

б) при живленні від TR:

$$X_{\Sigma 2} = 1,604 + 8,616 + 0,34 = 10,56 \text{ мОм;}$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,792 + 0,62 = 2,412 \text{ мОм;}$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{2,412^2 + 10,56^2} = 10,83 \text{ мОм.}$$

Струм трифазного металевого КЗ [11]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.36)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,774} = 15,63 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,83} = 21,324 \text{ кА.}$$

Мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги у місці пошкодження:

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}}, \quad (2.37)$$

де $R_{\text{пер}}$ – перехідний опір дуги, мОм, $R_{\text{пер}} = 15 \text{ мОм}$;

$$I_{k.R1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{14,376^2 + (3,405 + 15)^2}} = 9,89 \text{ кА};$$

$$I_{k.R2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10,56^2 + (2,412 + 15)^2}} = 11,194 \text{ кА.}$$

Середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{k.\text{ср}1}^{(3)} = \frac{15,63 + 9,89}{2} = 12,76 \text{ кА};$$

$$I_{k.\text{ср}2}^{(3)} = \frac{21,324 + 11,194}{2} = 16,259 \text{ кА.}$$

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

$$I_{k.\text{ср}2}^{(3)} = 16,259 \text{ кА.}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K\text{ср}}^{(3)}; \quad (2.38)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 16,259 = 29,892 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{\text{П0Д}}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{\text{Т.НОМ}}; \quad (2.39)$$

$$I_{\text{П0Д}}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,445 = 3,309 \text{ кА};$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{\text{у.Д}} = 3,22 \cdot I_{\text{Т.НОМ}}; \quad (2.40)$$

$$i_{\text{у.Д}} = 3,22 \cdot 1,445 = 4,653 \text{ кА}.$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{\text{Ксеп } \Sigma}^{(3)} = 16,259 + 3,309 = 19,568 \text{ кА};$$

$$i_{\text{у.}\Sigma} = 29,892 + 4,653 = 34,545 \text{ кА}.$$

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-35 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{\text{max W}} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.41)$$

$$I_{\text{max}_{\text{БГ}}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.42)$$

$$I_{\text{max T3}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.43)$$

$$I_{\text{max W}} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 310 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ БТ}} = \frac{2 \cdot 27,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 955 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{4,0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 99 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_k = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.44)$$

$$B_k = 14,704^2 (0,2 + 0,1) = 64,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРУ-10 кВ

$$I_{\max \text{ W}} = \frac{5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 361,3 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{4,0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 346,4 \text{ A};$$

$$B_k = 5,487^2 (0,2 + 0,1) = 9,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор G₁:

$$I_{\max \text{ G}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.45)$$

$$I_{\max \text{ ГТВП}} = \frac{S_{\text{ГТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.46)$$

$$I_{\max \text{ G}} = \frac{27,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 2652,8 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ГТВП}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 57,73 \text{ A}.$$

$$B_k = 31,745^2 (0,3 + 0,2) = 503,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\max} = 1445 \text{ A}.$$

$$B_K = I_{П.О.С}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а.ср}}) + 1,5 \cdot I_{П.О.Д}^{(3)^2} \cdot T_{\text{а.ср}} + 4 \cdot I_{К.Д}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{\text{а.ср}}, \quad (2.47)$$

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

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_{\text{а}},$$

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

$t_{\text{а}}$ – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу «Електрон», $t_{\text{в}} = 0,25$ с; $t_{\text{а}} = 0,06$ с:

$$U_{\text{а.ном}} = 380 \text{ В}; = U_{\text{уст}} = 380 \text{ В};$$

$$I_{\text{а.ном}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{max}} = 1445 \text{ А};$$

$$\Gamma_{\text{КС}} = 45 \text{ кА} > i_y = 29,892 \text{ кА};$$

$$t_{\text{вим}} = 0,25 + 0,06 = 0,31 \text{ с};$$

$$B_K = 16,269^2(0,31+0,03)+1,5 \cdot 3,309^2 \cdot 0,03+4 \cdot 16,259 \cdot 3,309 \cdot 0,03 = 96,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційних апаратів

Проводимо вибір вимикачів та роз'єднувачів в табличній формі (таблиця 2.18).

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані ВРУ-35 кВ	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 955 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{\text{вик.ном}} = 25 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 5,295 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{вим.ном}} \beta_{\text{н}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 14,704 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	-
$i_y = 35,327 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_K = 64,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Продовження таблиці 2.18

ВРУ-10 кВ	ВР1-10	КРУ типу КУ10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 361,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 5,487 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 1,975 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,28 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 5,487 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 13,183 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 9,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-
Генератор	МГГ-10	РВР-10/4000 У3
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2652,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 18,197 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 45 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 1,85 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 = 0 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} I_{п,\tau} + i_{a,\tau} = 27,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + \beta_n) = 63,45 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 18,197 \text{ кА}$	$I_{дин} = 45 \text{ кА}$	-
$i_y = 42,858 \text{ кА}$	$i_{дин} = 120 \text{ кА}$	$i_{дин} = 180 \text{ кА}$
$B_k = 503,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 71^2 \cdot 4 = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-35 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 955 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 14,704 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,327 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 95/16 [13]:

$$d = 13,5 \text{ мм}; I_{доп} = 330 \text{ А}; D = 150 \text{ см}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.48)$$

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

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

$$I_{\text{норм}} = \frac{2 \cdot 27,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 907,3 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{907,3}{1,3} = 698 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 700/86: $d = 36,2 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А}$.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{66}{1,3} = 50,7 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 50/8.

ВРУ-10 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 361,3 \text{ А};$$

$$I_{\text{П,О}} = 5,487 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 13,183 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 120/19: $d = 15,2 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$;

б) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{231}{1,3} = 177,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 185/24: $d = 18,9 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$.

Коло генератора.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-3200-125.

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} &\leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} = 2652,8 \text{ А} &\leq I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}; \\ i_y = 42,858 \text{ кА} &\leq i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}. \end{aligned}$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\text{max}} = 1445 \text{ А}; i_y = 34,545 \text{ кА}; B_k = 96,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73 [10]:

$$I_{\text{ном}} = 1445 \text{ А}; > I_{\text{max}} = 1600 \text{ А};$$

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}; \quad (2.49)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{96,9 \cdot 10^6}}{90} = 109,4 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

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

Момент інерції та опору [10, 11]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{12}; \quad (2.50)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{6}; \quad (2.51)$$

$$I = \frac{0,8 \cdot 9^3}{12} = 48,6 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{0,8 \cdot 9^2}{6} = 10,8 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.52)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{48,6}{10,8}} = 1,84 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,36 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,3 \text{ м.}$

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.53)$$

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{34,545^2 \cdot 1,3^2}{0,2 \cdot 10,8} = 16,7 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}..$$

Умова виконується.

2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А315S4У3

$P_{\text{д.ном}} = 160 \text{ кВт}$; $U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В}$; $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,91$; $\nu_0 = 30^\circ$; $T_{\text{max}} = 2500 \text{ год.}$

Економічний переріз кабеля [10, 11]:

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi_{\text{ном}}};$$

$$I_{\text{д.ном}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,91} = 267,1 \text{ А};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{267,1}{1,6} = 167 \text{ мм}^2.$$

Мінімальний переріз за термічною стійкістю:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{96,9 \cdot 10^6}}{160} = 61,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо мідний кабель перерізом 185 мм², $I_{\text{доп.ном}} = 525 \text{ А}$.

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-35 кВ.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35А

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$
$I_{\text{max}} = 955 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$
$i_y = 35,327 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 134 \text{ кА};$
$B_k = 64,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 37^2 \cdot 3 = 4107 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,79 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}.$

Примітка: 1) $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А};$

2) 0,5/10Р;

3) схема з'єднань обмоток ТС: неповна зірка;

4) $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 75 = 130 \text{ м}.$

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	І674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І676	2,5	-	2,5
Разом:		5,5	-	5,0

- Загальний опір приладів [10]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2, \quad (2.54)$$

$$r_{\text{прил}} = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом};$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.55)$$

$$r_{\text{пр}} = 2 - 0,22 - 0,1 = 1,68 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.56)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 130 / 1,68 = 2,19 \text{ мм}^2.$$

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

Вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 130 / 2,5 + 0,22 + 0,1 = 1,79 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОМ-35-72У1 [11]:

$$U_{1\text{ном}} = 35\,000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Лічильник активної енергії	I674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							12	29

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{12^2 + 29^2} = 31,4 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2ном} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами 2,5 мм².

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установлення	Трасформатор	
	струму	напруги
1	2	3
ВРУ-35 кВ	ТФЗМ – 35А 0,5/10Р	ЗНОМ-35-72У1
ВРУ-10 кВ	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06 – 10У3
Блочний трансформатор БТ:		
- сторона ВН;	ТВТ 35-І-1000/5 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-
Трансформатор зв'язку:		
- сторона ВН;	ТФЗМ – 35А 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШЛ-10 0,5/10Р	-

Продовження таблиці 2.22

Генератор	ТШЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6УЗ
ГТВП: - сторона ВН; - сторона НН.	ТШЛ-10 0,5/10Р ТК-40 0,5	- НОС-0,5УЗ
ТР: - сторона ВН; - сторона НН.	ТШЛ-10 0,5/10Р ТК-40 0,5	ЗНОЛ.06-10УЗ НОС-0,5

З ЗАХИСТ ВІДКРИТИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

3.1 Призначення контура заземлення

Пошкодження ізоляції струмоведучих частин електричної системи відносно землі призводить до того, що в місці пошкодження виникають струми, значення і тривалість яких залежать від робочого заземлення мережі.

В мережах з ефективно заземленою нейтраллю струм в місці замикання досягає тисяч ампер, але тривалість його не перевищує декілька десятих часток секунди, оскільки пошкоджена ділянка системи відключається автоматично відповідним релейним захистом. В незаземлених або заземлених мережах через дугогасні реактори, струм однофазного замикання на землю зазвичай не перевищує декількох десятків ампер, але протікає тривало, оскільки в мережах такого виду захист від однофазних замикань, як правило, відсутній [13].

Замикання на землю може виникнути в будь-якій точці системи, в тому числі в межах станцій та підстанцій, в мережах будь-якої напруги. Від місця пошкодження струм повертається до джерел енергії багатьма шляхами – частково по провідникам, частково через землю. У місці переходу аварійного струму в землю, потрібно передбачати особливі пристрої для проведення струму в землю. Інакше можуть виникнути значні потенціали й градієнти напруги на поверхні землі, які небезпечні для персоналу, що знаходиться поблизу. Пояснюється це великим питомим опором землі, що перевищує питомий опір провідників у багато разів. Для усунення цієї небезпеки на електростанціях, підстанціях, ЛЕП передбачають *заземлювальний пристрій (ЗП)*, призначення якого полягає в зменшенні потенціалів та градієнтів напруги до допустимих значень, а також проведення струму в землю [13].

Електричний струм під час проходження через тіло людини може викликати важкі травми, а в деяких випадках навіть смерть [13, 17]. Встановлено, що для людини струм 15-25 мА є небезпечним, а понад 50 мА при тривалому проходженні через тіло людини може викликати смерть. Ураження людини елект-

ричним струмом можливе при зіткненні його з частинами електроустановок, які нормально перебувають під напругою, але можуть бути під напругою при пошкодженні ізоляції однієї фази. Для захисту обслуговуючого персоналу від напруги небезпечної величини, виконують захисні заземлення. Тобто, всі частини установки, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під різницею потенціалів при пошкодженні ізоляції фази, штучно з'єднують провідниками із землею.

Основною частиною заземлювального пристрою є заземлювач – металевий провідник (або ж група провідників), які знаходяться безпосередньо у контакті з землею. Також є металеві провідники, що з'єднують частини заземлювальної установки із заземлювачем – заземлювальні провідники. Сукупність заземлювачів і провідників, що заземлюють, називають заземлювальним пристроєм. Навмисне електричне з'єднання частини електроустановки із заземлювальним пристроєм називається заземленням.

Згідно [13, 16] заземленню підлягають такі металеві частини електроустановок:

- всі металеві частини електрообладнання, які можуть опинитися під напругою (корпуси електричних машин, трансформаторів, світильників, апаратів тощо);
- приводи електричних апаратів;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і нейтралей силових трансформаторів 380/220В;
- каркаси щитів керування, розподільних щитів, щитів та шаф;
- конструкції розподільних установок, кабельні конструкції, корпуси кабельних муфт, оболонки та броні силових та контрольних кабелів та проводів, сталеві труби електропроводки тощо.

На повітряних лініях електропередачі напругою 6-10 кВ заземлюють металеві та залізобетонні опори, розташовані в населеній місцевості; каркаси та корпуси електроустаткування (запобіжників, роз'єднувачів, розрядників), встановлені на залізобетонних, дерев'яних або металевих опорах.

Для заземлення електроустановок різних напруг використовують загальний пристрій заземлення.

Окрім штучних використовують природні заземлювачі. До природних заземлювачів належать: металеві конструкції будівель та споруд, з'єднані із землею, прокладені у землі металеві трубопроводи (за винятком трубопроводів горючих рідин та горючих газів); свинцеві оболонки кабелів, прокладених у землі, якщо їх не менше двох; бетон будівель [13].

Забороняється використовувати як природні заземлювачі чавунні трубопроводи та тимчасові трубопроводи будівельних майданчиків, алюмінієві оболонки кабелів та неізольовані алюмінієві провідники.

Якщо опір заземлювального пристрою при використанні природних заземлювачів задовольнятиме вимоги Правил улаштування електроустановок, тоді не потрібно влаштовувати додаткове штучне заземлення.

За призначенням заземлення може бути: робочим (функціональним), захисним та грозозахисним.

Захисним заземленням називають заземлення точок системи, установки або обладнання, яке забезпечує електробезпеку людей [13].

Робочим заземленням називається таке з'єднання з землею точок електромережі, зазвичай нейтралей обмоток трансформаторів, з метою зниження комутаційних втрат, зниження рівня ізоляції трансформаторів, спрощення РЗ від замикання на землю, підвищення надійності мережі. Це заземлення не пов'язане з електробезпекою (наприклад, для створення електромагнітної сумісності).

Заземлювальний пристрій повинен мати параметри, що забезпечують електромагнітну сумісність обладнання електроустановок. Згідно вимог має бути виконаний так, щоб рівні напруги та струмів, що впливають на вторинне обладнання під час коротких замикань та комутацій у первинних колах, не перевищували допустимих значень для вторинного обладнання [13, 17].

До заземлення також дозволяється приєднувати засоби для обмеження перенапруг (розрядники, обмежувачі перенапруг, блискавковідводи, які захи-

щають установку від пошкодження і перенапруг. Таке заземлення називають *грозозахисним* заземленням. ЗП має забезпечити надійне заземлення пристроїв блискавкозахисту та обмежувачів перенапруг. Відповідно до цього грозові та комутаційні перенапруги, що впливають на ізоляцію первинного та вторинного обладнання відповідного класу напруги, не повинні перевищувати допустимих рівнів.

Схема заземлювача і його розміри зазвичай визначаються потребами електробезпеки. Робоче і грозозахисне заземлення, як правило, не потребує додаткових вимог до заземлювача.

3.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-35 кВ

На електростанціях необхідно забезпечити захист усього обладнання, будівель та споруд від ураження внаслідок удару блискавки (блискавкозахист).

Основною функцією заземлювального пристрою блискавкозахисту є відведення максимальної частини струму блискавки (не менше 50%) у землю. Інша частина струму розсіюється по комунікаціях, підведених до будівлі (оболонках кабелів, водопровідних трубах тощо), не створюючи небезпечних напруг на самому заземлювачі [18].

Це досягається шляхом створення сітчастої системи під будівлею та навколо неї. Провідники заземлення формують сітчастий контур, що об'єднує арматуру бетону в основі фундаменту. Такий підхід забезпечує електромагнітний екран у нижній частині будівлі. Кільцевий провідник, розташований навколо будівлі або в бетоні на краях фундаменту, підключається до системи заземлення через провідники з кроком близько 5 м. Зовнішній заземлювач також можна з'єднати з кільцевими провідниками за допомогою провідників.

Надійність захисту електростанцій і підстанцій від грозових перенапруг має бути значно вищою, ніж у ліній електропередач. Це пов'язано з тим, що пошкодження від грозових перенапруг на підстанціях завдають суттєво більших збитків, ніж на лініях. Крім того, внутрішня ізоляція силових трансформа-

торів та іншого обладнання підстанцій має нижчий рівень міцності порівняно з ізоляцією ліній і не здатна самовідновлюватися після грозового перекриття [19].

Для захисту обладнання підстанцій від прямих ударів блискавки застосовуються стрижневі блискавковідводи. Додатково необхідно забезпечити захист від хвиль, які можуть поширюватися по лініях, що з'єднуються з підстанцією. Такі хвилі виникають у результаті ударів блискавки в проводи або опори ліній і можуть спричинити серйозні пошкодження підстанційного обладнання.

Ефективний блискавкозахист підстанцій є ключовим для забезпечення стабільної роботи електричної мережі та мінімізації втрат від аварій.

Розрахуємо блискавкозахисту для ВРУ-35 кВ. Для цього розробляємо план розташування блискавковідводів на ВРУ-35 кВ, який наведено на рис. 3.1.

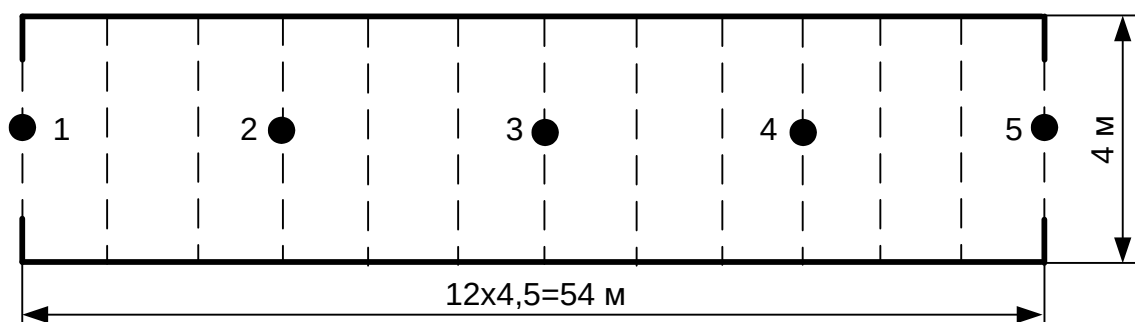


Рисунок 3.1 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-35 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h, \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (3.3)$$

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;

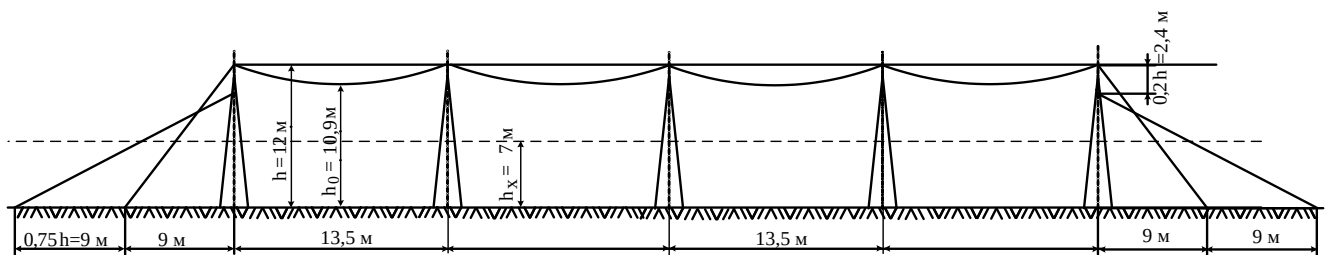
L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані для розрахунку:

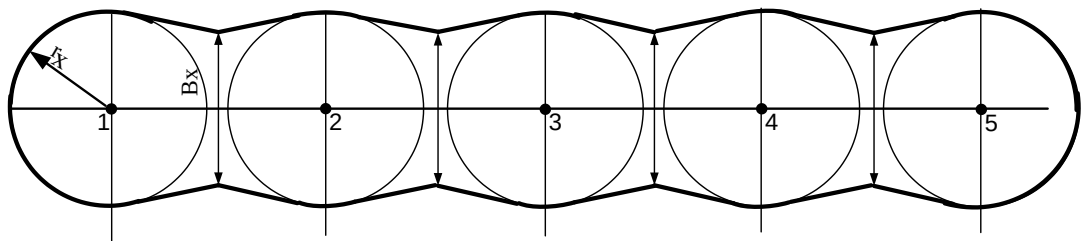
а) висота блискавковідводів: $h = 12$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 7$ м.

Вид зверху та збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ-35 кВ наведено на рис. 3.2.



а) – вид збоку



б) – вид зверху

Рисунок 3.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-35 кВ

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 12 = 8 \text{ м} > h_x = 7 \text{ м};$$

$$r_x = 1,5 \cdot (12 - 1,25 \cdot 7) = 4,875 \text{ м};$$

$$h_0 = 4 \cdot 12 - \sqrt{9 \cdot 12^2 + 0,25 \cdot 13,5^2} = 11,4 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (11,4 - 1,25 \cdot 7) = 7,95 \text{ м}.$$

3.3 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Внутрішні перенапруги виникають під впливом внутрішніх електромагнітних полів у ситуаціях, коли різко змінюється режим роботи електроустановок (пристроїв). Це може статися, наприклад, через раптове зниження навантаження, вимкнення струмів короткого замикання, перемикання (комутацію) електричних кіл або проходження електричних імпульсів. Зазвичай такі перенапруги не становлять серйозної загрози для ізоляції електроустановок, оскільки рівень напруги рідко перевищує номінальну у 3,5–4,5 рази. Виняток становлять деякі побутові електронні прилади, які можуть вийти з ладу, якщо напруга перевищить номінальну на 15–20%. Набагато серйознішу небезпеку для електрообладнання створюють атмосферні (зовнішні) перенапруги, які не залежать від номінальної напруги і стають особливо небезпечними для установок з низькою напругою [18].

Зовнішні перенапруги виникають через вплив зовнішніх електромагнітних полів, які утворюються під час розряду блискавки через струмопровідні частини обладнання або при її розряді в землю поблизу установки (наведені атмосферні перенапруги). Індуковані перенапруги формуються через розряд зарядів, що накопичуються на електрообладнанні в момент максимального сплеску блискавки. Струм розряду грозових хмар зазвичай становить 10–25 кА, але в окремих випадках може досягати 200–250 кА. Найбільшу небезпеку наведені перенапруги становлять для обладнання з номінальною напругою до 35 кВ.

Прямий удар блискавки в лінію електропередачі або підстанцію (ВРУ електростанції) викликає струм розряду до 250 кА, що супроводжується перенапругою, яка може перевищувати номінальну напругу обладнання в кілька десятків разів, провокуючи пробій або перекриття ізоляції. З урахуванням цього, перенапруги обов'язково враховуються при проектуванні систем захисту електростанцій та/або електромереж.

Для захисту від внутрішніх перенапруг використовуються нелінійні обмежувачі перенапруг, іскрові розрядники, вимикачі з додатковим опором тощо. Зовнішні перенапруги усуваються шляхом заземлення та встановлення систем блискавкозахисту. У побуті застосовуються обмежувачі перенапруг, стабілізатори, реле контролю напруги, мережеві фільтри та джерела безперебійного живлення. У телекомунікаціях захист забезпечують супресорні діоди та газорозрядники. У сучасних електронних пристроях використовують супресорні діоди, варистори, захисні діоди та шумопридушувальні конденсатори [18].

Обмежувачі імпульсних перенапруг ОПН призначені для захисту внутрішніх електричних мереж і будівель від впливу грозових і комутаційних перенапруг. Вони використовуються в однофазних і трифазних мережах змінного струму з номінальною напругою до 750 кВ і частотою 50 Гц.

Основними функціями ОПН є обмеження перенапруг та відведення імпульсних струмів. Їх застосування дозволяє підвищити надійність роботи електромереж і захистити електрообладнання від пошкоджень. Ці обмежувачі забезпечують ефективний захист від імпульсних перенапруг, які виникають внаслідок атмосферних або комутаційних впливів, зменшуючи ризик виходу з ладу електрообладнання.

У мережах до 35 кВ також для захисту використовують відкриті розрядні проміжки – захисні розрядники і трубчасті розрядники. Спрацьовування таких розрядників викликає різкий спад напруги, виникнення перехідних процесів і небезпечних перенапруг на поздовжній ізоляції високовольтних пристроїв (трансформатори, генератори, реактори і т.д.). Крім цього, такі розрядники мають круту вольт-секундну характеристику (ВСХ), тому що форма електричного поля різконеоднорідна. Це не дозволяє здійснювати захист об'єктів в області коротких часів впливу напруги (грозові перенапруги).

На спроектованій електростанції для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг [13]:

1) ЛЕП – 35 кВ, сторона ВН БТ, ТЗ

ОПН-35 У1

2) ЛЕП – 10 кВ

ОПН-10 У1

3) Коло гідрогенератора

ОПН-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку, релейного захисту, автоматики встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1: $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$; $L = 0,547 \text{ мГн}$; $I_{\text{Т}} = 16 \text{ кА}$; $t_{\text{Т}} = 1 \text{ с}$; $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$.

3.4 Вибір акумуляторної батареї

Оскільки ГЕС потужністю до 1000 МВт, встановлюємо одну акумуляторну батарею (АБ) з елементним комутатором для регулювання напруги, яка працює в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку (таблиця 3.1):

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$;
- номінальна напруга: $U_{\text{н}} = 220 \text{ В}$;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$;
- напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_{\text{р}} = 1,75 \text{ В}$;
- напруга наприкінці заряду: $U_{\text{з}} = 2,75 \text{ В}$;
- кількість основних елементів батареї: $n_{\text{о}} = 108$;
- кількість додаткових елементів: $n_{\text{д}} = 22$;
- загальна кількість елементів: $n = 130$.

Типовий номер акумуляторної батареї [10, 11]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}; \quad (3.4)$$

де $j = 25 \text{ А/Н}$ при температурі електроліту 25° С .

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{219}{25} = 9,2. \quad (3.5)$$

Таблиця 3.1 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	п, шт	Р _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	20	-	20	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Приводи вимикачів МГГ-10+ПЕ-21	4	-	148				592
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	4	2	12	10	32,5	40	-
Електродвигун аварійного маслонасоса системи змащування турбіни	4	5	30	26	70	104	280
РАЗОМ:						219	927

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{\text{пошт}}}{46}; \quad (3.6)$$

$$N \geq \frac{927}{46} = 20,2.$$

Вибираємо типорозмір N=22.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{\text{пошт}}}{N}; \quad (3.7)$$

$$j_n = \frac{927}{22} = 42,1 \text{ А / N.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 89 % (рисунок 6.2 [10]), що більше допустимого значення 80%.

Таким чином, остаточно приймаємо батарею з N=22 типу «Varta».

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{пос}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 22 = 28,3 \text{ А.}$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В.}$$

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.дод}} &= 0,05 N; \\ U_{\text{ПЗП.дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} \end{aligned} \right\}, \quad (3.9)$$

$$I_{\text{ПЗП.дод}} = 0,05 \cdot 22 = 1,1 \text{ А;}$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= 5 \cdot N + I_{\text{пос}}; \\ U_{\text{ЗП}} &= n \cdot U_3; \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

$$I_{\text{ЗП}} = 25 + 5 \cdot 22 = 135 \text{ А; } U_{\text{ЗП}} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В.}$$

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням пристроїв релейного захисту ГЕС

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.

Сформулюємо основні задачі даного розділу 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 релейного захисту ЛЕП.

3. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 35 кВ.

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 [20-22]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

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

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна 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) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування пристроїв релейного захисту ЛЕП ГЕС потужністю 88 МВт

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [16, 21, 22] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту пристроїв РЗА ЛЕП слід вживати такі організаційні заходи.

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
- працівник, який готує робоче місце*;
- працівник, який допускає до роботи (допускач)* (* - підготовлювати робоче місце і допускати до роботи може один і той самий працівник);
- керівник робіт;
- працівник, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (наглядач);
- член бригади.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Технічні заходи, які забезпечують безпечне виконання робіт, виконуються як оперативним персоналом, так і персоналом ЕТЛ з дотриманням всіх вимог правил техніки безпеки. Порядок її виконання наступний:

- 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 ізолюваним інструментом і ретельно контролюється по програмі.

4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

Заземлювальний пристрій (ЗП) електроустановок з ізолюваною нейтраллю виконують у вигляді прямокутника з горизонтальних (стальних полос 40×4 мм²) та вертикальних (стержнів довжиною 3 – 5 м і діаметром 12 – 20 мм) заземлювачів.

Розрахунок ЗП ведуть методом коефіцієнтів використання, приймаючи ґрунт однорідним по глибині [11, 13]:

– визначається розрахунковий струм замикання на землю для повітряних ліній:

$$I_3 = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (4.1)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км.

– визначають опір ЗП (сумісний для мережі 6 та 0,4 кВ) [11]:

$$R_3 = \frac{125}{I_3} \leq R_{3, \text{доп}} = 4 \text{ Ом}. \quad (4.2)$$

– визначають опори природних заземлювачів R_{Π} шляхом вимірювання для конкретної установки;

при $R_{\Pi} < R_3$ вертикальних заземлювачів встановлювати не потрібно і на території ВРУ прокладається тільки горизонтальний заземлювач, який потрібно з'єднати з природним заземлювачем не менше ніж у двох місцях;

при $R_{\Pi} > R_3$ необхідне спорудження штучних заземлювачів з опором:

$$R_{\text{ш}} = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} - R_3};$$

– визначають розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = K_C \cdot \rho, \quad (4.3)$$

де K_C – коефіцієнт сезонності, який враховує промерзання та просихання ґрунту;

ρ – питомий опір ґрунту, який вимірюється при нормальній вологості, Ом м.

Для вертикальних електродів: $K_{\text{СВ}} = 1,45 - 1,15$;

для горизонтальних електродів: $K_{\text{СГ}} = 3,5 - 2,0$.

– попередньо визначають конфігурацію ЗП з урахуванням його роз-

ташування на території, причому відстань між вертикальними заземлювачами приймається не меншою їх довжини, а також попередньо визначається довжина горизонтальних заземлювачів;

- визначають опір горизонтальних заземлювачів:

$$r_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^r}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (4.4)$$

де l – сумарна довжина заземлювачів, м;

b – ширина полоси, м;

t – глибина закладання полоси, м.

Опір полоси з урахуванням коефіцієнтів використання складає:

$$R_r = \frac{r_r}{\eta_r}, \quad (4.5)$$

де η_r – коефіцієнт використання горизонтальних заземлювачів [11].

- якщо $R_r < R_{\text{ш}}$, то вертикальні заземлювачі не потрібні, а при $R_r > R_{\text{ш}}$ необхідно встановлювати вертикальні заземлювачі з загальним опором:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_{\text{ш}}}{R_r - R_{\text{ш}}};$$

- визначають опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^B}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_B}{4t' - l_B} \right), \quad (4.6)$$

де $\rho_{\text{розр}}^B$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для вертикальних електродів, Ом м;

d – діаметр стержня, м;

t' – глибина закладання, яка дорівнює відстані від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача, м.

– визначають кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (4.7)$$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів [11].

За результатами розрахунків уточнюють конфігурацію ЗП.

Вихідні дані:

- питомий опір ґрунту: $\rho = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4,5 \text{ м}$;
- глибина закладання заземлювача: $t = 0,6 \text{ м}$;
- кількість вертикальних заземлювачів: $n_B = 10 \text{ шт.}$;
- загальна довжина горизонтальної полоси: $l_\Gamma = 132 \text{ м}$;
- коефіцієнти сезонності для вертикальних та горизонтальних заземлювачів: $K_{CB} = 1,2$; $K_{CG} = 3$;
- площа ЗП: $S = (58 \times 8) = 464 \text{ м}^2$.

Використовуємо заземлювальний пристрій одночасно для електроустановок 35 та 0,4 кВ.

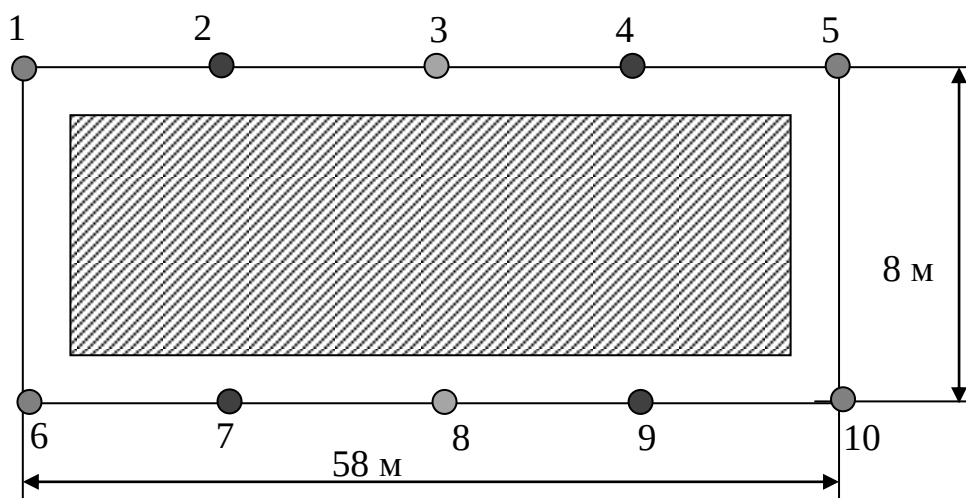


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

Струм замикання на землю та опір ЗП:

$$I_3 = \frac{35 \cdot 80}{350} = 8 \text{ А};$$

$$R_3 = \frac{125}{8} = 15,6 \text{ Ом} > 4 \text{ Ом}.$$

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}}^{\Gamma} = 3 \cdot 60 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{розр}}^{\text{В}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір заземлювальної полоси:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 180}{132} \cdot \lg \frac{2 \cdot 132^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6} = 3,07 \text{ Ом}.$$

Попередньо встановлюємо 10 вертикальних заземлювачів. Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{132}{10} = 13,2 \text{ м}.$$

Для контуру з 10 вертикальних заземлювачів для відношення $a/l_B = 13,2/4,5 = 2,93$ з таблиці 7.4 [11] визначаємо, що $\eta_{\Gamma} = 0,56$.

$$R_{\Gamma} = \frac{3,07}{0,56} = 5,49 \text{ Ом}.$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{5,49 \cdot 4}{5,49 - 4} = 14,7 \text{ Ом.}$$

Опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 72}{4,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 4,5}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,85 + 4,5}{4 \cdot 2,85 - 4,5} \right) = 16,6 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{16,6}{14,7 \cdot 0,75} = 1,5 \approx 2 \text{ (шт),}$$

де $\eta_B = 0,74 - 0,78$ (таблиця 7.5 [11]).

Приймаємо в контурі 2 вертикальних заземлювачі.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники ГЕС.

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 дипломній роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [25].

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

Питомі капіталовкладення:

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

$$k_{\text{пит}} = k_{\text{пит}} = \frac{2372656000}{88000} = 26962 \text{ грн./кВт.}$$

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.

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітного 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	29920000	2,0	1196800	48	28723200	59840000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	17000	72,5	1084600000	27	403920000	0,5	7480000	1496000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і облс. призначення	2,0	80	23936000	20	5984000	-	-	29920000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	13464000	10	1496000	-	-	14960000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	71060000	5,0	3740000	-	-	74800000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0	95	14212000	5	748000	-	-	14960000
7	Упорядкування території	1,0	100	14960000	-	-	-	-	14960000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	179520000	10	22440000	10	22440000	224400000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	149600000	149600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	7480000	7480000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	1496000,00	1496000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	149600000	149600000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	134640000,0	134640000
	Всього			1431672000		439524800		501459200	2372656000

Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;

- 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) увійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (\text{К}_{\text{БМР}} - \text{К}_{\text{БМР5}}). \quad (5.2)$$

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (1431672000 - 71060000) = 816367200 \text{ тис. грн.};$$

$$\text{ОФ}_2 = \text{К}_5. \quad (5.3)$$

$$\text{ОФ}_2 = 74800000 \text{ тис. грн.};$$

$$\text{ОФ}_3 = 0,4(\text{К}_{\text{БМР}} - \text{К}_{\text{БМР5}}) + (\text{К}_{\text{обл.}} - \text{К}_{\text{обл5}}) + \text{К}_{\text{інш}} \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} \text{ОФ}_3 &= 0,4 \cdot (1431672000 - 71060000) + (439524800 - 3740000) + 501459200 = \\ &= 1481488800 \text{ грн.} \end{aligned}$$

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	816367200,00	7	57145704,00
ОФ2	74800000,00	28	20944000,00
ОФ3	1481488800,00	20	296297760,00
Разом	2372656000,00		374387464,00

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

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 816367200 \cdot 0,07 + 74800000 \cdot 0,28 + 1481488800 \cdot 0,20 = 374387464 \text{ тис.грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

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

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

$k_{\text{шт}}$ для ГЕС дорівнює 0,52.

$$P = 0,52 \cdot 88 = 46 \text{ чол.}$$

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	39 чол.
ІТР	5 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	9660
ІТР	13860
Службовці	10500
МОП	6300

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

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

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{\text{зп}} = 12 \cdot 39 \cdot 9660 = 4493059,2$ грн.;

ІТР $S_{\text{зп}} = 12 \cdot 5 \cdot 13860 = 831600$ грн.;

Службовці $S_{\text{зп}} = 12 \cdot 1 \cdot 10500 = 126000$ грн.;

МОП $S_{\text{зп}} = 12 \cdot 1 \cdot 6300 = 75600$ 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	39	4493059,2
ІТР	5	831600
службовці	1	126000
МОП	1	75600

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

$$I_{\text{зп}} = (1,57 \cdot (S_{\text{зп.роб.}} + S_{\text{зп.МОП}}) + 180 \cdot (S_{\text{зп.ІТР}} + S_{\text{зп.сл.}})) \cdot \kappa_{\text{к}} \cdot \kappa_{\text{в}}, \quad (5.8)$$

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

$\kappa_{\text{к}}$ – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$\kappa_{\text{в}}$ = 1,375 – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

$$\begin{aligned} I_{\text{зп}} &= (1,57 \cdot (4493059,2 + 75600) + 180 \cdot (831600 + 126000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 8562857,13 \text{ грн.} \end{aligned}$$

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.

$$I_{\text{ін}} = \frac{(I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}}{100}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{ін}} = \frac{(374387464 + 8562857,13) \cdot 48}{100} = 183816154,14 \text{ грн.,}$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається з графіка [25].

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті 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

$$I = I_a + I_{зп} + I_{ін}; \quad (5.10)$$

$$I = 374387464 + 8562857,13 + 183816154,14 = 566766475,28 \text{ грн.}$$

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.

$$C = \frac{566766475,28 \cdot 100}{339383,8 \cdot 1000} = 167 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

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	374387464,00	66,06	110,31
Заробітна плата	8562857,13	1,51	2,52
Інші затрати	183816154,14	32,43	54,16
Разом	566766475,28	100	167,00

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 5.6.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

$$K_{\text{обс}} = \frac{N_{\text{вст}}}{\text{Ч}};$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{88}{46} = 1,92 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	88
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	348748,45
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	2372656
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	26962
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	167

У даному розділі були пораховані економічні показники проекрованої ГЕС потужністю 88 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 167$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування гідроелектричних станцій на прикладі електричної частини ГЕС потужністю 88 МВт з розрахунком захисту відкритих розподільних установок.

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

1. Наведено техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Показано, що проектування та використання ГЕС є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування електроенергетичної галузі.

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 88 МВт, яка видає електроенергію в систему на напрузі 35 кВ і має зв'язок з місцевим районом на напрузі 10 кВ.

3. Запроектовано схему власних потреб ГЕС. Основні споживачі системи ВП отримують живлення на напрузі 0,4 кВ від двох головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення механізмів власних потреб забезпечується від ВРУ-10 кВ.

4. За результатами розрахунків струмів коротких замикань та струмів обтяженого режиму обрані комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторна батарея.

5. Запропоновано захист відкритої розподільної установки 35 кВ. Розраховано блискавкозахист та заземлення ВРУ 35 кВ, обрано засоби обмеження перенапруг.

6. Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС. Собівартість виробленої на станції електроенергії становить 167 коп/кВт·год., що не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
2. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
3. Бегун С. В. Виклики та пріоритети розвитку гідроенергетики в Україні / С. В. Бегун // Стратегічні пріоритети. 2013. № 3 (28). С. 70 – 77.
4. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. 275 с.
5. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
6. 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
7. Салашенко Т. І. Енергетична безпека України в сфері електроенергетики: системні проблеми та пріоритети / Ефективна економіка, № 5, 2016. URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4970>
8. 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.
9. 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.
10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009.

194 с.

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

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

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

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

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

16. 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.

17. URL: <https://www.pdb-energo.ru/proektirovanie-sistemy-zazemleniya>

18. URL:
<https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B0%D0%BF%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%B0>

19. Собчук В. С., Собчук Н. В., Бурикін О. Б. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах : навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 145 с.

20. Лагутін В. М., Лесько В. О., Тептя В. В. Релейний захист генераторів малої та середньої потужності: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2017. 104 с.

21. 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.

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

23. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Ринок енергії» для студентів за напрямом підготовки 6.05.07.01 «Електротехніка та електротехнології» всіх форм навчання / Н. І. Кулик. Рівне: НУВГП, 2017. 33 с.

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

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

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

27. 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.

28. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 88 МВт з агрегатами типу ВГС-440/120-20 з розрахунком захисту розподільної установки

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ кафедра електричних станів та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Тептя В. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____
(підпис)

Гусляков М. П.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ

88 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС-440/120-20 З РОЗРАХУНКОМ

ЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ

08-21.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-23м

_____ Гусяков М. П.

(підпис)

Вінниця 2024 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. Реконструкція старих та розвиток нових ГЕС дозволить підвищити стійкість, надійність роботи ОЕС України, підвищити енергоефективність за рахунок покращення технічного стану обладнання електростанцій, запровадження АСК безпеки гідротехнічних споруд, зменшенню екологічних ризиків.;
- б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України внаслідок проектування та будівництва електричної частини гідроелектростанції потужністю 88 МВт з розрахунком захисту розподільної установки;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
3. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 88 МВт з чотирма гідроагрегатами одиничною потужністю 22 МВт. Потужність видається в систему, яка знаходиться на відстані 35 км, на напрузі 35 кВ; потужність в місцевий район видається на напрузі 10 кВ.

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції ви-

конують 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	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування ГЕС	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Захист відкритої розподільної установки	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагі-

				ат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 88 МВт, а також одержання результатів розрахунку захисту розподільних установок, що може бути використано з метою підвищення ефективності функціонування електроенергетичної системи України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

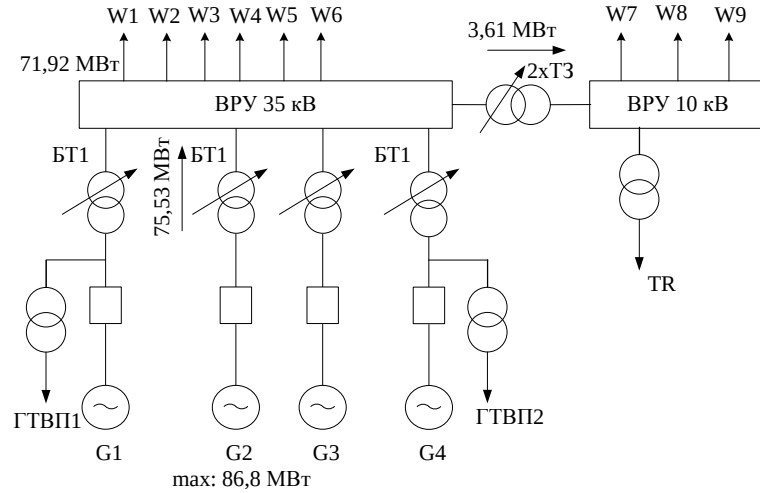
ДОДАТОК Б
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

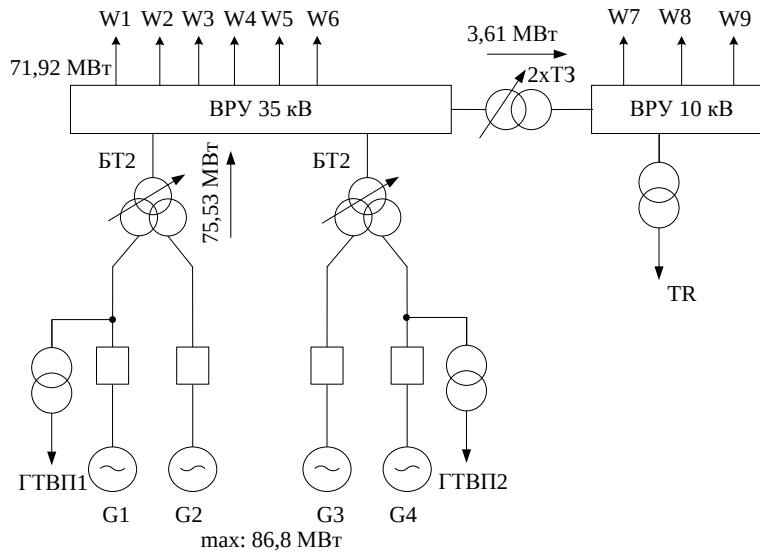
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
88 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС-440/120-20 З РОЗРАХУНКОМ
ЗАХИСТУ РОЗПОДІЛЬНОЇ УСТАНОВКИ

1 ВИБІР СХЕМ ГЕС

ВАРІАНТИ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС



I-й варіант



II-й варіант

ВАРІАНТИ ГОЛОВНИХ СХЕМ ВРУ-35 кВ ГЕС

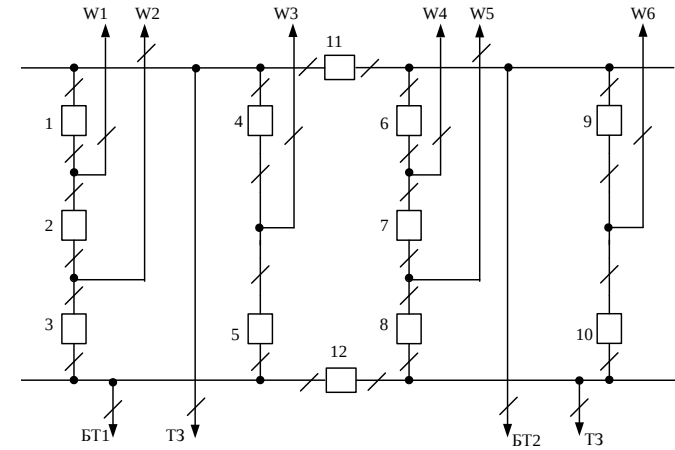


Схема зв'язаних багатокутників

I варіант схеми ВРУ-35 кВ

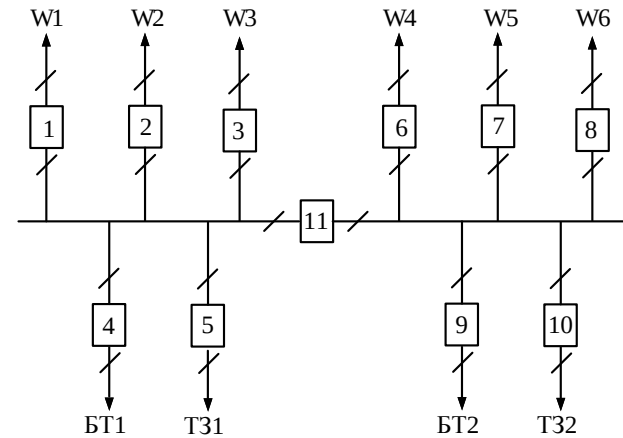
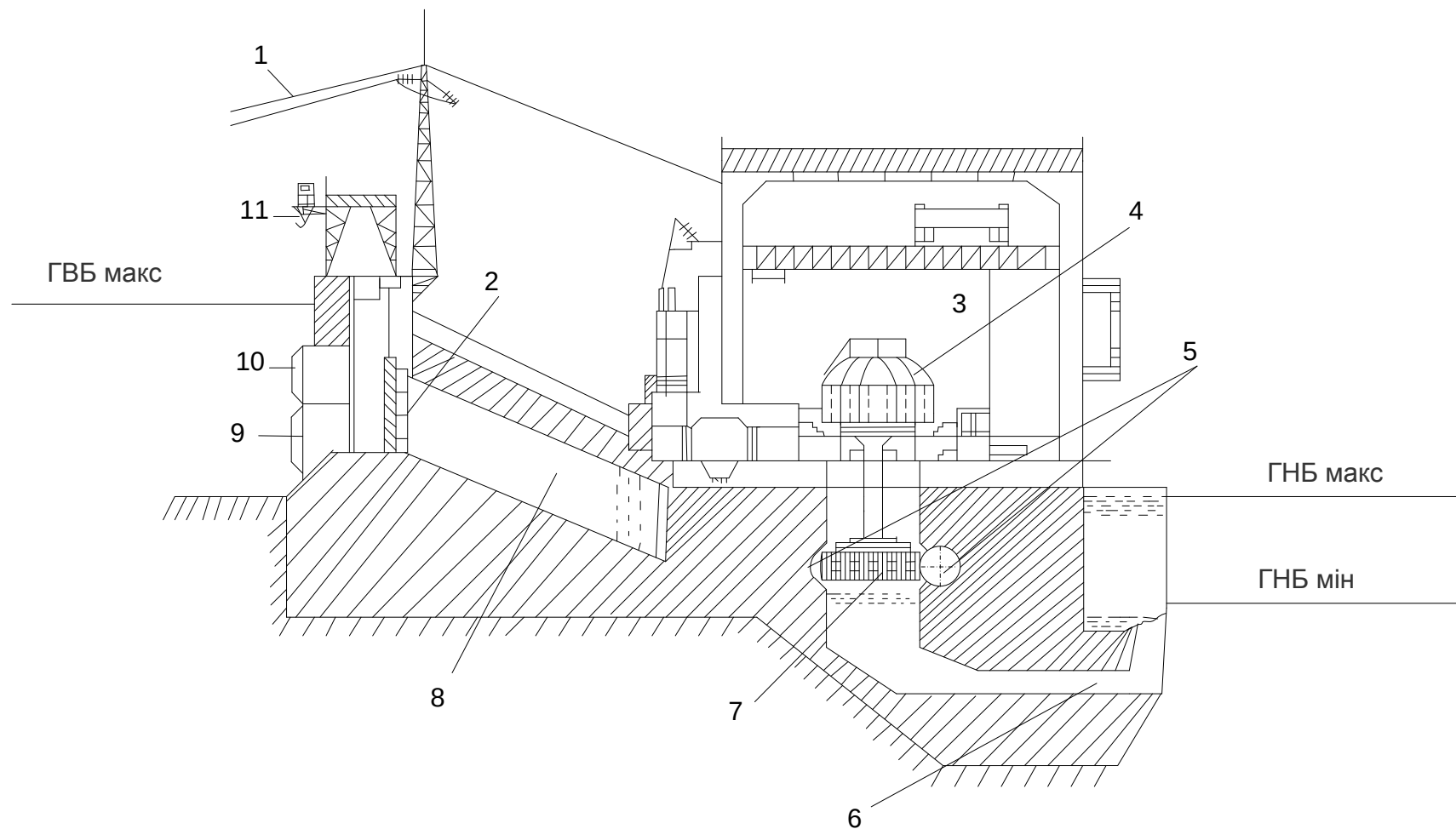


Схема одна секціонована система збірних шин

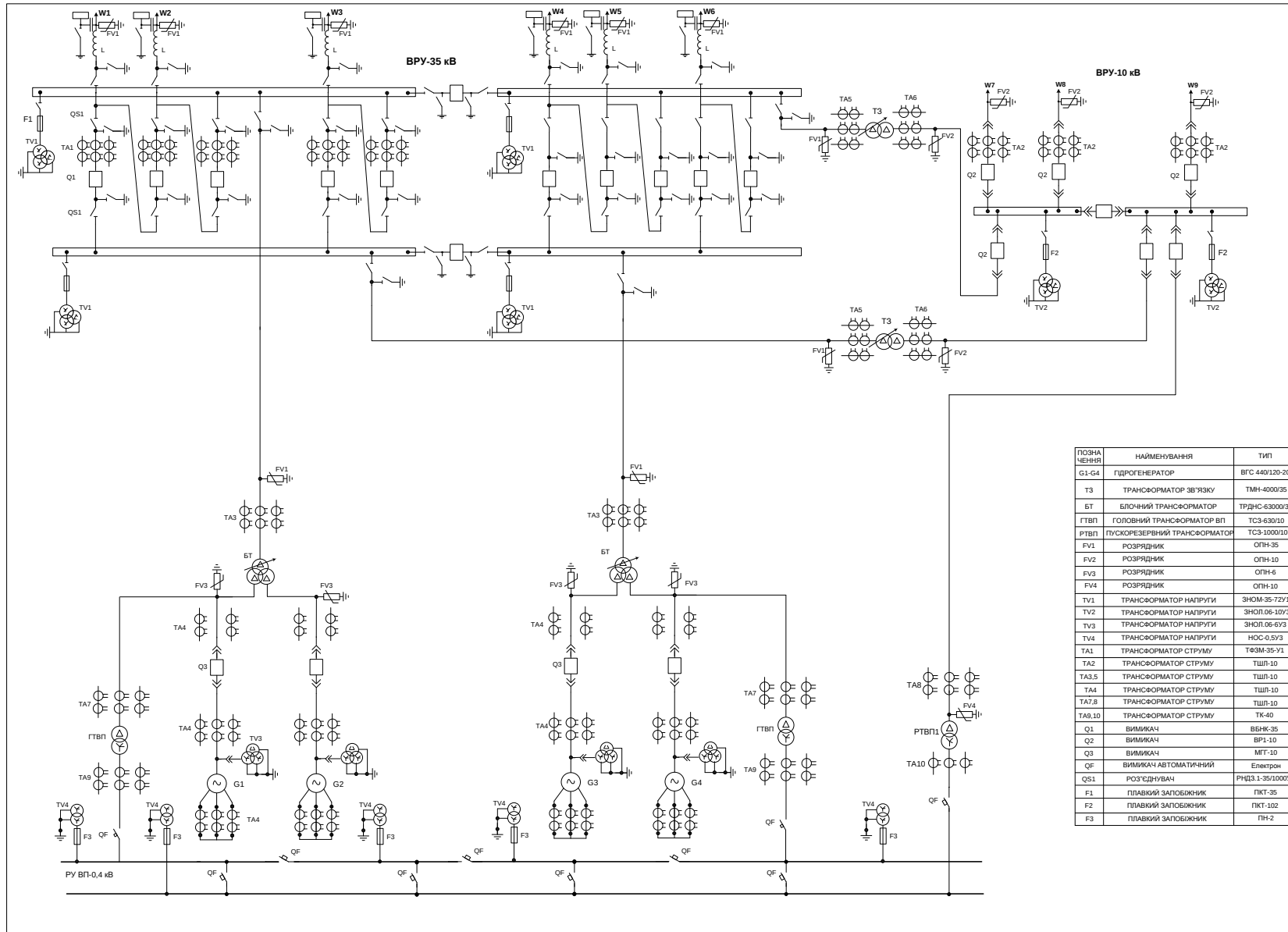
II варіант схеми ВРУ-35 кВ

2 ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ СТАНЦІЇ

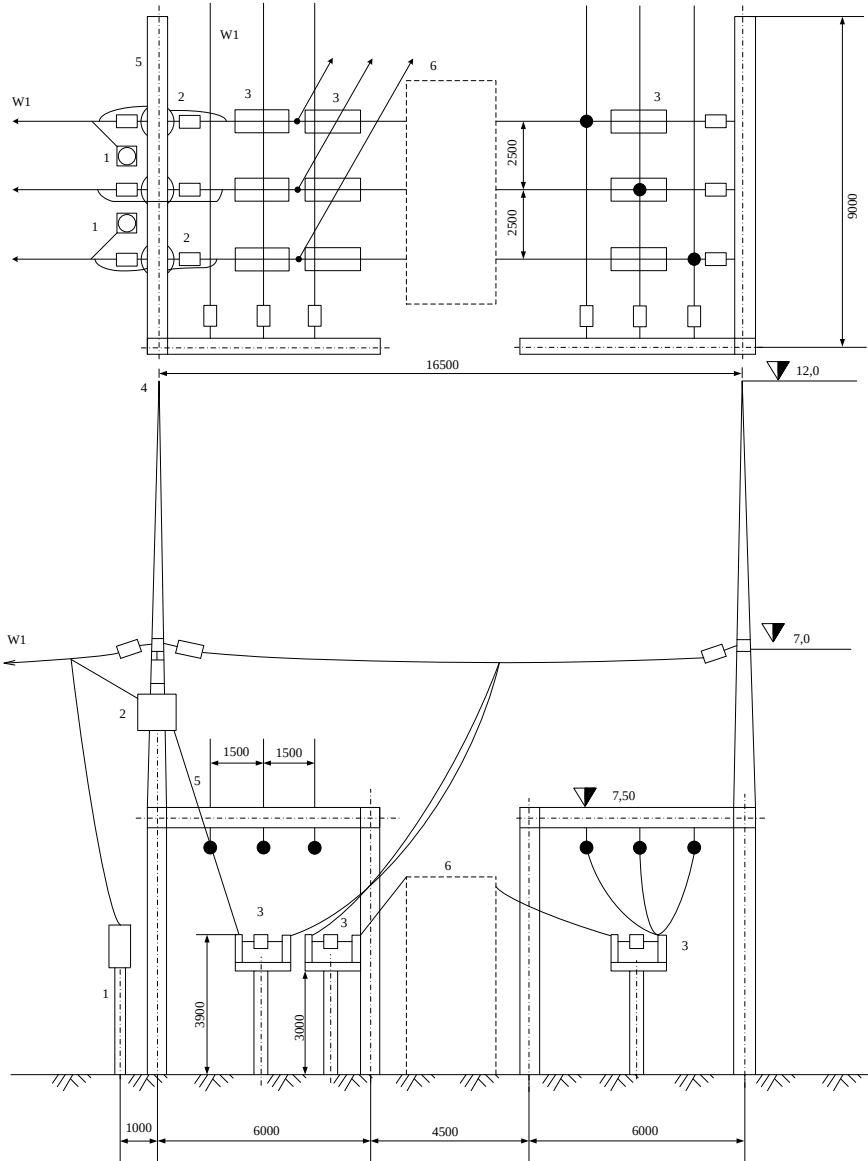


1 - проводи на ВРУ; 2 - плоский затвір; 3 - машинна зала; 4 - генератор; 5 - спіральна камера; 6 - відсмоктуюча труба; 7 - турбіна радіально-осьового типу; 8 - турбінний водовід; 9 - глибинний водоприймач; 10 - решітка; 11 - підйомний механізм щитів

3 СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ГОЛОВНА



4 ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-35 КВ



№ вузла	Назва вузла
1	Конденсатор зв'язку СМР-110/3
2	Загороджувач високочастотний ВЗ-630-0,5У1
3	Роз'єднувач РНДЗ.1-110/2000У1
4	Блискавковідвід
5	Портал
6	Вузол встановлення вимикача

6 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-35 КВ

Вихідні дані для розрахунку:

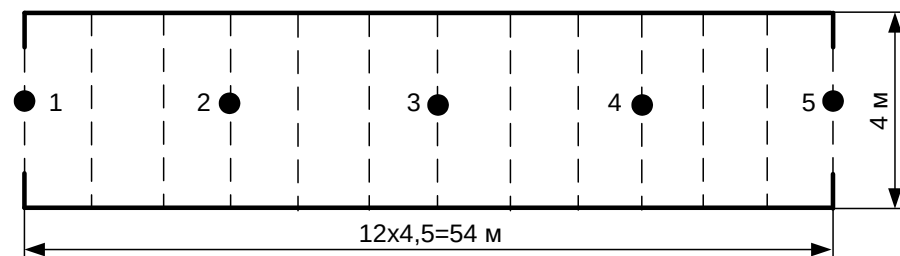
- висота блискавковідводу: $h = 12$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 7$ м.

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 12 = 8 \text{ m} > h_x = 7 \text{ m};$$

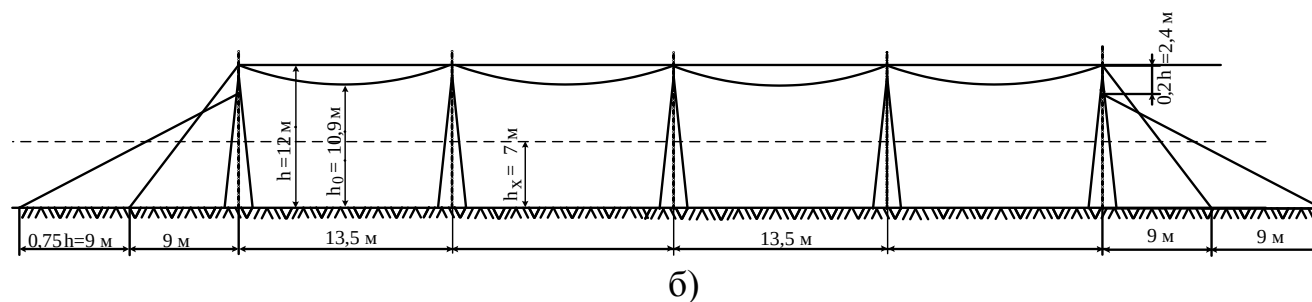
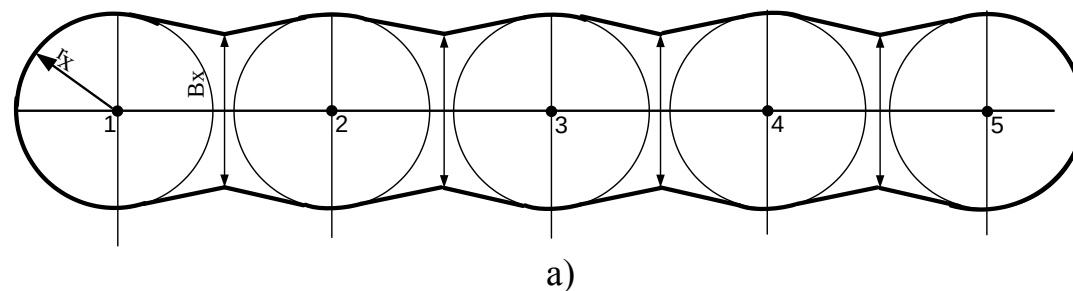
$$r_x = 1,5 \cdot (12 - 1,25 \cdot 7) = 4,875 \text{ m};$$

$$h_0 = 4 \cdot 12 - \sqrt{9 \cdot 12^2 + 0,25 \cdot 13,5^2} = 11,4 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (11,4 - 1,25 \cdot 7) = 7,95 \text{ м.}$$



План розташування блискавковідводів на ВРУ-35 кВ



Вид на зону блискавководів зверху (а) та збоку (б)

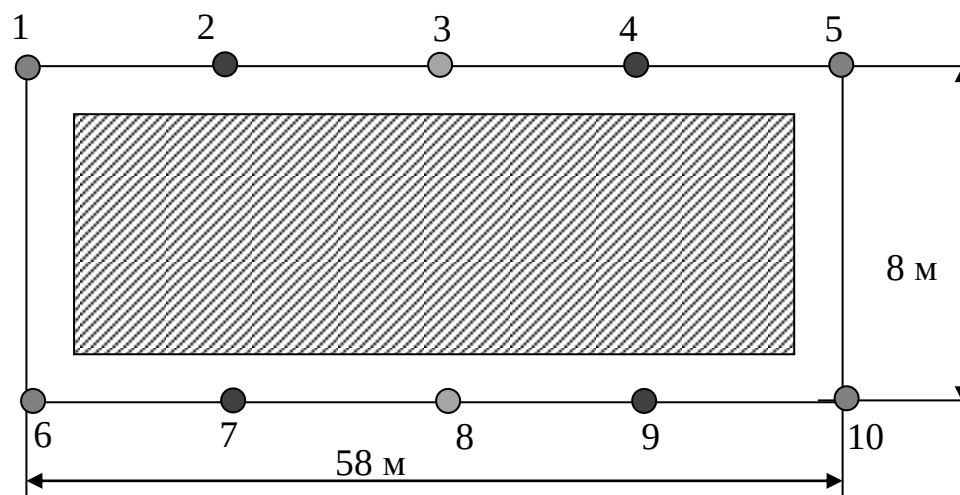
7 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-35 кВ

Вихідні дані:

- питомий опір ґрунту: $\rho = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4,5 \text{ м}$;
- глибина закладання заземлювача: $t = 0,6 \text{ м}$;
- кількість вертикальних заземлювачів: $n_B = 10$ шт.;
- загальна довжина горизонтальної полоси: $l_{\Gamma} = 132 \text{ м}$;
- коефіцієнти сезонності для вертикальних та горизонтальних заземлювачів: $K_{CB} = 1,2$; $K_{CG} = 3$;
- площа ЗП: $S = (58 \times 8) = 464 \text{ м}^2$.

Використовуємо заземлювальний пристрій одночасно для електроустановок 35 та 0,4 кВ.

Для заземлювального пристрою використовуємо горизонтальні полоси $40 \times 4 \text{ мм}^2$ та вертикальні заземлювачі-стержні діаметром 20 мм.



План заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	374387464,00	66,06	110,31
Заробітна плата	8562857,13	1,51	2,52
Інші затрати	183816154,14	32,43	54,16
Разом	566766475,28	100	167,00

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	88
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	348748,45
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	2372656
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	26962
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	167