


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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

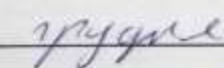
«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 35,2 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕРЕЖ ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ»

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



Hex O. O.
(прізвище та ініціали)

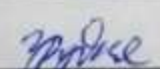
Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)

« 14 »  2022 р.

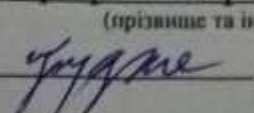
Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ


Бабенко О. В.
(прізвище та ініціали)

« 15 »  2022 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС

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

« 15 »  2022 р.

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

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


14 вересня 2022 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Неху Олександр Олександровичу.
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи. «Електрична частина ГЕС потужністю 35,2 МВт з дослідженням мереж оперативного струму»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203
- Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року
- Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Відстань до енергосистеми 12 км; вид промисловості району – кольорова металургія; максимальне навантаження району 4 МВт; напруга мережі району 10 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 25 МВт; номінальна потужність системи 5400 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о.; номінальна напруга системи 35 кВ.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження мереж оперативного струму. 4. Охорона праці та безпека життєдіяльності в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-економічна частина.
- Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Схема електричних з'єднань головна. 2. Переріз головної будівлі станції. 3. План та поперечний розріз ВРП-35 кВ. 4. Схема постійного струму. 5. Лист до спеціальної частини. 6. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	визначив
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.2022	 17.11.22
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 17.11.22
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.22	 14.11.22

7. Дата видачі завдання 15 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22
2	Техніко-економічне обґрунтування проєктування ГЕС	07.09.22	12.09.22
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22
4	Дослідження мереж оперативного струму	06.10.22	20.10.22
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	01.12.22	04.12.22
	Рецензування МКР	05.12.22	10.12.22
	Захист МКР	19.12.22	-

Студент

(підпис)

О. О. Нех

Керівник роботи

(підпис)

В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Нех Олександр Олегович «Електрична частина ГЕС потужністю 35,2 МВт з дослідженням мереж оперативного струму». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 106 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 24 назв; рис.: 24; табл. 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 35,2 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування гідроелектростанції. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРП) і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРП-35 кВ. Досліджено мережі оперативного струму. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, генератор, трансформатор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, високовольтний вимикач

ABSTRACT

Nekh Oleksandr Olegovich "The electrical part of the HPP with a capacity of 35.2 MW with the study of operational current networks". Master's qualification thesis in the specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2022. 106 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 24 titles; Fig.: 24; table 35.

In the master's qualification work, the electrical part of the HPP with a capacity of 35.2 MW was designed. The technical and economic substantiation of the design of the hydroelectric power station was carried out. The electrical part of the station was designed: electrical load schedules were calculated, the main and auxiliary equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of the open switchgear and the diagram of own needs were selected. Based on the calculation of short-circuit currents, switching devices, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, a battery were selected, as well as lightning protection and grounding device VRP-35 kV were calculated. Operational current networks were studied. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the power plant was carried out and safety measures for the life of the personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: hydroelectric plant, generator, transformer, open switchgear, storage battery, high-voltage switch

Зміст

Анотація	2
Аннотация	3
ВСТУП.....	4
1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ.....	7
2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	9
2.1. Графіки електричних навантажень	9
2.2. Вибір основного обладнання	13
2.3. Вибір структурної схеми станції	14
2.4. Вибір схеми власних потреб станції.....	18
2.5. Вибір схем ВРП 35 та 10 кВ.....	20
2.6. Розрахунок струмів короткого замикання	28
2.7. Розрахунок струмів КЗ в РУВП-04 кВ.....	36
2.8. Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	38
2.9. Вибір комутаційних апаратів.....	41
2.10. Вибір струмоведучих частин.....	43
2.11. Вибір кабелів.....	45
2.12. Вибір вимірювальних трансформаторів.....	46
2.13. Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	49
2.14. Вибір акумуляторної батареї	50
3 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕРЕЖ ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ	53
3.1 Дослідження мереж ОС.....	53
3.2 Схема мереж ОПС.....	55
3.3 Джерела ОПС.....	59
3.4 Схема мереж ОЗС.....	62

3.5 Джерело ОЗС.....	66
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯ.	68
4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	69
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	72
4.2.1 Виробниче освітлення	73
4.2.2 Виробничий шум	74
4.2.3 Виробнича вібрація	76
4.3 Оцінка стійкості роботи ГЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	77
4.3.1 Оцінка стійкості роботи ГЕС 35,2 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань	78
4.3.2 Оцінювання стійкості ГЕС 35,2 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів	79
4.4 Розроблення заходів щодо забезпечення безпечної роботи ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій	81
4.5. Розрахунок грозозахисту ВРП-35 кВ.....	84
4.6. Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-35 кВ.....	85
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	89
5.1 Визначення кошторисної вартості спроектованої ГЕС	89
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	91
5.2.1 Амортизація основних фондів	91
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	92
5.2.3 Розрахунок інших затрат	94
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	94
5.3 Аналіз отриманих результатів	95
ВИСНОВКИ	97
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	98
Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи.....	100
Додаток Б Технічне завдання МКР	1
Додаток В Ілюстративна частина	1

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- АСК – автоматизована система керування;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВРП – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакумулююча 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.
- ЩУ – щит управління

ВСТУП

Актуальність теми. Велика (традиційна) гідроенергетика України включає в себе приливні, пригребельні і рівнинні ГЕС. Крім вироблення електроенергії вони беруть участь у вирішенні комплексних завдань судноплавства, водопостачання, зрошення і рибного господарства. Встановлена потужність гідроагрегатів в Україні становить 4640 МВт [1]. Це – Дніпровський каскад: Київська ГЕС і ГАЕС потужністю відповідно 361 і 235 МВт; Канівська ГЕС – на 444 МВт; Кременчуцька ГЕС – на 625 МВт; Дніпродзержинська ГЕС – на 352 МВт; Дніпровська ГЕС – на 1538 МВт; Каховська ГЕС – на 35 МВт. Дністровський каскад: Дністровська ГЕС-1 (700МВт), Дністровська ГЕС-2 (27 МВт) і Дністровська ГАЕС.

Найважливіша особливість гідроенергетичних ресурсів порівняно з паливно-енергетичними ресурсами – їх безперервна відновлювальність. Відсутність потреби в паливі для ГЕС визначає низьку собівартість виробленої на ГЕС електроенергії. Тому спорудженню ГЕС, незважаючи на значні питомі капіталовкладення на 1 кВт установленної потужності і тривалі терміни будівництва, надавалося і надається велике значення, особливо коли це пов'язано з розміщенням електроємних виробництв.

Структура генеруючих потужностей потребує суттєвої зміни, так як через відсутність необхідних обсягів маневрових та пікових потужностей електроенергетична система не в змозі забезпечити оптимальний графік навантаження, вимоги по частоті, рівнях напруги та ефективну роботу з енергосистемами інших країн.

На сьогодні майже всі блоки ТЕС відпрацювали свій розрахунковий технічний ресурс. Існуюче енергогенеруюче обладнання вимагає повномасштабного технічного переозброєння з використанням передових технологій, для продовження терміну експлуатації станцій на 20-25 років, та орієнтації на спалювання українського вугілля.

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах недостатності маневрових генеруючих потужностей і високої долі базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для вирішення проблеми істотного поліпшення структури генеруючих потужностей необхідне введення нових мобільних потужностей, які забезпечують оптимальну роботу ОЕС (цю функцію виконують ГЕС та ГАЕС, потужність яких зараз становить тільки 9 % при необхідних 15-20 %).

Собівартість електроенергії, яка виробляється на ГЕС, значно нижче собівартості електроенергії теплових станцій, так як до складу експлуатаційних витрат не входить вартість палива.

В електричній частині ГЕС подібні конденсаційним електростанціям. Вони звичайно віддалені від центрів споживання, так як місце будівництва визначається в основному природними умовами. Тому електроенергія видається на власних напругах. Особливістю ГЕС є мале споживання енергії на власні потреби, ККД складає 85÷90 %.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 32,5 МВт, а також аналіз методів проектування гідроелектричних станцій та питань дослідженням мереж оперативного струму.

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

- аналіз методів, що застосовують під час проектування гідроелектростанцій;
- проектування головної схеми з'єднань ГЕС потужністю 32,5 МВт;
- проектування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту ВРП 35 кВ;

- дослідженням мереж оперативного струму;
- розроблення заходів з охрони праці оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації вимикачів та дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС потужністю 35,2 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідроелектростанції.

Предметом дослідження є методи і засоби проєктування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. При проєктуванні головної схеми електричних з'єднань ЕС використовуються елементи теорії надійності.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Електроенергетика – одна із галузей, що динамічно розвивається та постійно технологічно переоснащується. Особливістю організації її функціонування є створення потужних енергооб'єднань з зосередженою генерацією, розвинутою мережею розподілу електроенергії та організацією керування як генерацією, так і споживанням [2]. Це дозволяє забезпечувати надійність електропостачання, підвищувати ефективність роботи завдяки можливості більш повного завантаження електростанцій за рахунок об'єднання споживачів.

Ціла низка факторів, серед яких, з одного боку, подальше економічне зростання, що нерозривно пов'язане зі збільшенням обсягу енергоспоживання і підвищенням вимог до якості і рівня надійності енергопостачання, а з іншого – значний негативний вплив електроенергетики на навколишнє середовище та проблеми зі створенням потужного енергетичного обладнання, призвели до необхідності визначення нової концепції розвитку електроенергетики. Якщо говорити більш детально, то мова йде про цілий ряд факторів. По-перше, розвиток генерації за рахунок використання традиційних технологій призводить до значного погіршення екологічної ситуації та збільшення споживання органічного палива і, відповідно, скорочення його запасів та зростання ціни. По-друге, з'явилися нові тенденції в генераторобудуванні (перехід до створення енергоблоків потужністю до 600 МВА, оскільки блоки 800-1200 МВт мають недостатню надійність та ефективність функціонування). По-третє, створення енергетичних систем з розподіленою генерацією. Такі системи орієнтовані на сумісне використання потужного генераторного обладнання та відновлювальних джерел енергії, функціонування яких суттєво відрізняється. І, нарешті, значне зношення основного і допоміжного електроенергетичного обладнання та недостатній рівень розвитку електричних мереж. Наведені міркування свідчать про необхідність невідкладного прийняття кардинальних заходів і, в першу

чергу, формування нової стратегії розвитку електроенергетики. При цьому запропоновані рішення не повинні вимагати значних одномоментних капітальних вкладень, порівняно швидко давати реальну віддачу і орієнтуватися на найбільш передові технології. У зв'язку з цим у США, а потім у Європейському Союзі (ЄС) прийнято нову ідеологію розвитку електроенергетики на основі концепції Smart Grids. Нова платформа енергозабезпечення в ЄС має назву European Technology Platform Smart Grids.

Вважається, що Smart Grids розробляється, перш за все, для забезпечення надійної та ефективної інтеграції електростанцій з відновлювальними джерелами енергії (вітер, сонце, малі ГЕС та інші з їхніми погано передбачуваними режимами роботи) в традиційні енергосистеми.

У зв'язку з тим, що Україна не забезпечує себе в повному обсязі необхідною кількістю палива, у першу чергу необхідно вжити заходів для його економії. Загальна економія палива можлива за рахунок запровадження найбільш прогресивних технологій спалювання палива та використання економічного обладнання, виведення з експлуатації обладнання з низькими техніко-економічними показниками, розвитку теплофікації, гідроенергетики тощо [2, 3].

Однією з найважливіших проблем енергетичної галузі є недостатня кількість пікових потужностей, які б могли забезпечити регулювання графіку. Це призводить до необхідності спорудження високоманеврових потужностей. В першу чергу, необхідно забезпечити добудову Ташлицької ГАЕС та Дністровської ГАЕС. Необхідно розробити програму державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії, а особливо - малих ГЕС.

Отже, розвиток і створення нових ГЕС є актуальним питанням на даний час.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

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

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат потужності можна прийняти [4]:

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:

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

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 4 = 0,04 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 25 = 0,5 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

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

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 3,6^2}{4} = 0,19 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = \frac{0,14 \cdot 22,5^2}{25} = 2,84 \text{ МВт};$$

Потужність яка видається до шин РУ різних напруг

$$P_{p\hat{a}e\hat{a}.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.5)$$

$$P_{c\hat{a}e\hat{a}.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.6)$$

$$P_{p.\text{вид1}} = 3,6 + 0,04 + 0,19 = 3,83 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид1}} = 22,5 + 0,5 + 2,84 = 25,84 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{p\hat{a}e\hat{a}.t} = P_{p\hat{a}e\hat{a}.t} + P_{c\hat{a}e\hat{a}.t}; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{вид.1}} = 3,83 + 25,84 = 29,67 \text{ МВт}.$$

Втрати потужності на власні потреби:

$$P_{\hat{A}\hat{I}t} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\hat{a}e\hat{a}.t}}{P_{\hat{a}\hat{n}\hat{o}}} \right) \cdot \frac{D'_{\hat{A}\hat{I}}}{100} \cdot D_{\hat{a}e\hat{a}.max} \quad (2.8)$$

$$P_{\hat{A}\hat{I}1} = \left(0,4 + 0,6 \frac{29,67}{35,2} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 29 = 0,6 \text{ МВт},$$

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$D_{\hat{a}e\hat{o}.t} = P_{\hat{a}e\hat{a}.t} + D_{\hat{A}\hat{I}t}; \quad (2.9)$$

$$P_{\text{вир.т}} = 29,67 + 0,6 = 30,27 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для зими та літа (таблиця 2.1). За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p.t}$, $P_{c.t}$, $P_{\text{вир.т}}$) і річний графік за тривалістю (таблиця 2.2, (рисунок 2.1)).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 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	10-15	15-18	18-19	19-21	21-23
Навантаження місцевого району, %	Повновод	90	96	100	95	100	95	90	95
	Маловод	25	35	40	30	40	30	25	30
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	3,6	3,84	4	3,8	4	3,8	3,6	3,8
	Маловод	1	1,4	1,6	1,2	1,6	1,2	1	1,2
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Маловод	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,19	0,22	0,24	0,22	0,24	0,22	0,19	0,22
	Маловод	0,02	0,03	0,04	0,02	0,04	0,02	0,02	0,02
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	3,83	4,10	4,28	4,06	4,28	4,06	3,83	4,06
	Маловод	1,06	1,47	1,68	1,26	1,68	1,26	1,06	1,26
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	90	90	100	90	100	95	90	90
	Маловод	20	20	50	40	40	30	30	20
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	22,5	22,5	25	22,5	25	23,75	22,5	22,5
	Маловод	5	5	12,5	10	10	7,5	7,5	5
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Маловод	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	2,84	2,84	3,50	2,84	3,50	3,16	2,84	2,84
	Маловод	0,14	0,14	0,88	0,56	0,56	0,32	0,32	0,14
Потужність, що віддається в систему	Повновод	25,84	25,84	29,00	25,84	29,00	27,41	25,84	25,84
	Маловод	5,64	5,64	13,88	11,06	11,06	8,32	8,32	5,64
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	29,67	29,94	33,28	29,89	33,28	31,47	29,67	29,89
	Маловод	6,70	7,11	15,55	12,32	12,74	9,58	9,37	6,90
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	0,60	0,61	0,64	0,61	0,64	0,62	0,60	0,61
	Маловод	0,34	0,35	0,44	0,41	0,41	0,37	0,37	0,34
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	30,27	30,54	33,92	30,50	33,92	32,09	30,27	30,50
	Маловод	7,04	7,46	16,00	12,73	13,15	9,95	9,74	7,25

Примітки:

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

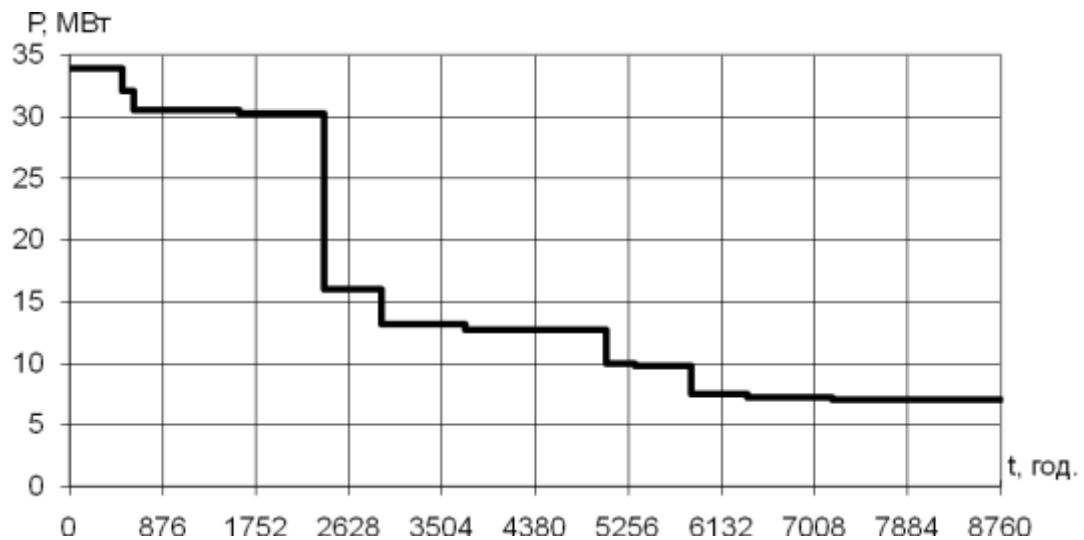
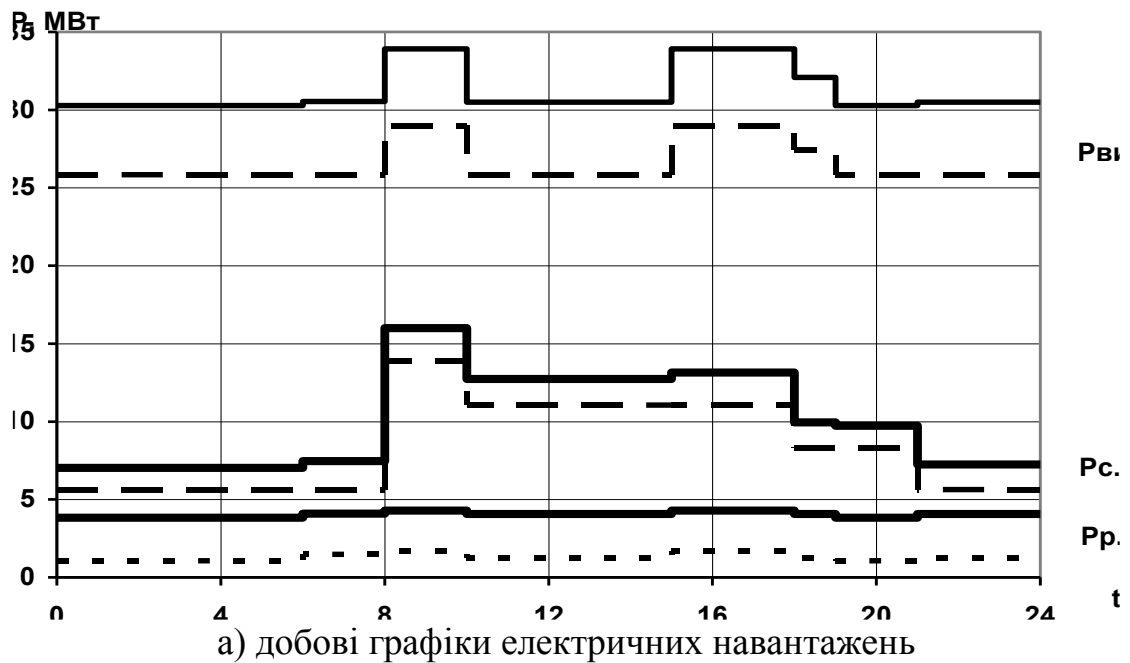


Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	33,92	33,92	32,09	30,54	30,50	30,50	30,27	30,27
t, год	200	300	100	200	500	300	600	200
t _Σ , год	200	500	600	800	1300	1600	2200	2400
P, МВт	16,00	13,15	12,73	9,95	9,74	7,46	7,25	7,04
t, год	530	795	1325	265	530	530	795	1590
t _Σ , год	2930	3725	5050	5315	5845	6375	7170	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічного показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	33,92
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$\hat{A}_{\delta} = \sum_{i=1}^m P_{\hat{a}\hat{e}\delta t_i} \cdot t_i$	113331,25
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\hat{a}\hat{n}\delta}$	35,2
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\hat{n}\delta} = \frac{\hat{A}_{\delta}}{8760}$	12,94
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_{\zeta} = \frac{P_{\hat{n}\delta}}{P_{max}}$	0,38
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_{\hat{a}} = \frac{P_{\hat{n}\delta}}{P_{\hat{a}\hat{n}\delta}}$	0,37
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{\hat{A}_{\delta}}{P_{max}}$	3340,76
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\hat{a}\hat{n}\delta} = \frac{\hat{A}_{\delta}}{P_{\hat{a}\hat{n}\delta}}$	3219,64
Коефіцієнт резерву	$k_{\delta\hat{a}\zeta} = \frac{P_{\hat{a}\hat{n}\delta}}{P_{max}}$	1,04
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$\hat{A}_{\hat{A}\hat{i}\delta} = \sum_{i=1}^m \mathcal{D}_{\hat{A}\hat{i} t_i} \cdot t_i$	3096,286
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$\hat{A}_{\hat{a}\hat{e}\hat{a}.\delta} = \hat{A}_{\delta} - \hat{A}_{\hat{A}\hat{i}\delta}$	110234,96
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{\hat{O}_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	1838,14

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-375/79-24 [5]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри генератора

Тип гідрогенератора	ВГС-375/79-24
$S_{Г.ном}$, МВА	11
$P_{Г.ном}$, МВт	8,8
$U_{Г.ном}$, кВ	6,3
$I_{\tilde{A}i\hat{i}}$, кА	–
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
η , %	97,6
$n_{ном}$, об/хв	250
Опори в.о.:	
x_{d*}''	0,22
x_{d*}'	0,35
x_{d*}	1,24
БКЗ	0,88
$I_{fi\hat{i}}$, А	352
$U_{fi\hat{i}}$, В	190
\hat{E}_f , об/хв	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	Р-О

2.3 Вибір структурної схеми станції

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

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

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

P_{GP} – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{\bar{e}\bar{a}\bar{i}35} = \frac{29}{15} + 1 = 2,9 \approx 3 \text{ (}\phi\delta\text{.)};$$

$$n_{\bar{e}\bar{a}\bar{i}10} = \frac{4,28}{3} + 1 = 2,4 \approx 3 \text{ (}\phi\delta\text{.)}.$$

Розглянемо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [4, 6]:

$$S_{\bar{A}\bar{D}\bar{A}\bar{I}. \delta\bar{i}\zeta\delta} = \frac{P'_{\bar{A}\bar{I}}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{\bar{A}. \bar{m}\bar{i}} ; \quad (2.11)$$

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

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

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

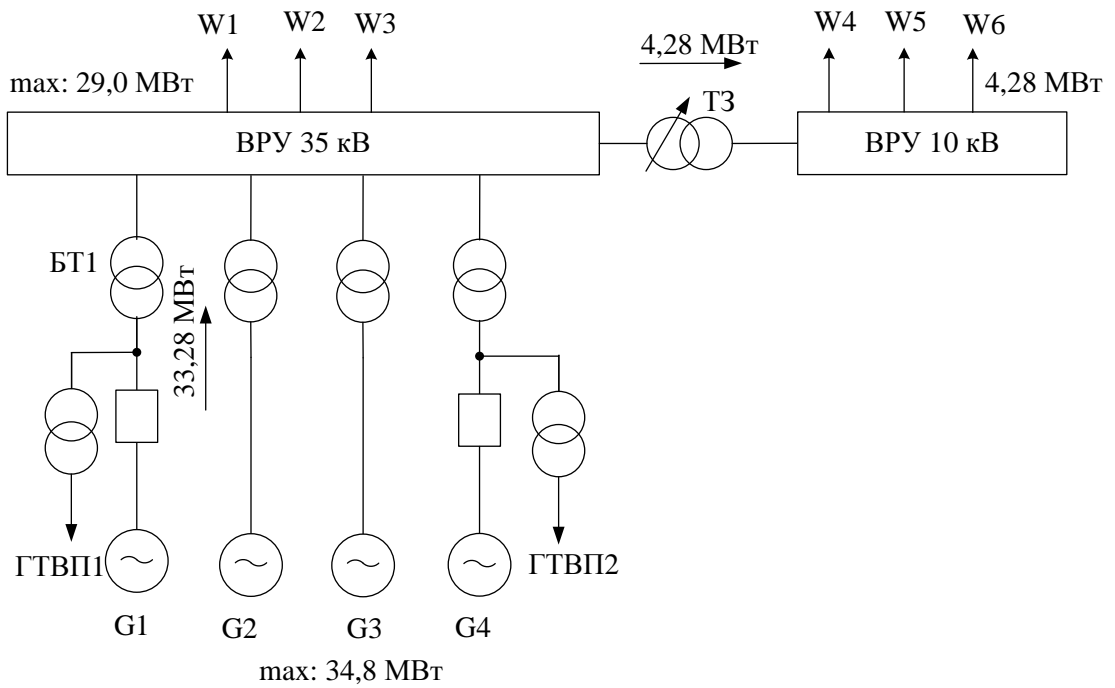
$$S_{\bar{A}\bar{D}\bar{A}\bar{I}. \delta\bar{i}\zeta\delta} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 2 \cdot 8,8 = 0,25 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [6]:

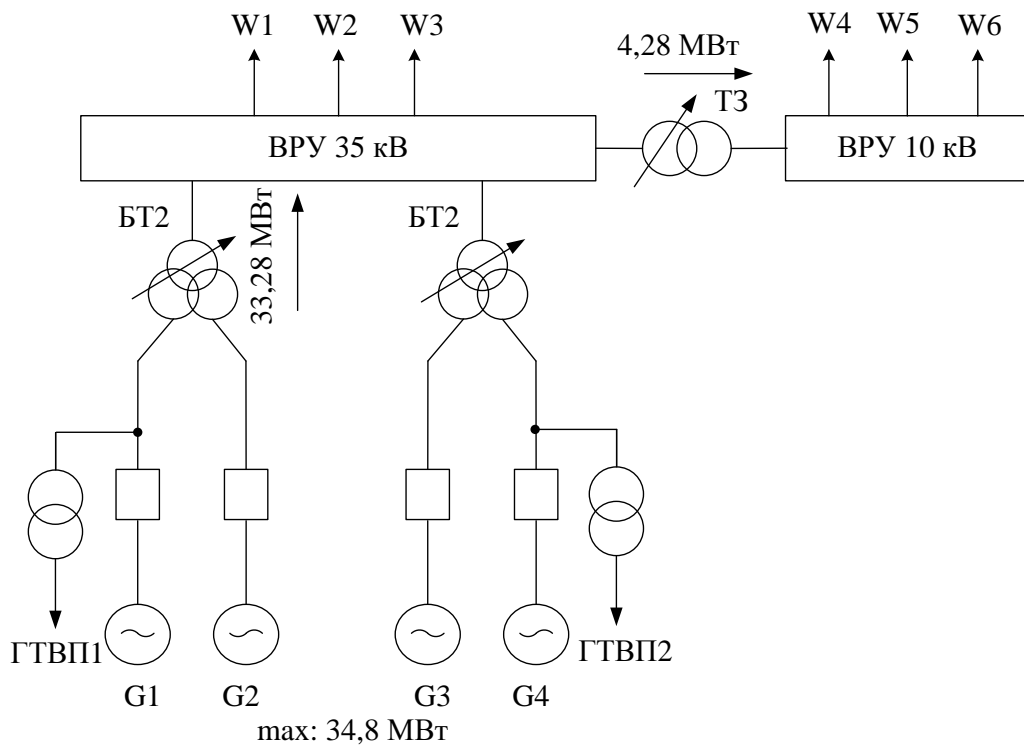
$$S_{\bar{O}R \delta\bar{i}\zeta\delta} = 1,58 \cdot S_{\bar{A}\bar{D}\bar{A}\bar{I}. \delta\bar{i}\zeta\delta} \quad (2.12)$$

$$S_{\bar{O}R \delta\bar{i}\zeta\delta} = 1,58 \cdot 0,25 = 0,395 \text{ МВА};$$

Приймаємо для установлення як ГТВП трансформатори типу ТСЗ-250/10, а як ТР – ТСЗ-400/10 [3] (таблиця 2.5).



а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{к}}$ %	ΔP_{x} кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	I_{x} , %	n , шт
БТ1	ТД – 16000/35	16	$\frac{38,5}{6,3}$	8	21	90	0,75	4/0
БТ2	ТРДНС- 250000/35	25	$\frac{36,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	0/2
ГТВП	ТСЗ-250/10	0,25	$\frac{6}{0,4}$	5,5	1,0	3,8	3,5	2/2
TR	ТСЗ-400/10	0,4	$\frac{10}{0,4}$	5,5	1,3	5,4	3,0	1/1
ТЗ	ТМН-6300/35	6,3	$\frac{35}{11}$	7,5	8	46,5	0,8	1/1

Приведені затрати [4, 7]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (2.13)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$ – 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, %;

$B = 6,4$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

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

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

$\Delta P_x, \Delta P_k$ – втрати хх та КЗ трансформаторів, кВт;

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

$S_{т.ном}$ – 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	292	1168	–
БТ-2	0/2	608	–	1216
ТЗ	1/1	272	272	272
Вимикачі:				
- 35 кВ	9/7	56	504	392
- 10 кВ	4/4	16,8	67,2	67,2
- генераторні	2/4	15,2	30,4	60,8
Сума			2041,6	2008,0

Очікуваний збиток:

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

де $y_0 = 4,8$ 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	0,005	7,08	90

БТ2	0,01	15,88	120
ТЗ	0,005	4,28	70

$$M(3)_I = 4,8 \cdot [0,005 \cdot 4 \cdot 7,08 \cdot 90 + 0,005 \cdot 1 \cdot 4,28 \cdot 70] = 68,362 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{II} = 4,8 \cdot [0,01 \cdot 2 \cdot 15,88 \cdot 120 + 0,005 \cdot 1 \cdot 4,28 \cdot 70] = 190,128 \text{ (тис.грн).}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

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

$$\Delta W_I = (4 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 90 \cdot \left(\frac{41,6}{16}\right)^2 \cdot 1838,14) + (1 \cdot 8 \cdot 8760 + 1 \cdot 46,5 \cdot \left(\frac{5,35}{6,3}\right)^2 \cdot 1838,14) = 1147140,44 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T3};$$

$$\Delta W_{II} = (2 \cdot 25 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 115 \cdot \left(\frac{41,6}{25}\right)^2 \cdot 1838,14) + (1 \cdot 8 \cdot 8760 + 1 \cdot 46,5 \cdot \left(\frac{5,35}{6,3}\right)^2 \cdot 1838,14) = 1284204,36 \text{ (кВт·год).}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 2041,6 + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 1147140,44 = 265,33 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 2008 + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 1284204,36 = 270,94 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 2041,6 + 265,33 + 68,362 = 569,57 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 2008 + 270,94 + 190,128 = 702,03 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	2041,6	2008
Щорічні експлуатаційні витрати	265,33	270,94
Очікуваний збиток	68,362	190,128
Приведені затрати	569,57	702,03

$\Delta Z = 17,6 \% > 5 \%$, отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схеми власних потреб станції

Схема власних потреб станції подана на рисунку 2.3.

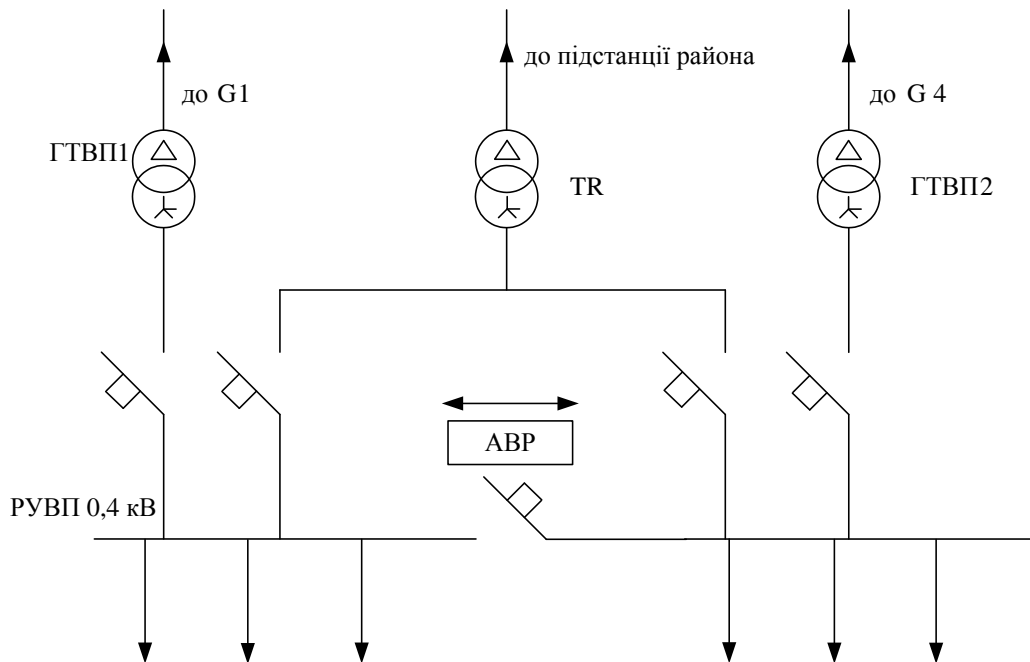


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

Система власних потреб отримує живлення від двох ГТВП, які під'єднуються до генераторів G1 та G4. Всі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який живиться від підстанції району. Для підвищення надійності системи електропостачання власних потреб 0,4 кВ на її шинах встановлюється пристрій АВР.

2.5 Вибір схем ВРП 35 та 10 кВ

Для ВРП–10 кВ приймаємо схему чотирикутника (рисунок 2.4).

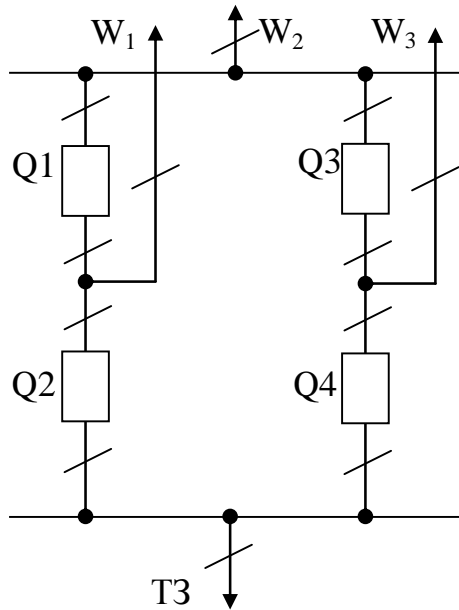


Рисунок 2.4 – Схема ВРП-10 кВ

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

- а) схема «два зв'язаних чотирикутника»;
- б) схема з одним вимикачем на приєднання.

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [4]:

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

де $p_n = 0,15$;

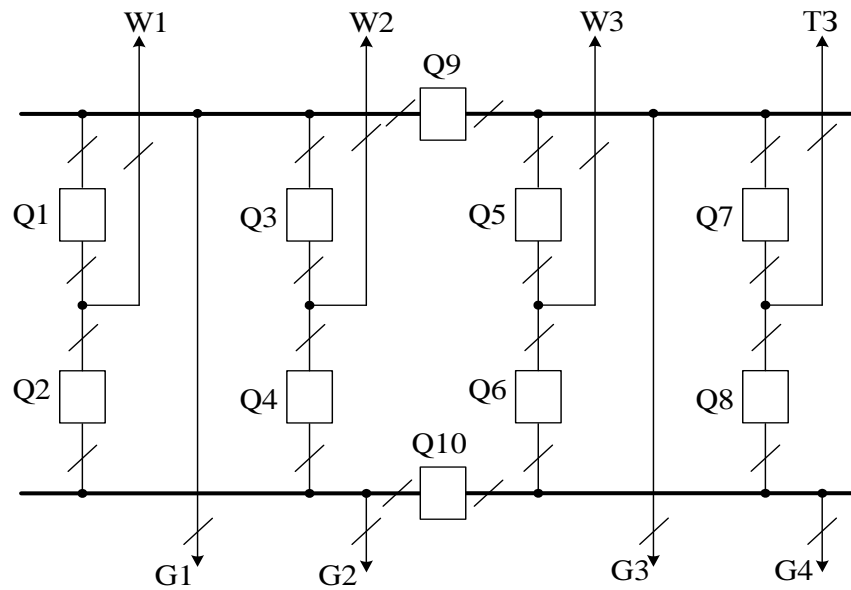
$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.18)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

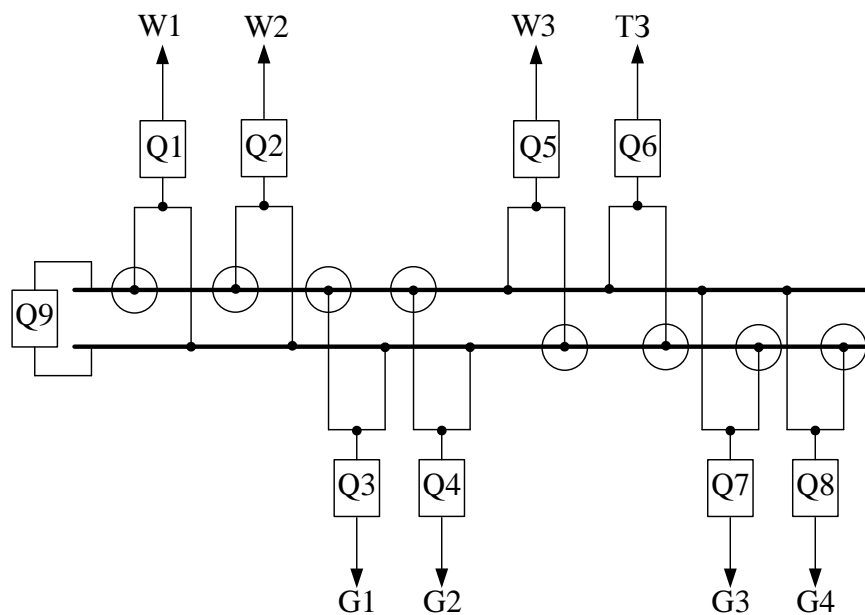
C_k – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.19)$$

де $a = 9,4 \%$.



а) схема «два зв'язаних чотирикутника»



б) схема з одним вимикачем на приєднання

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРП-35 кВ

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

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 35 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_P , год.
	ω_1	ω_2			
35	0,01	0,01	50	0,2	100

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

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_K	10	9
Вартість комірки, тис.грн	C_K	56	56
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,00672	0,00672
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_P / 8760$	0,002283105	0,002283105
	$K_0 = 1 - n_K \cdot K_p$	0,97716895	0,979452055
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{ВІМ} \cdot m \cdot T_P$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_P)$	37,5	37,5
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0058630	0,0058767
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0065666	0,0065819
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000137	0,0000137
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000153	0,0000153

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [4]:

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

де $y_0 = 4,8$ 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 – втрачаємо потужність, МВт;

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

Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [7]:

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned} M(3)_I &= 4,8 \cdot [0,005863(2 \cdot 1 \cdot 7,28 + 2 \cdot 1 \cdot 15,88) + 0,0065666 \cdot 6 \cdot 1 \cdot 7,28 + \\ &+ 0,0000137 \cdot (2 \cdot 37,5 \cdot 4,28 + 18 \cdot 1 \cdot 7,28 + 18 \cdot 1 \cdot 15,88) + \\ &+ 0,0000153 \cdot (48 \cdot 1 \cdot 7,28 + 2 \cdot 1 \cdot 11,6 + 4 \cdot 1 \cdot 14)] = 1,587 \text{ (тис грн);} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M(3)_{II} &= 4,8 \cdot [0,0058767 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 15,88 + 3 \cdot 1 \cdot 18,28) + \\ &+ 0,0065819(2 \cdot 1 \cdot 15,88 + 1 \cdot 1 \cdot 18,28) + \\ &+ 0,0000137(3 \cdot 37,5 \cdot 4,28 + 20 \cdot 37,5 \cdot 7,28 + 6 \cdot 1 \cdot 15,88 + 12 \cdot 37,5 \cdot 15,88 + \\ &+ 17 \cdot 1 \cdot 18,28 + 10 \cdot 1 \cdot 24,48 + 2 \cdot 1 \cdot 29) + 0,0000153(3 \cdot 37,5 \cdot 4,28 + 12 \cdot 37,5 \cdot 7,28 + \\ &+ 6 \cdot 37,5 \cdot 14 + 6 \cdot 1 \cdot 15,88 + 7 \cdot 1 \cdot 18,28 + 6 \cdot 1 \cdot 24,48 + 2 \cdot 1 \cdot 29)] = 3,271 \text{ (тис грн).} \end{aligned}$$

Таблиця 2.11 – Розрахунок надійності схеми ВРП-35 кВ (I варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,002283105$										
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	
Q_1 Л	0,00672	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{ВП}$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(WG) + D(W, 2G, T3) - T_0$
Q_2 Л	0,00672	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{ВП}$	-	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Л	0,00672	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{ВП}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(WG) + D(W, 2G, T3) - T_0$
Q_4 Л	0,00672	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{ВП}$	-	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, G) + D(W, 2G, AT) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_5 Л	0,00672	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{ВП}$	$W, G - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(G, T3) + D(2W, 2G) - T_0$	
Q_6 Л	0,00672	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{ВП}$	-	$W, G, AT - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(G, T3) + D(2W, 2G) - T_0$	$W, G - T_0$	
Q_7 Г	0,006	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	-	$G, T3 - T_0$ $T3 - T_{ВП}$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 + D(G, W) + D(2W, 2G) - T_0$	
Q_8 Г	0,006	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$ $T3 - T_{ВП}$	-	$G, T3 + D(W, G) + D(2W, 2G) - T_0$	$G, T3 - T_0$	
Q_9 Г	0,006	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G, T3 - T_0$	-	$2G + D(2W, G) + D(W, G, T3) - T_0$ $D(2W, 2G) + D(W, 2G, T3) - T_{ВП}$	
Q_{10} Г	0,006	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G, T3 - T_0$	$2G - T_0$	$2G + D(2W, G) + D(W, G, T3) - T_0$ $D(2W, 2G) + D(W, 2G, T3) - T_{ВП}$	-	

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРП-35 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов вимикача ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення								
		$K_0=$ 968038	$K_p = 0,002283105$							
			Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
Q ₁ Л	0,00672	2W,2G- T ₀	–	2W,2G-T ₀ 2W -T _{ВП}	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	3W,2G-T ₀ 2W -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ W,T3 -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ W,G -T _{ВП}
Q ₂ Л	0,00672	2W,2G- T ₀	2W,2G-T ₀ 2W -T _{ВП}	–	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	3W,2G-T ₀ 2W -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ W,T3 -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ W,G -T _{ВП}
Q ₃ Г	0,006	2W,2G- T ₀	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	–	2W,2G-T ₀ 2G -T _{ВП}	3W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ G,T3 -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ 2G -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ 2G -T _{ВП}
Q ₄ Г	0,006	2W,2G- T ₀	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G-T ₀ 2G -T _{ВП}	–	3W,2G-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ G,T3 -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ 2G -T _{ВП}	2W,3G-T ₀ 2G -T _{ВП}
Q ₅ Л	0,00672	W,2G, T3-T ₀	2W,2G, T3-T ₀ 2W -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ 2W -T _{ВП}	W,3G, T3-T ₀ W,T3 -T _{ВП}	W,3G, T3- T ₀ W,T3 -T _{ВП}	–	W,2G, T3- T ₀ W,T3 -T _{ВП}	W,2G, T3- T ₀ W,G -T _В	W,2G, T3- T ₀ W,G -T _В
Q ₆ Г	0,006	W,2G, T3-T ₀	2W,2G, T3-T ₀ W,T3 -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ W,T3 -T _{ВП}	W,3G, T3-T ₀ G,T3 -T _{ВП}	W,3G, T3- T ₀ G,T3 -T _{ВП}	W,2G, T3- T ₀ W,T3 -T _В	–	W,2G, T3- T ₀ G,T3 -T _В	W,2G, T3- T ₀ G,T3 -T _В
Q ₇ Г	0,006	W,2G, T3-T ₀	2W,2G, T3-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ W,G -T _{ВП}	W,3G, T3-T ₀ 2G -T _{ВП}	W,3G, T3- T ₀ 2G -T _{ВП}	W,2G, T3- T ₀ W,G -T _В	W,2G, T3- T ₀ G,T3 -T _В	–	W,2G, T3- T ₀ 2G -T _В
Q ₈ Г	0,006	W,2G, T3-T ₀	2W,2G, T3-T ₀ W,G -T _{ВП}	2W,2G, T3- T ₀ W,G -T _{ВП}	W,3G, T3-T ₀ 2G -T _{ВП}	W,3G, T3- T ₀ 2G -T _{ВП}	W,2G, T3- T ₀ W,G -T _В	W,2G, T3- T ₀ G,T3 -T _В	W,2G, T3- T ₀ 2G -T _В	–

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРП-35 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{вп}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
ТЗ	4,28	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	2	–
W,G G,T3 W,G,T3 W,G+D(WG)+D(W,2G,T3) G,T3+D(W,G)+D(2W,2G)	7,28	1	2	6	18	48
		37,5	–	–	–	–
W,G+D(G,T3)+D(2W,2G)	11,6	1	–	–	–	2
		37,5	–	–	–	–
2W,G	14	1	–	–	–	4
		37,5	–	–	–	–
W,2G 2G,T3 2G 2G+D(2W,G)+D(W,G,T3)	15,88	1	2	–	18	–
		37,5	–	–	–	–
ІІ варіант						
W,T3 T3	4,28	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	3	3
G W,G G,T3	7,28	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	20	12
2W	14	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	–	6
2W,2G 2G	15,88	1	2	2	6	6
		37,5	–	–	12	–
W,2G, T3 2W,2G, T3	18,28	1	3	1	17	7
		37,5	–	–	–	–
2W,3G W,3G, T3	24,48	1	–	–	10	6
		37,5	–	–	–	–
3W,2G	29	1	–	–	2	2
		37,5	–	–	–	–

Таблиця 2.14 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	560,0	504,0
Щорічні витрати	52,640	47,376
Очікуваний збиток	1,587	3,271
Приведені затрати	138,227	126,247

$\Delta Z = 9,5 \% > 5\%$, отже, приймаємо для ВРП-35 кВ схему з одним вимикачем на приєднання (II варіант).

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

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

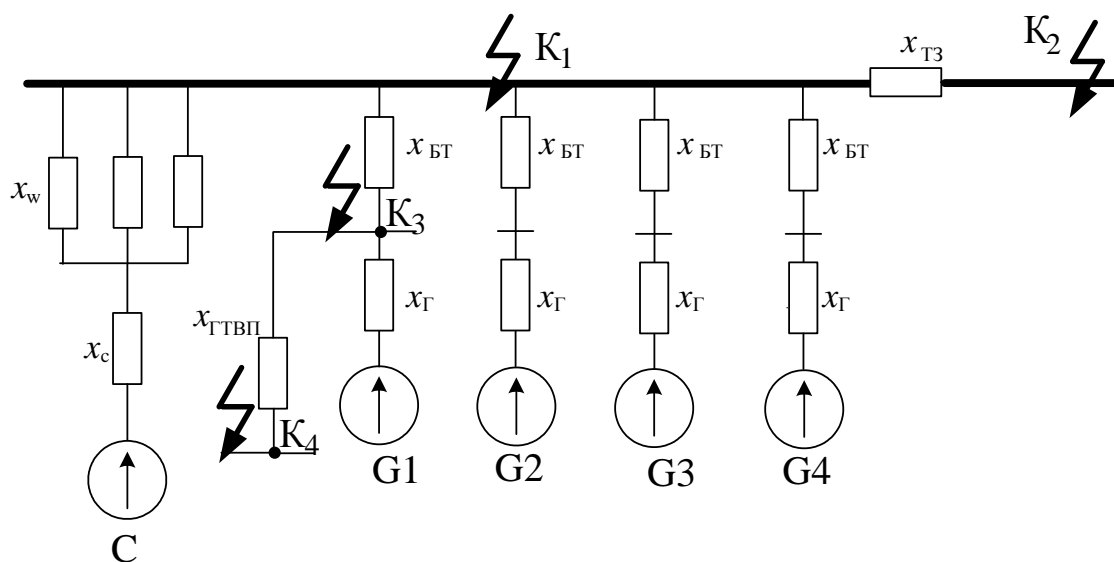


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = \tilde{\sigma}_{\tilde{n}.i.i} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{\tilde{N}.i.i}}; \quad (2.21)$$

$$\tilde{\sigma}_1 = 0,4 \cdot \frac{100}{5400} = 0,007;$$

ЛЕП:

$$\tilde{\sigma}_w = \tilde{\sigma}_{i \dot{\sigma}} \cdot l \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{U_{\tilde{n}\dot{\sigma}.i.i}^2} \quad (2.22)$$

$$\tilde{\sigma}_w = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,351$$

Трансформатор:

$$\tilde{\sigma}_0 = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\dot{a}}}{S_{\dot{\sigma}.i.i}}; \quad (2.23)$$

$$\tilde{\sigma}_{\dot{\sigma}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,5;$$

$$\tilde{\sigma}_{\dot{\sigma}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19;$$

Генератор:

$$x_{\bar{A}} = x_d'' \frac{S_{\dot{a}}}{S_{i.i \bar{A}}}; \quad (2.24)$$

$$x_{\bar{A}} = 0,22 \cdot \frac{100}{11} = 2,0.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

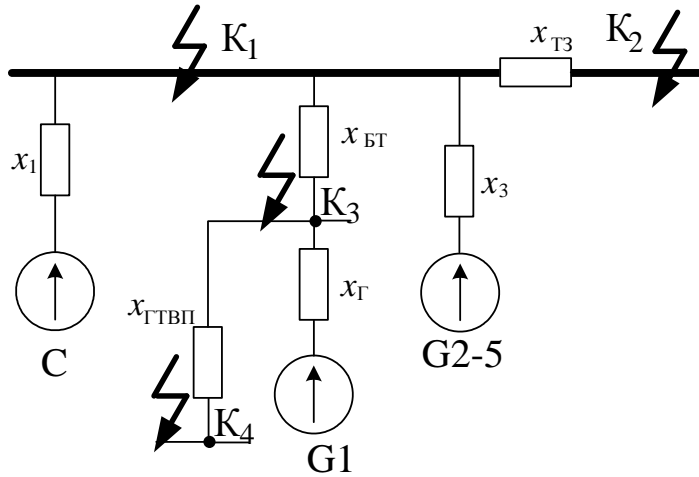


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$\tilde{\sigma}_1 = \tilde{\sigma}_c + \frac{\tilde{\sigma}_w}{3};$$

$$\tilde{\sigma}_1 = 0,007 + \frac{0,351}{3} = 0,124;$$

$$x_2 = x_{\Delta 0} + x_{\Delta};$$

$$x_2 = 0,5 + 2,0 = 2,5;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_3 = \frac{2,5}{3} = 0,833.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [4, 7]:

$$I_{\tilde{\sigma}_i, \hat{I}^3} = \frac{E_{*}'' \cdot I_{\hat{a}^3}}{\tilde{\sigma}_{\text{да}c^*3}} \quad (2.25)$$

де $E_{*A}'' = 1,13$, $E_{*C}'' = 1$;

$I_{\hat{a}i}$ – базовий струм, кА;

$\tilde{\sigma}_{\partial \dot{a}_k^{*3}}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

$$I_{\dot{a}^3} = \frac{S_{\dot{a}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с\`ар.їїї}}}; \quad (2.26)$$

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

$$I_{\dot{a}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

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

Складові струмів КЗ [4]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{- періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} I_{n,0}; \\ \text{- аперіодична: } \end{array} \right\} i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.27)$$

- ударний струм: $i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y.$

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

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

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

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

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 (рисунок 2.8).

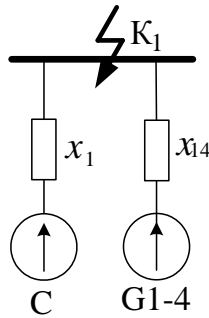


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_4 = \frac{x_2}{4};$$

$$x_4 = \frac{2,5}{4} = 0,625;$$

$$I_{\dot{I},0\tilde{N}} = \frac{1 \cdot 1,56}{0,124} = 12,581 \text{ кА};$$

$$I_{\dot{I},0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 1,56}{0,625} = 2,82 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_2

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.9.

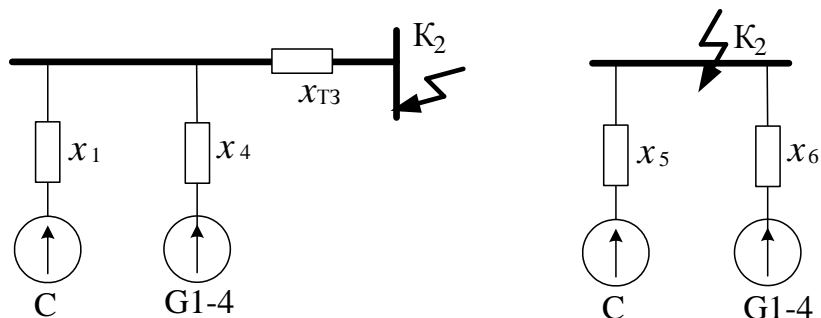


Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K_2

Розподіляємо x_{oc} між x_1 та x_4 [4, 7]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{\text{OC}} \cdot (x_1 + x_4); \\ x_5 &= x_1 + (\Delta x / x_4); \\ x_6 &= x_4 + (\Delta x / x_1); \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

$$\Delta x = 1,19 \cdot (0,124 + 0,625) = 0,891;$$

$$x_5 = 0,124 + (0,891 / 0,625) = 1,55;$$

$$x_6 = 0,625 + (0,891 / 0,124) = 7,81;$$

$$I_{\dot{I},0\bar{N}} = \frac{1 \cdot 5,5}{1,55} = 3,548 \text{ кА};$$

$$I_{\dot{I},0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,5}{7,81} = 0,796 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рисунку 2.10.

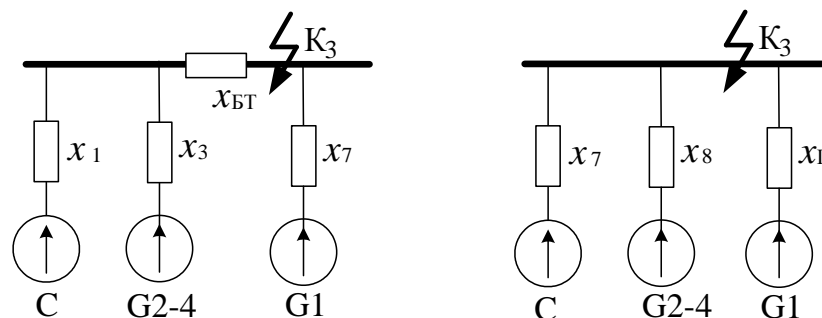


Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки K_3

Розподіляємо x_{AO} між x_1 та x_3 [4, 7]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta x &= x_{\text{AO}} \cdot (x_1 + x_3); \\ x_7 &= x_1 + (\Delta x / x_3); \\ x_8 &= x_3 + (\Delta x / x_1); \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$\Delta x = 0,5 \cdot (0,124 + 0,833) = 0,48;$$

$$x_7 = 0,124 + (0,48 / 0,833) = 0,7;$$

$$x_8 = 0,833 + (0,48 / 0,124) = 4,7;$$

$$I_{\dot{I},0\tilde{N}} = \frac{1 \cdot 9,16}{0,7} = 13,086 \text{ кА};$$

$$I_{\dot{I},0G2-4} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{4,7} = 2,202 \text{ кА}.$$

$$I_{\dot{I},0G1} = \frac{1,13 \cdot 9,16}{2,0} = 5,175 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (див. таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{в.в.}, \text{с}$
ВРП 35 кВ	ВБНК-35	0,005
ВРП 10 кВ	ВР-1	0,035
Коло генератора	ВР-1	0,035

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К ₁ шини 35 кВ	С-ма	0,06	0,02	1,608	0,05	1
	Г1-4		0,05	1,82	0,301	0,88
К ₂ шини 10 кВ	С-ма	0,045	0,01	1,369	0,011	1
	Г1-4		0,5	1,82	0,407	1
К ₃ генератор Г1	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г2-4		0,05	1,82	0,407	1
	Г1		0,1	1,9	0,638	0,87

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [4]:

$$I'_{\dot{m}} = \frac{S_{\dot{A}\dot{m}} \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_{\dot{n}\dot{a}\dot{d}.m}}; \quad (2.31)$$

К₁ Г₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 11 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 0,687 \text{ кА}; \quad \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 2,82 / 0,687 = 4,1. \quad \gamma_{n,\tau} = 0,88.$$

К₂ Г₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 11 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 2,42 \text{ кА}; \quad \tau = 0,45 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 0,796 / 2,42 = 0,3 < 1. \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

К₃ а) G₁

$$I'_{ном} = 11 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 1,008 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 5,175 / 1,008 = 5,1. \quad \gamma_{н.т} = 0,87.$$

б) G₂₋₄

$$I'_{ном} = 3 \cdot 1,008 = 3,024 \text{ кА};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 2,202 / 3,024 = 0,73 < 1. \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	i_y , кА	$i_{ат}$, кА	$I_{пт}$, кА	Примітка
К ₁ ВРП 35 кВ	Система	12,581	28,605	0,886	12,581	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	2,820	7,258	1,201	2,482	
	Сума	15,401	35,863	2,087	15,063	
К ₂ ВРП 10 кВ	Система	3,548	6,869	0,056	3,548	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	0,796	2,048	0,457	0,796	
	Сума	4,344	8,917	0,513	4,344	
К ₃ генератор Г1	Система	13,086	29,753	1,950	13,086	Ком.апарат.
	Генератори 2-6	2,202	5,668	1,266	2,202	
	Сума (без Г1)	15,288	35,421	3,216	15,288	
	Генератор 1	5,175	13,904	4,666	4,503	
	Повна сума	20,463	49,325	7,882	19,791	Шини

2.7 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від ГТВП.

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\max \Delta \hat{A} \hat{I}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 361,3 \text{ А};$$

$$I_{\max \Delta R} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 578 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШРА73 [4]:

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

$$q = 80 \times 5 = 400 \text{ мм}^2;$$

$$r_{num} = 0,085 \text{ мОм/м};$$

$$x_{num} = 0,075 \text{ мОм/м};$$

$$l = 20 \text{ м}.$$

$$r_{ш} = 0,085 \cdot 20 = 1,7 \text{ мОм}.$$

$$x_{ш} = 0,075 \cdot 20 = 1,5 \text{ мОм};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$x_{C.\hat{A}\hat{I}} = \frac{U_{\hat{n}\hat{a}\hat{d}\hat{m}\hat{i}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{j}} \hat{i}_{\Sigma}}; \quad (2.32)$$

$$x_{C.\hat{A}\hat{I}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 20,463} = 0,178 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.33)$$

$$x_c = 0,178 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{6} \right)^2 = 0,791 \text{ мОм.}$$

Опори ГТВП:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{\dot{O}.iii}^2}{S_{\dot{O}.iii}}; \quad (2.34)$$

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

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}; \quad (2.36)$$

$$Z_{\tilde{A}T\tilde{A}i} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{250} = 35,2 \text{ мОм};$$

$$r_{\tilde{A}T\tilde{A}i} = 10^6 \cdot \frac{3,8 \cdot 0,4^2}{250^2} = 9,73 \text{ мОм};$$

$$x_{\tilde{A}T\tilde{A}i} = \sqrt{35,2^2 - 9,73^2} = 33,77 \text{ мОм.}$$

Сумарні опори кола КЗ при живленні від ГТВП:

$$x_{\Sigma I} = x_c + x_{ГТВП} + x_{ul};$$

$$r_{\Sigma I} = r_{ГТВП} + r_{ul};$$

$$x_{\Sigma I} = 0,791 + 33,77 + 1,5 = 36,061 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma} = 9,73 + 1,7 = 11,43 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{36,061^2 + 11,43^2} = 37,83 \text{ мОм};$$

Струми трифазного металевого КЗ [4]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.37)$$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,83} = 6,105 \text{ кА.}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.38)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 6,105 = 11,74 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.\text{ном}}; \quad (2.39)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 0,578 = 1,324 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.\text{д}} = 3,22 \cdot I_{T.\text{ном}}; \quad (2.40)$$

$$i_{y.\text{д}} = 3,22 \cdot 0,578 = 1,861 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 6,105 + 1,324 = 7,429 \text{ кА.}$$

$$i_{y.\Sigma} = 11,74 + 1,861 = 13,601 \text{ кА.}$$

2.8 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРП-35 кВ

Максимальні струми [4]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{ад.}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{m}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.41)$$

$$I_{max\tilde{A}\hat{O}} = \frac{S_{\tilde{a}.\hat{m}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{m}} \cdot 0,95}; \quad (2.42)$$

$$I_{max\hat{O}\zeta} = 1,5 \cdot \frac{S_{\hat{O}.\hat{m}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\hat{m}}}; \quad (2.43)$$

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

$$I_{max\hat{A}\hat{O}} = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 191 \text{ A};$$

$$I_{max\hat{O}\zeta} = 1,5 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 155,88 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.44)$$

$$B_{\kappa} = 15,401^2 (0,2 + 0,05) = 59,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРП-10 кВ

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

$$I_{max\hat{A}\hat{O}} = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 668,5 \text{ A};$$

$$I_{max\hat{O}\zeta} = 1,5 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 545,6 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 4,344^2 (0,2 + 0,05) = 4,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор G₁:

$$I_{maxG}^2 = \frac{S_{\tilde{a},\tilde{m}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\tilde{m}} \cdot 0,95}; \quad (2.45)$$

$$I_{max\tilde{A}\tilde{O}\tilde{A}\tilde{I}} = \frac{S_{\tilde{A}\tilde{O}\tilde{A}\tilde{I}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\tilde{m}}}; \quad (2.46)$$

$$I_{maxG}^2 = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 1061 \text{ A};$$

$$I_{max\tilde{A}\tilde{O}\tilde{A}\tilde{I}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,9 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = B_{K\Pi} + B_{Ka} = (B_{\text{пс}} + B_{\text{пг}} + B_{\text{пгс}}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*\text{пг}} \cdot I_{\text{п.,о,г}}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{\text{п.,о,г}}) \cdot t_{\text{вим}} + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{\text{п.,о,г}}^2 \cdot T_{a,\Gamma} + 4 \cdot I_c \cdot I_{\text{п.,о,г}} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,\Gamma})), \quad (2.47)$$

де $t_{\text{вим}} = 0,3 \text{ с}$; $B_{*\text{пг}} = 0,7$; $T^* = 0,82$; $T_{a,\Gamma} = 0,1 \text{ с}$; $I_{\text{п.,о,г}} = 5,175 \text{ кА}$;
 $I_c = 15,288 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,05 \text{ с}$.

$$B_K = (15,288^2 + 0,7 \cdot 5,175^2 + 2 \cdot 15,288 \cdot 5,175 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + (15,288^2 \cdot 0,05 + 5,175^2 \cdot 0,1 + (4 \cdot 15,288 \cdot 5,175) / (1/0,05 + 1/0,1)) = 114,67 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$I_{max} = 578 \text{ А}$.

$$B_K = I_{\text{п.о.с}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{a,c.p}) + 1,5 \cdot I_{\text{п.о.д}}^{(3)2} \cdot T_{a,c.p} + 4 \cdot I_{\text{к.д}}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{a,c.p}, \quad (2.48)$$

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

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

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

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу А3744с, $t_a = 0,01$ с:

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

$$I_{a.ном} = 630 \text{ А} > I_{max} = 578 \text{ А};$$

$$ГКС = 60 \text{ кА} > i_y = 13,601 \text{ кА};$$

$$t_{вим} = 0,4 + 0,01 = 0,41 \text{ с};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_k = 6,105^2(0,41 + 0,03) + 1,5 \cdot 1,324^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 6,105 \cdot 1,324 \cdot 0,03 = 17,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.9 Вибір комутаційних апаратів

ВРП-35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 310 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 15,063 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 2,087 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 15,401 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	-
$i_y = 35,863 \text{ кА}$	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 59,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРП-10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	КРУ типу КУ10Ц
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 668,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 4,344 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 0,513 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,28 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 4,344 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 8,917 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	51
$B_k = 4,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

ГРУ-6,3 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	КРУ типу КУ10Ц
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1061 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 15,288 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 4,666 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,28 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 15,288 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 35,421 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	51
$B_k = 114,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

2.10 Вибір струмоведучих частин

ВРП-35 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 310 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 15,401 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,863 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 95/16 [5]:

$$d = 13,5 \text{ мм};$$

$$I_{дон} = 330 \text{ А};$$

$$D = 150 \text{ см}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [4]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.49)$$

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

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

$$I_{\text{н\ddot{o}i}} = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 181,5 \text{ A};$$

$$q_{\text{\ddot{a}e}} = \frac{181,5}{1,3} = 139,6 \text{ \ddot{u}}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 150/24: $d = 17,1 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{н\ddot{o}i}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165,2 \text{ A};$$

$$q_{\text{\ddot{a}e}} = \frac{165,2}{1,3} = 127,1 \text{ \ddot{u}}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 150/24.

ВРП-10 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 668,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 4,344 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 8,917 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 300/48:

$$d = 24,1 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 690 \text{ А};$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$I_{\text{н\ddot{o}i}} = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 635,1 \text{ А};$$

$$q_{\text{\ddot{a}e}} = \frac{635,1}{1,3} = 488,5 \text{ \ddot{u}}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 500/27: $d = 29,4 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 960 \text{ А}$.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{\text{від}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ A};$$

$$q_{\text{в}} = \frac{578}{1,3} = 444 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 450/56: $d = 28,8$ мм; $I_{\text{дон}} = 900$ А.

Коло генератора.

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

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

$$I_{\text{max}} = 1061 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 49,325 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\text{max}} = 578 \text{ А};$$

$$i_y = 13,601 \text{ кА}.$$

$$B_k = 17,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШРА73 [4]:

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}; > I_{\text{max}} = 578 \text{ А};$$

$$q = 80 \cdot 5 = 400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}; \tag{2.50}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{17,45 \cdot 10^6}}{90} = 46,4 \text{ мм}^2 < q = 400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

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

Момент інерції та опору [4, 7]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{12}; \quad (2.51)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{6}; \quad (2.52)$$

$$I = \frac{0,5 \cdot 8^3}{12} = 21,33 \text{ м}^4;$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 8^2}{6} = 5,33 \text{ м}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.53)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{21,33}{4}} = 2,14 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,41 \text{ м}.$$

Приймаємо $l = 1,4$ м.

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.54)$$

$$\sigma_{\phi.max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{13,601^2 \cdot 1,4^2}{0,2 \cdot 5,33} = 5,9 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дв}} = 40 \text{ МПа} \dots$$

Умова виконується.

2.11 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 [4, 7]:

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

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

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

Приймаємо мідний кабель перерізом 185 мм^2 , $I_{\text{доп.ном}} = 525 \text{ А}$;

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{17,45 \cdot 10^6}}{160} = 26,1 \text{ і} \quad q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{946,7 \cdot 10^6}}{160} = 192,2 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується, отже, остаточно приймаємо переріз кабеля 185 мм^2 .

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

Таблиця 2.18 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35А

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$
$I_{\text{max}} = 310 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А};$
$i_y = 35,863 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 127 \text{ кА};$

$B_K = 59,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,79 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом.}$

- 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 2.19 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	И674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И676	2,5	-	2,5
Разом:		5,5	-	5,0

- загальний опір приладів [4]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2, \quad (2.55)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} + r_{\text{прил}} + r_K, \quad (2.56)$$

$$r_{\text{пр}} = 2 + 0,22 + 0,1 = 2,32 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.57)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 130 / 2,32 = 1,58 \text{ мм}^2.$$

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 [6]:

$$U_{1\text{ном}} = 35\,000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В};$$

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cosφ	Sinφ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної енергії	И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	И676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							12	29

Вторинне навантаження:

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

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

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори

Місце установлення	Трасформатор	
	струму	напруги
1	2	3
ВРП-35 кВ	ТФЗМ – 35А	ЗНОМ-35-72У1

	0,5/10P	
ВРП-10 кВ	ТШЛ-10 0,5/10P	ЗНОЛ.06 – 10УЗ
Блочний трансформатор БТ: - сторона ВН; - сторона НН	ТВТ 35-І-600/5 0,5/10P ТШЛ-10 0,5/10P	- -
Трансформатор зв'язку: - сторона ВН; - сторона НН	ТФЗМ – 35А 0,5/10P ТШЛ-10 0,5/10P	- -
Генератор	ТШЛ-10 0,5/10P	ЗНОЛ.06-6УЗ
ГТВП: - сторона ВН; - сторона НН.	ТШЛ-10 0,5/10P ТК-40 0,5	- НОС-0,5УЗ
ТР: - сторона ВН; - сторона НН.	ТШЛ-10 0,5/10P ТК-40 0,5	ЗНОЛ.06-10УЗ НОС-0,5

2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [2]:

- | | |
|-----------------------------------|-----------|
| 1) ЛЕП – 35 кВ, сторона ВН БТ, ТЗ | РВМ-35 У1 |
| 2) ЛЕП – 10 кВ, сторона НН ТЗ | РВО-10 У1 |

3) Коло гідрогенератора

РВРД-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку, релейного захисту, автоматики встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1:

$$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А};$$

$$L = 0,547 \text{ мГн};$$

$$I_{\text{T}} = 16 \text{ кА};$$

$$t_{\text{T}} = 1 \text{ с};$$

$$i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}.$$

2.14 Вибір акумуляторної батареї

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

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В};$
- номінальна напруга: $U_{\text{н}} = 220 \text{ В};$
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{\text{нз}} = 2,15 \text{ В};$
- 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: $n_{\text{o}} = 108;$
- кількість додаткових елементів: $n_{\text{д}} = 22;$
- загальне кількість елементів: $n = 130;$

Типовий номер АБ [4, 6, 7]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{\text{ав}}}{j}; \quad (2.58)$$

де $j = 25 \text{ A/N}$ при температурі електроліту 25°C .

Таблиця 2.22 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	120	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масла насоса ущільнень генератора	6	2	12	10	32,5	60	-
Електродвигун аварійного масла насоса системи змащування турбіни	6	5	30	2,6	70	156	420
РАЗОМ:						391	475

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{391}{25} = 16,4. \quad (2.59)$$

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{пошт}}{46}; \quad (2.60)$$

$$N \geq \frac{475}{46} = 10,3.$$

Вибираємо типорозмір $N=20$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.61)$$

$$j_n = \frac{475}{20} = 23,75 \text{ A/N.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 93 % (рисунок 6.2 [7]), що більше допустимого значення 80%.

Таким чином, остаточно приймаємо батарею з $N=20$ типу «Varta».

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.62)$$

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

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 \text{ N}; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.63)$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= 5 \cdot N + I_{noc}; \\ U_{ЗП} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.64)$$

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

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800

3 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕРЕЖІ ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ

3.1 Дослідження мереж оперативного струму

До систем оперативного струму пред'являють вимоги високої надійності при коротких замиканнях і інших ненормальних режимів в ланцюгах головного струму

Застосовуються наступні системи оперативного струму на підстанціях:

1) постійний оперативний струм - система живлення оперативних ланцюгів, при якій як джерело живлення застосовується акумуляторна батарея; ;

2) змінний оперативний струм - система живлення оперативних ланцюгів, при якій як основні джерела живлення використовуються вимірювальні трансформатори струму приєднань, що захищаються, вимірювальні трансформатори напруги, трансформатори власних потреб. Як додаткові джерела живлення імпульсної дії використовуються заздалегідь заряджені конденсатори;

3) випрямлений оперативний струм - система живлення оперативних ланцюгів змінним струмом, в якій змінний струм перетворюється в постійний (випрямлений) за допомогою блоків живлення і випрямних силових пристроїв. Як додаткові джерела живлення імпульсної дії можуть використовуватися заздалегідь заряджені конденсатори;

4) змішана система оперативного струму - система живлення оперативних ланцюгів, при якій використовуються різні системи оперативного струму (постійний і випрямлений, змінний і випрямлений).

У системах оперативного струму розрізняють:

- залежне живлення, коли робота системи живлення оперативних ланцюгів залежить від режиму роботи даної електроустановки (підстанції);

- незалежне живлення, коли робота системи живлення оперативних ланцюгів не залежить від режиму роботи даної електроустановки.

Постійний оперативний струм застосовується на підстанціях 110-220 кВ із збірними шинами цієї напруги, на підстанціях 35-220 кВ без збірних шин на цій

напрузі з масляними вимикачами з електромагнітним приводом, для яких можливість включення від випрямних пристроїв не підтверджена заводом-виготЗовником.

Змінний оперативний струм застосовується на підстанціях 35/6(10) кВ з масляними вимикачами 35 кВ, на підстанціях 35-220/6(10) і 110-220/35/6(10) кВ без вимикачів на стороні вищої напруги, коли вимикачі 6(10)-35 кВ оснащені пружинними приводами.

Випрямлений оперативний струм повинен застосовуватися: на підстанціях 35/6(10) кВ з масляними вимикачами 35 кВ, на підстанціях 35-220/6(10) кВ і 110-220/35/6(10) кВ без вимикачів на стороні вищої напруги, коли вимикачі оснащені електромагнітними приводами; на підстанціях 110 кВ з малим числом масляних вимикачів на стороні 110 кВ.

Змішана система постійного і випрямленого оперативного струму застосовується для зменшення ємкості акумуляторної батареї за рахунок застосування силових випрямних пристроїв для живлення ланцюгів електромагнітів включення масляних вимикачів. Доцільність застосування цієї системи має бути підтверджена техніко-економічними розрахунками.

Змішана система змінного і випрямленого оперативного струму застосовується: для підстанцій із змінним оперативним струмом при установці на введеннях живлення вимикачів з електромагнітним приводом, для живлення електромагнітів включення яких встановлюються силові випрямні пристрої; для підстанцій 35-220 кВ без вимикачів на стороні вищої напруги, коли не забезпечується надійна робота захисту від блоків живлення при трифазних коротких замикань на стороні середньої або вищої напруги. В цьому випадку захист трансформаторів виконується на змінному струмі з використанням попередніх заряджених конденсаторів, а решти елементів підстанції – на випрямленому оперативному струмі.

3.2 Схема мереж ОПС

На підстанціях експлуатуються акумуляторні батареї з елементним комутатором або без нього. Схема установки з елементним комутатором представлена на Рисуноку.3.1.

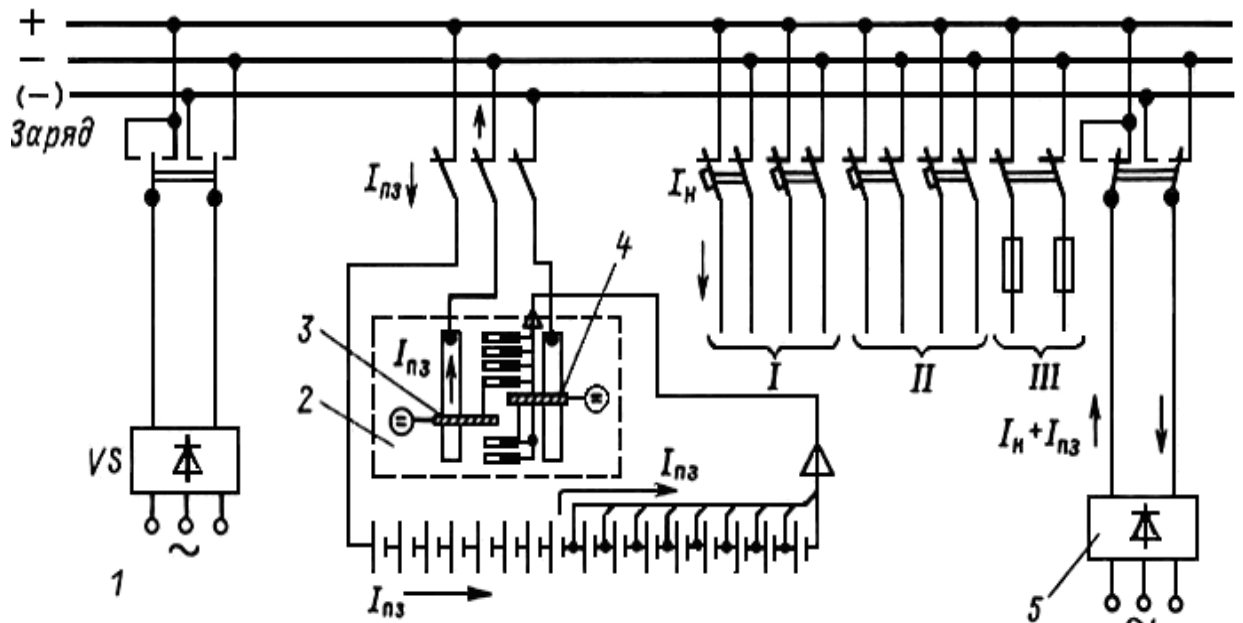


Рисунок 3.1.- Схема акумуляторної установки з елементним комутатором:

I - ланцюги управління; II - аварійне освітлення; III - силові ланцюги (електромагніти включення); III - струм навантаження; IIIЗ - струм підзаряду

У ній є зарядний двигун-генератор 1 і підзарядний випрямний пристрій 5 . Елементний комутатор 2 забезпечує постійність напруги на шинах постійного струму при заряді і розряді акумуляторів. Він складається з ізолюючої плити з розташованими на ній контактними пластинами, до яких приєднані відведення від сполучних смуг акумуляторів. По пластинах і відповідних шинах ковзають щітки розрядна 3 і зарядна 4 . Вони приводяться в рух уручну або від невеликого електродвигуна, керованого дистанційно або за допомогою пристрою регулювання напруги (АРН). Зміна числа підключених до шин постійного струму акумуляторів (регулювання напруги) відбувається без розриву ланцюга струму і закорачивання акумуляторів завдяки особливій конструкції

комутаторів. У нормальному режимі роботи за наявності підзарядного пристрою розрядна щітка комутатора (через неї тепер проходить невеликий підзарядний струм ПЗ) встановлюється на 107-му елементі, чим забезпечується на шинах напруга 230 В. Концевіє акумулятори з порядковими номерами 108-125 не зарядили. Вони використовуються тільки у разі зникнення напруги на шинах с. н. підстанції і відключення підзарядного пристрою.

На Рисунку.3.2 представлена схема акумуляторної батареї без елементного комутатора з відгалуженнями від батареї для живлення споживачів з різними вимогами до значення напруги на шинах.

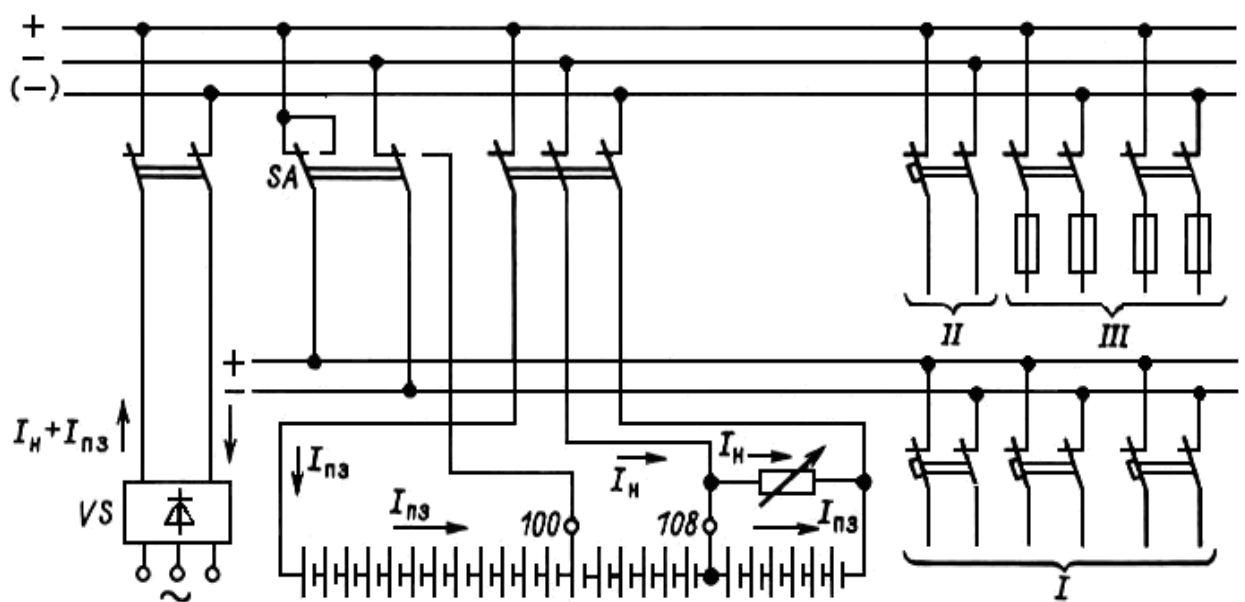


Рисунок. 3.2.- Схема акумуляторної установки без елементного комутатора, що працює в режимі постійного підзаряду: I, II, III, Пз - те ж, що на Рим. 3.1

При нормальній роботі установки випрямляч VS живить всіх споживачів і заряджає всю батарею струмом ПЗ . Відгалуження від акумулятора з порядковим номером 108 дає можливість підтримувати на шинах напругу близько 230 Ст. В тих режимах роботи (наприклад, дозарядці), коли напруга на елементах зростає, а вимоги до значення напруги залишаються колишніми (на шинах управління 230 В), передбачено відгалуження від 100-го елементу батареї. Перемикачем SA до шин управління підключають 100 елементів, і напруга на шинах дорівнюватиме $2,3 \times 100 = 230$ В. Некоторе підвищення

напруги в порівнянні з номінальним на шинах живлення силового навантаження не представляє небезпеки для могутніх приводів вимикачів, оскільки при їх спрацьовуванні напруга на шинах миттєво знижується.

Дня формування пластин і глибоких перезарядів передбачають пересувний двигун-генератор, який при необхідності доставляють на підстанцію.

Схема розподілу оперативного струму. Від шин постійного струму відходять ланцюги, що живлять групи електроприймачів різного призначення. Ланцюги управління, сигналізації і аварійного освітлення зазвичай захищаються автоматичними вимикачами, ланцюги живлення електромагнітів включення - запобіжниками.

При централізованому розподілі оперативного струму для живлення силових ланцюгів вимикачів поблизу їх приводів є шинки постійного струму, сполучені між собою кабелями по кільцевій схемі Рисунок. 3.3.

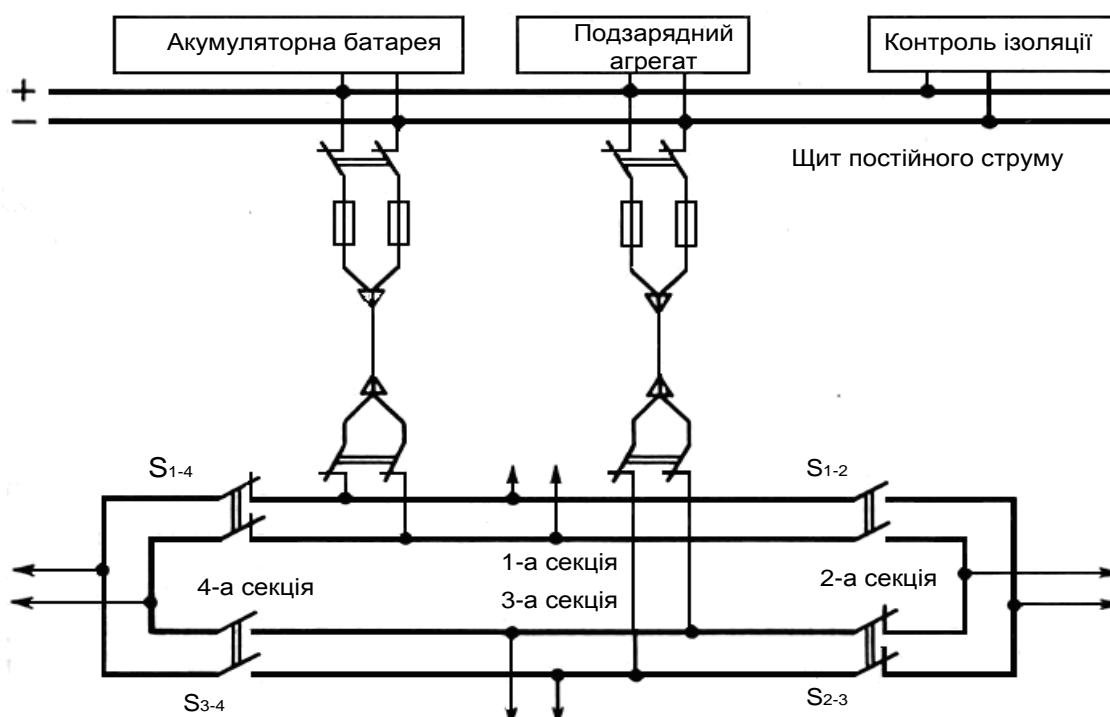


Рисунок.3.3.-Схема живлення електромагнітів включення приводів вимикачів на відкритому РУ 110 кВ

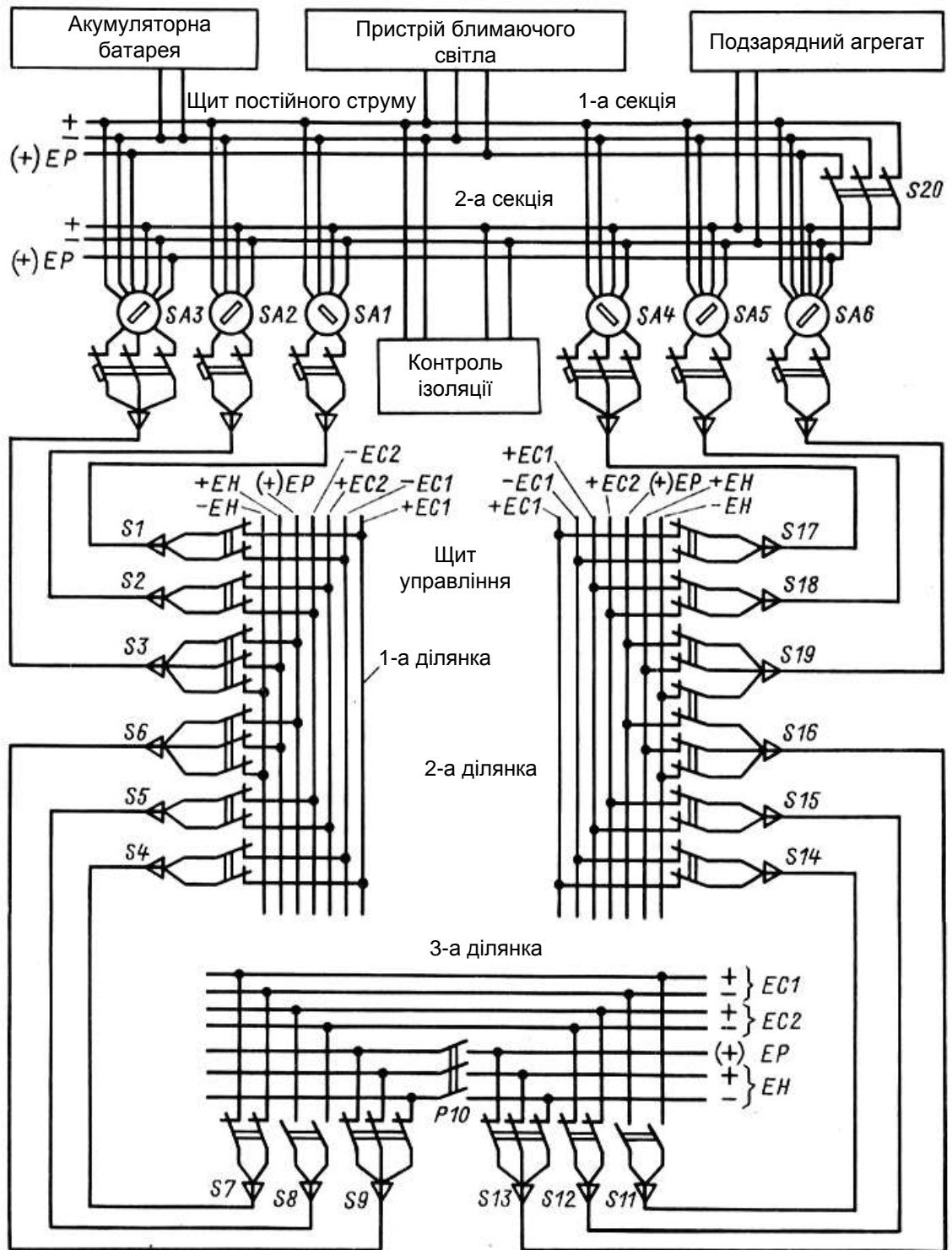
Для надійності живлення кільце секціонується за допомогою встановлених в шафах секційних рубильників Р1-2, Р3-4 . Секції кільця

харчуються від шин постійного струму окремими лініями. Аналогічні схеми виконуються для кожного РУ.

Живлення ланцюгів управління і сигналізації зазвичай здійснюється по схемі, показаній на Рисунку.3.4.

Над панелями щита управління прокладаються шинки управління +ЕС1, -ЕС1, +ЕС2, -ЕС2, шинки сигналізації +ЕН, -ЕН і шинку миготливого світла (+)ЕР . Якщо на щиті управління декілька рядів (секцій) панелей з мнемосхемами РУ різної напруги, то шинки розділяються на ділянки і розташовуються над кожним рядом. Ділянки з'єднуються між собою кабельними перемичками через рубильники S4-S7 і S11-S14 . Ділянки шинок можуть з'єднуватися в кільце, але зазвичай діляться приблизно на рівні частини, кожна з яких отримує живлення від відповідної секції щита постійного струму. Секціонування шинок на щитах постійного струму виконується для підвищення надійності живлення навантаження і резервування живлячих ліній у разі їх пошкодження і відключення.

Живлення ланцюгів управління окремих приєднань здійснюється через запобіжники або автоматичні вимикачі і перемикачі, за допомогою яких живлення кожного ланцюга може відключатися або перекладатися на живлення від шинок Ес1 або Ес2. Ланцюги сигналізації отримують живлення через перемикачі, два положення, що мають: "Включено" і "Відключено".



Рисунку 3.4. - Живлення ланцюгів управління і сигналізації.

3.3 Джерела ОПС

На підстанціях для живлення оперативних ланцюгів постійного струму використовуються, як правило, кислотні акумуляторні батареї. Стационарні акумуляторні батареї складають з окремих акумуляторів, зазвичай сполучених послідовно.

Акумулятором називають вторинне хімічне джерело струму, робота якого полягає в накопиченні електричної енергії (заряд) і віддачі цієї енергії споживачеві (розряд).

Акумулятор характеризується ємкістю, ЕДС, зарядним і розрядним струмами. Номінальною ємкістю акумулятора (у ампер-годинах) є його ємкість при 10-годинному розряді і нормальній температурі (25 °С) і щільності (1,21 г/см³) електроліту.

На невеликих підстанціях за відсутності значних поштовхових навантажень і різких коливань в мережі оперативного струму (при включенні вимикачів і т. д.) застосовують переносні акумуляторні батареї стартерів невеликої ємкості напругою 24 і 48 Ст.

Акумуляторні батареї є найбільш надійним джерелом живлення вторинних пристроїв, оскільки вони забезпечують незалежне (автономне) живлення оперативних ланцюгів при зникненні напруги змінного струму.

У аварійному режимі батареї приймають навантаження всіх електроприймачів постійного струму, забезпечуючи дію релейного захисту і автоматики, а також можливість включення і відключення вимикачів. Гранична тривалість аварійного режиму приймається рівною 0,5 ч для всіх електроприймачів і ланцюгів оперативного постійного струму, а для засобів зв'язку і телемеханіки 1 – 2 ч. Таким чином, забезпечується наявність оперативного струму протягом часу, необхідного для ліквідації аварії (0,5 – 2,0ч).

Застосування акумуляторних батарей обмежене із-за їх високої вартості і складності експлуатації. Тому вони встановлюються на найбільш крупних підстанціях.

В даний час для заряду акумуляторів використовують статичні випрямні пристрої, звані зарядними агрегатами. На старих підстанціях поки продовжує експлуатуватися значна кількість двигунів-генераторів.

При експлуатації електрична енергія, накопичена в акумуляторі, безперервно витрачається. Для її поповнення служать підзарядні агрегати, як які також можуть бути використані двигуни-генератори і статичні випрямні пристрої. Потужність підзарядних агрегатів зазвичай складає 20—25 % потужності зарядних агрегатів. У ряді випадків один і той же агрегат може виконувати функції зарядного і підзарядного агрегату.

Двигуни-генератори складаються з приводного асинхронного електродвигуна і генератора постійного струму з паралельним збудженням. Обидві машини встановлюються на одній рамі, а їх вали з'єднуються еластичною муфтою. При заряді акумуляторної батареї напруга генератора зарядного агрегату повинна змінюватися, тому генератор постійного струму вибирає з регулюванням напруга в широких межах шляхом зміни його збудження шунтовим реостатом. Як статичні зарядні і підзарядні агрегати широко використовуються кремнієві випрямні пристрої.

На відміну від двигуна-генератора статичні випрямні пристрої дешевші, не мають рухомих частин, зручніші в обслуговуванні, мають великий термін служби і велику перевантажувальну здатність і тому найбільш поширені.

Розподіл постійного струму, зв'язок зарядних і підзарядно-зарядних агрегатів з акумуляторною батареєю здійснюється через щити постійного струму (ЩПТ), на яких розміщуються комутаційна апаратура і контрольно-вимірювальні прилади. Для зручності дій чергового персоналу на ЩПТ наносяться мнемонічні схеми постійного струму. Акумуляторні батареї, ЩПТ, зарядні і підзарядні агрегати, електроприймачі постійного струму зв'язані між собою кабельними лініями, а в окремих випадках шинопроводами. В сукупності вони утворюють схему електричних з'єднань мережі постійного струму.

На підстанціях акумуляторні батареї зазвичай працюють в режимі постійного підзаряду. В цьому випадку підзарядний агрегат, оснащений

пристроєм стабілізація напруги (з точністю $\pm 2\%$), весь час живить постійно включені електроприймачі мережі оперативного струму (сигнальні лампи, обмотки реле, контакторів), а також заряджає акумуляторну батарею, компенсуючи її саморазряд. Внаслідок цього акумуляторна батарея весь час повністю заряджена. Короткочасні поштовхи навантаження сприймаються в основному батареєю.

У установках, де для включення могутніх електромагнітів масляних вимикачів потрібна підвищена напруга, встановлюють додаткові елементи. Батареї з додатковими елементами складаються з 120, 128, 140 елементів замість 108. У таких випадках схема декілька змінюється. Щоб запобігти сульфатацію пластин додаткових елементів, між негативним полюсом і відгалуженнями від 108-го елемента включається регульований резистор, за допомогою якого створюється струм розряду, рівний струму розряду основних елементів, або включається підзарядний випрямляч. Таким чином, забезпечуються однакові умови роботи основних і додаткових елементів і унеможливується глибоких зарядів і розрядів, що запобігає сульфатацію і збільшує термін служби акумуляторів. У режимі постійного підзаряду батарея завжди знаходиться в зарядженому стані і готова до живлення споживачів постійним струмом.

Для підтримки стабільного рівня напруги батареї у всіх режимах на збірних шинах щита постійного струму ЩПТ в схемах батарей, що працюють по методу заряд—розряд, передбачається елементний комутатор, службовець для зміни числа акумуляторів, підключених до збірних шин установки або до зарядного агрегату.

3.4 Схеми мереж ОЗС

Як джерело застосовують трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Трансформатори струму забезпечують достатньо надійне живлення оперативних ланцюгів під час КЗ, коли різко зростають струм і напруга на їх

затисках. На Рисунок 3.5 представлена схема включення реле максимального струмового захисту НО і електромагніту відключення УАТ з дешунтированием котушки відключення.

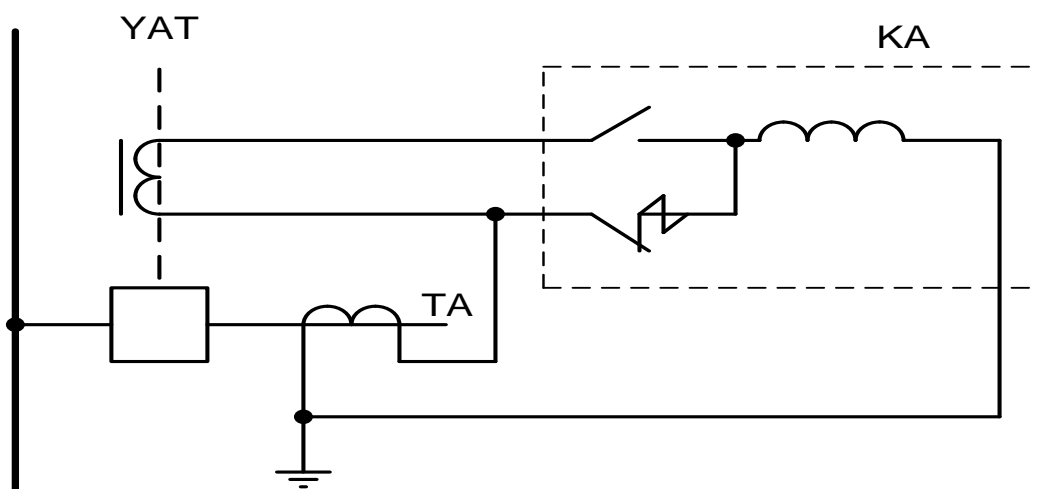


Рисунок. 3.5.- Схема живлення оперативних ланцюгів від трансформатора струму

У нормальному режимі котушка електромагніту відключення зашунтирована і трансформатори струму ТА навантажені невеликим опором реле НО . При КЗ реле НО спрацьовує, підключає до своєї котушки послідовно котушку електромагніту відключення УАТ і вимикач відключається.

Для оперативного управління в нормальних робочих режимах трансформатори струму не застосовують, оскільки від них не можна отримати необхідної в цих випадках потужності.

Трансформатори напруги і власних потреб, навпаки, не придатні для живлення оперативних ланцюгів при КЗ, оскільки при цьому знижується напруга в живлячій мережі, але вони можуть використовуватися для управління апаратами в режимах роботи, близьких до нормальних. Таким чином, кожне з розглянутих джерел змінного струму має обмежену сферу застосування і використовується як джерело індивідуального децентралізованого живлення.

Універсальними є джерела комбінованого живлення від трансформаторів струму ТА і напруга TV одночасно Рисунок 3.2.

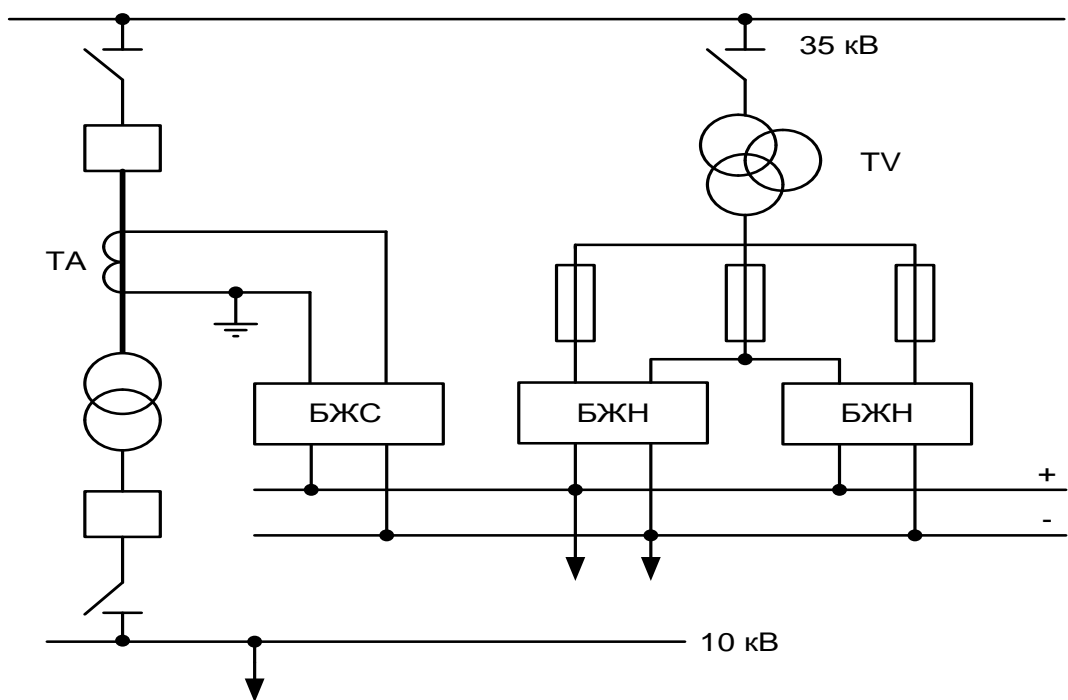


Рисунок 3.6.- Принципова схема комбінованого живлення оперативних ланцюгів. Діоди VD1 і VD2 забезпечують розряд на кожен котушку тільки свого конденсатора.

Блоки живлення серій БПТ і БПН, що випускаються заводами, підключаються до трансформаторів струму і напруги (іноді до трансформаторів с. н.) відповідно.

Встановлені в блоці випрямлячі живлять оперативні ланцюги підсумовуваним оперативним струмом. Комбіноване живлення по вказаній схемі хоча і універсально, але має обмеження по потужності. Воно придатне для живлення оперативних ланцюгів захит, автоматики і управління легкими приводами (пружинними).

Окрім безпосереднього відбору потужності від трансформаторів струму і напруги на підстанціях широко застосовуються конденсаторні пристрої, що дозволяють використовувати заздалегідь запасену в них електричну енергію для живлення реле, приводів віддільників і вимикачів. Використовуються комплекти конденсаторів ємністю 40, 80 і 200 мкФ. Для їх заряду застосовують зарядні пристрої, одержуючі живлення від трансформаторів напруги або власних потреб в умовах нормального режиму роботи підстанції. Схема включення

конденсаторів показана на Рисунок. 3.3. При замиканні контактів SB1 або SB2, ключа управління (або реле) до конденсаторів підключають котушки електромагнітів управління YAT1 і YAT2, через яких проходить струм розряду, і електромагніти спрацьовують.

Час заряду конденсаторів залежить від їх ємкості і схеми зарядного пристрою. Мінімальний час визначається залежністю $t=0,6C/80$, де C - ємкість конденсаторів, що заряджають, мкФ; t - час заряду, с. З цим вважаються при виборі тривалості бестокової паузи АПВ: вона не може бути вибрана менше часу заряду конденсаторів.

Для забезпечення надійної роботи дуже важливо, щоб конденсатори постійно знаходилися в зарядженому стані. Для цього необхідно стежити за справним станом як самих конденсаторів, так і ізоляції підключених ланцюгів. небезпечна втрата живлення установки з боку змінного струму, оскільки при цьому відбувається розряд конденсаторів: через 1,5-2 мін вони вже не в змозі забезпечити дію підключених до них електромагнітів приводів і реле. При зниженні вихідної випрямленої напруги зарядного пристрою спрацьовує спеціальне реле, яке подає сигнал оперативному персоналу підстанції про виниклу несправність.

В даний час вітчизняною промисловістю випускається комбінований пристрій типу БПЗ 401, що є одночасно і зарядним пристроєм, і блоком живлення навантаження (Рисунок.3.4). Пристрій складається з проміжного трансформатора напруги TLV, випрямляча VS, зібраного по мостовій схемі, діода VD, що перешкоджає розряду конденсаторів при зникненні напруги живлення, реле KL, призначеного для контролю напруги на виході блоку, конденсатора C1, що захищає випрямляч від перенапружень, конденсатора C2 і резистора R, що забезпечують нормальну роботу реле KL .

Для живлення електромагнітів включення приводів вимикачів, споживаючих струми, значення яких досягають сотень ампер, застосовують комплектні пристрої живлення серії УКП, що підключаються до трансформаторів с. н. Ці пристрої перетворюють змінний струм в постійний і

використовуються на підстанціях, де немає акумуляторних батарей або потужність їх недостатня.

На підстанціях напругою 110-220 кВ разом з випрямленим застосовується змінний оперативний струм, джерелом якого зазвичай є трансформатори с. н., а на підстанціях 6-10 кВ - спеціальні трансформатори невеликої потужності (наприклад, ОМ-1,2/10), що підключаються до введень ліній 6- 10 кВ., що живлять підстанцію Ці джерела оперативного струму не є автономними, оскільки їх робота можлива тільки за наявності напруги в мережі, що живить їх.

сигналізації, а також апаратури телесигналізації і телекерування на змінному струмі від двох роздільно працюючих трансформаторів с. н. Живлення здійснюється через блок АВР і стабілізатор TSV, щоб коливання напруги в мережі с. н. не відбивалися на роботі апаратури ланцюгів управління. Ланцюги оперативного блокування отримують живлення від блоку UGV . Могутні електромагніти включення приводів вимикачів харчуються від комплексних пристроїв живлення UG1 і UG2, які на стороні випрямленої напруги працюють на загальні шини.

Постійний оперативний струм. Основним джерелом служать свинцево-кислотні акумуляторні батареї із зарядними пристроями напругою 110 або 220 В. Вони забезпечують живлення оперативних ланцюгів реле захит, автоматики, електромагнітів відключення і включення комутаційних апаратів, ланцюгів сигналізації. Від акумуляторних батарей харчуються пристрої зв'язку, аварійне освітлення, двигуни резервних маслососов синхронних компенсаторів. На могутніх підстанціях встановлюють по дві і більш за незалежно працюючі акумуляторні батареї.

3.5 Джерело ОЗП

При змінному оперативному струмі найбільш простим способом живлення електромагнітів відключення вимикачів є безпосереднє включення їх у вторинні ланцюги трансформаторів струму (схеми з реле прямої дії або з

дешунтированием електромагнітів відключення при спрацьовуванні захисту). При цьому граничні значення струмів і напруги в струмових ланцюгах захисту не повинні перевищувати допустимих значень, а струмові електромагніти відключення (реле типів РТМ, РТВ або ТЕО) повинні забезпечувати необхідну чутливість захисту відповідно до вимог ПУЕ. Якщо ці реле не забезпечують необхідної чутливості захисту, живлення ланцюгів відключення проводиться від заздалегідь заряджених конденсаторів.

На підстанціях із змінним оперативним струмом живлення ланцюгів автоматики, управління і сигналізації проводиться від шин власних потреб через стабілізатори напруги.

Джерелами змінного оперативного струму є трансформатори власних потреб і вимірювальні трансформатори струму і напруги, що здійснюють живлення вторинних пристроїв безпосередньо або через проміжні ланки – блоки живлення, конденсаторні пристрої. Змінний оперативний струм розподіляється централізований і, отже, при його використанні не вимагається складної і дорогої розподільної мережі. Проте залежність живлення вторинного устаткування від наявності напруги в основній мережі, недостатня потужність самих джерел (вимірювальні трансформатори струму і напруги) обмежує сферу застосування оперативного змінного струму.

Трансформатори струму служать надійними джерелами для живлення захит від коротких замикань; трансформатори напруги і трансформатори власних потреб можуть служити джерелами для захит від пошкоджень і ненормальних режимів, що не супроводяться глибокими пониженнями напруги, коли не вимагається високої стабільності напруги і допустимі перерви в живленні.

Стабілізатори напруги призначені для:

- 1) підтримка необхідної напруги оперативних ланцюгів при роботі АЧР, коли можливе одночасне зниження частоти і напруги;
- 2) розділення оперативних ланцюгів і решти ланцюгів власних потреб підстанції (освітлення, вентиляція, зварка і так далі), що істотно підвищує надійність оперативних ланцюгів.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Проектована ГЕС потужністю 35,2 МВт, працюватиме на енергосистему напругою 35 кВ та місцевий район напругою 10 кВ. Через особливості процесу виробництва ГЕС не створює забруднення та викидів шкідливих речовин. Але на станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Питання охорони праці передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

В подальшому плануються нові тенденції поліпшення умов праці шляхом збільшення одиничної потужності, застосуванням більш досконалих засобів контролю, апаратів безпеки, автоматизації управління, зменшення потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на виробництві.

Згідно [17] до основних небезпечних та шкідливих факторів, які діють на оперативно-ремонтний персонал машинної зали, відносять:

1) фізичні:

- підвищений рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбуватись через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці (через роботу вентиляційних систем);
- машини і механізми, що рухаються;
- недостатня освітленість робочої зони;
- недостатній рівень природного освітлення;
- підвищена та знижена температура робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена та знижена вологість повітря;

- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;

2) психофізіологічні:

- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці);
- фізичні перевантаження (динамічні).

4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів. Напруга живлення допоміжного обладнання здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380/220 В. Категорія приміщення по небезпеці ураження електричним струмом з підвищеною небезпекою; так як існує імовірність одночасного дотику до металевих корпусів обладнання та металоконструкцій, що має зв'язок із землею.

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін..) і силові кола приводу;
- закрити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось у цьому разі; спуски, пробки (клапани) залишити у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вантаж, вмикаючий або вмикаючі пружини;
- вивісити плакати “Не вмикати! Працюють люди” – на ключах дистанційного керування і “Не відкривати! Працюють люди” – на закритих засувках;

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування може з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

Величина напруги оперативних кіл управління становить 380/220 В (фазна напруга “фаза - нуль” – 220 В), а лінійна (“фаза - фаза” – 380 В). Так як повітряні вимикачі знаходяться на відкритому повітрі, то категорія з умов небезпеки електротравматизму є особливо небезпечним.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, з'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо).

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вимикання і вмикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробувальних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як усі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

Категорія умов з небезпеки електротравматизму на КРУ є особливо небезпечним, так як присутні наступні фактори підвищеної небезпеки: підвищена температура повітря (більше 35°C), струмопровідна підлога, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металевих конструкцій, що мають зв'язок з землею.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- закрити на замок шторку відсіку, в якому струмопровідні частини залишилися під напругою, та вивісити плакат “Стій! Напруга”;

- вивісити плакат “Працювати тут” у відсіку, де будуть проводитись роботи.

У разі виконання роботи за межами КРУ, на підключеному до нього обладнанні або на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, необхідно:

- вимкнути з комірки візок з вимикачем;
- шторку або двері закрити на замок та вивісити на них плакат “Не вмикати! Працюють люди ” або “Не вмикати! Робота на лінії”.

У такому разі допускається:

- за наявності блокування між заземлюючими ножами та візком з вимикачем – встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;

- за відсутності такого блокування або заземлюючих ножів у комірках КРУ:

- встановлювати візок у проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні;

- встановлювати в контрольне положення візок з викоченим для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи за межами КРУ на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з’єднанні з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення на КРУ.

Приміщення РУ з електричним обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією.

Групи технічних рішень:

1) до технічних рішень із запобіганням електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – що передбачено проектом для запобігання контакту персоналу з нормально струмопровідними елементами або ж зменшення тяжкості наслідків при такому контакті:

- ізоляція нормально струмопровідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів (згідно з ПВЕ опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги);

- забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів (розміщення їх на недосяжній висоті, в недосяжних місцях, в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах, закриті клемові з'єднання);

2) технічними рішеннями щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально не струмопровідні елементи електроустаткування є: захисне заземлення, в якості якого використовуються природні заземлювачі; захисне занулення в мережі 380/220 В;

3) під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисті засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту згідно ГОСТ 12.4.011.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Інструменти, матеріали і органи управління повинні бути розташовані дугою навколо робочого місця і по можливості ближче до оператора, інструменти і матеріали повинні знаходитись на відповідних місцях, щоб виключити зайві рухи на їх пошук і вибір.

В процесі експлуатації енергетичного обладнання на ЕС з'являються ряд небезпечних і шкідливих факторів. До них належать і наявність поверхонь з високою температурою, конвенсійних і променевих теплових потоків, велике виділення вологи, застосування пожежонебезпечних матеріалів, наявність шуму і вібрації від генератора; вплив електромагнітних полів, які наводяться високою напругою; наявність балонів під тиском. Досить значний вплив на організм людини мають електромагнітні поля, які наводяться високою напругою і діють, як фізіологічне так і електричне. Фізіологічна дія

сприймається людиною з такими симптомами: відчуття переляку поколювання відкритих частин тіла, загальна недуга, головні болі.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт та допустиме опромінення.

Для підвищення уваги працівника, для покращення самопочуття і збереження здоров'я необхідно створити оптимальні кліматичні умови для комфортного перебування на робочому місці.

До категорії робіт Пб відносяться роботи, які виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, перенесення невеликих (до 10кг) вантажів, і які супроводжуються помірним фізичним напруженням.

Нормування параметрів в робочій зоні ЕС, згідно з [17, 18], наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування мікроклімату в робочій зоні ЕС

Період року	Допустимі		
	t, °C	W, °C	V, м/с
Холодний	13-23	75	Не більше 0,4
Теплий	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5

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

4.2.1 Виробниче освітлення

Задачею освітлювальної установки виробничого приміщення є забезпечення достатньої освітленості робочої поверхні і створення сприятливого розподілу яскравості стін та стелі в полі зору. Електричне

освітлення подається на робоче, аварійне, евакуаційне, охоронне. Штучне освітлення проектується двох систем: загальне і комбіноване, коли до загального освітлення додають місцеве. Робоче освітлення слід встановлювати у всіх приміщеннях споруди, а також на ділянках територій, де виконуються роботи, рухається транспорт.

Штучне освітлення

Нормується величина освітленості E в люксах (СНиП И – 4 – 79/85).

Для умов, що розглядаються в проекті (розряд робіт V, підрозряд робіт Г), система освітлення – загальне, тип джерела освітлення люмінесцентні лампи, нормативне значення освітленості 100 лк (табл. 4.2).

Для забезпечення наведеного значення E передбачено: встановлення додаткових світильників.

Таблиця 4.2 – Нормування освітлення

Характеристики зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристики фона	Освітленість, лк
						Штучне освітлення
						При загальному освітленні
Малої точності	1-5	V	Г	середній великий	світлий середній	100

4.2.2 Виробничий шум

Відповідно до ГОСТ 12.1.003-83. нормуються допустимі рівні звукового тиску $L = 201g(P_1/P_0)$, дБА (P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і P_0 значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A = 201g(P_A/P_0)$, дБА

(P_A – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції A шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Для умов виконання роботи (встановлення обладнання) – дивись табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для непостійного широкополосного шуму

Вид трудової діяльності	Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	80

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в проекті є: повітряні та масляні вимикачі, вода, трансформатори, генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні передбачено:

- 1) усунення, коливань у джерелі виникнення, ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються;
- 2) усунення коливань на шляху розповсюдження, звукоізоляція, звукопоглинання, багатошарові огорожі;
- 3) проектно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання, вибір перекриття;
- 4) організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувального ремонту; контроль за правильною експлуатацією, вибір малошумного обладнання та технологій.

На підприємствах повинно бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не менше одного разу в рік.

4.2.3 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл, що проявляються в їх переміщенні у просторі, або зміні їх форми. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16...20 Гц і більше - одночасно як вібрація і звук. Джерелами вібрацій є різні технологічні процеси, станки, установки, вібростенди, механізми, машини (електродвигуни трансформатори, насоси, компресори, і т д), і їх робочі органи. В одних випадках причиною збудження вібрації є зворотно-поступальні рухи системи в інших - неврівноважені маси, які обертаються. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну.

Основними гігієнічними характеристиками вібрації, що визначають її дію на людину, є середньоквадратичні значення віброшвидкості V , м/с або логарифмічні рівні, дБ в октавних смугах частот.

Логарифмічні рівні віброшвидкості, дБ визначаються за формулою

$$L_v = 20 \cdot gV / 5 \cdot 10^{-8} \quad (4.1)$$

V – середньоквадратичне значення віброшвидкості, м/с;

$5 \cdot 10^{-8}$ – опорна віброшвидкість, м/с.

Наведемо в таблиці 6.4 допустимі рівні вібрації на постійних робочих і місцях.

Основними методами колективного вітрозахисту є зниження вібрації дією на джерела збудження, відстрочка від режиму резонансу; вібродемпферування, динамічне гасіння коливань і зміна конструктивних елементів установок та будівельних конструкцій.

Відстрочка від режиму резонансу досягається за рахунок відстрочки власних частот установки або її окремих вузлів і деталей від частоти вимушеної сили або зміни маси жорсткості установки, або встановлення нового робочого режиму.

Таблиця 4.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги зі середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях	1,3/ 108	0,45/ 99	0,22/ 93	0,2/ 92	0,2/ 92	0,2/ 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	2,8/ 115	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109

4.3 Оцінка стійкості роботи ГЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Оцінка стійкості роботи об'єкта у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки.

Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ :

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

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

Особливістю ЕМІ як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове

випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

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

4.3.1 Оцінка стійкості роботи ГЕС 35,2 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Експозиційні дози

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

Самий уразливий елемент РЕА – фотодіоди центрального щита управління, $D_{гр}=10^3 P$.

Визначаємо можливу дозу опромінення [19]:

$$\ddot{A}_i = \frac{2D_1(\sqrt{t_{\hat{E}}} - \sqrt{t_{\hat{I}}})}{\hat{E}_{i\tilde{n}\tilde{e}}}; \quad (4.2)$$

де $\hat{E}_{i\tilde{n}\tilde{e}}$ – коефіцієнт послаблення, 1;

$t_{\hat{E}}$ – час початку опромінення, 1 год

$t_{\hat{I}}$ – максимальна тривалість роботи, 20 років

$$\ddot{A}_i = \frac{2 \cdot 4,4(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3674,61 \text{ (Д)},$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\ddot{a}\tilde{n}} = \left(\frac{\ddot{A}_{\tilde{a}\tilde{d}} \cdot \hat{E}_{i\tilde{n}\tilde{e}} + 2 \cdot D_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t, \text{ [год]} \quad (4.3)$$

$$t_{\ddot{a}\tilde{n}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,4 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,4} \right)^2 = 13141,5 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\ddot{a}\tilde{n}} = \frac{13141,5}{24 \cdot 365} = 1,5 \text{ (д)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$\ddot{A}_{\tilde{a}\tilde{d}} = 10^3 < \ddot{A}_i = 3674,61.$$

Висновок. Оскільки $\ddot{A}_{\tilde{a}\tilde{d}} = 10^3 < \ddot{A}_i = 3674,61$, то для забезпечення стійкості роботи $\hat{E}_{i\tilde{n}\tilde{e}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 1,5 роки (13141,5 годин).

4.3.2 Оцінювання стійкості ГЕС 35,2 МВт в умовах дії електромагнітних імпульсів

При оцінці впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному $K_6 = 40$ дБ.

На об'єкті ГЕС розподіляються на різні блоки:

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

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1}=2,5$ м, $l_{B2}=1,8$ м, $l_{B3}=1,7$ м, $l_{Г1}=2,2$ м, $l_{Г2}=1,55$ м, $l_{Г3}=1,5$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$\hat{E}_{\hat{a}(\hat{a},\tilde{a})} = 20 \lg \frac{U_{\tilde{a}\tilde{a}}}{U_{(\hat{a},\tilde{a})}} \geq 40 (\text{дБ}), \quad (4.4)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\hat{a}} = E_{\tilde{a}} \cdot l_{\hat{a}}, \quad U_{\tilde{a}} = E_{\hat{a}} \cdot l_{\tilde{a}}, \quad (4.5)$$
$$E_{\tilde{a}} = E_{\hat{a}} \cdot 10^{-3} (\text{дБ/м}).$$

Приймаємо $E_{\hat{a}} = 7,8 (\text{дБ/м})$.

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\alpha 1} = 12 (\hat{A})$, $U_{\alpha\beta 1} = 12,6 (\hat{A})$.

При $U_{\alpha 2} = 380 (\hat{A})$, $U_{\alpha\beta 2} = 399 (\hat{A})$.

При $U_{\alpha 3} = 127 (\hat{A})$, $U_{\alpha\beta 3} = 132 (\hat{A})$.

Результати розрахунків заносимо в таблицю 6.8.

Таблиця 4.6 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	$l_{\hat{a}}$ (\hat{i})	$l_{\hat{a}}$ (\hat{i})	U_e (B)	U_z (B)	K_o^z (∂B)	K_o^z (∂B)	Результат дії
1	Центральний щит управління	2,5	2,2	19,5	17160	-3,79	-62,68	не стійкий
2	Агрегатний щит управління	1,8	1,55	14,04	12090	29,07	-29,63	не стійкий
3	Блок живлення	1,7	1,5	13,26	11700	19,96	-38,95	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

4.4 Розроблення заходів щодо забезпечення безпечної роботи ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Заходи радіаційної безпеки, що застосовують на електростанціях, залежать від конкретних умов роботи з джерелами іонізуючих випромінювань і передусім від типу джерела випромінювання.

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- зменшення потужності джерел до мінімальних значень ("захист кількістю");
- скорочення часу роботи з джерелом ("захист часом");
- збільшення відстані від джерел до людей ("захист відстанню");
- екранування джерел випромінювання матеріалами, що поглинають

іонізуюче випромінювання ("захист екраном").

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при взаємодії з відкритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;
- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист).

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $\hat{E}_a = 5,2$.

Центральний щит управління:

$$t = \frac{A_a}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (4.6)$$

$$t_1 = \frac{-62,68 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,161 \text{ (м)} ;$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{-29,63 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,109 \text{ (м)} ;$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{-38,95 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,124 \text{ (ñì)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,161 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит управління буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,109 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,124 см.

Висновки. Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи на ГЕС 35,2 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті оцінки роботи електричної ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елемент РЕА - фотодіоди центрального щита управління та трансформатор. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При оцінці роботи даної ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ($\dot{E}_A^A < 40(\text{дБ})$) і

$\hat{E}_A^A < 40(\partial B)$). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь.

4.5 Розрахунок грозозахисту ВРП-35 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРП-35 кВ подано на рисунку 4.1.

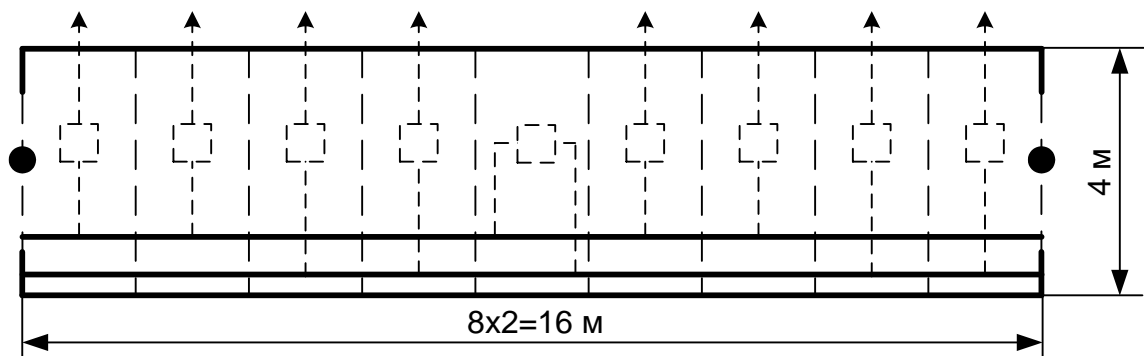


Рисунок 4.1 – План розташування блискавковідводів на ВРП-35 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (4.6)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (4.7)$$

h – висота блискавковідводу, м;

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

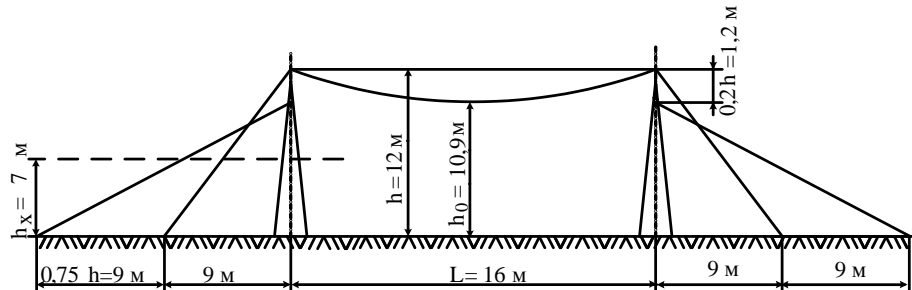
h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

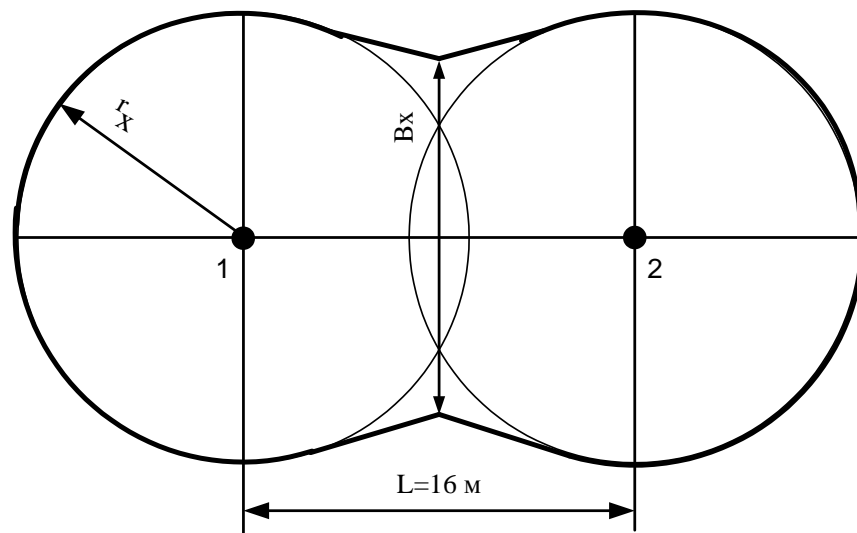
Вихідні дані :

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

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



а) – вид збоку;



б) – вид зверху

Рисунок 4.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРП – 35 кВ

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

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

$$h_0 = 4 \cdot 12 - \sqrt{9 \cdot 12^2 + 0,25 \cdot 18^2} = 10,9 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (10,9 - 1,25 \cdot 7) = 6,426 \text{ м}.$$

4.6 Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-35 кВ

Вихідні дані:

- площа ЗП: $S = (20 \times 5) = 100 \text{ м}^2$;

- питомий опір ґрунту: $\rho = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- коефіцієнт сезонності:
 - а) для вертикальних електродів: $K_{CB} = 1,25$;
 - б) для горизонтальних електродів: $K_{CT} = 3$.

Опір ЗП в будь-який час року повинен бути [7]:

$$R_{\zeta} = \frac{250}{I_{\zeta}^2} \leq 10 \hat{\Omega}, \quad (4.8)$$

де I_{ζ}^2 – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для повітряних мереж:

$$I_{\zeta} = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (4.9)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км;

$$I_{\zeta} = \frac{35 \cdot 45}{350} = 4,5 \text{ А};$$

$$R_{\zeta} = \frac{250}{4,5} = 55,6 \hat{\Omega} > 10 \hat{\Omega} ;$$

Приймаємо $R_{\zeta} = 10 \hat{\Omega}$.

Горизонтальний електрод являє собою полосу $40 \times 4 \text{ мм}^2$, а вертикальний електрод – стержень довжиною $l_e = 3,5 \text{ м}$ та діаметром 12 мм .

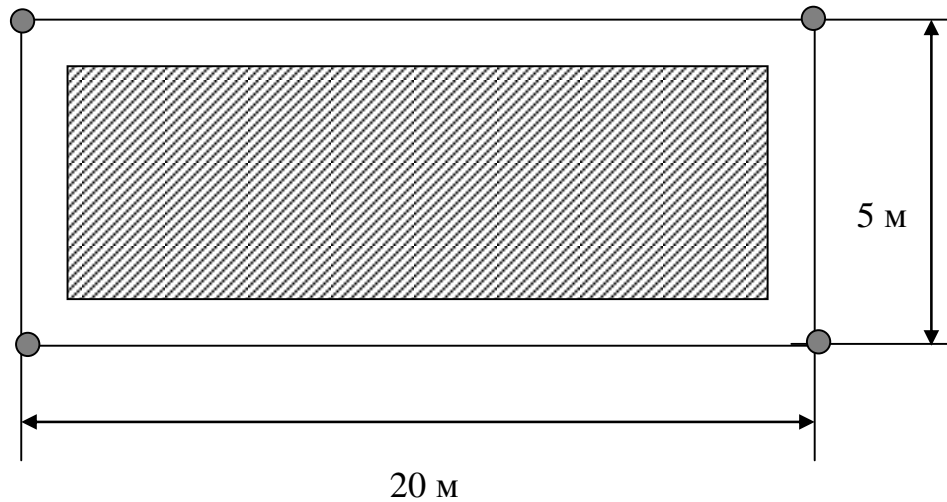


Рисунок 4.3 – План заземлювального пристрою ВРП – 35 кВ

Опір заземлюючої полоси:

$$r_{\bar{A}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\bar{\rho}}^{\bar{A}}}{l_{\bar{A}}} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (4.10)$$

де $\rho_{\bar{\rho}}^{\bar{A}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

$l_{\bar{A}}$ – сумарна довжина горизонтальних електродів, м;

b – ширина полоси, м;

t – глибина закладання полоси, м;

$$\rho_{\bar{\rho}}^{\bar{A}} = K_{\bar{N}\bar{A}} \cdot \rho, \quad (4.11)$$

$$\rho_{\bar{\rho}}^{\bar{A}} = 3 \cdot 60 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$l_{\bar{A}} = 2(5 + 20) = 50 \text{ м};$$

$$r_{\bar{A}} = \frac{0,366 \cdot 180}{50} \cdot \lg \frac{2 \cdot 50^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5} = 6,8 \text{ Ом}.$$

Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$\bar{a} = \frac{50}{4} = 12,5 \text{ м};$$

Довжина вертикального заземлювача: $l_{\bar{A}} = 3,5$

Відношення $\bar{a} / l_{\bar{A}} = 12,5 / 3,5 = 3,6$.

Попередньо приймаємо в контурі 4 вертикальних заземлювачі. Опір полоси в контурі:

$$R_{\bar{a}} = \frac{r_{\bar{a}}}{\eta_{\bar{a}}}, \quad (4.12)$$

де η_{Γ} – коефіцієнт використання полоси [7]; $\eta_{\Gamma} = 0,7$.

$$R_{\bar{a}} = \frac{6,8}{0,7} = 9,7 \text{ Ом} < R_{\zeta} = 10 \hat{\Gamma} \text{ .}$$

Отже, додатково вертикальних заземлювачів не потрібно, залишаємо 4 вертикальних заземлювачі.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС

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

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

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у таблиці 5.1. При складанні кошторису будівництва ГЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в таблиці 5.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до електричних станцій порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних електричних станцій.

Таблиця 5.1 – Капіталовкладення в промислове будівництво ГЕС

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	563200	2,0	22528	48	540672	1126400
2	Об'єкти основного виробн. призначення	800	72,5	20416000	27	7603200	0,5	140800	28160000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	450560	20	112640	-	-	563200
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	253440	10	28160	-	-	281600
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	1337600	5,0	70400	-	-	1408000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	267520	5	14080	-	-	281600
7	Упорядкування території	1,0	100	281600	-	-	-	-	281600
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	3379200	10	422400	10	422400	4224000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	281600,0	2816000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	140800	140800
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	28160,00	28160
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	2816000	2816000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	2534400,0	2534400
	Всього			26949120		8273408		9439232	44661760

Питомі капіталовкладення [20]:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{всм}. \quad (7.1)$$

$$k_{num} = 44661760 / 35200 = 1268,8 \text{ (грн/кВт)}.$$

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. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання.

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

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

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

рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

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

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ3 = 0,4 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + K_{обл} - K_{обл5} + K_{инш}. \quad (5.4)$$

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	15366912,00	7%	1075683,84
ОФ2	1408000,00	28%	394240,00
ОФ3	27886848,00	20%	5577369,60
Разом	44661760,00		7047293,44

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 15366912,0 \cdot 7\% + 1408000,0 \cdot 28\% + 27886848,0 \cdot 20\% = 7047293,44 \text{ грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

де k_{um} для ГЕС дорівнює 0,52.

$$P = 0,52 \cdot 35,2 = 19 \text{ (чол.)}$$

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%	15 чол.
ІТР	12%	2 чол.
Службовці	2,2%	1 чол.
МОП	0,8%	1 чол.

Таблиця 5.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Кількість чоловік	Зарплата за місяць одному робітнику	Нарахована зарплата, грн.
Робітники	15	2000	360000
ІТР	2	3000	72000
Службовці	1	2200	26400
МОП	1	1300	15600
Разом за рік	19		474000

Річний фонд зарплати підприємства:

$$S_{\zeta_i} = \sum 12 \cdot \zeta_3 \cdot n_3; \quad (5.7)$$

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (\Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\Sigma(S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{сер\ ИТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_e, \quad (5.8)$$

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

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

$$\dot{E}_{zi} = (1,57(360000 + 15600) + 1,8(26400 + 72000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 738056,55 \text{ \textasciitilde} \text{д\textasciitilde}.$$

5.2.3 Розрахунок інших затрат

При визначенні на інші затрати використовуємо метод розрахунку по укрупнених показниках, тому вони визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{ин} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100}. \quad (5.9)$$

З графіка вибираємо для ГЕС з встановленою потужністю 35,2 МВт $\alpha_i \approx 50\%$.

Розраховуємо інші затрати:

$$\dot{E}_{zi} = \frac{(7047293,44 + 738056,55) \cdot 50}{100} = 3892675 \text{ \textasciitilde} \text{д\textasciitilde}.$$

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції:

$$C = \frac{I}{E_{відп}}. \quad (5.10)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{zn} + I_{ін}, \quad (5.11)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати :

$$\dot{E} = 7047293,44 + 738056,55 + 3892675 = 11678024,99 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{11678024,99 \cdot 10^2}{113331,25 \cdot 10^3} = 10,3 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.4.

Таблиця 5.4 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	7047293,44	60,35	6,22
Заробітна плата	738056,55	6,32	0,65
Паливо	0	0	0,00
Інші затрати	3892674,995	33,33	3,43
Разом	11678024,99	100	10,30

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину ГЕС, встановлена потужність якої 35,2 МВт.

В електротехнічній частині розраховано графіки навантаження електростанції, а також обчислено основні показники роботи станції.

На спроектованій станції було обрано основне обладнання, а також структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 35 кВ, а в місцевий район – 10 кВ. Була обрана схема власних потреб ЕС. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. На базі розрахунків струмів КЗ здійснено вибір сучасної комутаційної апаратури, гнучких та жорстких шин, кабелів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів на ЛЕП високої напруги, акумуляторних батарей. Для ВРУ-35 кВ виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою.

Детально розглянуто питання мереж оперативного струму, охорони праці та безпеки життєдіяльності в надзвичайних ситуаціях.

В п'ятому розділі було розраховано основні техніко-економічні показники електростанції.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Неисчерпаемая энергия: Учебник. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь: Севастоп. нац. техн. ун-т, 2006. – Кн. 3. Альтернативная энергетика. – 643 с.
2. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка, 2010, № 6. – С. 44-50.
3. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України. Додаток 8(1) до Договору між Членами Оптового ринку електричної енергії [електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.er.energy.gov.ua/doc.php?p=1041>
4. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
5. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
6. Чому розвиток зеленої енергетики світу неможливий без розбудови гідроенергетики? URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliviy-bez-rozbudovi
7. Чому ГЕС і ГАЕС необхідні енергетичній системі країни? URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini
8. Погляд в майбутнє: водні ресурси, зміни клімату та гідроенергетика URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/poglyad-v-maybutne-vodni-resursi-zmini-klimatu-ta-gidroenergetika
9. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid->

10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
11. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
12. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
13. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
14. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
15. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. Вінниця ВДТУ, 2008. 173с.
16. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. Харків: ХНАМГ, 2006. 51 с.
17. Гук Ю. Б. Основы надежности электрических установок Л.: ЛГУ, 1976. 192 с.
18. Проблемы надежности электроэнергетических систем / И. А. Александров, В. А. Веников, В. В. Могирев и др. // Энергетика и транспорт. 1976. № 1. С. 82–87.19. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.
20. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС. Попов О. Я., Попова Л. О. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16с.
21. Навчальний посібник до розділу "Охорона праці" в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141- Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк ; Вінниц. нац. техн. ун-т. - Вінниця : ВНТУ, 2019.

22. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
23. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання): навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.
24. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц та прізви.)



(підпис)

" 14 " 09 2022 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

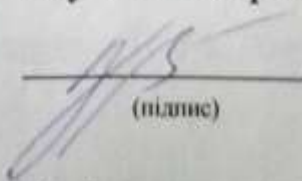
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 35,2 МВТ З

ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕРЕЖ ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ

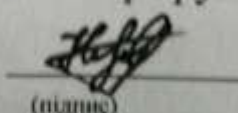
08-13.МКР.005.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.



(підпис) Лесько В. О.

Магістр групи ЕС-21м



(підпис) Нех О. О.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проєктування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проєктувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проєктування ГЕС потужністю 35,2 МВт з дослідженням мереж оперативного;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. 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.

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

3. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. Вінниця ВДТУ, 2008. 173с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проєктування гідроелектростанції потужністю 35,2 МВт з 4-ма гідроагрегатами одиничною потужністю 8,8 МВт. В систему, приєднання

до якої знаходиться на відстані 12 км, потужність віддається по ЛЕП 35 кВ.

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

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Дослідження мереж оперативного струму	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 4
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка

	записки			
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

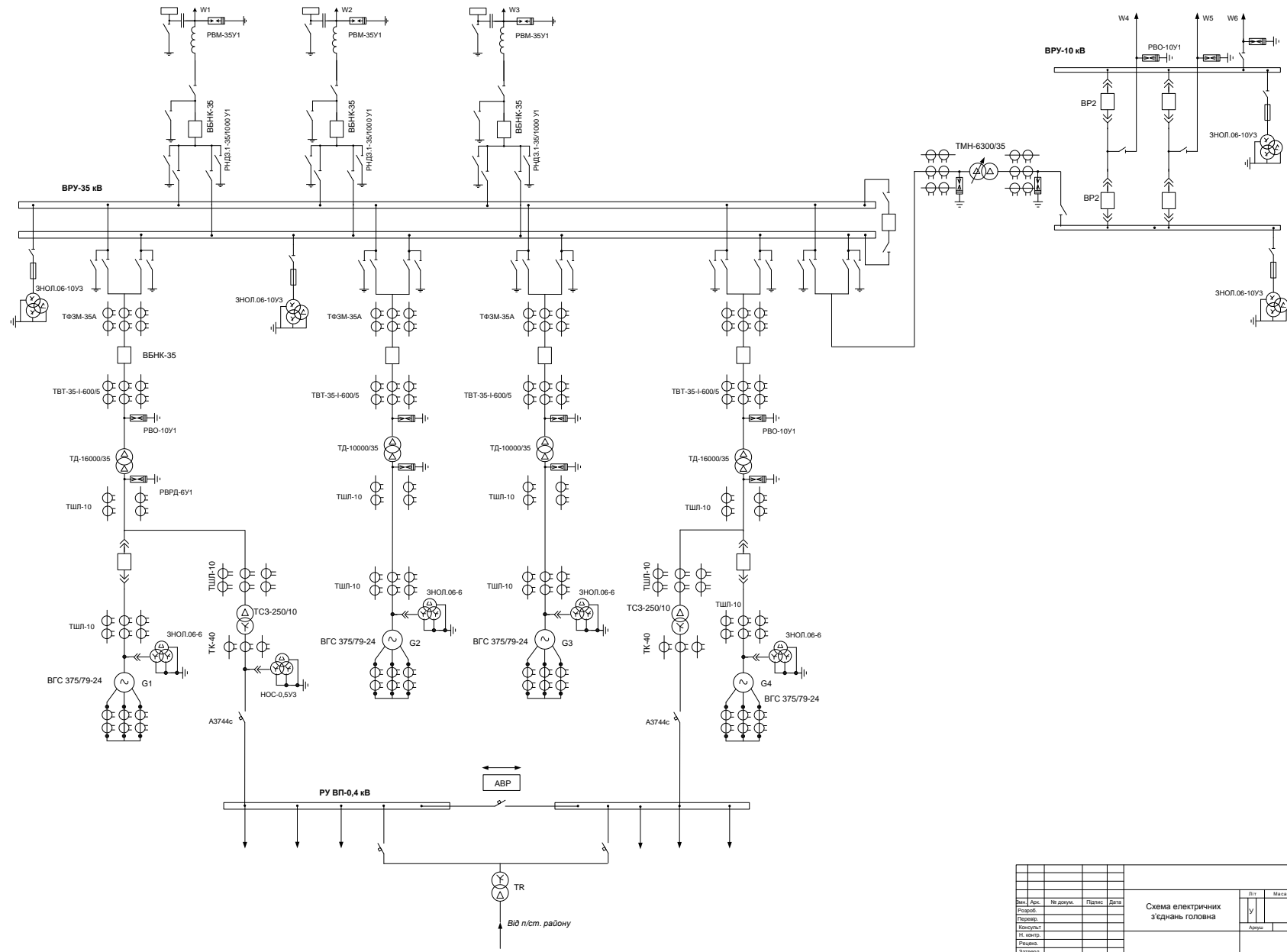
Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

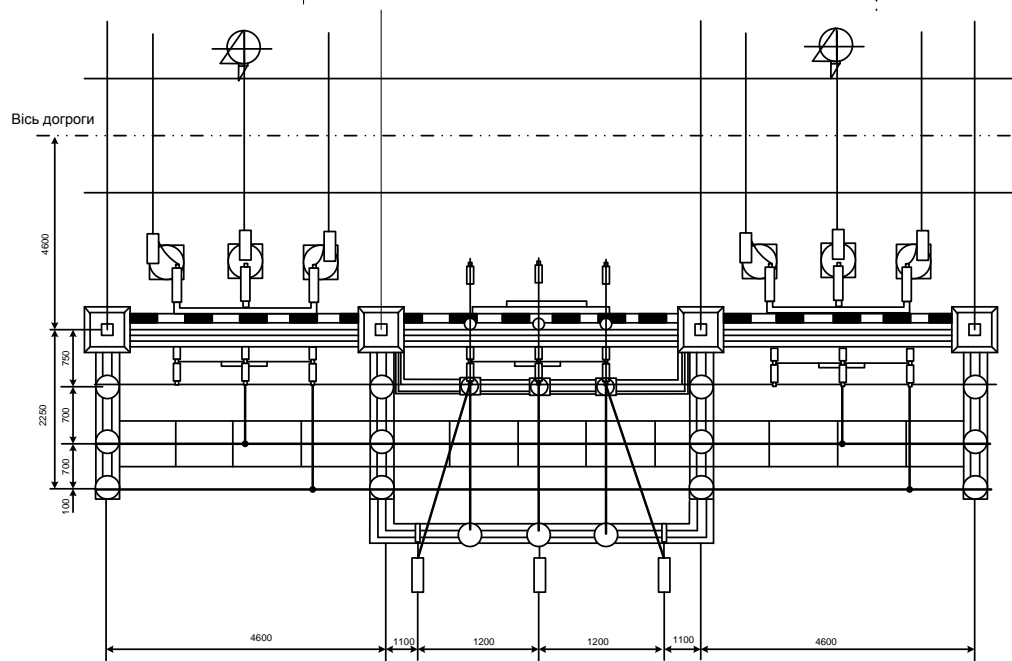
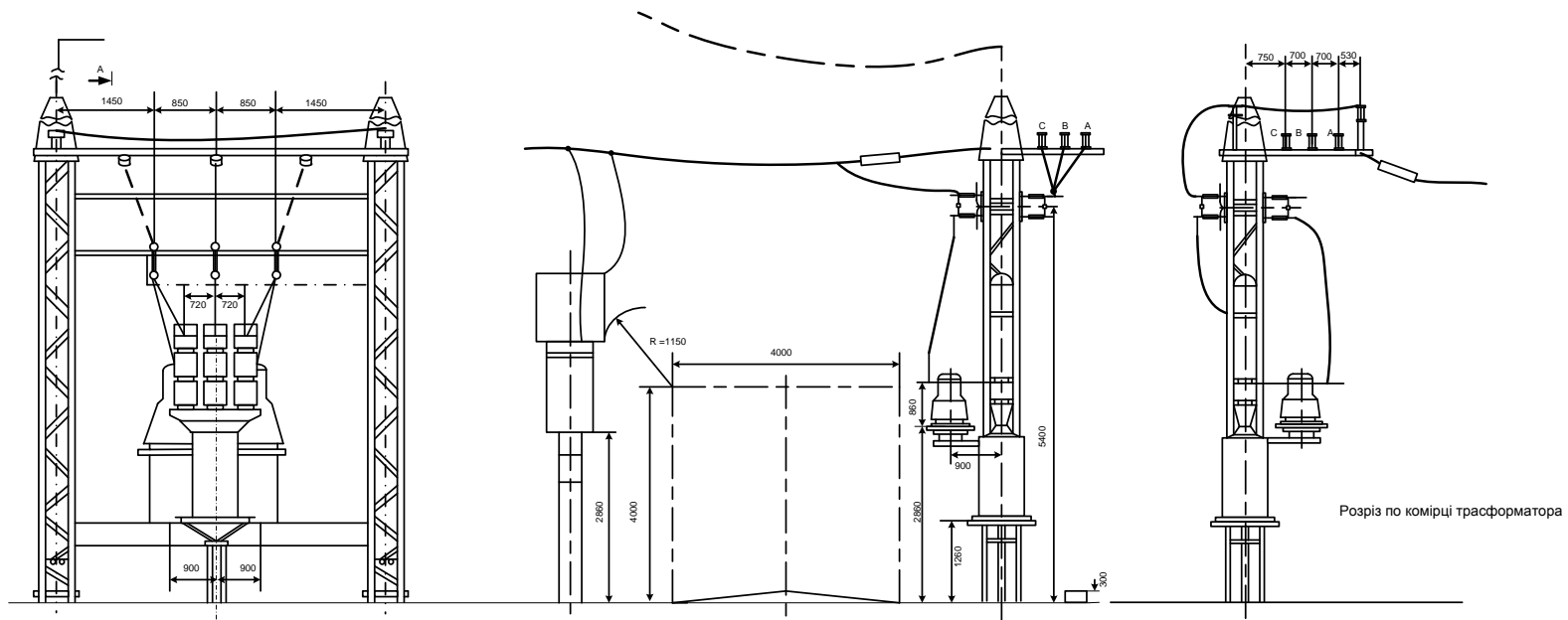
Відсутні.

ДОДАТОК В
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 35,2 МВТ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕРЕЖ ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ**



Зам.	Аск.	№ докум.	Підпис	Дата	Схема електричних з'єднань головного	Лист	Масштаб	Масштаб
Розроб.						1		
Коректур.						Архив	Архив	Архив
Н. інж.-пр.								
Решено.								
Затверд.								



План ВРУ 35 кВ

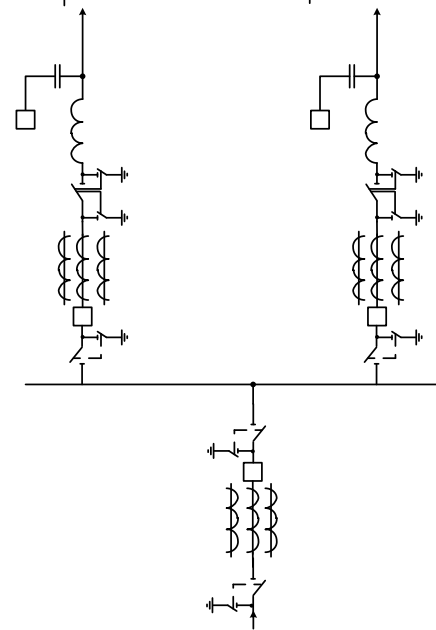


Схема заповнення

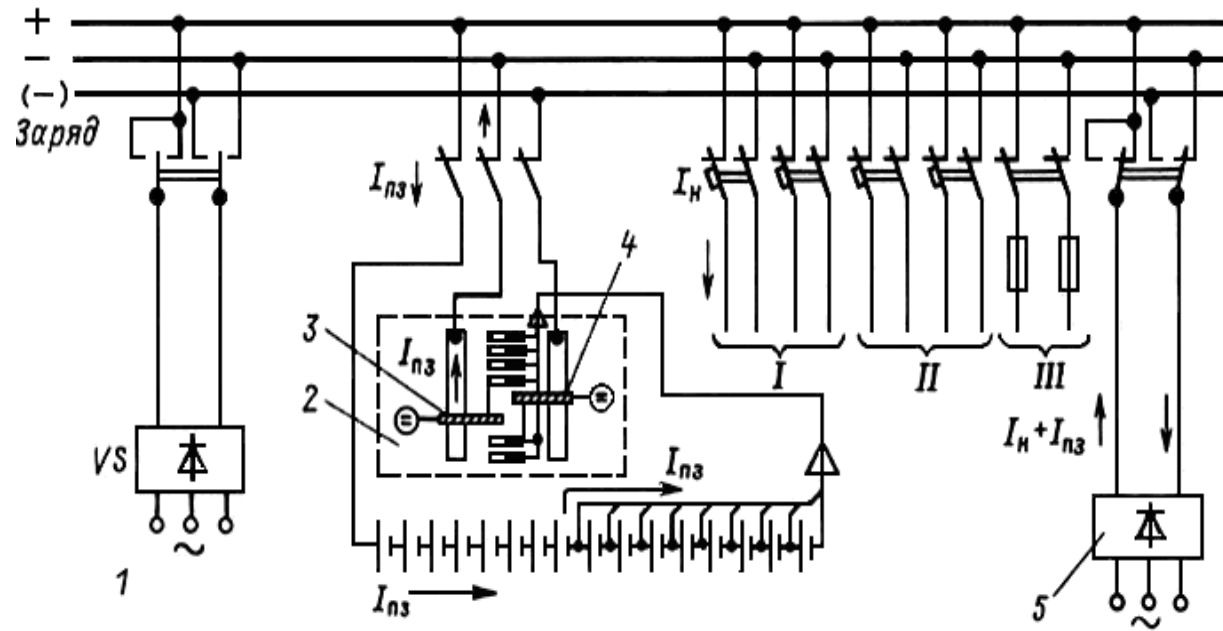
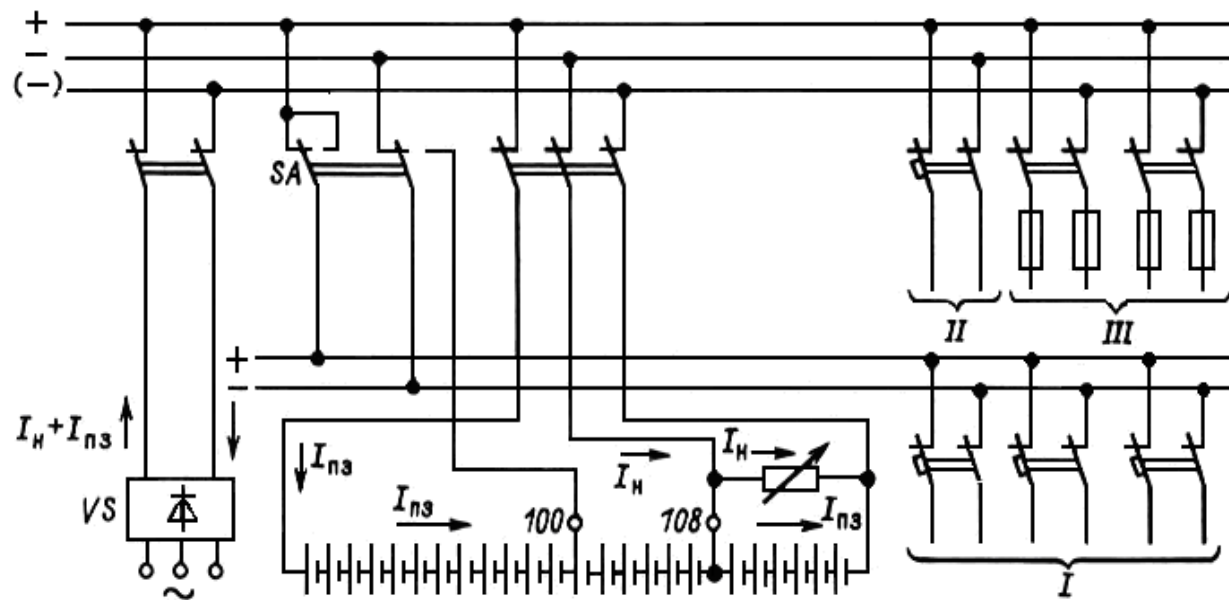


Схема акумуляторної установки з елементним комутатором:

I - ланцюги управління; II - аварійне освітлення; III - силові ланцюги (електромагніти включення); IV - струм навантаження; IIIЗ - струм підзаряду



.- Схема акумуляторної установки без елементного комутатора, що працює в режимі постійного підзаряду: I, II, III, Іпз - те ж, що на Рим. 3.1

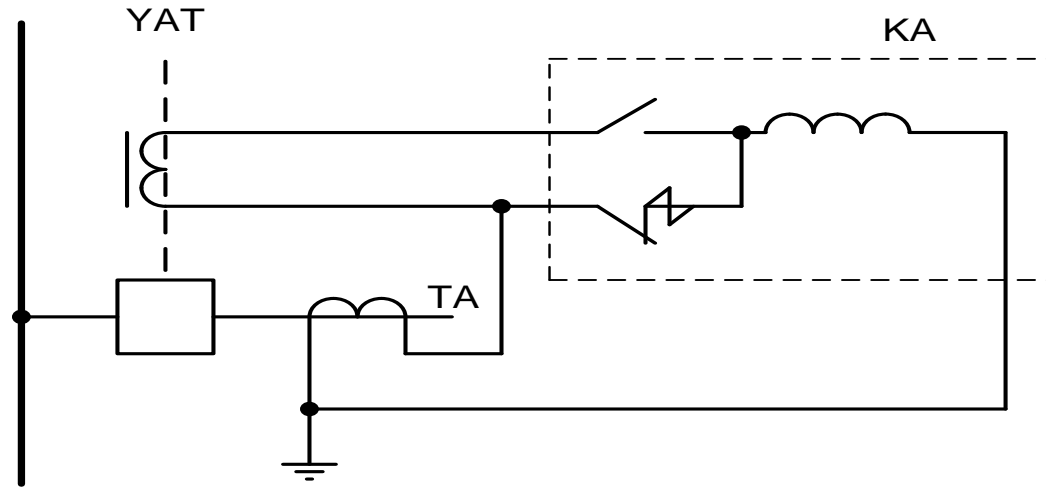


Схема живлення оперативних ланцюгів від трансформатора струму

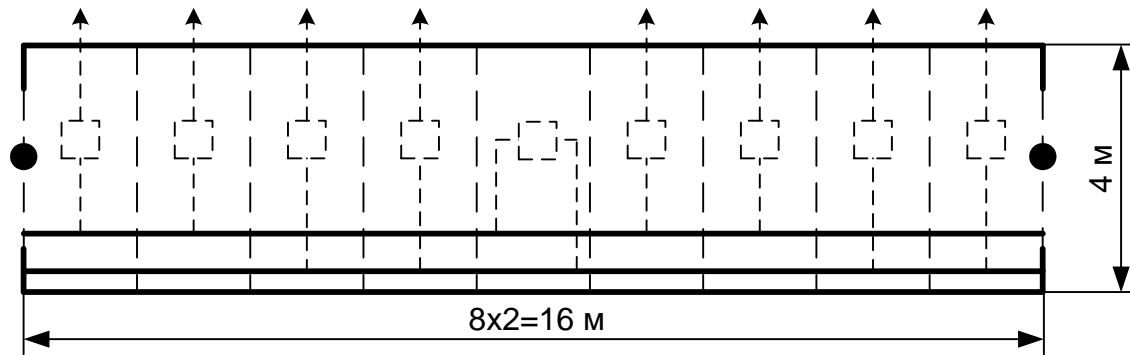
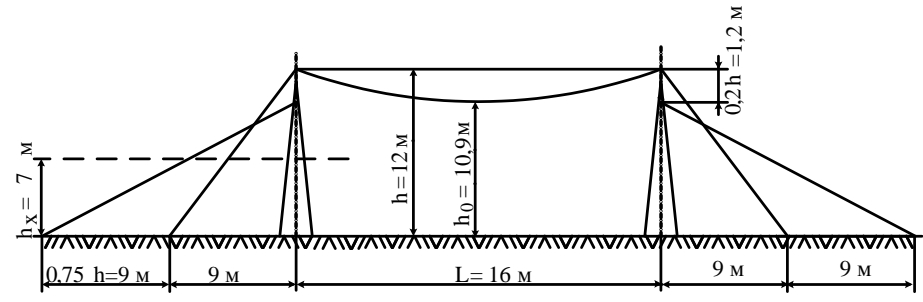
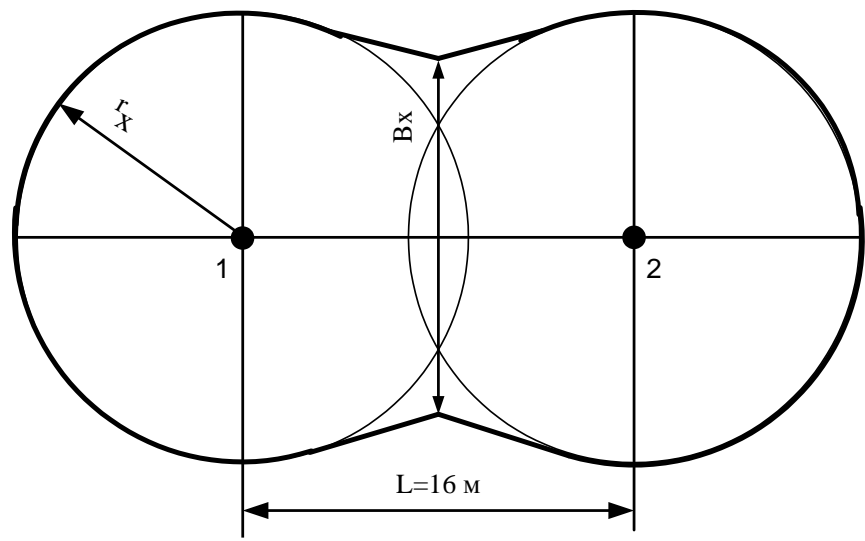


Рисунок 4.1 – План розташування блискавковідводів на ВРП-35 кВ



а) – вид збоку;



Вид на зону захисту блискаковідводів ВРП – 35 кВ

Висновки

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина ГЕС потужністю 35,2 МВт з дослідженням мереж оперативного струму

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(В/Р, МКР)


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

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність 83,9% Схожість 16,1%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):


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

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Гуцько І.О.
(прізвище, ініціали)

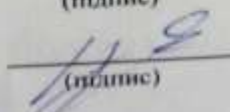
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Нех О.О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Лесько В.О.
(прізвище, ініціали)