

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт з
дослідженням робіт з монтажу силових трансформаторів»

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


(підготував програму підготовки, спеціальності)


Мисик Г. І.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Тепля В. В.
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.


Опонент:  


(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


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

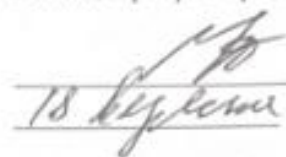
« 04 »  2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Мисику Глібу Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт з дослідженням робіт з монтажу силових трансформаторів»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Телтя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: тип генераторів ВГС 1260/147-68; номінальна напруга генератора 13,8 кВ відстань до енергосистеми 120 км; вид промисловості району – хімія; максимальна потужність, що віддається в систему 140 МВт; номінальна потужність системи 10200 МВА; номінальний опір системи 0,36 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; максимальне навантаження місцевого району 60 МВт; номінальна напруга мережі району 110 кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок 3. Монтаж силових трансформаторів. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Поперечний розріз головної будівлі станції. 2. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз комірки ВРУ-220 кВ. 4. Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ. 5. Схема установки постійного струму. 6. Монтаж силових трансформаторів. 7. План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ. 8. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапіа магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пром. строк
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Електротехнічна частина	21.09.23	05.10.23	
3	Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок	06.10.23	12.10.23	
4	Монтаж силових трансформаторів	13.10.23	25.10.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	26.10.23	05.11.23	
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

(Підпис)

Г. І. Мисник

(Підпис)

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Мисик Гліб Ігорович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт з дослідженням робіт з монтажу силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 97 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 30 назв; рис.: 18; табл. 31.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, обрано гідрогенератори. Обрані структурна схема станції, схеми з'єднань відкритих розподільних установок (ВРУ) 220 та 110 кВ і схема власних потреб станції. Проведено вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї. Виконано розрахунок заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ-220 кВ. Розглянуто питання проведення робіт з монтажу силових трансформаторів. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЕС та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, трансформатор, монтаж, розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій

ABSTRACT

Hlib Mysyk "Electrical part of the 247,5 MW hydroelectric power plant with a study of the installation of power transformers". Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 97 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 30 titles; Fig.: 18; table 31.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 247,5 MW was designed. In the electrical engineering part, the calculation of electrical load schedules was performed, and hydro generators were selected. The structure diagram of the station, the connection diagrams of open switchgears (OS) 220 and 110 kV and the diagram of the station's own needs were selected. A selection of switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery was made. Calculation of grounding device and lightning protection of OS-220 kV was performed. The issue of carrying out work on the installation of power transformers was considered. The analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the hydroelectric power station was carried out and safety measures for the life of the personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: hydroelectric power plant, transformer, installation, switchgear, own needs, grounding device

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	8
1.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	8
1.2 Вибір гідрогенераторів	12
1.3 Вибір структурної схеми станції	13
1.4 Вибір схеми власних потреб станції	19
1.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ	20
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	28
1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	38
1.8 Розрахунок струмів КЗ в колі РУВП-0,4 кВ, вибір вимикачів та оши- новки	40
2 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПО- ДІЛЬНИХ УСТАНОВОК	47
2.1 Вибір комутаційних апаратів.....	47
2.2 Вибір струмоведучих частин	48
2.3 Вибір вимірювальних трансформаторів	54
2.4 Вибір акумуляторної батареї	57
2.5 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджу- вачів	60
2.6 Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ	60
3 МОНТАЖ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	63
3.1 Організація електромонтажних робіт	64
3.2 Монтаж системи охолодження і окремих вузлів трансформатора	68
3.3 Перевірка стану ізоляції обмоток	71
3.4 Ревізія трансформатора	72
3.5 Пусконаладжувальні роботи	74

3.6 Вмикання трансформатора.....	75
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	77
4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів на ГЕС потужністю 247,5 МВт	77
4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень під час проведення електромонтажних робіт на ГЕС потужністю 247,5 МВт	78
4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ	80
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	84
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС	84
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	85
5.2.1 Амортизація основних фондів	86
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	87
5.2.3 Інші витрати.....	90
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	90
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	91
ВИСНОВКИ	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	94
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	98
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	99
Додаток В. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	103
В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань	104
В.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу	105
В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій	108
Додаток Г. Ілюстративна частина	111

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;
- ГЕС – гідравлічна електрична станція;
- ГТВП – головний трансформатор власних потреб
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- КРУ – комплектна розподільна установка;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ОЕС – об'єднана енергетична система
- РЗА – релейний захист і автоматика;
- РПН – регулювання під навантаженням;
- РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
- РУ – розподільна установка;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму;

ВСТУП

Актуальність теми. Гідроелектростанції (ГЕС) є одними з найефективніших джерел електроенергії. Основими перевагами таких станцій є те, що вони виробляють електроенергію, яка у п'ять-шість разів дешевша, ніж на теплових електростанціях. Кількість персоналу, який обслуговує ГЕС або ГАЕС, у п'ятнадцять-двадцять разів менше, ніж на атомних електростанціях. Такі станції мають найвищий серед традиційних ЕС коефіцієнт корисної дії, який становить понад 80 %.

Гідроенергетика відіграє важливу роль у забезпеченні стабільного графіку споживання енергосистеми. Ця галузь є винятково «зеленою», оскільки має унікальну здатність акумулювати надлишкову енергію та зберігати її для подальшого використання у випадку дефіциту в мережі [1-4].

Гідроелектростанції виявляються найбільш мобільними в аспекті забезпечення резерву потужності в системі та регулювання частоти й активної потужності в енергосистемі. З економічної точки зору, саме вони є оптимальним вибором для використання у процесі регулювання [5-8].

Розвиток гідроенергетики важливий не лише для забезпечення сталого виробництва електроенергії, але й для зменшення залежності від інших, не таких стабільних джерел. Удосконалення технологій та посилення інвестицій у цю галузь можуть сприяти ефективному вирішенню проблем енергетичної системи та збалансованому розвитку енергетичного сектору.

Однак є певні складності й обмеження щодо використання в енергосистемі гідроелектростанцій. Їхнє розташування залежить від природних умов, а виробництво електроенергії має сезонний характер. Побудова ГЕС на рівнинних річках України завдає певних матеріальних збитків, оскільки потребує застосування великих територій, які використовуються під водосховища. Поки що гідроенергетика займає незначне місце в енергетиці України – приблизно 9 % потужностей і 4 % виробництва електроенергії [4].

Забезпечення стійкого функціонування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в умовах відсутності маневрових генерувальних потужностей та великої частки базової потужності є однією з найбільш важливих проблем. Для ефективного вирішення цієї проблеми важливо впровадити нові мобільні потужності, які забезпечать оптимальне функціонування ОЕС. Гідро- та гідро-акумуляуючі електростанції відіграють ключову роль у виконанні цієї функції, проте їх потужність на сьогоднішній день є недостатньою [8, 9].

Необхідно акцентувати увагу на впровадженні та розвитку нових гідро- та акумуляуючих електростанцій, здатних ефективно компенсувати відсутність маневрових потужностей. Розвиток цих джерел енергії може стати важливим кроком у створенні резервів потужності та підвищенні гнучкості енергетичної системи для забезпечення стабільного функціонування в умовах змінюючихся навантажень.

Сприяння інноваціям у галузі гідро- та акумуляуючих технологій, а також створення сприятливого середовища для інвестицій у ці сектори, може допомогти вирішити проблему недостатньої потужності цих джерел енергії і сприяти стійкості енергетичної системи України.

Згідно енергетичної стратегії України [2, 4] реконструкція, модернізація існуючих ГЕС та будівництва нових ГЕС, ГАЕС дозволить покращити структуру генерування та збільшити найбільш економічні та маневрові потужності.

Виходячи з цього, проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт є актуальною задачею на сьогодні.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності забезпечення надійності енергосистеми України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт та підвищення рівня теоретичних знань під час проектування електростанції.

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

- аналіз методів проектування та розрахунку електричної частини ГЕС;

- проектування головної електричної схеми з'єднань гідроелектричної станції потужністю 247,5 МВт та схеми живлення споживачів власних потреб ГЕС;
- вибір вимикачів та роз'єднувачів, струмопровідних частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ;
- дослідження робіт, які виконує персонал під час монтажу силових трансформаторів;
- розробка заходів з охрони праці персоналу станції під час виконання монтажних робіт на ВРУ та дослідження стійкості роботи електричної частини станції в умовах дії електромагнітних імпульсів;
- визначення основних техніко-економічних показників гідроелектричної станції потужністю 247,5 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідроелектростанцій.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених завдань використовуються методи математичного моделювання. Під час проектування електричної схеми з'єднань гідроелектростанції використовуються елементи теорії надійності.

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

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи ГЕС задаються графіками електричних навантажень району та системи. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень приймають такі відносні значення постійних та змінних витрат [10]:

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

Постійні втрати підраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P_{1*} \cdot P_{p \max} \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P_{1*} \cdot P_{c \max} \end{aligned} \right\}, \quad (1.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 60 = 0,6 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 140 = 2,8 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*} \cdot P_{pt}^2 / P_{p \max} \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*} \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max} \end{aligned} \right\}, \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{55,2^2}{60} = 3,05 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{133^2}{140} = 17,69 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.вид,t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{c.вид,t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (1.3)$$

$$P_{p.вид1} = 55,2 + 0,6 + 3,05 = 58,85 \text{ МВт};$$

$$P_{c.вид1} = 133 + 2,8 + 17,69 = 153,49 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{вид,t} = P_{p.вид,t} + P_{c.вид,t} \quad (1.4)$$

$$P_{вид.1} = 58,85 + 153,49 = 212,34 \text{ МВт}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП,t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид,t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид,max}}{100}, \quad (1.5)$$

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

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

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

$$P_{ВП.1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{212,34}{247,5} \right) \cdot \frac{1 \cdot 226,6}{100} = 2,07 \text{ МВт}.$$

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир,t} = P_{вид,t} + P_{ВП,t} \quad (1.6)$$

$$P_{вир.1} = 212,34 + 2,07 = 214,41 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховується добові графіки електричних навантажень для всіх часових інтервалів повноводного і маловодного сезону. Дані наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (повноводного сезону / маловодного сезону)

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-4	4-8	8-10	10-15	15-17	17-19	19-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	92	97	100	93	100	93	90	93
	Маловод	87	92	95	88	95	88	85	88
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	55,2	58,2	60	55,8	60	55,8	54	55,8
	Маловод	52,2	55,2	57	52,8	57	52,8	51	52,8
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Маловод	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	3,05	3,39	3,60	3,11	3,60	3,11	2,92	3,11
	Маловод	2,72	3,05	3,25	2,79	3,25	2,79	2,60	2,79
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	58,85	62,19	64,20	59,51	64,20	59,51	57,52	59,51
	Маловод	55,52	58,85	60,85	56,19	60,85	56,19	54,20	56,19
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	95	100	100	100	100	100	100	95
	Маловод	20	40	40	40	40	40	35	30
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	133	140	140	140	140	140	140	133
	Маловод	28	56	56	56	56	56	49	42
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
	Маловод	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	17,69	19,60	19,60	19,60	19,60	19,60	19,60	17,69
	Маловод	0,78	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	2,40	1,76
Потужність, що віддається в систему	Повновод	153,49	162,40	162,40	162,40	162,40	162,40	162,40	153,49
	Маловод	31,58	61,94	61,94	61,94	61,94	61,94	54,20	46,56
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	212,34	224,59	226,60	221,91	226,60	221,91	219,92	213,00
	Маловод	87,11	120,78	122,79	118,12	122,79	118,12	108,40	102,75
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	2,07	2,14	2,15	2,13	2,15	2,13	2,11	2,08
	Маловод	1,38	1,57	1,58	1,56	1,58	1,56	1,50	1,47
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	214,41	226,73	228,75	224,04	228,75	224,04	222,03	215,08
	Маловод	88,49	122,35	124,37	119,68	124,37	119,68	109,90	104,22

Примітки:

- а) тривалість багатоводного сезону – 90 діб;
- б) тривалість маловодного сезону – 275 діб.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження ($P_{p.вид.t}, P_{c.вид.t}, P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.p.}$) (рис. 1.1).

Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження наведено в табл. 1.2. Визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (табл. 1.3).

Таблиця 1.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

P, МВт	228,75	228,75	226,73	224,04	224,04	222,03	215,08	214,41
t, год	180	180	360	450	180	180	270	360
t _Σ , год	180	360	720	1170	1350	1530	1800	2160
P, МВт	124,37	124,37	122,35	119,68	119,68	109,90	104,22	88,494
t, год	550	550	1100	1375	550	550	825	1100
t _Σ , год	2710	3260	4360	5735	6285	6835	7660	8760

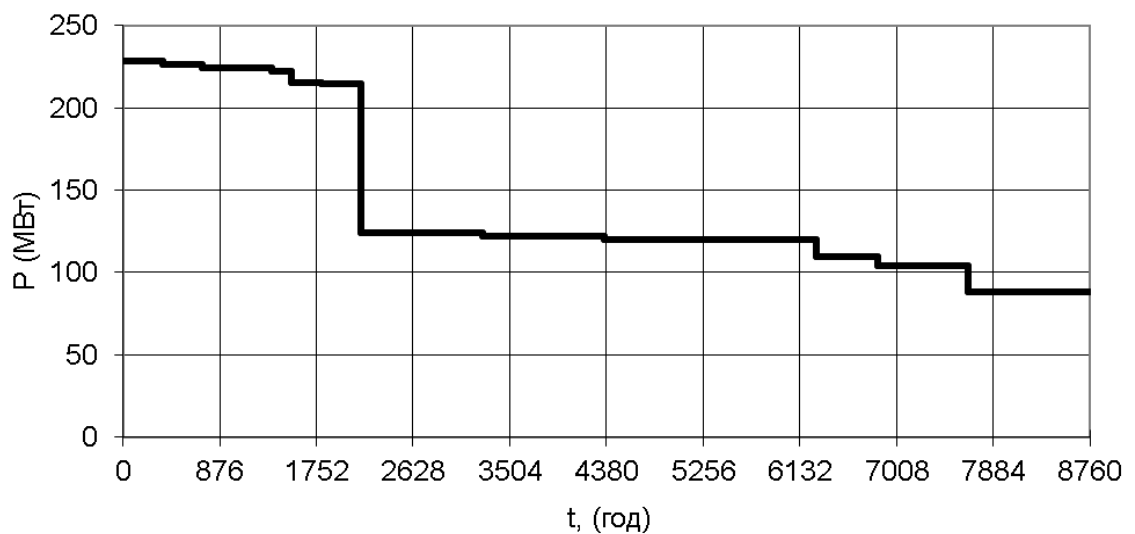
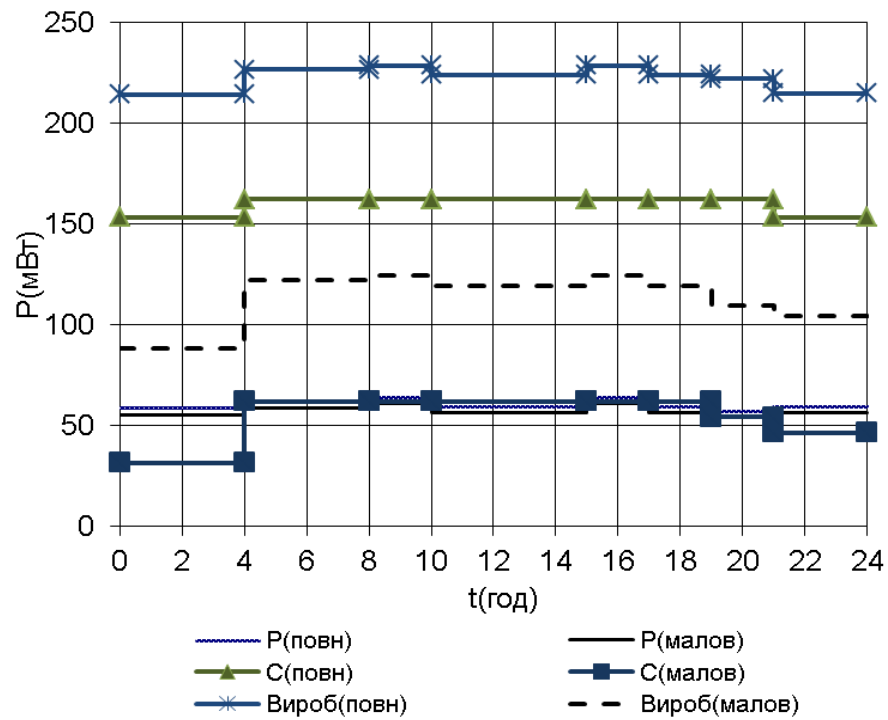


Рисунок 0.1– Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 1.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	228,75
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1225889,14
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	247,5
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	139,94
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,61
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_e = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,57
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	5359,05
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4953,09
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,08
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПР}_i} \cdot t_i$	15928,4
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	1209960,8
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	3814,8

1.2 Вибір гідрогенераторів

Основне обладнання намагаються обирати однотипним, оскільки при цьому покращуються умови експлуатації та ремонту обладнання. До основного енергетичного обладнання належать гідрогенератори. Згідно завдання обираємо гідрогенератори типу ВГС 1260/147-68 [10]. Основні характеристики генератора приведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Основні характеристики гідрогенератора

Тип гідрогенератора	ВГС 1260/147-68
$S_{Г.ном}$, МВА	97
$P_{Г.ном}$, МВт	82,5
$U_{Г.ном}$, кВ	13,8
$I_{Г.ном}$, А	4058
$\cos \varphi_{ном}$	0,85
η , %	97,5
$n_{ном}$, об/хв	88,2
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,21
x'_{d*}	0,28
x_{d*}	0,76
ВКЗ	1,47
$I_{фном}$, А	1435
$U_{фном}$, В	355
K_f , об/хв	2,2

1.3 Вибір структурної схеми станції

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

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (1.7)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність району або системи з урахуванням втрат, МВт.

$P_{ГР}$ – пропускна здатність ЛЕП, МВт.

$$n_{\text{леп } 220} = \frac{162,4}{150} + 1 = 2,1 \approx 3 \text{ лінії};$$

$$n_{лен110} = \frac{64,2}{50} + 1 = 2,3 \approx 3 \text{ лінії.}$$

На підставі порівняння двох варіантів обираємо структурну схему станції (рисунок 1.2).

Розрахуємо потужності силових трансформаторів на ГЕС. Номінальні параметри обраних трансформаторів наведено в табл. 1.5.

Розрахункова потужність агрегатних трансформаторів власних потреб [12]:

$$S_{ATВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (1.8)$$

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

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{ATВП.розр} = \frac{1}{100} \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 82,5 = 0,66 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [12]:

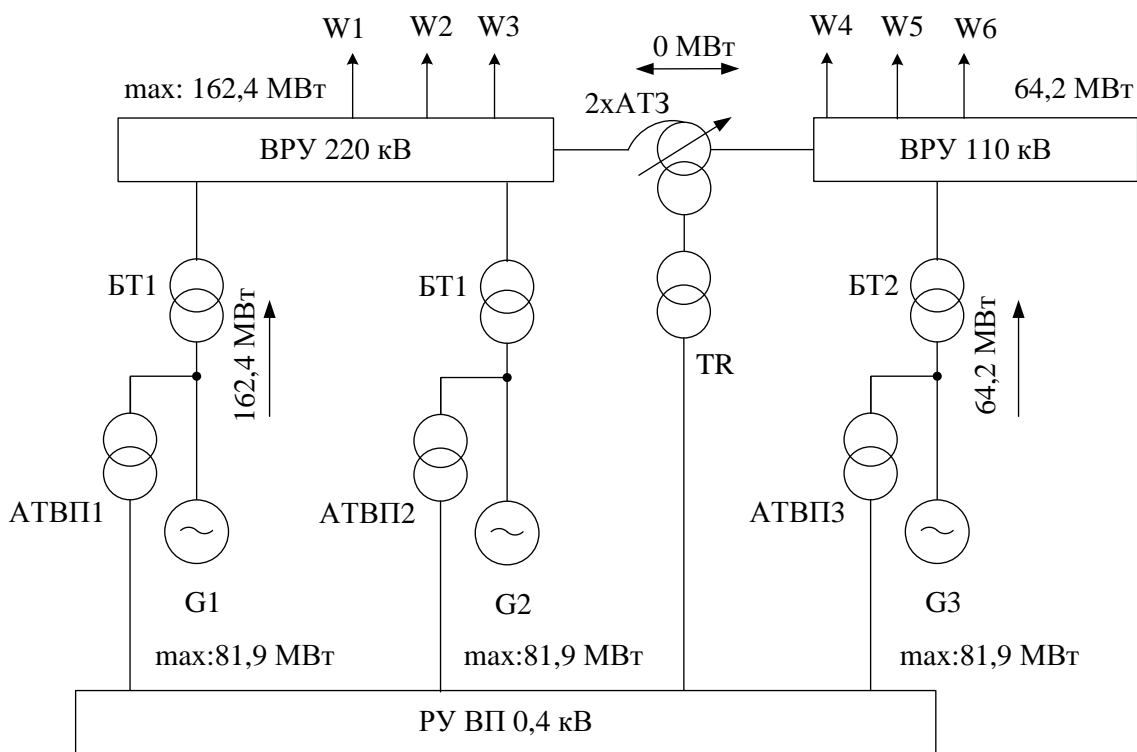
$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ATВП.розр}; \quad (1.9)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,66 = 1,05 \text{ МВА.}$$

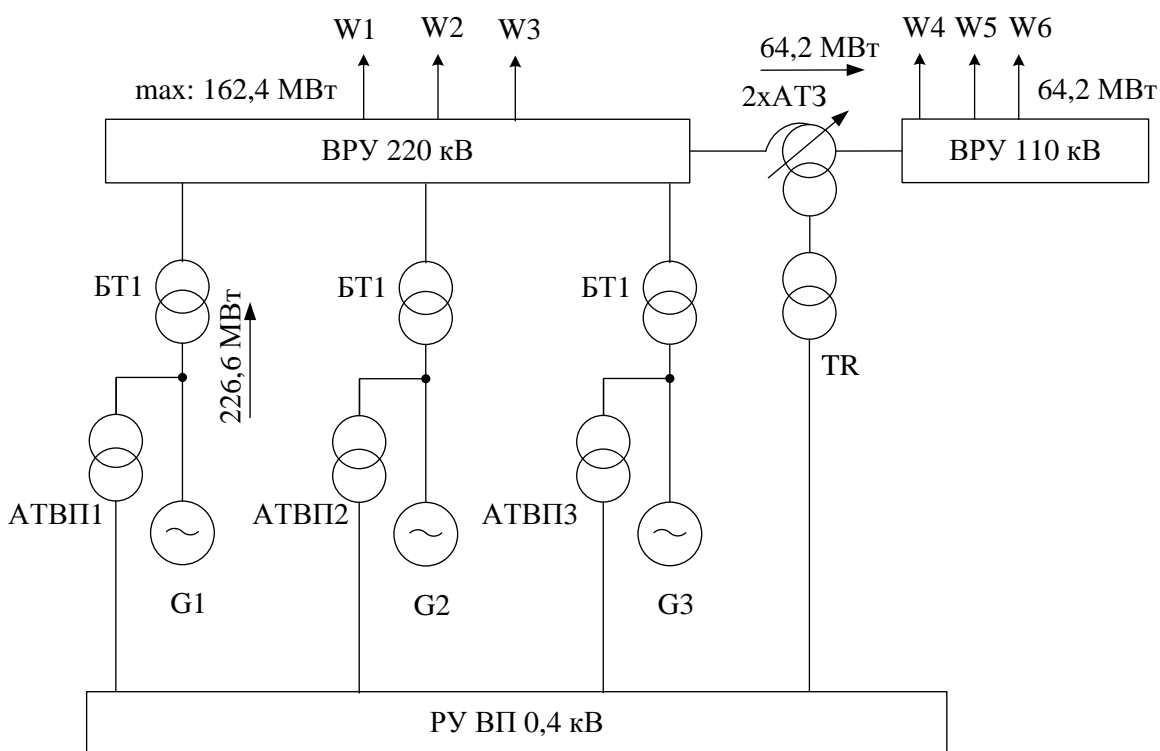
Потужність блочних трансформаторів:

$$S_{БТ.розр} \geq S_{номG} - S_{ТВП}; \quad (1.10)$$

$$S_{БТ.розр} = 97 - 0,66 = 96,34 \text{ МВА.}$$



а)



б)

Рисунок 1.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Вибір трансформаторів зв'язку.

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

аналізу перетоків потужностей між РП в різних режимах.

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{T3\max} = S_{Г.вст} - S_{В.П\max} - S_{p.\max}; \quad (1.11)$$

$$S_{T3\max1} = 97 - 0,66 - 64,2 / 0,85 = 20,81 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\max2} = 0 - 0 - 75,53 = -75,53 \text{ МВА},$$

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

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p.\max}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

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

$$S_{T3\min} = S_{Г.вст} - S_{В.П\max} - S_{p.\min}; \quad (1.12)$$

$$S_{T3\min1} = 97 - 0,66 - 54,2 / 0,85 = 31,02 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\min2} = 0 - 63,76 = -63,76 \text{ МВА};$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1).

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

$$S_{T3\text{ авар}} = S_{Г.вст-1} - S_{ВП\max} - S_{p.\max}; \quad (1.13)$$

$$S_{T3\text{ авар}1} = S_{T3\text{ авар}2} = 75,53 \text{ МВА}.$$

$$S'_{max1} = 20,81/1,4 = 14,86 \text{ МВА};$$

$$S'_{min1} = 31,02/1,4 = 22,15 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав1} = S'_{ав2} = 75,53/2 = 37,8 \text{ МВА};$$

$$S'_{max2} = 75,53/1,4 = 53,95 \text{ МВА};$$

$$S'_{min2} = 63,76/1,4 = 45,54 \text{ МВА}.$$

По більшому з цих значень виконується вибір потужності трансформатора зв'язку. Всі параметри трансформаторів наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри трансформаторів

Позна- на- чення	Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$, кВ	U_k %	ΔP_x кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	I_x , %
БТ1	ТДЦ-125000/220	125	$\frac{242}{13,8}$	11	120	380	0,45
БТ2	ТДЦ-125000/110	125	$\frac{121}{13,8}$	10,5	120	400	0,55
АТЗ1,2	АТДЦТН-63000/220/110	63	$\frac{230}{121}$ 11	BC-11 BH-35 CH-22	37	200	0,45
АТВП	ТМ-1000/35	1,0	13,8/0,4	6,5	2,0	12,2	1,4
TR	ТМ-1600/10	1,6	10/0,4	5,5	3,3	16,5	1,3

Приведені затрати [10, 14]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (1.14)$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (1.15)$$

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{т.ном.}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.16)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні видатки, тис.грн;

$M(Z)$ – очікуваний математичний збиток;

a – відрахування на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 20$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

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

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

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \sum \omega_{Ti} \cdot \Delta P_i \cdot \Delta T_i, \quad (1.17)$$

де $y_0 = 15$ грн/кВ·год – питомий збиток від недовідпуску електроенергії;

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

ΔP – потужність, яка втрачається, МВт;

ΔT_i – час простою, год.

Розрахунок капіталовкладень наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, I вар./II вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	2/3	5800	11600	17400
БТ-2	1/0	4200	4200	0
АТЗ	2/2	4400	8800	8800
Вимикачі:				
- 220 кВ	9/10	3900	35100	39000
- 110 кВ	7/6	1600	11200	9600
Сума			70900	74800

Визначасмо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT3};$$

$$\Delta W_I = (2 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 380 \cdot \left(\frac{191,06}{125}\right)^2 \cdot 3814,8) + (1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{75,53}{125}\right)^2 \cdot 3814,8) + (2 \cdot 37 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 200 \cdot \left(\frac{0}{63}\right)^2 \cdot 3814,8) =$$

$$= 6052305,35 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BTI} + \Delta W_{ATЗ};$$

$$\Delta W_{II} = (3 \cdot 120 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 380 \cdot \left(\frac{266,6}{125}\right)^2 \cdot 3814,8) + (2 \cdot 37 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 200 \cdot \left(\frac{75,53}{63}\right)^2 \cdot 3814,8) = 6548188,26 \text{ (кВт·год).}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,084 \cdot 55500 + 0,094 \cdot 15400 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 6052305,35 = 7320,06 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,084 \cdot 65200 + 0,094 \cdot 9600 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 6548188,26 = 7688,84 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 70900 + 7320,06 = 15828,06 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 74800 + 7688,84 = 16664,84 \text{ (тис.грн).}$$

$\Delta Z = 5,2\% > 5\%$, отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції.

1.4 Вибір схеми власних потреб станції

Кожний гідрогенератор має агрегатний трансформатор власних потреб (АТВП), від якого отримують живлення споживачі власних потреб 0,4 кВ. До шин РУВП-0,4 кВ приєднано два резервних трансформатора власних потреб (РТВП), які зв'язують РУВП-0,4 кВ з РУВП-10 кВ [12]. До шин РУВП-10 кВ

приєднано споживачі 10 кВ та автотрансформатор зв'язку (АТЗ), сторона НН якого виконує функції пускорезервного трансформатора власних потреб (ТР).

Кожна секція 0,4 кВ розділяється на дві напівсекції, до яких підключаються відповідальні та невідповідальні споживачі. Відповідальні споживачі приймають участь в самозапуску електродвигунів (рис. 1.3).

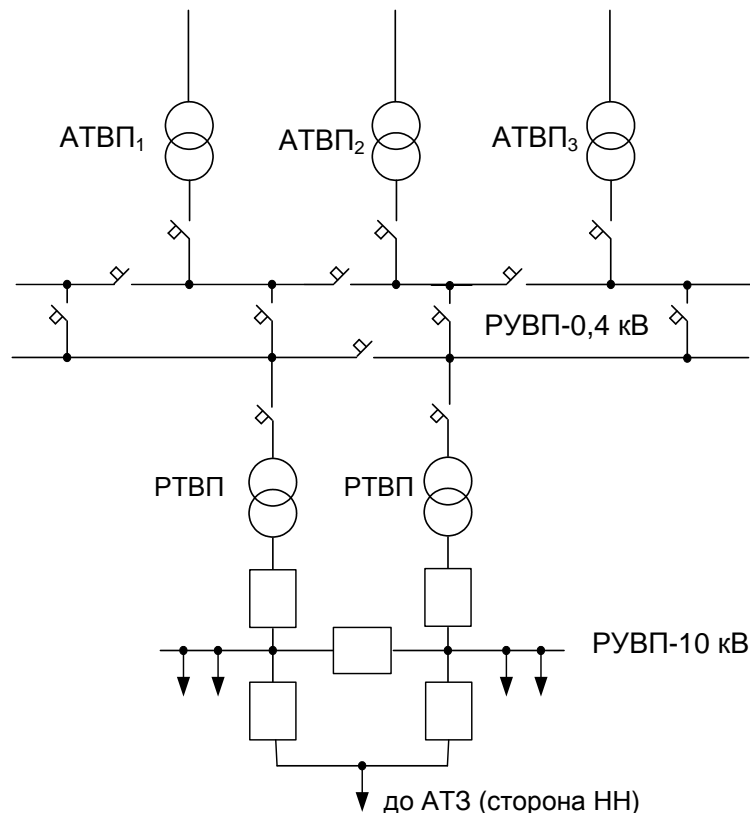


Рисунок 1.3 – Схема власних потреб електростанції

1.5 Вибір схем ВРУ-220 кВ та 110 кВ

Для ВРУ-110 кВ обираємо схему дві робочі системи збірних шин з обхідною (рис. 1.4), а для ВРУ-220 кВ намічаємо два варіанти:

- а) схема «дві робочі та обхідна системи збірних шин»;
- б) схема «два зв'язаних багатокутника» (рис. 1.5).

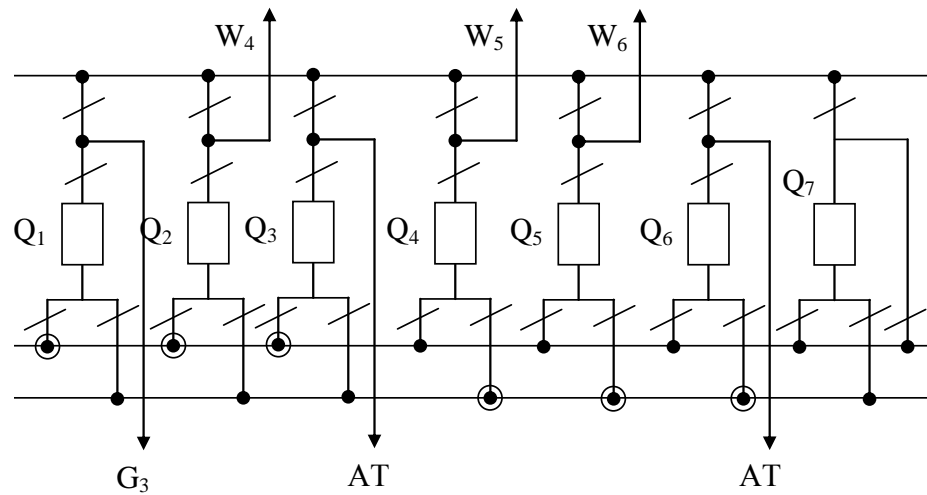


Рисунок 1.4 – Схема ВРУ-110 кВ

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

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (1.18)$$

де $p_n = 0,15$;

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

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (1.19)$$

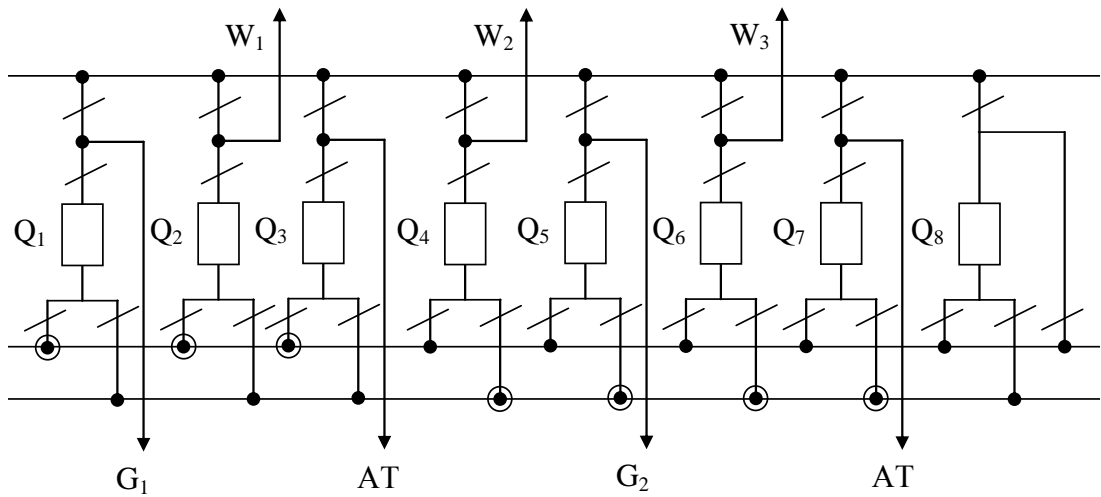
де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;

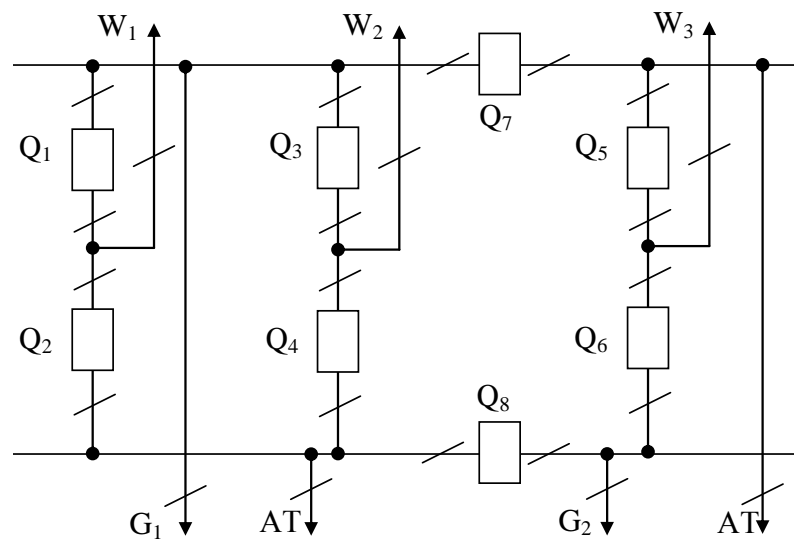
$$U = a \cdot K / 100; \quad (1.20)$$

де $a = 8,4 \%$.

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



а) схема «дві системи збірних шин з обхідною»



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 1.5 – Варіанти схем ВРУ-220 кВ

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

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (1.21)$$

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

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p).

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [10]. Показники надійності для вимикачів ВРУ-220 кВ та для розрахунку математичного очікування збитку за методом Таривердієва наведені відповідно у таблицях 1.8, 1.9.

Таблиця 1.8 – Показники надійності елегазових вимикачів 220 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год.
	ω_1	ω_2			
220	0,0125	0,005	100	0,2	160

Таблиця 1.9 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-220 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	8	8
Вартість комірки, тис.грн	C_k	3900	3900
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,011	0,011
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,0036530	0,0036530
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9707763	0,9707763
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_v - T_v^2 / (2 \cdot T_{п})$	68,8	68,8
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0072808	0,0072808
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0107756	0,0107756
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000274	0,0000274
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000405	0,0000405

За розрахунковими параметрами таблиці 1.9 побудуємо таблиці відмов в нормальному та аварійному режимах роботи для схем I та II варіантів – відповідно, таблиці 1.10, 1.11.

Визначаємо очікуваний математичний збиток:

Для схеми «дві робочі та обхідна системи збірних шин» збиток збільшується на складову збитку через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [10]:

$$M(Z)_{Д} = \left(K_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right) \cdot y_0, \quad (1.22)$$

де $K_{2ш} = 0,1$ – коефіцієнт для КЕС;

$T_{ш} = 2$ год. – час погашення лінії;

P_{Σ} – сумарна потужність генеруючих джерел, включених в схему, МВт;

n – число приєднань схеми, шт.;

ω_i – параметр потоку раптових відмов, 1/рік.

$$\begin{aligned} M(Z)_I &= 15 \cdot [0,0072808 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 64,6) + 0,0107756 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 64,6) + \\ &+ 0,0000274 \cdot (28 \cdot 1 \cdot 64,6 + 14 \cdot 68,8 \cdot 64,6) + 0,0000405 \cdot (29 \cdot 1 \cdot 64,6 + 3 \cdot 68,6 \cdot 64,6)] = \\ &= 95,09 \text{ (тис грн.)}; \end{aligned}$$

$$M(Z)_{1Д} = 15 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 164,2 \cdot (4 \cdot 0,0075 + 4 \cdot 0,011)] = 18,23 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(Z)_{1\Sigma} = 95,09 + 18,23 = 113,31 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$\begin{aligned} M(Z)_{II} &= 15 \cdot [0,0072808 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 64,6) + 0,0107756 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 64,6) + \\ &+ 0,0000274 \cdot (14 \cdot 1 \cdot 64,6 + 1 \cdot 68,8 \cdot 64,6) + 0,0000405 \cdot (24 \cdot 1 \cdot 64,6 + 1 \cdot 68,6 \cdot 64,6)] = \\ &= 51,27 \text{ (тис грн.)}. \end{aligned}$$

За даними попередніх таблиць побудуємо таблиці-вибірки для варіантів схем I та II (див. таблиця 1.12) з урахуванням втрат потужності через відмови вимикачів.

Таблиця 1.10 – Розрахунок надійності ВРУ-220 кВ (I варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		$K_0 = 0,9707763$	$K_p = 0,003653$							
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8
Q_1 Г	0,0075	W,G,AT-T ₀	–	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}
Q_2 Л	0,011	W,G,AT-T ₀	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	–	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}
Q_3 Г	0,0075	W,G,AT-T ₀	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	–	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}
Q_4 Л	0,011	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	–	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}
Q_5 Г	0,0075	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	–	2W,G ₁ ,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}
Q_6 Л	0,011	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	–	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}
Q_7 Г	0,0075	2W,G,AT-T ₀	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	–	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}
Q_8 Л	0,011	–	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ W-T _{ВП}	2W,G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	–

Таблиця 1.11 – Розрахунок надійності ВРУ-220 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		$K_0 = 0,9707763$	$K_p = 0,003653$							
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8
Q_1 _Л	0,011	W,G-T ₀	–	W, G-T ₀ W-T _{ВП}	W, G-T ₀	2W, G-T ₀	W, G, AT-T ₀	W, G+ +D(W, AT)+ +D(W, G, AT)-T ₀	W, G-T ₀	W, G+ +D(W, AT)+ +D(W, G, AT)-T ₀
Q_2 _Л	0,011	W,AT-T ₀	W, AT-T ₀ W-T _{ВП}	–	2W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	W, AT+ +D(W, AT)+ +D(W, G, AT)-T ₀	W, G,AT-T ₀	W, AT+ D(W, G)+ +D(W, G, AT)-T ₀	W, AT-T ₀
Q_3 _Л	0,011	W,G-T ₀	W, G-T ₀	2W, G-T ₀	–	W, G-T ₀ W-T _{ВП}	W, G, AT-T ₀	W, G+ +D(W, AT)+ +D(W, G, AT)-T ₀	W, G-T ₀	W, G+ +D(W, AT)+ +D(W, G, AT)-T ₀
Q_4 _Л	0,011	W,AT-T ₀	2W, AT-T ₀	W, AT-T ₀	W, AT-T ₀ W-T _{ВП}	–	W, AT+ +D(W, G)+ +D(W, G,AT)-T ₀	W, G,AT - T ₀	W, AT+ D(W, G)+ +D(W, G,AT)-T ₀	W, AT-T ₀

Продовження таблиці 1.11

Відмова елемента	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключилися та їх час відновлення								
		$K_0 = 0,9707763$	$K_p = 0,003653$							
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8
Q_5 Л	0,011	W,AT-T ₀	W,AT-T ₀	W,AT-T ₀	W,AT-T ₀	W,AT-T ₀	—	W,AT-T ₀ W-T _{ВП}	W,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W, G,AT-T ₀ D(2W, G,2AT)+D(W, G)-T _{ВП}
Q_6 Л	0,011	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 D(2W, 2G,AT)+D(W, AT)-T _{ВП}	W,G-T ₀ G-T _{ВП}
Q_7 Г	0,0075	G,AT-T ₀	G,AT-T ₀	W, G,AT-T ₀	G,AT-T ₀	W, G,AT-T ₀	G,AT-T ₀ AT-T _{ВП}	W, G,AT-T ₀ D(2W, 2G,AT)+D(W, AT)-T _{ВП}	—	G,AT+D(2W, AT)+D(W, G)-T ₀ D(2W, G, AT)+D(W, G,AT)-T _{ВП}
Q_8 Г	0,0075	G,AT-T ₀	W, G,AT-T ₀	G,AT-T ₀	W, G,AT-T ₀	G,AT-T ₀	W, G,AT-T ₀ D(2W, G,2AT)+D(W, G)-T _{ВП}	G,AT-T ₀ G-T _{ВП}	G,AT+D(W, AT)+D(2W, G)-T ₀ D(2W, G, AT)+D(W, G,AT)-T _{ВП}	—

Таблиця 1.12 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрача- ється ΔP , МВт	Час про- стою, $T_0/T_{вп}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
W+G+AT	64,6	1	4	3	28	29
G 2W+G+AT		68,8	–	–	14	3
ІІ варіант						
G W, G G, AT W, G, AT G,AT+ D(2W, AT)+ D(W, G) G,AT+D(W, AT)+ D(2W, G) W,G+D(W,AT)+D(W,G,AT)	64,6	1	2	3	14	24
		68,8	–	–	1	1

Отже було визначено приведені затрати для обох варіантів схем. Розрахунки для вибору оптимального варіанту наведено в таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	I	II
Капітальні витрати	31200	31200
Щорічні витрати	2620,80	2620,80
Очікуваний збиток	113,31	51,27
Приведені затрати	7414,11	7352,07

$\Delta Z = 0,84 \% < 5\%$. Варіанти рівноеконімічні тому приймаємо схему I-й варіант схеми – схему «дві системи шин з обхідною» – як типову для даного класу напруги і зручнішу в експлуатації.

1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

В даному підрозділі виконаємо розрахунок струмів короткого замикання.

Дані розрахунку необхідні для вибору комутаційних апаратів та струмоведучих частин на станції. Для цього складаємо заступну схему електроустановки (рисунк 1.6), намічаємо на ній точки КЗ та визначаємо параметри елементів заступної схеми. Розрахунок струмів КЗ виконуємо у відносних базових одиницях. Задаємося базовими величинами: $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$; $U_{\delta} = U_{\text{ср.ном}}$ [10, 13, 15].

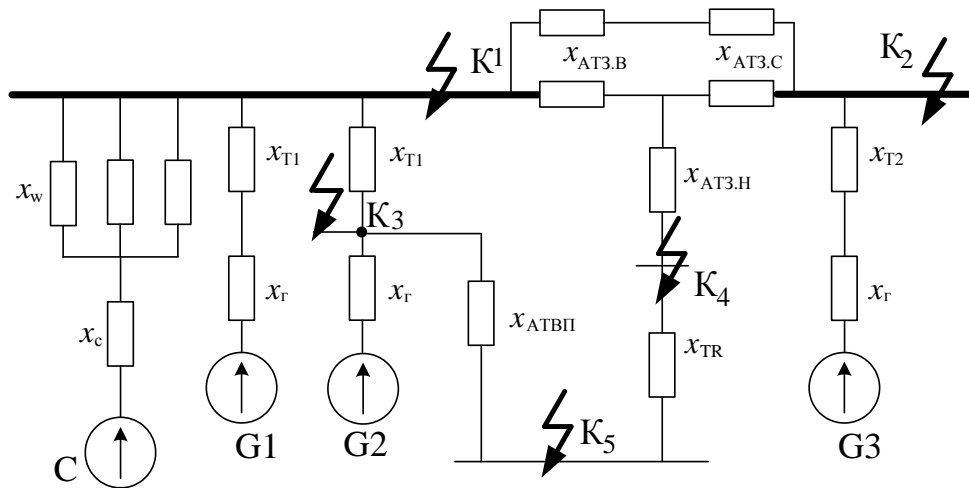


Рисунок 1.6 – Заступна схема електроустановки

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.\text{ном}*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{C.\text{ном}}}; \quad (1.23)$$

$$x_c = 0,36 \cdot \frac{1000}{10200} = 0,035;$$

ЛЕП:

$$x_W = x_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (1.24)$$

$$x_W = 0,4 \cdot 120 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,91;$$

Блочний трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T,ном}}; \quad (1.25)$$

$$x_{T1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,88;$$

$$x_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

Генератор:

$$x_G = x_d'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном G}}; \quad (1.26)$$

$$x_G = 0,21 \cdot \frac{1000}{97} = 2,17.$$

Трансформатор зв'язку:

$$u_{KB}\% = 0,5 (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ в-н}\%} - u_{K \text{ с-н}\%}); \quad (1.27)$$

$$u_{KC}\% = 0,5 (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-н}\%}); \quad (1.28)$$

$$u_{KH}\% = 0,5 (u_{K \text{ в-н}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-с}\%}). \quad (1.29)$$

$$u_{KB}\% = 0,5 \cdot (35 + 11 - 22) = 12 \%;$$

$$u_{KC}\% = 0,5 \cdot (11 + 22 - 35) = -1 = 0\%;$$

$$u_{KH}\% = 0,5 \cdot (35 + 22 - 11) = 23 \%.$$

$$x_{AT3.B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,905;$$

$$x_{AT3.C} = 0;$$

$$x_{AT3.H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,65.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 1.7).

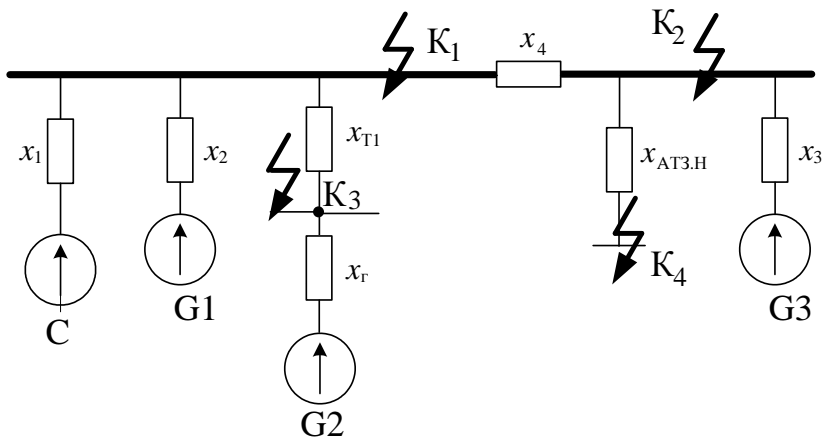


Рисунок 1.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_1 = x_c + \frac{x_W}{3};$$

$$x_1 = 0,035 + \frac{0,91}{3} = 0,34;$$

$$x_2 = x_{Г} + x_{T1};$$

$$x_2 = 2,17 + 0,88 = 3,05;$$

$$x_3 = x_{Г} + x_{T2};$$

$$x_3 = 2,17 + 0,84 = 3,01;$$

$$x_4 = \frac{x_{AT3.B}}{2};$$

$$x_4 = \frac{1,905}{2} = 0,95.$$

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

$$I_{II, Oi} = \frac{E_*'' \cdot I_{\delta i}}{x_{рез* i}} \quad (1.30)$$

де $E_{*Г}'' = 1,13$, $E_{*C}'' = 1$;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (1.31)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,84 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Складові струми КЗ [10, 15]:

$$\left. \begin{aligned} - \text{ періодична: } & I_{n,t} = \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{ аперіодична: } & i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ ударний струм: } & i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{aligned} \right\} \quad (1.32)$$

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.

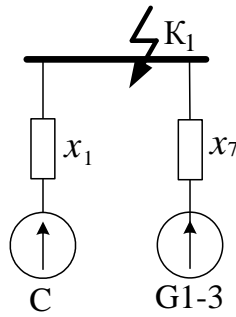
Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (1.33)$$

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

Розрахунок спрощення точки K_1

Спростуємо заступну схему відносно точки K_1 (рисунок 1.8).

Рисунок 1.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_5 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_5 = \frac{3,05}{2} = 1,525;$$

$$x_6 = x_3 + x_4;$$

$$x_6 = 3,01 + 0,95 = 3,96.$$

$$x_7 = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6};$$

$$x_7 = \frac{1,525 \cdot 3,96}{1,525 + 3,96} = 1,1;$$

$$I_{П,0C} = \frac{1 \cdot 2,51}{0,34} = 7,382 \text{ кА};$$

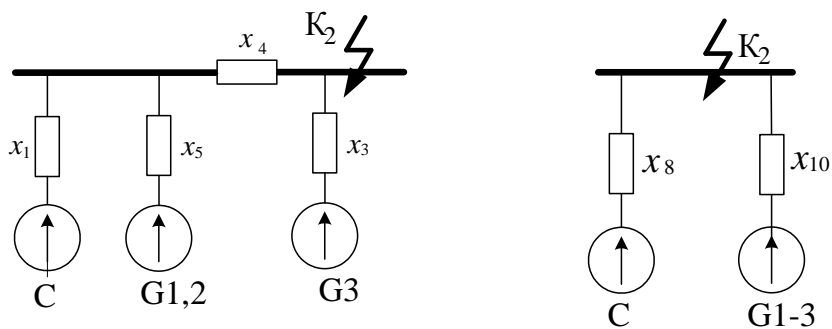
$$I_{П,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{1,1} = 2,578 \text{ кА}.$$

Розрахунок спрощення точки K_2

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_2 (рисунок 1.9).

Розподіляємо x_4 між x_1 та x_5 [10, 15]:

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_4 \cdot (x_1 + x_5); \\ x_8 &= x_1 + (x\Delta / x_5); \\ x_9 &= x_5 + (x\Delta / x_1); \end{aligned} \right\}$$

Рисунок 1.9 – Спрощення схеми для точки K_2

$$x_{\Delta} = 0,95 \cdot (0,34 + 1,525) = 1,77;$$

$$x_8 = 0,34 + (1,77 / 1,525) = 1,5;$$

$$x_9 = 1,525 + (1,77 / 0,34) = 6,73;$$

$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot x_3}{x_9 + x_3};$$

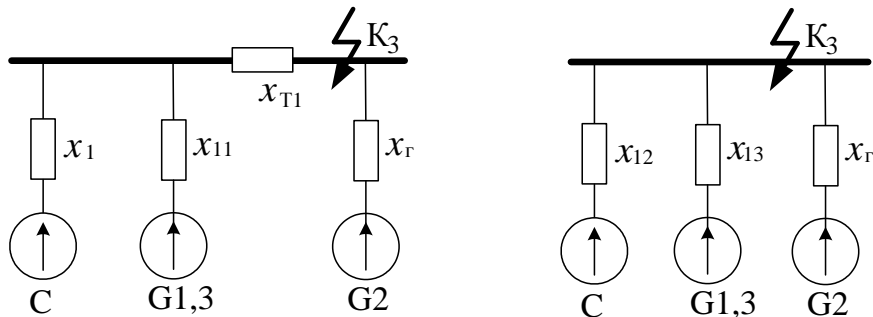
$$x_{10} = \frac{6,73 \cdot 3,01}{6,73 + 3,01} = 2,08;$$

$$I_{П,0C} = \frac{1 \cdot 5,02}{1,5} = 3,347 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{2,08} = 2,727 \text{ кА}.$$

Розрахунок спрощення точки K_3

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_3 (рисунок 1.10).

Рисунок 1.10 – Спрощення схеми для точки K_3

$$x_{11} = \frac{x_2 \cdot x_6}{x_2 + x_6};$$

$$x_{11} = \frac{3,05 \cdot 3,96}{3,05 + 3,96} = 1,723;$$

$$x\Delta = x_{T1} \cdot (x_1 + x_{11});$$

$$x_{12} = x_1 + (x\Delta / x_{11});$$

$$x_{13} = x_{11} + (x\Delta / x_1);$$

$$x\Delta = 0,88 \cdot (0,34 + 1,723) = 1,82;$$

$$x_{12} = 0,34 + (1,82 / 1,723) = 1,4;$$

$$x_{13} = 1,723 + (1,82 / 0,34) = 7,08;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 41,84}{1,4} = 29,886 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G1,3} = \frac{1,13 \cdot 41,84}{7,08} = 6,678 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G2} = \frac{1,13 \cdot 41,84}{2,17} = 21,788 \text{ кА}.$$

Розрахунок спрощення точки K₄

Спрощуємо заступну схему відносно точки K₄ (рисунок 1.11).

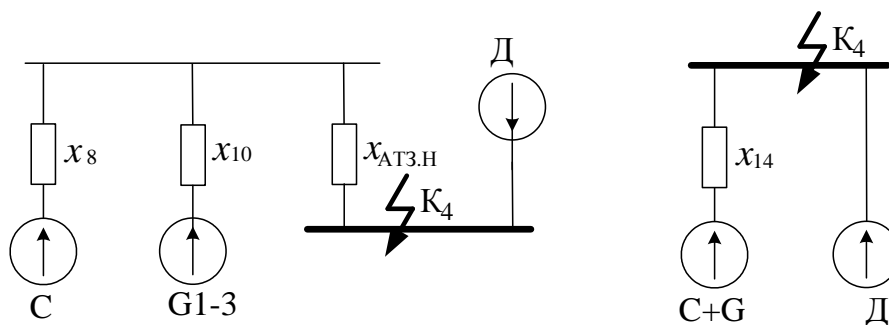


Рисунок 1.11 – Спрощення схеми для точки K₄

$$x_{14} = \frac{x_8 \cdot x_{10}}{x_8 + x_{10}} + x_{AT.H};$$

$$x_{14} = \frac{1,5 \cdot 2,08}{1,5 + 2,08} + 3,65 = 4,52;$$

$$I_{П,OC+G} = \frac{1 \cdot 54,99}{4,52} = 12,166;$$

$$I_{П,О,Д} = 4 \cdot \frac{\sum P_{НОМ}}{U_{НОМ}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{ТР.розр}}{U_{НОМ}}; \quad (1.34)$$

$$I_{П,О,Д} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 1,05}{10} = 0,525 \text{ кА.}$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 1.14).

Таблиця 1.14 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{В.В.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В (ABB)	0,025
ВРУ 220 кВ	ЛТВ 245E1 (ABB)	0,017
РУВП 10 кВ	ВР0-10 (комірка КРУ типу КУ 10)	0,04

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

$$I'_{НОМ} = \frac{S_{Г.НОМ\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{срНОМ}}; \quad (1.35)$$

К₁ G₁₋₃

$$I'_{НОМ} = 3 \cdot 97 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 0,73 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{НОМ} = 2,578 / 0,73 = 3,53; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,95.$$

К₂ G₁₋₃

$$I'_{НОМ} = 3 \cdot 97 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,46 \text{ кА}; \quad \tau = 0,035 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{НОМ} = 2,727 / 1,46 = 1,9; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,97.$$

К₃ а) G₂

$$I'_{НОМ} = 4,058 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{НОМ} = 21,788 / 4,058 = 5,4; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

б) $G_{1,3}$

$$I'_{ном} = 2 \cdot 4,058 = 8,116 \text{ кА}; \quad I_{н.о}/I'_{ном} = 6,678/8,116 = 0,8 < 1; \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

Усі результати розрахунків зводимо в табл. 1.15, 1.16.

Таблиця 1.15 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{н.т}$
К ₁ шини 220 кВ	С-ма	0,027	0,03	1,717	0,407	1
	G1-3		0,06	1,88	0,638	0,95
К ₂ шини 110 кВ	С-ма	0,035	0,02	1,608	0,174	1
	G1-3		0,06	1,88	0,558	0,97
К ₃ генератор G ₂	С-ма	0,027	0,03	1,72	0,407	1
	G1,3		0,06	1,88	0,638	1
	G2		0,2	1,9	0,874	0,92
К ₄ РУВП 10 кВ	С-ма+ G1-3	0,05	0,05	1,82	0,287	1
	Двигуни		0,04	1,65	0,287	1

Таблиця 1.16 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	Примітка
К ₁ шини 220 кВ	Система	7,382	17,923	4,244	7,382	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-3	2,578	6,854	2,325	2,450	
	Сума	9,961	24,778	6,569	9,832	
К ₂ шини 110 кВ	Система	3,347	7,609	0,822	3,347	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-3	2,727	7,250	2,152	2,645	
	Сума	6,074	14,859	2,974	5,992	
К ₃ генератор G ₂	Система	29,886	72,558	17,181	29,886	Ком.апарат. Шини
	Генератори 1, 3	6,678	17,752	6,021	6,678	
	Сума (без G2)	36,564	90,310	23,202	36,564	
	Генератор 2	21,788	58,535	26,917	20,045	
	Повна сума	58,351	148,844	50,119	56,608	
К ₄ РУВП 10 кВ	С+Генератори	12,166	31,051	4,929	12,166	Ком.апаратура та шини
	Двигуни	0,525	1,225	0,213	0,525	
	Сума	12,691	32,276	5,141	12,691	

1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-220 кВ

Максимальні струми [10]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{зр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (1.36)$$

$$I_{maxBT} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (1.,37)$$

$$I_{maxATЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.,38)$$

$$I_{maxW} = \frac{150 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 463 \text{ А};$$

$$I_{maxBT1} = \frac{97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 268 \text{ А};$$

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

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (1.39)$$

$$B_k = 9,961^2 (0,2 + 0,06) = 25,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-110 кВ

$$I_{maxW} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308,7 \text{ А};$$

$$I_{max BT2} = \frac{97 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 536 \text{ A};$$

$$I_{max AT3} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 6,074^2 (0,2 + 0,06) = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератори

$$I_{max G} = \frac{I_{\Sigma,НОМ}}{0,95}; \quad (1.40)$$

$$I_{max ATBII} = \frac{S_{ATBII}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (1.41)$$

$$I_{max G} = \frac{4058}{0,95} = 4271,6 \text{ A};$$

$$I_{max ATBII} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,8 \text{ A}.$$

$$B_{\kappa} = B_{Kn} + B_{Ka} = (B_{nc} + B_{n\epsilon} + B_{n\epsilon c}) + B_{Ka}; \quad (1.42)$$

$$B_{Kn} = (I_c^2 + B_{*n\epsilon} \cdot I_{n,o,\epsilon}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{n,o,\epsilon}) t_{вум}; \quad (1.43)$$

$$B_{Ka} = I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n0}^2 \cdot T_{a,\epsilon} + \frac{4 I_c \cdot I_{n,o,\epsilon}}{1/T_{a,c} + 1/T_{a,\epsilon}}; \quad (1.44)$$

де $t_{вум} = 4 \text{ с}$; $B_{*n\epsilon} = 0,5$; $T^* = 0,7$; $T_{a,\epsilon} = 0,2 \text{ с}$; $I_{n,o,\epsilon} = 21,788 \text{ кА}$;

$I_c = 36,564 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,06 \text{ с}$.

$$B_{\kappa} = (36,564^2 + 0,5 \cdot 21,788^2 + 2 \cdot 36,564 \cdot 21,788 \cdot 0,7) \cdot 4 + \\ + \left(36,564^2 \cdot 0,06 + 21,788^2 \cdot 0,2 + \frac{4 \cdot 36,564 \cdot 21,788}{1/0,06 + 1/0,2} \right) = 11080,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП 10 кВ

$$I_{max TR} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 12,691^2 (0,2 + 0,04) = 38,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

1.8 Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ, вибір вимикачів та ошиновки

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від АТВП та ТР. Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

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

$$I_{max\ ТР} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,4 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА68Н:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А}; q = 2(120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2; r_{num} = 0,027 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,017 \text{ мОм/м}; l = 10 \text{ м}.$$

Опори шинопроводу:

$$r_u = 0,027 \cdot 10 = 0,27 \text{ мОм}.$$

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

Опір енергосистеми, приведений до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о\Sigma}}; \quad (1.45)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 58,351} = 0,137 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,166} = 0,498 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, проведений до сторони НН трансформатора:

$$X_C = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (1.46)$$

$$X_{C1} = 0,137 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{13,8} \right)^2 = 0,115 \text{ мОм};$$

$$X_{C2} = 0,498 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,723 \text{ мОм}.$$

Параметри трансформаторів [15]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}}{S_{T.ном}}; \quad (1.47)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (1.48)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (1.49)$$

Опори АТВП:

$$Z_{АТВП} = 10^4 \cdot \frac{6,5 \cdot 0,4^2}{1000} = 10,4 \text{ мОм};$$

$$r_{АТВП} = 10^6 \cdot \frac{12,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,952 \text{ мОм};$$

$$X_{АТВП} = \sqrt{10,4^2 - 1,952^2} = 10,215 \text{ мОм}.$$

Опори ТR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1600} = 5,5 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{16,5 \cdot 0,4^2}{1600^2} = 1,031 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{5,5^2 - 1,031^2} = 5,403 \text{ мОм}.$$

Результуючі опори кола КЗ:

а) при живленні від агрегатного трансформатора АТВП:

$$X_{\Sigma I} = X_{CI} + X_{ATBII} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma I} = r_{ATBII} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma I} = 0,115 + 10,215 + 0,17 = 10,5 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma I} = 1,952 + 0,27 = 2,222 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma I} = \sqrt{2,222^2 + 10,5^2} = 10,733 \text{ мОм};$$

б) при живленні від резервного трансформатора TR:

$$X_{\Sigma 2} = 0,723 + 5,403 + 0,17 = 6,296 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,031 + 0,27 = 1,301 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{1,301^2 + 6,296^2} = 6,43 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [15]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (1.50)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,733} = 21,517 \text{ кА}.$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,43} = 35,916 \text{ кА}.$$

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

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{nep})^2}}, \quad (1.51)$$

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

$$I_{k.R1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10,5^2 + (2,222 + 15)^2}} = 11,45 \text{ кА};$$

$$I_{k.R2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,296^2 + (1,301 + 15)^2}} = 13,216 \text{ кА}.$$

Середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{k.cер1}^{(3)} = \frac{21,517 + 11,45}{2} = 16,484 \text{ кА};$$

$$I_{k.cер2}^{(3)} = \frac{35,916 + 13,216}{2} = 24,566 \text{ кА}.$$

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

$$I_{k.cер2}^{(3)} = 24,566 \text{ кА}.$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Kсер}^{(3)}; \quad (1.52)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 24,566 = 45,164 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{П0Д}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{Т.ном}; \quad (1.53)$$

$$I_{П0Д}^{(3)} = 2,29 \cdot 2,309 = 5,288 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot I_{т.ном}; \quad (1.54)$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot 2,309 = 7,435 \text{ кА}.$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{Kcep\Sigma}^{(3)} = 24,566 + 5,288 = 29,854 \text{ кА};$$

$$i_{y.\Sigma} = 46,164 + 7,435 = 53,599 \text{ кА}.$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму.

$$B_K = I_{П.О.С}^{(3)2} \cdot (t_{вим} + T_{a.ср}) + 1,5 \cdot I_{П.О.Д}^{(3)2} \cdot T_{a.ср} + 4 \cdot I_{К.Д}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{a.ср}, \quad (1.55)$$

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

$$t_{вим} = t_{св} + t_a,$$

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

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу Е25 серії “Електрон” :

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

$$I_{a.ном} = 3200 \text{ А} > I_{max} = 2309,4 \text{ А};$$

$$ГКС = 65 \text{ кА} > i_y = 53,599 \text{ кА}.$$

Для автомата Е16 [11]: $t_{св} = 0,25$ с;

$$t_a = 0,06 \text{ с}.$$

$$B_K = 24,566^2 (0,31+0,03) + 1,5 \cdot 5,288^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 24,566 \cdot 5,288 \cdot 0,03 = 218,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Обираємо шинопровід типу ШМА68Н і перевіряємо його на термічну та механічну стійкість. Вихідні дані для розрахунку:

$$I_{ном} = 2500 \text{ А} > I_{max} = 2309,4 \text{ А};$$

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

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}; \quad (1.56)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{218,3 \cdot 10^6}}{91} = 162,4 \text{ мм}^2 < q = 2400 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на механічну міцність.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,25$ м, шини на ізоляторах встановлюємо плазом.

Момент інерції та опору [10]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{6}; \quad (1.57)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{3}; \quad (1.58)$$

$$I = \frac{1 \cdot 12^3}{6} = 288 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{288}{12 \cdot 2}} = 3 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,73 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,5$ м.

Визначаємо силу взаємодії між полосами шин [10]:

$$f_n = \frac{K_\phi \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-1}; \quad (1.59)$$

$$f_n = \frac{0,38 \cdot 53,599^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-1} = 2729,3 \text{ Н/м.}$$

Напруженість в матеріалі полоси:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}; \quad (1.60)$$

$$W_n = h \cdot \frac{b^2}{6};$$

$$W_n = \frac{12 \cdot 1^2}{6} = 2 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_n = \frac{2729,3 \cdot 1,5^2}{12 \cdot 2} = 255,9 \text{ МПа.}$$

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_\phi}; \quad (1.61)$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{53,599^2 \cdot 1,5^2}{0,25 \cdot 48} = 9,33 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{розр} = \sigma_\phi + \sigma_n;$$

$$\sigma_{розр} = 9,33 + 255,9 = 265,23 \text{ МПа} > \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа (сплав АДО).}$$

Тому приймаємо: $l_n = 0,5 \text{ м}$ – відстань між прокладками в прогоні.

Звідки:

$$\sigma_n = \frac{2729,3 \cdot 0,5^2}{12 \cdot 2} = 28,43 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{розр} = 9,33 + 28,43 = 37,8 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа} .$$

2 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

2.1 Вибір комутаційних апаратів

Обираємо вимикачі та роз'єднувачі за розрахунковими даними у табличній формі для ВРУ-220 кВ, ВРУ-110 кВ та в колі генератора (див. табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Вибір комутаційних апаратів [10]

<i>ВРУ-220 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	242PMR40 (ABB)	РНДЗ.1 – 220/1000У1
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{max} = 463$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 9,832$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 6,569$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 31,1$ кА	—
$I_{п.о} = 9,961$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 24,778$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 25,8$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² ·с
<i>ВРУ-110 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20В	РНДЗ.1 – 110/1000У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 536$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 5,992$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 2,974$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 19,74$ кА	—
$I_{п.о} = 6,074$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 14,859$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 9,6$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ кА ² ·с
<i>РУВП 10 кВ</i> Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР0 – 10	КРУ типу КУ – 10
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 92,4$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 12,166$ кА	$I_{вим,ном} = 12,5$ кА	
$i_{а.т} = 4,929$ кА	$i_{а,ном} = 5,29$ кА	
$I_{п.о} = 12,166$ кА	$I_{дин} = 12,5$ кА	
$i_y = 31,051$ кА	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{дин} = 81$ кА
$B_k = 38,7$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 469$ кА ² ·с	

Продовження таблиці 2.1

Генератор Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВМГ-15	РВР-20/6300 УЗ
$U_{\text{уст}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 4271,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 10000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 36,564 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 71 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} = 78,63 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 71 = 100,5 \text{ кА};$	-
$I_{\text{п,о}} = 36,564 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 71 \text{ кА}$	-
$i_y = 90,31 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 290 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 260 \text{ кА}$
$B_k = 11080,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 95^2 \cdot 3 = 27075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.2 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-220 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 463 \text{ А};$$

$$I_{\text{n,о}} = 9,961 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 24,778 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32 [11]:

$$d = 21,6 \text{ мм}; \quad I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}; \quad D = 400 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D;$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 583 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 680 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [10]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.1)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (2.2)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,08 \cdot \lg \frac{504}{1,08}} = 29,72 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.3)$$

$$1,07 \cdot 29,72 = 31,8 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід марки АС 330/30 [11]: $d = 24,8$ мм; $I_{дон} = 710$ А.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,24}} \right) = 31,517 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,24 \cdot \lg \frac{504}{1,24}} = 26,48 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 26,48 = 28,334 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,517 = 28,366 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.4)$$

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

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

$$q_{ек} = \frac{268 \cdot 0,95}{1,1} = 231,5 \text{ мм}^2.$$

За умовою відсутності корони приймаємо провід марки АС 330/30 [11].

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{248/1,5}{1,1} = 150,3 \text{ мм}^2.$$

За умовою відсутності корони приймаємо провід марки АС 330/30.

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 536 \text{ А};$$

$$I_{н,о} = 6,074 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 14,859 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32 [11]:

$$d = 21,6 \text{ мм}; \quad I_{дон} = 605 \text{ А}; \quad D = 300 \text{ см}. \quad D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 536 \text{ A} < I_{дон} = 605 \text{ A}.$$

Перевірка на коронування [10].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \lg \frac{378}{1,08}} = 15,59 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 15,59 = 16,68 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{536 \cdot 0,95}{1,1} = 462,9 \text{ мм}^2.$$

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

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{496/1,5}{1,1} = 300,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 300/39: $d = 24 \text{ мм}$; $I_{дон} = 710 \text{ А}$.

Генератор.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЕКНЕ-20-5000-250.

$$U_{yct} = 13,8 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 4058 \text{ А} \leq I_{ном} = 5000 \text{ А};$$

$$i_y = 148,844 \text{ кА} \leq i_{дин} = 250 \text{ кА}.$$

РУВП-10 кВ.

$$I_{II,0} = 12,691 \text{ кА}; i_y = 32,276 \text{ кА}; B_k = 38,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{max} = 92,5 \text{ А}.$$

Встановлюємо однополосні шини прямокутного перерізу, алюмінієві [11]:

$$I_{доп} = 265 \text{ А}; q = 25 \cdot 3 = 75 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{доп} = 265 \text{ А} > I_{max} = 92,5 \text{ А}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{38,7 \cdot 10^6}}{91} = 68,4 \text{ мм}^2 < q = 75 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на механічну міцність.

$$\sigma_{розр} \leq \sigma_{доп}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,8 \text{ м}$, шини на ізоляторах встановлюємо плазом.

Момент інерції та опору [10]:

$$I = b \cdot \frac{h^3}{12}; \quad (2.5)$$

$$W = b \cdot \frac{h^2}{6}; \quad (2.6)$$

$$I = \frac{0,3 \cdot 2,5^3}{12} = 0,4 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 0,31 \text{ см}^3.$$

Визначаємо довжину прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.7)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,4}{0,75}} = 0,63 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,79 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,7 \text{ м}$.

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.8)$$

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{32,276^2 \cdot 0,7^2}{0,2 \cdot 0,8} = 55,26 \text{ МПа} > \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа.}$$

Умова не виконується. Приймаємо $l = 0,5 \text{ м}$. Тоді:

$$\sigma_{розр} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{32,276^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,8} = 28,2 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа.}$$

Вибір ізоляторів.

Розрахункова сила, що діє на опорні ізолятори:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.9)$$

$$F_{розр} = \sqrt{3} \frac{32,276^2 \cdot 0,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 112,8 \text{ Н.}$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу И4-80УХЛЗ [13]:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; F_p = 4000 \text{ Н}; H_{із} = 130 \text{ мм.}$$

Перевіряємо ізолятори на механічну міцність:

$$F_{розр} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.10)$$

$$F_{розр1} = 112,8 \text{ Н} < 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-10/630-750-ІУ: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
 $I_{ном} = 630 \text{ А}$; $F_p = 7500 \text{ Н}$; $l_{із} = 360 \text{ мм}$.

Перевіряємо ізолятори на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.11)$$

$$F_{розр2} = 0,5 \cdot 2400 = 1200 \text{ Н} < 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

Умова виконується.

2.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

Встановлюємо трансформатор типу $TG - 245$, розрахункові та каталожні дані наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму типу $TG - 245$

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 463 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_y = 24,778 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 25,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

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

$$4) l_{розр} = 150 \text{ м.}$$

Проведемо розрахунок вторинного навантаження ТС. Результати розрахунку наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	І674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- сумарний опір приладів [10]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2, \quad (2.12)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k, \quad (2.13)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{пр}, \quad (2.14)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 150 / 13,4 = 0,32 \text{ мм}^2.$$

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

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 150 / 2,5 + 6,5 + 0,1 = 8,3 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу SVS – 245 [10]:

$$U_{1\text{ном}} = 220\,000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{одод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 600 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в табл. 2.4.

Вторинне навантаження:

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

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

Таблиця 2.4 – Вторинне навантаження ТН

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

Аналогічно виконаємо вибір решти вимірювальних трансформаторів (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Вимірювальні трансформатори

Місце встановлення	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ 220 кВ	TG-245	SVS 245
ВРУ 110 кВ	TG-145	SVS 123/5
Генератор Г1	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/15; ЗНОМ-15
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ-220-I-4000/1 ТВТ-110-I-2000/1 ТШЛ-10	- - ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-220-I-600/5 ТШ-20-10000/5	- -
Блочний трансформатор БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-I-1000/5 ТШ-20-10000/5	- -
Агрегатний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТК-40	- НТС-0,5
Пускорезервний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	- -
РУ ВП 0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.4 Вибір акумуляторної батареї

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ), а при віддаленому розташуванні ВРУ встановлюються батареї в зоні ВРУ.

Вихідні дані для розрахунку (табл. 2.6):

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_n = 220$ В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15$ В;

- напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$;
- напруга наприкінці заряду: $U_3 = 2,75 \text{ В}$;
- число основних елементів батареї: $n_0 = 108$;
- число додаткових елементів: $n_\partial = 22$;
- загальне кількість елементів: $n = 130$;

Таблиця 2.6 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	п, 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	3	5	22,7	23	62	69	-
Електродвигун аварійного масла насоса системи змащування турбіни	3	8	36	40	130	120	390
РАЗОМ:						344	445

Визначаємо типовий номер батареї [10]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.15)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{344}{25} = 14,4,$$

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

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{пошт}}{46}; \quad (2.16)$$

$$N \geq \frac{445}{46} = 9,7.$$

Обираємо батарею з типорозміром $N = 16$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{nom}}{N}; \quad (2.17)$$

$$j_n = \frac{445}{16} = 27,8 \text{ A/N.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 90 % (рисунок 6.2 [10]), що більше допустимого значення 85%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.18)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 16 = 27,4 \text{ A.}$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 N; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.19)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0,05 \cdot 16 = 0,8 \text{ A;}$$

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

Обираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{3II} &= 5 \cdot N + I_{ном}; \\ U_{3II} &= n \cdot U_3; \end{aligned} \right\} \quad (2.20)$$

$$I_{3II} = 25 + 5 \cdot 16 = 105 \text{ А};$$

$$U_{3II} = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

2.5 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від комутаційних та атмосферних перенапруг обираємо засоби для обмеження перенапруг [11]:

1) ЛЕП-220 кВ, сторона ВН БТ1 та сторона ВН автотрансформатора зв'язку	ОПН-220 У1
1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ2 та сторона СН автотрансформатора зв'язку	ОПН-110 У1
2) Нейтраль блочних трансформаторів БТ1	ОПН-110 У1
2) Нейтраль блочних трансформаторів БТ2	ОПН-35 У1
4) сторона НН автотрансформатора зв'язку	ОПН-10У1
5) сторона НН блочних трансформаторів	ОПН-15У1

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

2.6 Розрахунок грозозахисту ВРУ-220 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ подано на рис. 2.1.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (2.21)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \quad (2.22)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.23)$$

де h – висота блискавковідводів, м;

h_x – розрахункова висота зони захисту, м;

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

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

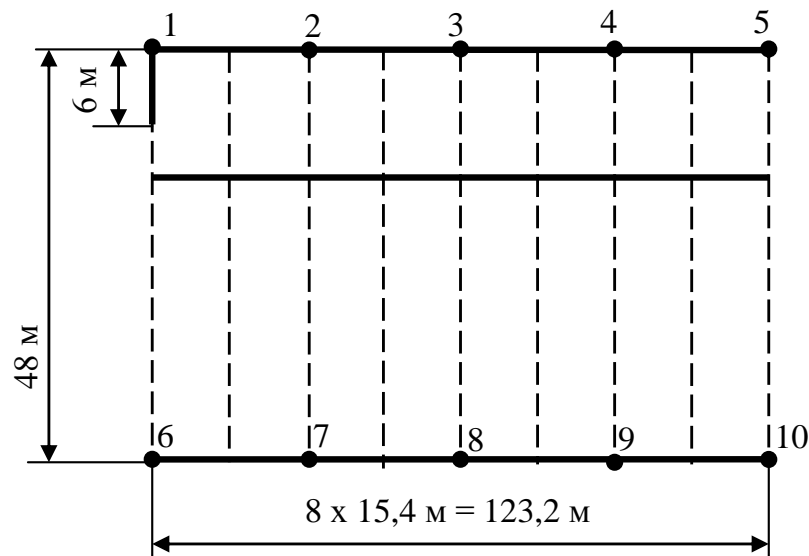


Рисунок 2.1 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

Вихідні дані:

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

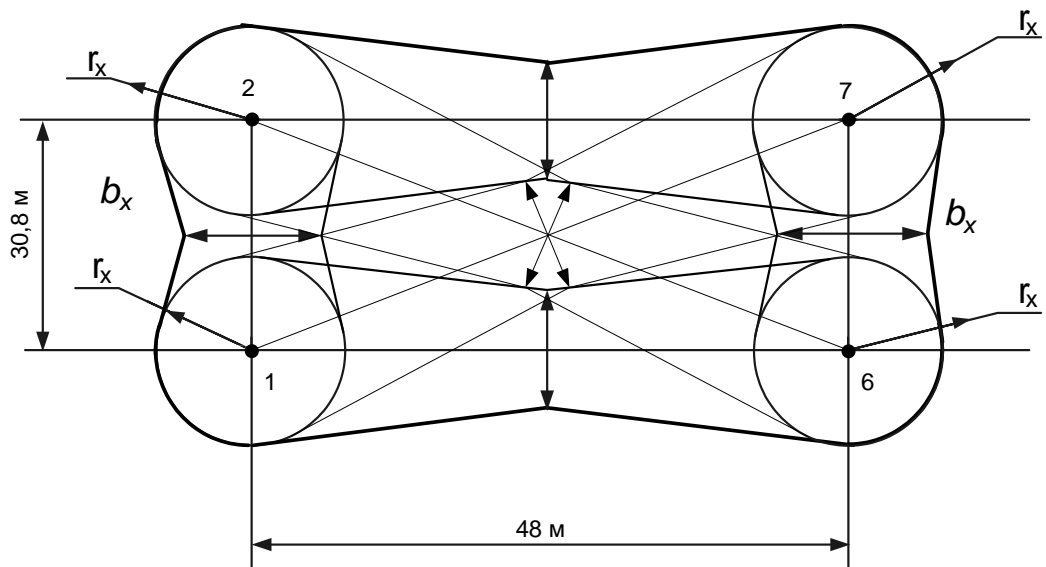
б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 17$ м;

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

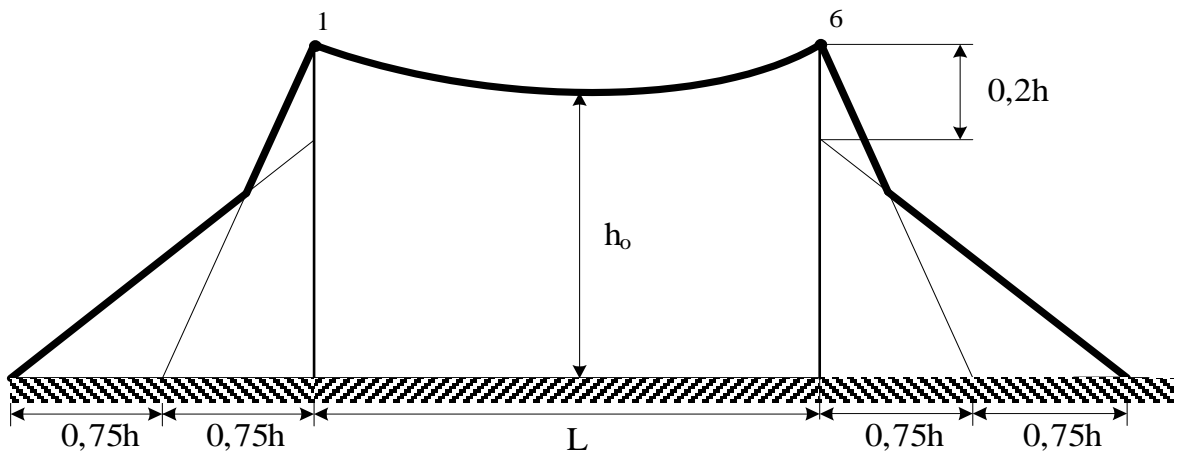
Розраховані значення параметрів зони захисту наведені в табл. 2.7. Зоан захисту на рис. 2.2.

Таблиця 2.7 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	30,8	28,69	22,33	13,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	48	26,86	16,82	13,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	57	25,6	13,04	13,125



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 2.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

3 МОНТАЖ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Монтаж трансформаторів і трансформаторних підстанцій виконується відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), будівельних норм і правил (БНіП), Правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС), монтажних інструкцій заводів-виготовлювачів. Перед монтажем потрібно переконатися у тому, що виконання обладнання відповідає умовам його експлуатації [18-21].

Перед початком монтажу потрібно мати чітку уяву про обладнання, що монтується, про об'єми, характер і умови монтажу. Необхідно детально ознайомитись з проектом обладнання, технічними даними машин і апаратів (за каталогом або з натури), з кресленнями та нормами заводу-виробника і з вимогами замовника.

Найчастіше монтаж здійснюється без ревізії активної частини трансформатора. Однак, у випадках порушень правил транспортування або зберігання, трансформатор може бути у певній мірі пошкоджений. Тоді необхідно спочатку переконатися у справності трансформатора, що передбачає технологічний етап ревізії.

Основними етапами штатного (без ревізії) проведення монтажу високовольтного (110 кВ та вище) обладнання є [18, 19, 21]:

- ✓ підготовка монтажних робіт;
- ✓ монтаж вбудованих трансформаторів струму;
- ✓ монтаж введів;
- ✓ монтаж розширювача, системи газовідвідних трубопроводів, елементів захисту та експлуатаційного контролю трансформатора;
- ✓ монтаж системи охолодження;
- ✓ технологічні операції з доведення характеристик ізоляції до необхідних (підсушування, сушіння);
- ✓ післямонтажні випробування;
- ✓ випробування та увімкнення трансформатора в роботу.

3.1 Організація електромонтажних робіт

Способи монтажу надзвичайно різноманітні внаслідок великого діапазону потужностей, конструктивних рішень, типів та форм виконання обладнання. Крім того, оскільки монтаж зазвичай виконується у споживача, а не в складальних цехах заводу, то організація і приймання монтажу відрізняються своєю специфікою. Зокрема, це проявляється у тому, що роботи з монтажу прагнуть виконати найбільш простими засобами.

У розвинутих країнах діють спеціалізовані організації з виконання (здійснення) електромонтажних робіт, які працюють за договорами підряду із замовником. Ці монтажні підприємства та організації зазвичай побудовано за територіальною ознакою. Вони виконують як монтажні і пусканалагоджувальні роботи, так і розробку окремих науково-технічних проектів, виготовлення виробів і конструкцій, які не виготовляються промисловістю серійно. На великих промислових підприємствах, особливо коли відбуваються реконструкції виробництва, часто створюють власні електромонтажні цехи або ділянки.

Важливу роль у скороченні строків монтажу трансформаторів має його механізація та індустріалізація. При комплексній механізації усі основні роботи з монтажу трансформаторів виконують механізованими інструментами та машинами. Це дозволяє зменшити час та вартість монтажу.

Виконують сукупність заходів, що направлені на скорочення строків, підвищення продуктивності праці й покращення якості виконаних робіт за рахунок виконання частини електромонтажних робіт на заводах і монтажних ділянках, а не в електромашинних приміщеннях. Використання індустріальних методів підвищує зберігання обладнання, надійність і безпеку робіт, зменшує час введення в експлуатацію обладнання.

Монтаж трансформаторів, особливо потужних силових і спеціального призначення, є складною та трудомісткою роботою, яка потребує попередньої підготовки і чіткої організації праці [18]. Трансформатори з природним масляним охолодженням М (ONAN) потужністю до 1600 кВА транспортуються ра-

зом з радіаторами охолодження та залитими маслом, трансформатори потужністю 2500 кВА і більше - з демонтованими радіаторами. У трансформаторів з примусовою циркуляцією повітря Д (ONAF) і примусовою циркуляцією повітря і масла ДЦ (OFAP) системи охолодження на час транспортування демонтуються і встановлюються на місці монтажу трансформатора.

Деякі трансформатори потужністю 63 МВ·А і вище класів напруги 110 кВ і більше мають бак з верхнім роз'ємом та підставкою, яка демонтується на час транспортування. Бак закривають плоскою або спеціальною «транспортною» кришкою, яка потім замінюється під час монтажу на постійну.

Для транспортування трансформаторів залізничним транспортом поперечному перерізу потужних трансформаторів надають форму, яка наближається до обрису залізничного габариту (рисунок 3.1).

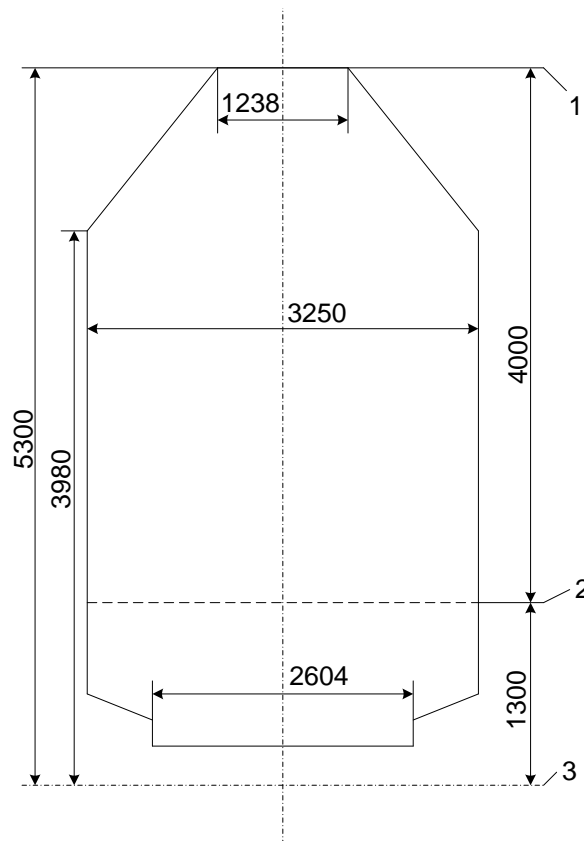


Рисунок 3.1 – Залізничний габарит № 1 В $\frac{\text{ОСТ}}{\text{ВКС}}$ 6435

1 – гранична висота габариту трансформатора при транспортуванні на звичайній платформі; 2 – нормальна висота вантажної площадки залізничної платформи; 3 – рівень верху головки рейки

До початку монтажних робіт потрібно підготувати фундамент під трансформатор, приміщення трансформаторно-масляного господарства, бака для зберігання масла з усіма комунікаціями маслопроводів, монтажні механізми, апарати, пристосування та інвентар. Трансформаторне масло в кількості, яка необхідна для заливання (доливання) трансформатора та для технологічних потреб в процесі монтажу, повинно бути сухим та залито в баки, які обладнані масломірним пристроєм та системою дихання. Засоби пожежогасіння та протипожежний пост на час прогрівання та сушіння трансформатора повинні знаходитись в постійній готовності [18].

На електростанціях та підстанціях напругою 35 – 750 кВ використовується, як правило, відкрита установка трансформаторів. Закриту установку використовують тільки в районах інтенсивного забруднення атмосфери та в районах житлової забудови для обмеження шуму. При відкритій установці в районі підсиленого забруднення рекомендується використовувати трансформатори зі спеціальними кабельними вводами в закритих коробах на стороні напругою 6 – 10 кВ.

Трансформатори масою до двох тонн можуть встановлюватися безпосередньо на фундамент, а в інших випадках фундамент обладнано напрямними для катків трансформатора з упорами по обидві сторони трансформатора після його встановлення на фундамент.

Трансформатор, який має пристрій газового захисту, встановлюється на фундамент таким чином, щоб його кришка мала підйом в напрямку до газового реле не менше 1%. Уклон маслопроводу до розширювача при цьому повинен бути не менше 2%. Це необхідно для забезпечення безперешкодного надходження газу з трансформатора в маслопровід, який йде до газового реле, і далі до розширювача. Уклон зазвичай створюється розміщенням підкладок під катки або безпосередньо під дно бака (при відсутності катків).

Нормативні документи (СНіП, ДСТУ та інші) передбачають монтаж трансформатора без ревізії його активної частини, якщо не порушувалися умови транспортування, розвантаження та зберігання трансформатора. Крім того, за

необгрунтованої ревізії завод-виготовлювач має право зняти встановлену на трансформатор гарантію [18, 19].

Якщо використовується закрита установка трансформаторів, використовуються або окрема будівля, що призначена для розташування тільки трансформаторів та їх допоміжного обладнання (системи охолодження, вентиляції, пожежогасіння), або трансформаторні камери – приміщення в загальній будівлі енергетичного об'єкта.

Кожна камера трансформатора повинна забезпечуватися індивідуальною вентиляційною системою, що не зв'язана з іншими вентиляційними системами будівлі. Система розраховується на відведення тепла, яке виділяється під час роботи трансформатора з номінальними навантаженнями, і проектується так, щоб різниця температур на вході та виході з приміщення не перевищувала 15 °С. Конструкція вентиляційних шахт повинна запобігати попаданню через них вологи на трансформатор [18].

У випадку порушення умов транспортування та зберігання трансформатора або при незадовільних результатах попереднього оцінювання стану ізоляції обмоток додатково перевіряють вологоутримання зразків ізоляції, які закладаються в трансформатори потужністю більше 80 МВА. Вологоутримання зразка ізоляції товщиною три міліметри повинно бути не більше 1%. Результати попередньої оцінки стану ізоляції враховуються, коли розглядаються питання про увімкнення трансформатора під напругу без сушіння.

Монтаж частин трансформатора здійснюється без ревізії активної частини та без підйому знімальної частини («дзвону»), якщо не були порушені умови вивантажування, транспортування, зберігання та не було інших порушень, які могли призвести до пошкодження усередині бака трансформатора. При наявності таких пошкоджень перед установленням комплектуючих виробів необхідно здійснити перевірку трансформатора [18].

Розгерметизація (розкриття) трансформатора для встановлення складних частин (вводів, вбудованих трансформаторів струму тощо) виконується в ясну суху погоду. Після розкриття трансформатора ізоляція обмоток не зволожується.

ся за рахунок продування бака сухим повітрям протягом усього часу розгерметизації.

Дозволяється розгерметизувати трансформатори напругою 110–500 кВ та потужністю до 400 МВА без подачі в бак сухого повітря, якщо температура його активної частини не менше 10 °С та перевищує точку роси навколишнього середовища не менше, ніж на 10 °С, відносна вологість – не більше 85%, а тривалість розгерметизації не перевищує шістнадцяти годин.

Тривалість перебування активної частини трансформатора на відкритому повітрі $T_{відкр}$ обмежують залежно від відносної вологості повітря і напруги трансформатора (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Тривалість перебування активної частини трансформатора на відкритому повітрі

Напруга трансформатора	Вологість, %	$T_{відкр}$, год
до 35 кВ	до 75	24
до 35 кВ	до 85	16
110 кВ і вище	до 75	16
110 кВ і вище	до 85	10

Після монтажу складних частин залишки трансформаторного масла зливають (для трансформаторів, які транспортуються без масла) через пробку на дні, бак герметизують для створення вакууму та заливання або доливання масла. Для трансформаторів, які мають азотний або плівковий захист, заливання масла здійснюється через дегазаційну установку.

3.2 Монтаж системи охолодження і окремих вузлів трансформатора

При монтажі *системи охолодження* типу Д (охолодження масляне з дуттям) на баку встановлюють кронштейни, на яких розташовують електродвигуни з вентиляторами, монтують електричну схему живлення і після встановлення радіаторів відкривають радіаторні крани.

Система охолодження ДЦ поставляється у навісному або виносному виконанні (рис. 3.2). При навісному виконанні всі деталі та вузли трубопроводів зварюються і повністю підготовлюються на заводі. На місці монтажу охолоджувачі навішують на бак трансформатора та з'єднують з баком трубами. При виносному виконанні охолоджувачі встановлюють на окремих фундаментах та з'єднують з трансформатором трубами, вузли яких підгонять та зварюють на місці установлення.

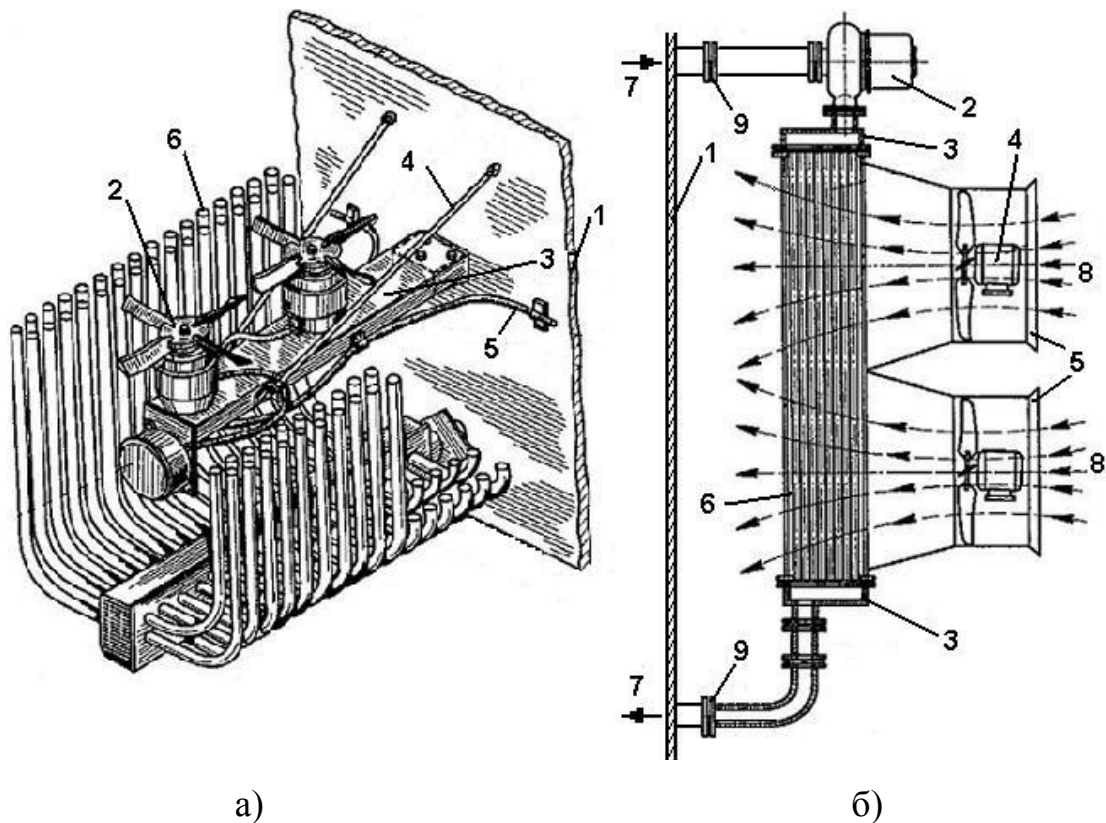


Рисунок 3.2 – Монтаж систем охолодження Д (а) и ДЦ (б)

Під час монтажу системи охолодження типу Д (рис. 3.2, а) до бічної сторони бака 1 кріпляться кронштейни 3 з розтяжками 4. На кронштейнах встановлюються двигуни з вентиляторами 2, монтується схема їх живлення кабелем 5. Після установки радіаторів 6 відкривають радіаторні крани для подальшого заповнення радіаторів маслом.

Система охолодження ДЦ може поставлятися в навісному і виносному виконанні. Система охолодження навісного виконання (рис. 3.2, б) складається

з електронасоса 2, двигунів з вентиляторами 4, закріпленими в дифузорах 5, калорифера 6 з камерами для масла 3. Така система поставляється в повністю зібраному вигляді. Під час монтажу ця система з'єднується з баком трансформатора 1 за допомогою фланців 9. Напрями примусового потоку масла і потоку повітря при роботі трансформатора показано стрілками 7 і 8 відповідно.

Блоки системи охолодження виносного виконання встановлюються на окремих фундаментах по периметру трансформатора і з'єднуються трубами з баком трансформатора. Одночасно з монтажем системи охолодження монтується інші вузли, що поставляються окремо від трансформатора: вводи до обмоток, розширювач з показчиком рівня масла і повітреосушувач, вихлопна труба, газове реле, реле рівня масла, термосифонний фільтр, вимірювальні прилади.

Якщо за умовами монтажу деяких вузлів потрібно розгерметизація трансформатора, необхідно дотримуватися умов для захисту ізоляції від зволоження. Ці умови були відзначені вище при розгляді питання про ревізію активної частини трансформатора.

При установці введів особливу увагу звертають на якісне ущільнення місця посадки вводу в кришці трансформатора і на забезпечення надійних контактних з'єднань виводів обмоток.

Розширювач 3 (рис. 3.3) з мастиловказівником 6 кріпиться на кришці 1 бака трансформатора за допомогою спеціальних кронштейнів 2. Трубопровід 7 з'єднує бак трансформатора з розширювачем. У середню частину цього трубопроводу встановлюється газове реле 5, а у верхню частину цього трубопроводу на фланці дна розширювача встановлюється реле рівня масла.

Вихлопна труба 4 встановлюється на кришці бака трансформатора. У верхній частині труби знаходиться скляна мембрана, що розривається при аварійному викиді масла з трансформатора. Трансформатор повинен встановлюватися таким чином, щоб аварійний викид масла не був спрямований на близько поставлене обладнання.

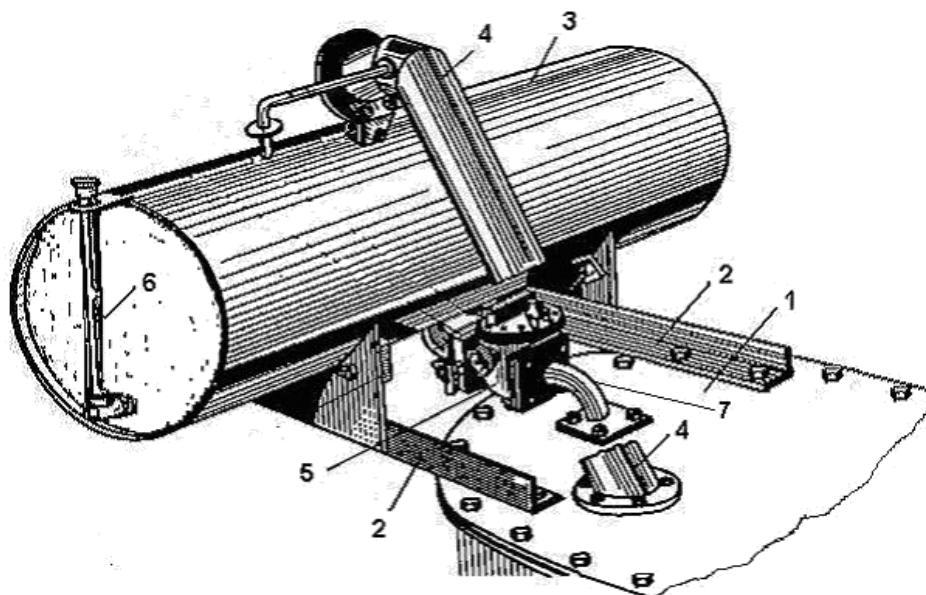


Рисунок 3.3 – Монтаж окремих вузлів трансформатора

Воздухоосушувач з'єднує надмасляний простір в розширювачу з навколишнім повітрям. Приєднання до трансформатора термосифонного фільтра виконується фланцевими з'єднаннями, розташованими у верхній і нижній частинах бака трансформатора.

Після закінчення монтажу всіх вузлів доливають сухе масло в бак трансформатора з заповненням його системи охолодження і термосифонного фільтра. Температура масла, що заливається повинна бути не нижче 10°C . При цьому температура активної частини повинна бути вище температури масла. Масло під тиском подається через вентиль, розташований в нижній частині бака трансформатора.

3.3 Перевірка стану ізоляції обмоток

Після закінчення монтажу трансформатора вимірюють опір ізоляції обмоток та визначають коефіцієнт абсорбції, $\text{tg}\delta$ ізоляції тощо. Опір ізоляції необхідно порівняти зі значенням, яке було виміряне в заводських умовах: для не

зволоженої ізоляції $R''_{60} > 0,7 \cdot R''_{60зав}$. Допустимі значення ізоляційних характеристик для трансформаторів напругою до 35 кВ та потужністю до 10 МВ·А наведені у довідниковій літературі [20].

В тих випадках, коли виявлено порушення інструкції з монтажу та введення трансформатора в роботу, здійснюється ревізія трансформатора з підніманням знімної частини бака або активної частини.

3.4 Ревізія трансформатора

Ревізія трансформатора включає сукупність робіт з розкриття, огляду, усунення несправностей та герметизації активної частини трансформатора. Щоб уникнути зволоження ізоляції, обмежують тривалість знаходження активної частини не в баку: при температурі навколишнього повітря 0 °С або відносній вологості вище 75% – не більше дванадцяти годин; при вологості 65–75% – не більше шістнадцяти годин; при вологості до 65% – не більше двадцяти чотирьох години.

Ревізія здійснюється при температурі активної частини, яка дорівнює або перевищує температуру навколишнього середовища. При мінусовій температурі навколишнього повітря трансформатор з маслом підігрівають до 20 °С. Час ревізії може бути збільшено вдвічі, якщо температура навколишнього повітря вище 0 °С вологість нижче 75% та температура активної частини перевищує температуру навколишнього середовища не менше ніж на 10 °С. Ревізія трансформатора залежно від його потужності, класу напруги, конструкції та умов монтажу може виконуватися одним з таких методів [18]:

- підніманням активної частини з бака трансформатора;
- оглядом активної частини всередині бака;
- підніманням верхньої знімної частини бака трансформатора.

Огляд трансформатора виконують в закритому приміщенні. Для цього масло зливають у сухий та чистий бак, а активну частину встановлюють на на-

стил з дощок. При ревізії перевіряють затягнення доступних шпильок кріплень відводів, бар'єрів, перемикальних пристроїв, осьове пресування обмоток. При необхідності рівномірно по усьому колу виконують підпресовування обмоток клинами або підтягування гвинтів та домкратів. Після усього усувають виявлені несправності в ізоляції доступних частин обмоток, відводів та інших ізоляційних елементів, перевіряють опір ізоляції обмоток між собою та відносно магнітопровода, опір ізоляції доступних шпильок, бандажів та півбандажів ярма відносно активної частини та ярмових балок і схему заземлення (рис. 3.4).

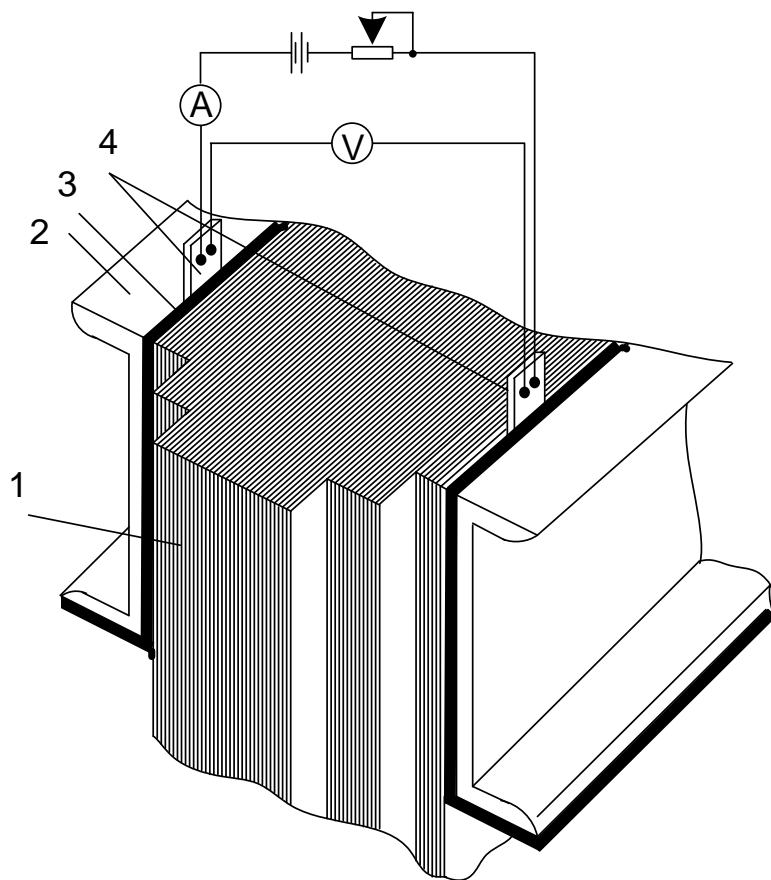


Рисунок 3.4 – Вимірювання опору ізоляції магнітної системи

- 1 – верхнє ярмо; 2 – ярмова балка; 3 – електрокартонна ізоляція ярма;
4 – мідна контактна пластина

При відсутності підйомних пристосувань для трансформаторів потужністю 10 МВА та вище класів напруги 110–330 кВ дозволяється здійснювати ревізію активної частини без підйому з бака при знятій кришці, а в окремих випад-

ках, через люки бака трансформатора без підйому кришки. Ревізія активної частини трансформатора з нижнім роз'ємом бака можлива без її підйому, що значно скорочує та спрощує виконання монтажу. Після вимірювань та перевірок активну частину промивають сухим трансформаторним маслом і опускають в бак або встановлюють на місце знімну частину бака, після чого ущільнюють місця з'єднань. При встановленні активної частини в бак перевіряють правильність розташування напрямних деталей відносно стінок бака, роблячи невеликі пересування її до посадки на конусні щити, які приєднані до дна бака за допомогою зварювання. Шипи входять в отвори горизонтальних полок нижніх ярмових балок.

3.5 Пусконаладжувальні роботи

Пусконаладжувальні роботи є заключною фазою монтажу, яка здійснюється або самим електромонтажниками, або спеціалізованими організаціями. Ці роботи виконуються в такій послідовності [18-21]:

- роботи без подання напруги, в процесі яких здійснюється огляд обладнання, виявлення та усунення недоробок, вимірювання опору ізоляції, перевірка пускорегулювальної апаратури та фазування ліній;
- роботи з подачею напруги в оперативні кола управління для перевірки дії усіх елементів схеми при нормованих відхиленнях напруги з реєстрацією несправностей;
- роботи з перевірки силових кіл з подачею напруги як в оперативні, так і в силові кола з ручним управлінням електроприводами для перевірки їх роботи в різних режимах (на цьому етапі обладнання передається персоналу, що його обслуговує);
- комплексні випробування та режими налагоджування, які проводить експлуатаційний персонал під наглядом наладників, які крім того беруть участь в настроюванні обладнання.

Після закінчення монтажу *електричну машину* при вимкненому приво-

дному механізмі спочатку прокручують вручну. Потім здійснюють перший пуск двигунів на холостому ході з перевіркою напрямлення обертання ротора і, якщо воно збігається із заданим, продовжують випробування і визначають рівень вібрації, наявність стуків в підшипниках та їх температуру.

Після виявлення дефектів та їх усунення вмикають двигун сумісно з приводним механізмом. Під час сумісної роботи на холостому ходу (не менше однієї години) контролюють плавність роботи механічної передачі (якщо вона є), температуру підшипників, вібрації та інші, передбачені інструкцією параметри. Якщо результати роботи на холостому ході виявляються задовільними, перевіряють роботу двигуна під навантаженням з увімкненими системами захисту, які встановлено на електричній машині. При позитивних результатах роботи під навантаженням та при правильній роботі захисту складають акт про приймання машини в експлуатацію.

Після закінчення монтажу трансформатора перед його увімкненням необхідно переконатися в неушкодженості всіх кіл та пристроїв управління, захисту, сигналізації та автоматики. Перше увімкнення повинно носити пробний характер. В ході нього вживаються заходи щодо автоматичного вимикання трансформатора при появі не виявлених раніше дефектів.

3.6 Вмикання трансформатора

Перед вмиканням трансформатора проводяться його випробування, вимірювання та перевірки в обсязі, передбаченим [18, 19]:

- вимірювання опору ізоляції обмоток;
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;
- випробування ізоляції обмоток підвищеною напругою промислової частоти;
- вимірювання опору обмоток постійному струму;
- перевірка коефіцієнта трансформації;
- перевірка групи з'єднань обмоток;

- вимірювання втрат холостого ходу;
- випробування трансформаторного масла;
- випробування бака на герметичність;
- перевірка перемикаючого пристрою (РПН), пристроїв охолодження і засобів захисту масла.

Результати вимірювань, випробувань і перевірок оформляються відповідними актами і протоколами.

Перше вмикання трансформатора під напругу допускається проводити не раніше ніж через 12 годин після останнього доливання масла. На час першого пробного включення трансформатора максимальний захист встановлюється з нульовою витримкою часу, сигнальні контакти газового захисту через'єднують на відключення.

Вмикання трансформатора здійснюють шляхом поштовху на номінальну напругу на час не менше 30 хв для прослуховування трансформатора і спостереження за його станом. При нормальній роботі трансформатора гул, що ним видається повинен бути помірним і рівномірним. Не повинні прослуховуватися потріскування всередині бака трансформатора.

Трансформатор відключають в разі сильного або нерівномірного гудіння; потріскувань всередині бака трансформатора; ненормально зростаючої температури масла; викиду масла з розширювача чи розриву діафрагми вихлопної труби; витoku масла і при інших ознаках порушення нормальної роботи.

При задовільних результатах першого включення з трансформатора знімається напруга, змінюється уставка максимального захисту, сигнальні контакти газового захисту через'єднуються на сигнал. Потім кілька разів включають і відключають трансформатор на номінальну напругу для відбудови диференційного захисту від кидків струму намагнічування. При задовільних результатах пробних включень трансформатор включається під навантаження і здається в експлуатацію.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів на ГЕС потужністю 247,5 МВт

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

Головним завданням даного розділу магістерської кваліфікаційної роботи є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання створення безпечних умов праці на електричній станції. Розглянемо питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів з їх зниження, з техніки безпеки, з цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці під час виконання монтажу трансформаторів на електростанції (за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»).

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час проведення монтажних робіт. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 220 кВ.

3. Дослідити роботу електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини гідроелектричної станції потужністю 247,5 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

Вхідні дані для розв'язання поставлених задач з охорони праці взято з попередніх розділів МКР.

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів під час монтажу та обслуговування трансформаторів виконується з врахуванням літературних

джерел [23-27]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- відсутність чи недостатність природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

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

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

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

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень під час проведення електромонтажних робіт на ГЕС потужністю 247,5 МВт

Організація електромонтажних робіт включає інженерну підготовку, в

ході якої розробляють [18, 22]:

- технічний проект на базі вивчення проектно-кошторисної документації електричної частини відповідного енергетичного об'єкта;
- економічне обґрунтування;
- проект організації робіт;
- проект виконання робіт;
- необхідні креслення, монтажні схеми і технологічні карти на проведення робіт;
- мережеві графіки на проведення монтажних та пусконаладжувальних робіт.

Інженерну підготовку виробництва виконують спеціальні групи підготовки виробництва або інженерно-технічні робітники – прораби та майстри. На групу підготовки виробництва покладаються також функції отримання, перевірки, обробки, обліку та зберігання проектно-кошторисної документації по всіх об'єктах монтажу. У випадку необхідності група проводить корегування проекту з метою максимального підвищення рівня індустріалізації монтажних робіт, а також можливі заміни нестандартних конструкцій на типові.

Основним технічним документом при виробництві електромонтажних робіт є затверджений проект електроустановки, в чіткій відповідності з яким повинні виконуватись всі електромонтажні роботи. Будь-які зміни в проект можуть бути внесені тільки за узгодженням з проектною організацією – автором проекту. До головних документів, вимоги яких підлягають безумовному виконанню при виробництві робіт, належать діючі ПУЕ та БНіП, на основі яких розробляються плани виробництва робіт, монтажні інструкції, технологічні карти, а також заводські інструкції на поставлене обладнання і матеріали. Виконання електромонтажних робіт на об'єктах без плану виробництва робіт не допускається.

В електропромисловості для монтажу обладнання розроблені типові технологічні карти, які сприяють впровадженню єдиних форм відомостей, графіків і таблиць. Усю проектну технічну документацію аналізує замовник, який

перед передачею її монтажній організації для виробництва робіт зобов'язаний поставити на ній підпис та штамп “Дозволяється до виробництва робіт”.

Будь-які види електромонтажних робіт виконуються в два етапи. На першому етапі здійснюються заготівельні роботи в майстернях і підготовчі роботи безпосередньо на об'єктах. На другому – електромонтажні роботи на об'єкті.

Приміщення, які призначаються для монтажу електрообладнання, повинні відповідати таким загальним вимогам: вони повинні бути сухими, світлими, прохолодними, чистими, вільними від пилу та парів, допускати можливість легко вносити обладнання при монтажі і виносити його при демонтажі, забезпечувати можливість монтажу апаратури без зняття і пошкодження іншого обладнання, яке знаходиться в цьому ж приміщенні, і доступ персоналу для обслуговування і експлуатації.

До початку монтажу електричних трансформаторів і машин приміщення, включаючи фундамент і оздоблення, повинно бути закінчено, оскільки цементний пил шкідливий для обладнання (він руйнує ізоляцію обмоток, засмічує підшипники, забруднює проводи, шини, контакти та вводи). Якщо немає можливості відкласти монтаж електрообладнання до закінчення будівельних робіт, то пристрої, що монтуються і ті, що вже встановлені, повинні бути відгороджені стінкою або надійно вкриті.

4.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Вихідними даними для розрахунку є такі параметри ВРУ:

- площа заземлювального пристрою: $S = (140 \times 60) = 8400 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна;

кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2$ м;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 36$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 3$ м.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рис. 4.1).

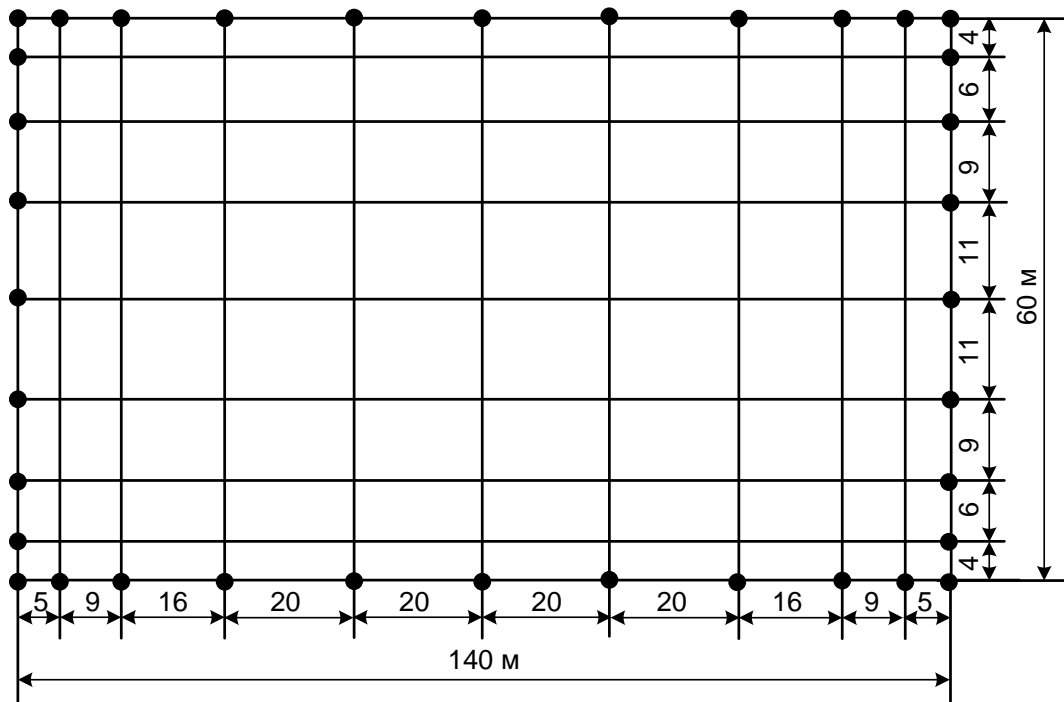


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g = 2 \cdot (140 + 60) / 36 = 11,1 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 160 = 5;$$

$$a / l_g = 11,1 / 3 = 3,7;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{8400} = 91,7 \text{ м.}$$

Опір заземлювального пристрою [10, 16]:

$$R_{uz} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (4.1)$$

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

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

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

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (4.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (4.3)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,5}{91,7} = 0,038 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,038 = 0,412;$$

$$\frac{h - t}{l_g} = \frac{2 - 0,5}{3} = 0,5.$$

$$L_2 + L_g = (9 \cdot 140 + 11 \cdot 60) + 36 \cdot 3 = 2028 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,9$.

$$\rho_{екв} = 1,9 \cdot 160 = 304 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_3 = 0,412 \cdot 304 / 91,7 + 360 / 2028 = 1,54 \text{ Ом} > R_{3,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,2 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,0 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = \frac{R_{uu} \cdot R_{n1} \cdot R_{n2}}{R_{uu} \cdot R_{n1} + R_{uu} \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,54 \cdot 1,2 \cdot 1,0}{1,54 \cdot 1,2 + 1,54 \cdot 1,0 + 1,2 \cdot 1,0} = 0,4 \text{ (Ом)} < R_{3.don} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Отже, обраний заземлювальний пристрій задовольняє вимогам.

Питання безпеки в надзвичайних ситуаціях, дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій наведено в додатку В.

Таким чином в даному розділі було розв'язано всі поставлені задачі.

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні монтажу силових трансформаторів в електроустановках.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 5.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 «Об'єкти основного виробничого призначення», виходячи з питомих капіталовкладень [26].

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

Питомі капіталовкладення:

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

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

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	74250000	2,0	2970000	48	71280000	148500000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	15000	72,5	2691562500	27	1002375000	0,5	18562500	3712500000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обл. призначення	2,0	80	59400000	20	14850000	-	-	74250000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	33412500	10	3712500	-	-	37125000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	176343750	5,0	9281250	-	-	185625000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	35268750	5	1856250	-	-	37125000
7	Упорядкування території	1,0	100	37125000	-	-	-	-	37125000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	445500000	10	55687500	10	55687500	556875000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	371250000	371250000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	18562500	18562500
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	3712500	3712500
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	371250000	371250000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	334125000	334125000
	Всього			3552862500		1090732500		1244430000	5888025000

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

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

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

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

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (3552862500 - 176343750) = 2025911250 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 185625000 \text{ тис. грн.}$$

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

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (3552862500 - 176343750) + (1090732500 - 9281250) + 1244430000 = \\ &= 3676488750 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	2025911250	7%	141813787,5
ОФ2	185625000	28%	51975000
ОФ3	3676488750	20%	735297750
Разом	5888025000		929086537,5

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

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$\begin{aligned} I_a &= 2025911250 \cdot 0,07 + 185625000 \cdot 0,28 + 3676488750 \cdot 0,20 = \\ &= 929086537,5 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

де $k_{ум}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–

виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

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

$k_{шт}$ для ГЕС дорівнює 0,52.

$$P = 0,52 \cdot 247,5 = 129 \text{ чол.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	110 чол.
ІТР	15 чол.
Службовці	3 чол.
МОП	1 чол.

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

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

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

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підп-

риємству визначається по формулі:

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

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 110 \cdot 9200 = 12110880$ грн.;

ІТР $S_{zn} = 12 \cdot 15 \cdot 14000 = 2520000$ грн.;

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

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

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	110	12110880
ІТР	15	2520000
службовці	3	360000
МОП	1	86400

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

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

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

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

$\kappa_b = 1,375$ – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду заробітної

плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд соціального страхування тощо).

$$\begin{aligned} I_{zn} &= (1,57 \cdot (12110880 + 86400) + 1,80 \cdot (2520000 + 360000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 23421214,74 \text{ грн.} \end{aligned}$$

5.2.3 Інші витрати

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

$$\begin{aligned} I_{in} &= \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} = \\ I_{in} &= \frac{(929086537,5 + 23421214,74) \cdot 40}{100} = 381003100,9 \text{ грн.,} \end{aligned} \quad (5.9)$$

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

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (5.10)$$

$$I = 929086537,5 + 23421214,74 + 381003100,9 = 1333510853,14 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

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

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

$$C = \frac{1333510853,14 \cdot 100}{1209960,8 \cdot 1000} = 110,21 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	929086537,50	69,67%	76,79
Заробітна плата	23421214,74	1,76%	1,94
Інші затрати	381003100,90	28,57%	31,49
Разом	1333510853,14	100%	110,21

5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	247,5
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	1225889,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	5888025
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	110,21

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{У};$$

$$K_{обс} = \frac{247,5}{129} = 1,92 \text{ МВт/чол.}$$

Таким чином у даному розділі були пораховані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 247,5 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 110,21$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано роз'язок сучасної задачі підвищення ефективності функціонування та забезпечення надійності енергосистеми України шляхом проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт. Досліджено методи проектування електричної частини ГЕС на прикладі гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт, що дозволило підвищити рівень теоретичних та практичних знань у галузі електроенергетики.

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

1. Праналізовано та показано актуальність та важливість використання гідроелектростанцій в сучасних умовах функціонування енергосистеми України. Вивчено методи проектування та розрахунку електричної частини ГЕС.

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 247,5 МВт, яка видає потужність до споживачів на напрузі 110 кВ 220 кВ.

3. Запропоновано головну електричну схему з'єднань та схему власних потреб ГЕС. Споживачі власних потреб отримують живлення на напрузі 0,4 кВ від агрегатних ТВП. Резервне живлення споживачів ВП забезпечується від обмотки низької напруги автотрансформатора зв'язку, що дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання відповідальних споживачів власних потреб у разі зникнення напруги від робочих ТВП.

4. Обрано вимикачі та роз'єднувачі, струмопровідні частини, акумуляторну батарею, вимірювальні трансформатори. Розраховано грозозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-220 кВ.

5. Досліджено питання та задачі під час монтажу силових трансформаторів на електростанціях та в електроустановках.

6. Розроблено заходи з охрони праці персоналу станції під час виконання монтажних робіт, що дозволить забезпечити безпечні умови праці робітників.

7. Розраховано основні техніко-економічні показники; собівартість виробленої електроенергії становить 110,21 коп/кВт·год.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
4. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність» URL: <https://ips.ligazakon.net/document/NT1513>
5. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії / Техн. електродинаміка. 2022. № 4. С. 42-47.
6. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.
7. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
8. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2018-2025 роки. Київ. 91 с. URL: <https://de.com.ua/uploads/0/1704-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%2016-25%20%D0%B7%20%D0%B4%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf>
9. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європей-

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

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

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

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

13. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко – КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с. Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/48629>

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

16. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с.

17. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.

18. Лагутін В. М., Бурикін О. Б., Тептя В. В. Експлуатація електричних станцій. Ч. І. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2013. 93 с.

19. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила
20. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.
21. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.
22. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.
23. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 120 с.
24. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
25. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.
26. 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.
27. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.
28. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

29. 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.

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

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт з дослідженням робіт з монтажу силових трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Мисик Г. І.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Тептя В.В.
(прізвище, ініціали)

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)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ

247,5 МВТ З ДОСЛІДЖЕННЯМ РОБІТ З МОНТАЖУ СИЛОВИХ

ТРАНСФОРМАТОРІВ

08-21.МКР.021.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Тептя В.В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

_____ Мисик Г. І.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися 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 № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини електростанцій та підвищення ефективності функціонування гідроелектростанцій в енергосистемі України за рахунок проектування та спорудження електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт та дослідження питання монтажу силових трансформаторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.

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

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 247,5 МВт з трьома гідроагрегатами типу ВГС 1260/147-68 одиничною потужністю 82,5 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 120 км,

потужність віддається систему на напрузі 220 кВ, в місцевий район – 110 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “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	18.09.23	20.09.23	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	21.09.23	05.10.23	розділ 1 ПЗ
3	Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок	06.10.23	12.10.23	розділ 2
4	Монтаж силових трансформаторів	13.10.23	25.10.23	розділ 3
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	26.10.23	05.11.23	розділ 4
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та	22.11.23	27.11.23	плакати, презентація

	оформлення презентації			
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
11	Захист МКР	Перша декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт, а також одержання результатів дослідження питань монтажу трансформаторів, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки [27]. Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ:

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

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

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

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

В.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Час роботи до відмови різних систем – 10 років (87600 год). Дані зводимо в таблицю В.1.

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

Визначаємо можливу дозу опромінення [27]:

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

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

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 10 років.

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

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

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,1 (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3008,7 \text{ (P)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

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

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,1} \right)^2 = 9808,8 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{дон}} = \frac{9808,77}{24 \cdot 365} = 1,12 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_m = 3008,7 \text{ (P)}.$$

Висновок. Оскільки $D_{\text{зр}} = 10^3 \text{ P} < D_m = 3008,7 \text{ P}$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{осл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,12 року (9808,8 годин).

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

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

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

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

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

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1} = 4,2$ м, $l_{B2} = 3,3$ м, $l_{B3} = 1,9$ м, $l_{Г1} = 3,1$ м, $l_{Г2} = 2,6$ м, $l_{Г3} = 1,5$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

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

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

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

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

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

Визначаємо U_{σ} та U_{σ} .

Для центрального щита управління:

$$U_{\sigma 1} = 12,85 \cdot 3,1 = 39,835 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma 1} = 0,01285 \cdot 4,2 = 0,054 \text{ (В)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$U_{\sigma 2} = 12,85 \cdot 3,3 = 49,46 \text{ (В)};$$

$$U_{\sigma 2} = 0,01285 \cdot 2,6 = 0,042 \text{ (В)}.$$

Для блока живлення:

$$U_{\varepsilon 3} = 12,85 \cdot 1,5 = 19,275 \text{ (В)};$$

$$U_{\varepsilon 3} = 0,01285 \cdot 1,5 = 0,024 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

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

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

Визначаємо коефіцієнт безпеки. Результати розрахунків зводимо в таблицю В.2.

Таблиця В.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_{ε} (м)	l_{ε} (м)	U_{ε} (В)	U_{ε} (В)	$K_{\varepsilon}^{\varepsilon}$ (дБ)	$K_{\varepsilon}^{\varepsilon}$ (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	4.2	3.1	0.054	39.835	47.36	-10.00	не стійкий
2	Агрегатний щит керування	3.3	2.6	0.042	33.410	49.46	-8.47	не стійкий
3	Блок живлення	1.9	1.5	0.024	19.275	54.25	-3.69	не стійкий

Для центрального щита управління:

$$K_{\varepsilon 1}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{39,835} = -10,0 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\varepsilon 1}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,054} = 47,36 \text{ (дБ)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$K_{\varepsilon 2}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{33,41} = -8,47 \text{ (дБ)}$$

$$K_{\varepsilon 2}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,042} = 49,46 \text{ (дБ)};$$

Для блока живлення:

$$K_{\sigma 2}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{19,275} = -3,69 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 3}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,024} = 54,25 \text{ (дБ)}.$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_{\sigma}^{6,2} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

В.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

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

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є [27]:

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

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

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;

- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист);
- збільшення коефіцієнта послаблення $K_{ocл}$ в 3 рази.

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

Центральний щит управління:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (\text{B.5})$$

$$t_1 = \frac{40 - (-10)}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,079 \text{ (см)};$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{40 - (-8,47)}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,076 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-3,69)}{5,2 \sqrt{15000}} = 0,069 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,079 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит керування буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,076 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,069 см.

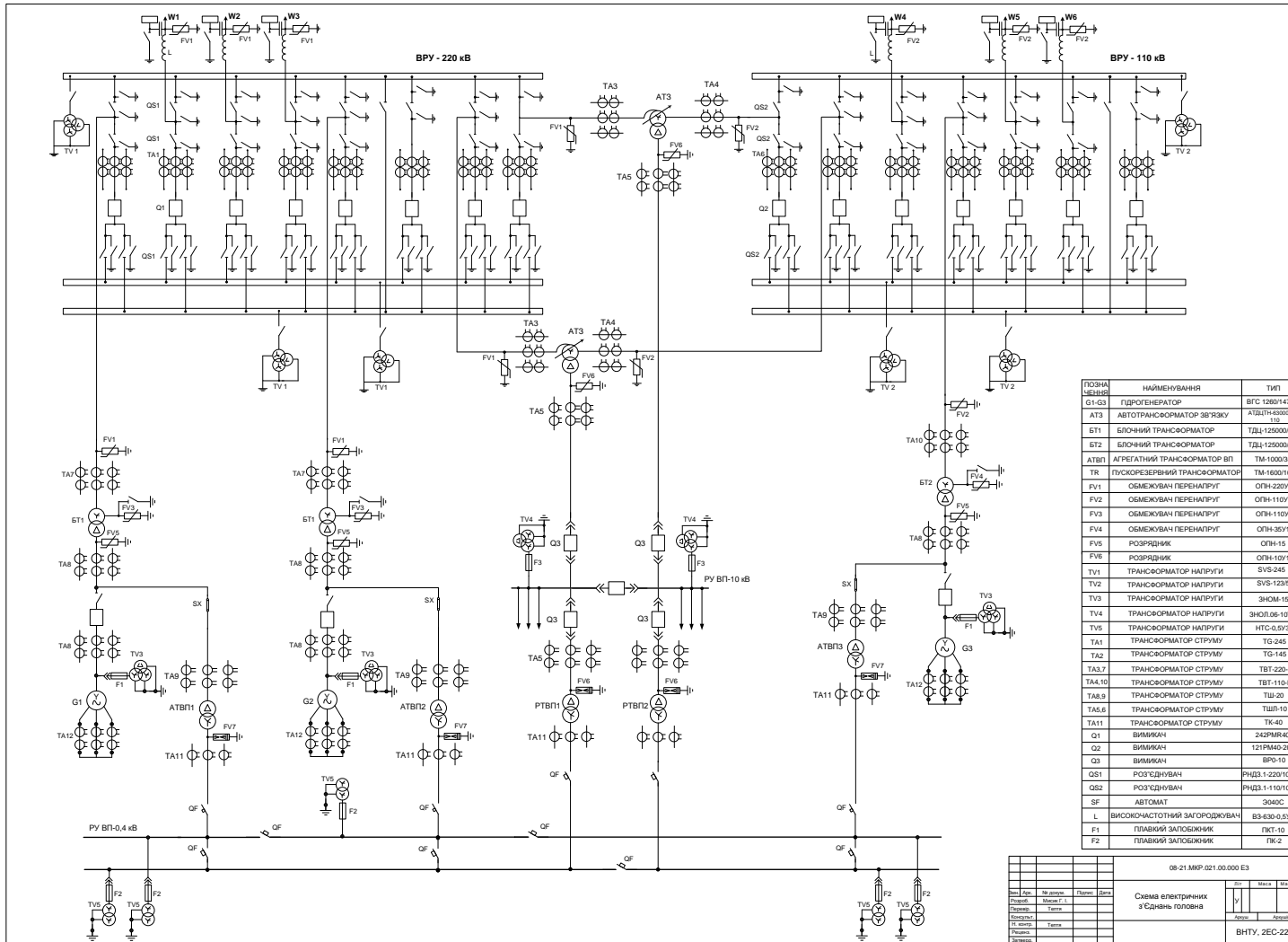
Висновки. Отже, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи електричної частини ГЕС 247,5 МВт в

умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті дослідження роботи електричної частини ГЕС потужністю 247,5 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ($K_{\sigma}^e < 40$ (дБ) і $K_{\sigma}^z < 40$ (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

ДОДАТОК Г**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА****ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
247,5 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ РОБІТ З МОНТАЖУ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

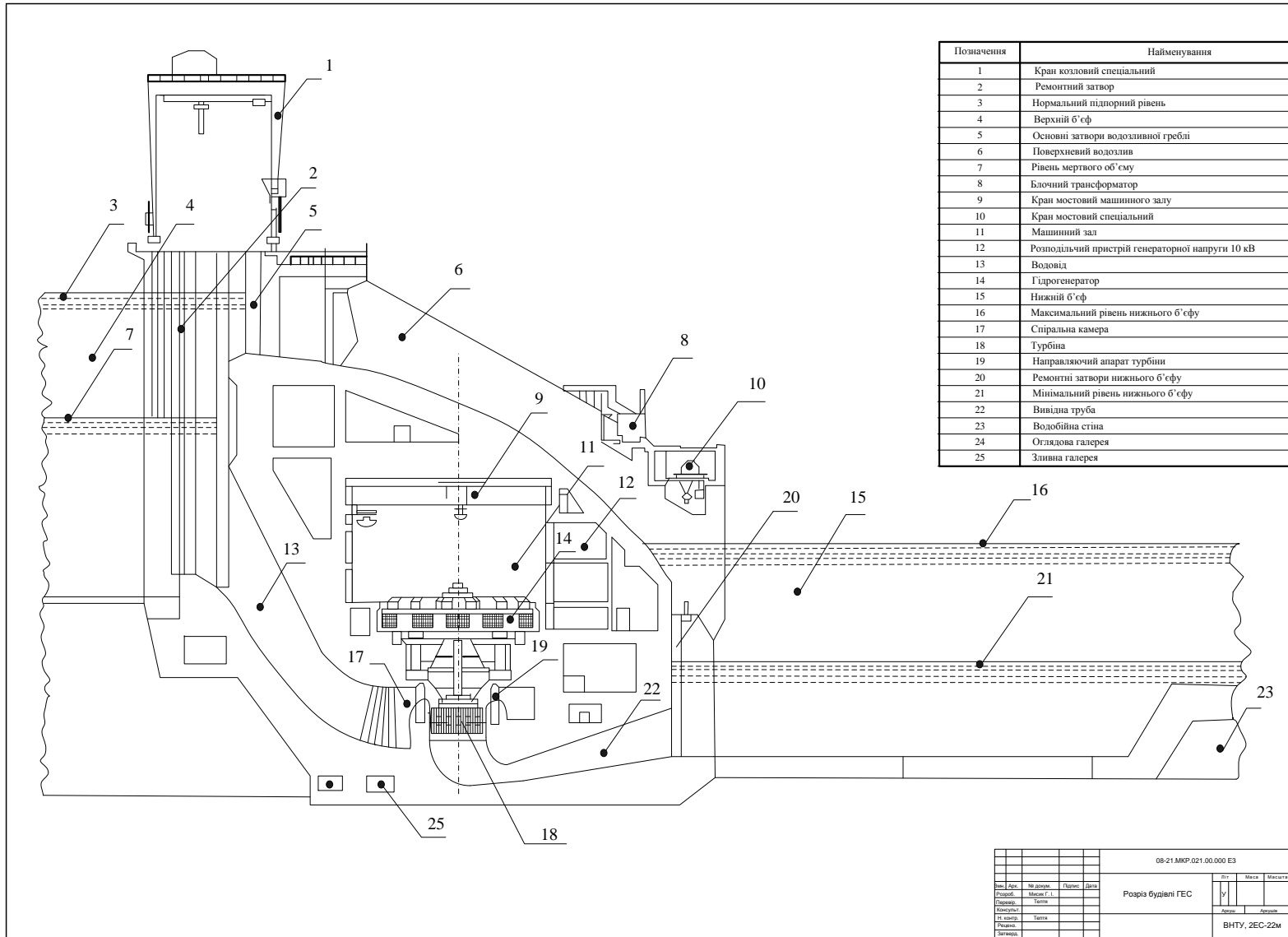
ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ



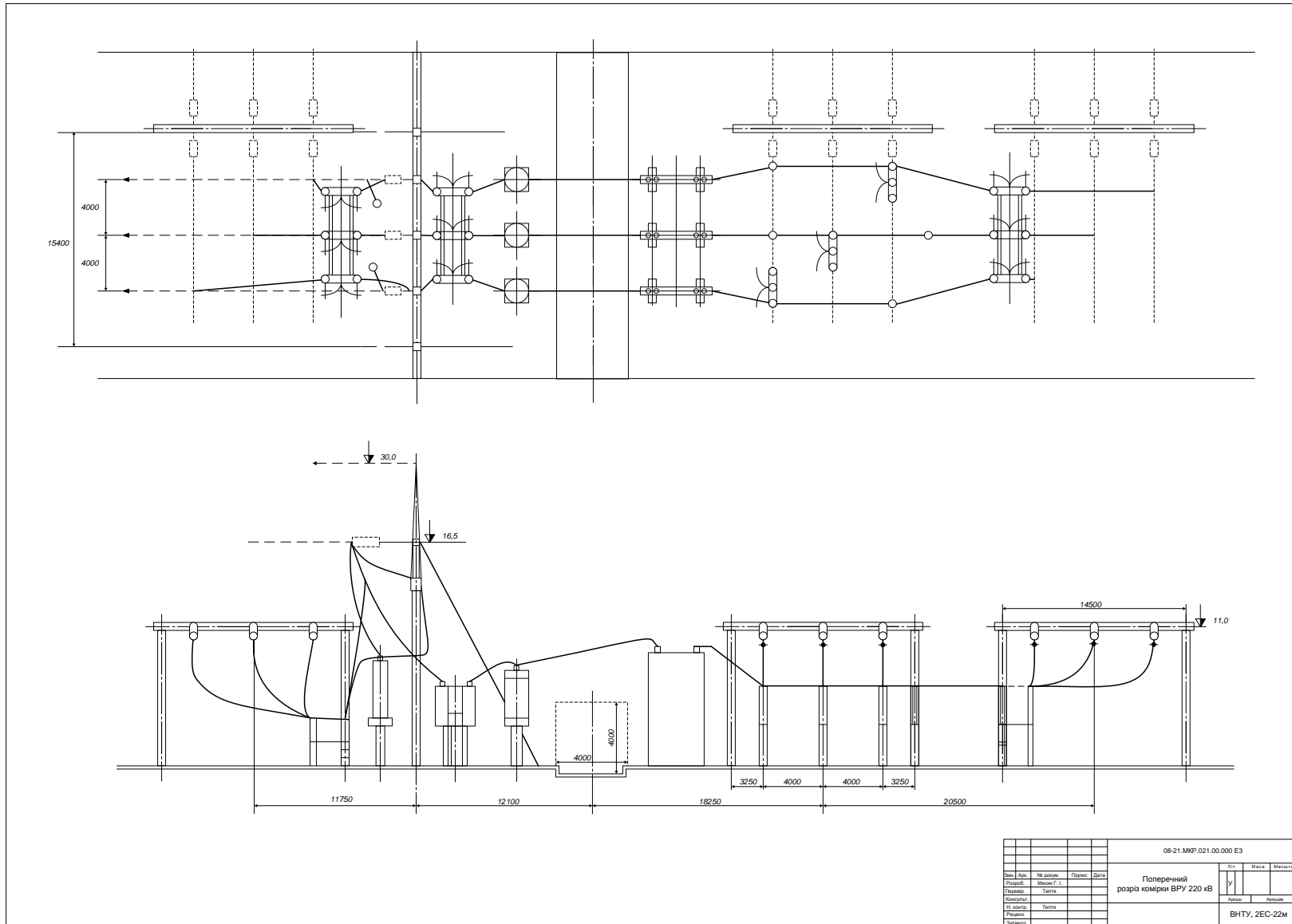
ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
G1-G2	ГІДРОГЕНЕРАТОР	ВГС 1260/147-68
AT3	АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	АТДПН-63000/220-110
BT1	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЛ125000/220
BT2	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЛ125000/110
ATB1	АГРЕГАТНИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТМ-1000/35
TR	ПУСКОРЕРЕВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТМ-1600/10
FV1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГУ	ОПН-220У1
FV2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГУ	ОПН-110У1
FV3	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГУ	ОПН-110У1
FV4	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГУ	ОПН-3ВУ1
FV5	РОЗРІДНИК	ОПН-15
FV6	РОЗРІДНИК	ОПН-10У1
TV1	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS-245
TV2	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	SVS-1235
TV3	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОМ-15
TV4	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОЛ06-10У3
TV5	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НТС-0,5У3
TA1	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-245
TA2	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TG-145
TA3,7	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TBT-220-1
TA4,10	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	TBT-110-1
TA8,9	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШ-20
TA5,6	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТШН-10
TA11	ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ	ТК-40
Q1	ВИМИКАЧ	242RM40
Q2	ВИМИКАЧ	121RM40-25В
Q3	ВИМИКАЧ	ВРФ-10
QS1	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ-1-220/1000У1
QS2	РОЗ'ЄДНУВАЧ	РНДЗ-1-110/1000У1
SF	АВТОМАТ	9040С
L	ВИСОКЧАСТОТНИЙ ЗАГОРОДЖУВАЧ	ВЗ-630-0,5У1
F1	ПЛАВИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПКТ-10
F2	ПЛАВИЙ ЗАПОБІЖНИК	ПК-2

08-21 МКР.021.03.000 ЕЗ			
Відкрито	Замкнено	Підпис	Дата
Розроб	Макашук	Павел	2021
Перевір	Тарас		
Схвалено			
Розроб	Тарас		
Перевір			
Схвалено			
Схема електричних з'єднань головна			
ВНТУ, ЗЕС-224			

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ СТАНЦІЇ



ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-220 КВ



				08-21.МР.021.00.000.ЕЗ			
Вид	Арх.	№ докум.	Парал.	Дата	Лист	Масштаб	Масштаб
Розроб.	Маслов Г.І.				У		
Перевір.	Тетяна						
Конструй.					Лінійн.	Лінійн.	
Рисувальн.	Тетяна						
Затверд.							
						ВНТУ, ЗЕС-22М	

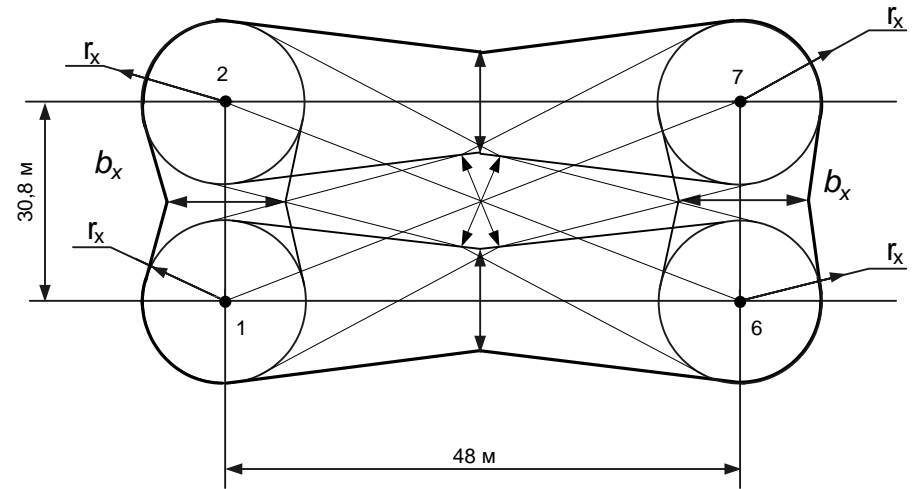
РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

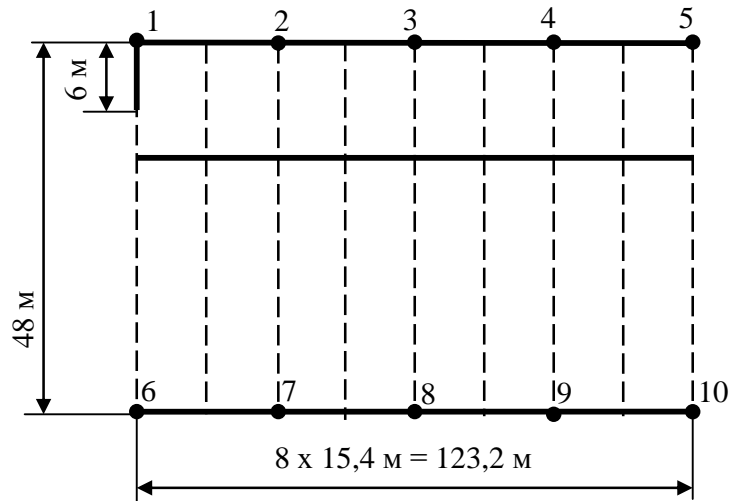
- висота блискавковідводу: $h = 30$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 17$ м.

Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

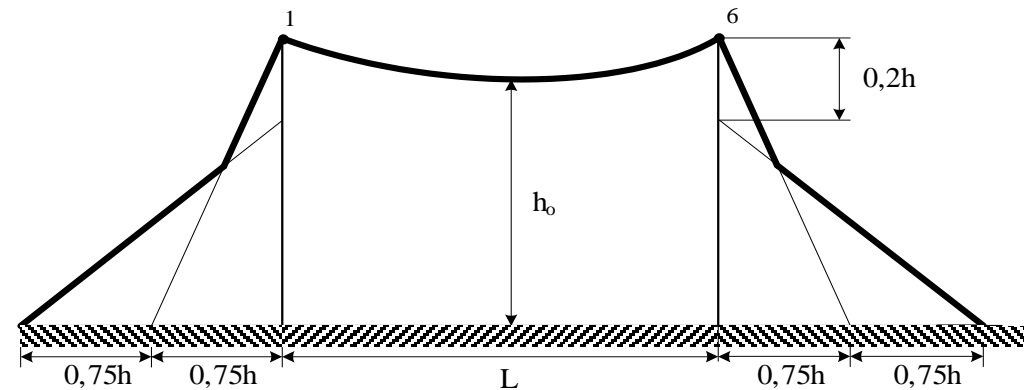
Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	30,8	28,69	22,33	13,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	48	26,86	16,82	13,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	57	25,6	13,04	13,125



Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

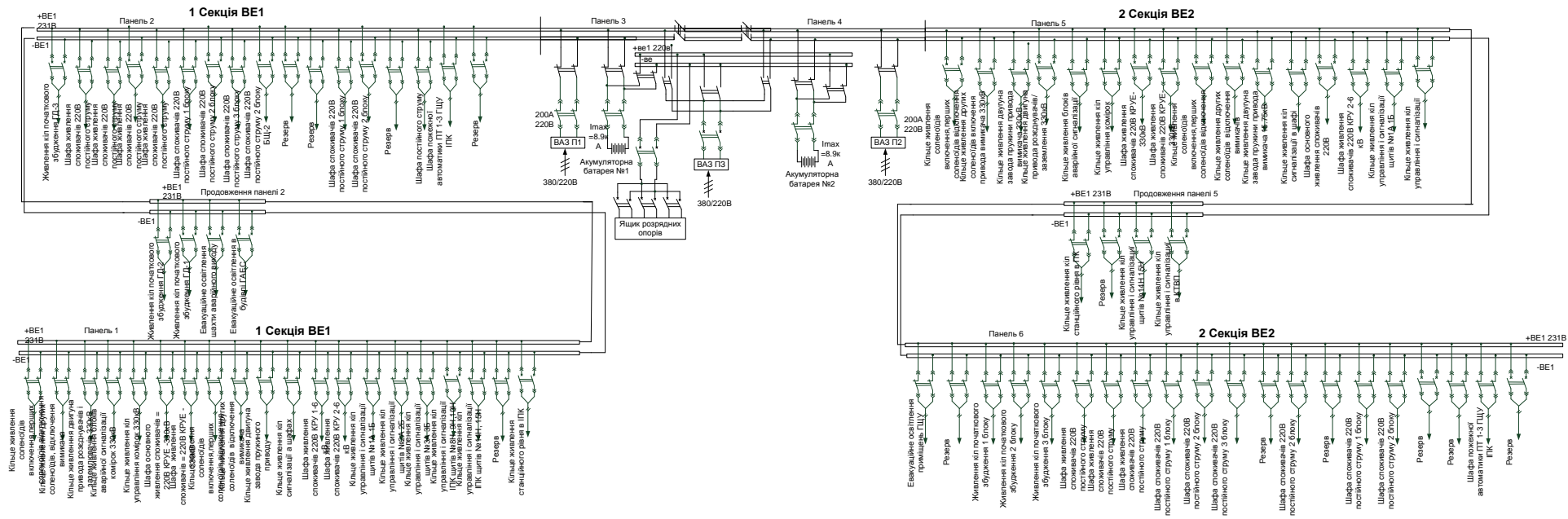


План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ



Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 220 кВ

СХЕМА УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

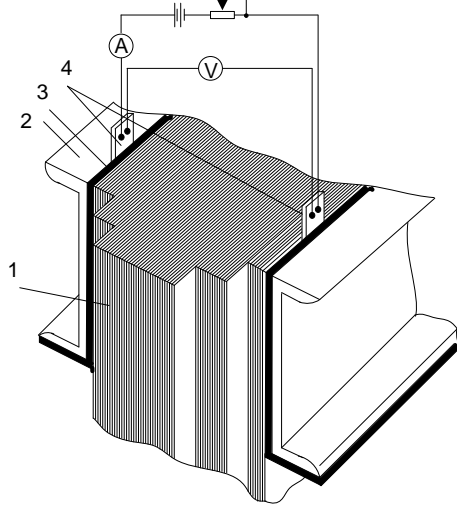


МОНТАЖ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Основні етап штатного (без ревізії) проведення монтажу високовольтного (110 кВ та вище) обладнання:

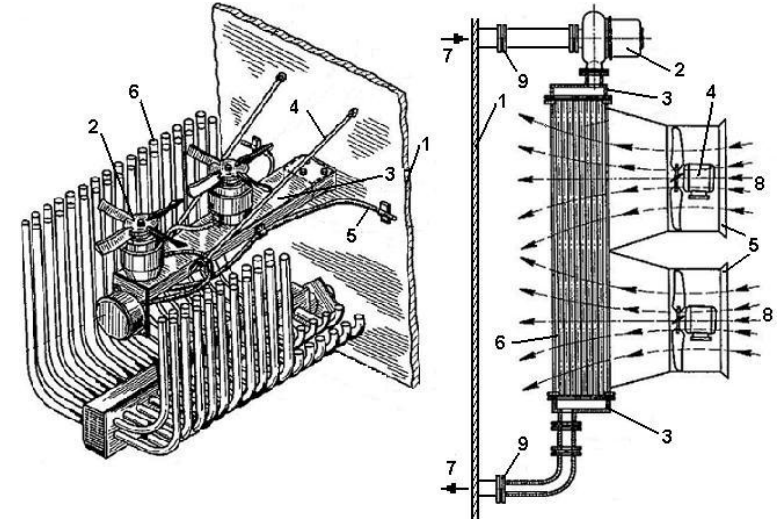
- ✓ підготовка монтажних робіт;
- ✓ монтаж вбудованих трансформаторів струму;
- ✓ монтаж вводів;
- ✓ монтаж розширювача, системи газовідвідних трубопроводів, елементів захисту та експлуатаційного контролю трансформатора;
- ✓ монтаж системи охолодження;
- ✓ технологічні операції з доведення характеристик ізоляції до необхідних (підсушування, сушіння);
- ✓ післямонтажні випробування;
- ✓ випробування та увімкнення трансформатора в роботу.

Вимірювання опору ізоляції магнітної системи



- 1 – верхнє ярмо;
- 2 – ярмова балка;
- 3 – електрокартонна ізоляція ярма;
- 4 – мідна контактна пластина

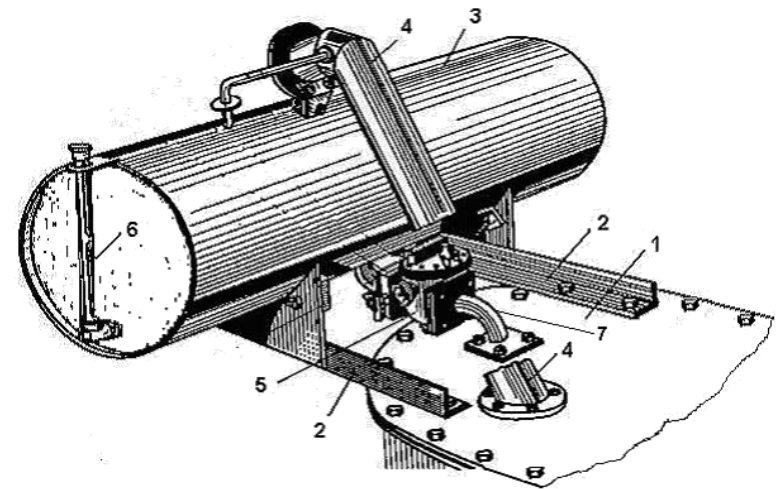
Монтаж систем охолодження



а) система Д

б) система ДЦ

Монтаж окремих вузлів трансформатора



РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-220 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (140 \times 60) = 8400 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

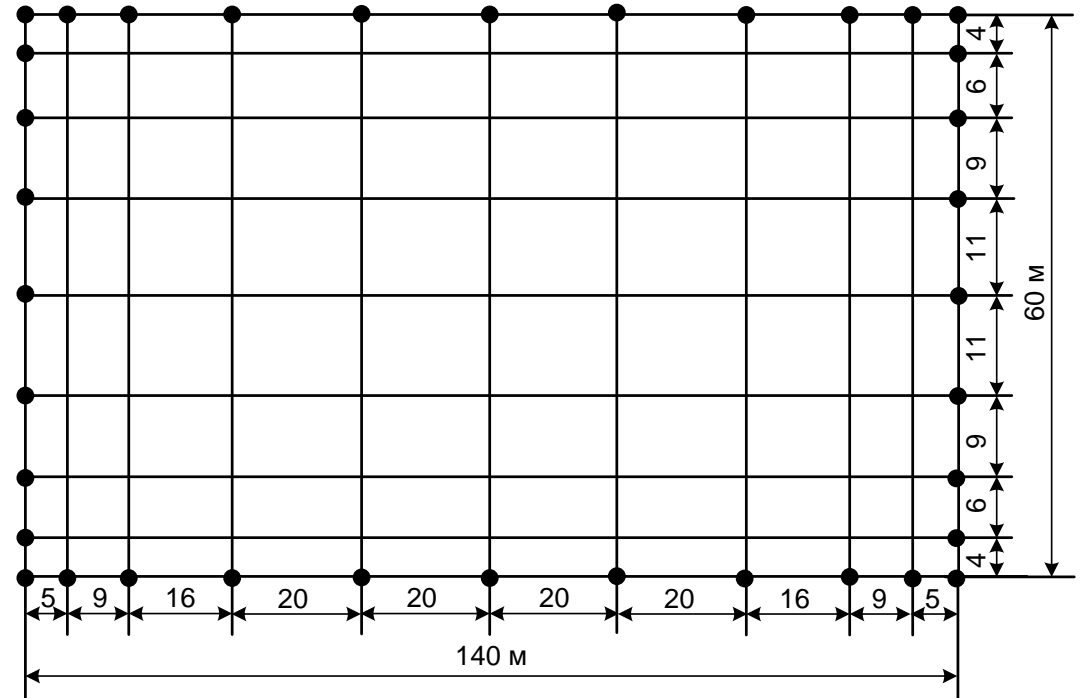
$$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 160 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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

вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 36$ шт.;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 3 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стрижнів діаметром 20 мм .



План заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	929086537,50	69,67%	76,79
Заробітна плата	23421214,74	1,76%	1,94
Інші затрати	381003100,90	28,57%	31,49
Разом	1333510853,14	100%	110,21

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	247,5
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	1225889,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	5888025
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	110,21