

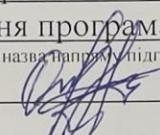
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

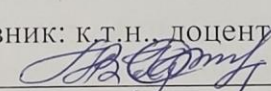
на тему:

**« Електрична частина гідроелектростанції потужністю 198 МВт
з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації силових
трансформаторів »**

Виконав: студентка 2 курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
(шифр і назва папери, підготовки, спеціальності)

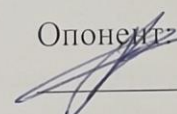

Олексієнко О. М.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Остра Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 12 » грудня 2023 р.


Опонент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ


Войтюк Ю. П.
(прізвище та ініціали)

« 12 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


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

« 11 » грудня 2023 р.

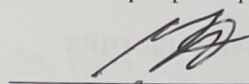
Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Олексіенку Олександр Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 198 МВт з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18. 09. 2023 року № 247.

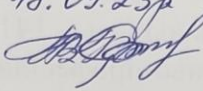

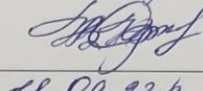
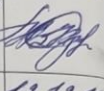
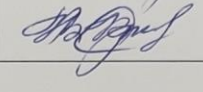
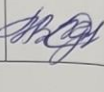
2. Строк подання студентом роботи 04 грудня 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 80 км; вид промисловості району – верстатобудування; максимальна потужність, що віддається в систему 100 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 50 МВт; номінальна потужність системи 12000 МВА; номінальний опір системи 0,20 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ; номінальна напруга району 110 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів. 4. Економічна частина. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема електричних з'єднань головна. 2. Варіанти схем ВРУ-220 кВ 3. План та поперечний розріз комірки ВРУ 220 кВ. 4. Схема установки постійного струму ГЕС. 5. Графічне зображення силового автотрансформатора у розрізі. 6. Графічне представлення принципу роботи двохобмоткового трансформатора. 7. Розрахунок заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ 220 кВ. 8. Основні техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконаний прий
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	18.09.23 
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., проф., професор каф. БЖДПБ <i>Остра Н. В.</i>	18.09.23р 	12.12.23 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	12.12.23 

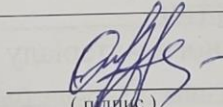
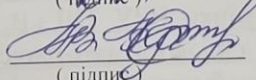
7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	21.09.23	27.09.23
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23
4	Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів.	30.10.23	10.11.23
5	Економічна частина	11.11.23	17.11.23
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	18.11.23	25.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23
	Захист МКР	18.12.23	-

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

О. М. Олексієв

Н. В. Остра

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Олексієнко Олександр Михайлович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 198 МВт з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електро- механіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 120 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 21 назв; рис.: 25; табл. 33.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 198 МВт. Проведено техніко-економічне обґрунтування проектування гідроелектростанції. Спроектовано електротехнічну частину станції: розраховано графіки електричних навантажень, обрано основне та допоміжне обладнання, обрано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 220 кВ і схему власних потреб. На підставі розрахунку струмів короткого замикання обрано комутаційні апарати, ошиновку, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ-220 кВ. Проаналізовано конструктивні особливості та умови експлуатації силових трансформаторів. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, генератор, відкрита розподільна установка, акумуляторна батарея, силовий трансформатор.

ANNOTATION

Oleksandr Oleksiienko "The electrical part of the 198 MW hydroelectric power plant with an analysis of design features and operating conditions of power transformers". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 120 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 21 titles; Fig.: 26; table 33.

In the master's qualification work, the electrical part of the HPP with a capacity of 198 MW was designed. The technical and economic substantiation of the design of the hydroelectric power station was carried out. The electrical part of the station was designed: the electrical load schedules were calculated, the main and auxiliary equipment was selected, the structural diagram of the station, the diagram of the 220 kV open switchgear and the diagram of own needs were selected. Based on the calculation of short-circuit currents, switching devices, busbars, measuring transformers, means of limiting overvoltages, a battery were selected, and lightning protection and grounding device of the VRU-220 kV were also calculated. Design features and operating conditions of power transformers are analyzed. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at power stations was carried out, and safety measures for the life of personnel in emergency situations were proposed.

Key words: hydroelectric station, generator, open distribution plant, storage battery, power transformer.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	5
ВСТУП	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС...	10
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	12
2.2 Методика вибору основного (силового) обладнання.....	18
2.3 Вибір структурної схеми станції	19
2.4 Вибір схем ВРУ – 110 та 220 кВ	27
2.5 Методики вибору схеми власних потреб.....	38
2.6 Алгоритм розрахунку струмів КЗ.....	38
2.7 Алгоритм визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму схем ВРУ – 110 та 220 кВ.....	50
2.8 Методика визначення струмів КЗ в РУВП– 0,4 кВ та вибір комутаційної апаратури та шин.....	53
2.9 Умови та метод вибору кабелів	60
2.10 Вибір комутаційної апаратури.....	61
2.11 Вибір струмоведучих частин	63
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів	69
2.13 Методика вибору акумуляторних батарей	69
2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	75
2.15 Аналіз розрахунку грозозахисту ВРУ – 220 кВ	76
2.16 Алгоритм розрахунку заземлювального пристрою ВРУ – 220 кВ	77
3 АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	81
3.1 Аналіз особливостей будови силових трансформаторів.....	83
3.2 Принцип роботи та застосування силових трансформаторів.....	89
3.3 Особливості монтажу трансформаторів	93

3.4 Аналіз умов технічного обслуговування трансформаторів.....	94
3.5 Аналіз умов експлуатації силових трансформаторів	94
3.6 Аналіз умов та періодичності проведення ремонтів трансформаторів.	96
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	98
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої ГЕС	98
4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	100
4.2.1 Амортизація основних фондів.....	100
4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	101
4.2.3 Розрахунок інших затрат.....	103
4.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	103
4.3 Аналіз отриманих результатів	104
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	106
5.1 Задачі розділу	106
5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів ГЕС потужністю 198 МВт.....	107
5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць рат	107
5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	109
5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ – 220 кВ.....	112
ВИСНОВКИ.....	116
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	117
ДОДАТКИ.....	120
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	121
Додаток Б. Технічне завдання МКР	122
Додаток В. Безпека у надзвичайних ситуаціях. Оцінка стійкості роботи ГЕС 198 МВт В в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	126
В.1 Оцінка стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань	127

В.2 Оцінка стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу	128
В.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.....	130
Додаток Г Ілюстративна частина.....	133

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

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

ВСТУП

Актуальність теми. Один із механізмів подолання енергетичної кризи в Україні було збільшити виробництво електроенергії атомними електростанціями, деякими тепловими електростанціями та гідроелектростанціями (ГЕС) до максимальної потужності. Таким чином, друга половина лютого 2023 року ознаменувалася стабільним зниженням дефіциту електроенергії, вперше з початку масових атак ворогом на об'єкти енергетики, які почалися 10 жовтня 2022 року [1].

На початок 2022 року в Україні працювало десять великих ГЕС загальною встановленою потужністю близько 4,7 ГВт (всього 101 блок). Три гідроакumuлюючі станції (ГАЕС) встановленою потужністю 1,5 ГВт (11 блоків потужністю від 33 МВт до 324 МВт на блок).

Гідроенергетика відіграє вирішальну роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС та ГАЕС є основними постачальниками допоміжних послуг для задоволення пікового попиту енергосистеми та збалансування переривчастих потужностей ВДЕ. Також ГАЕС сприяють вирівнюванню нічних графіків споживання електроенергії. У 2021 році частка ГЕС та ГАЕС у виробництві електроенергії становила 5,8% та 0,8% відповідно. Усі українські гідроенергетичні об'єкти були або пошкоджені, або атаковані. Зокрема, з першого дня війни Каховська ГЕС (343,2 МВт або близько 5% встановленої потужності) була зайнята ворожими військами, а згодом, в червні 2023 року, на жаль, повністю зруйнована [2].

Основна проблема в електроенергетичній системі – це забезпечення балансу потужності та електроенергії у нормальних та післяаварійних режимах. Тому, переживши всі ці жахливі події, ми розуміємо, що повоєнна відбудова енергетичних об'єктів після нашої Перемоги, а також будівництво нових гідроелектричних станцій є **дуже важливою та актуальною науково-прикладною задачею.**

Силові трансформатори грають важливу роль в енергетичній інфраструктурі, і їх використання є ключовим для сучасного енергетичного господарства. Важливість та необхідність застосування силових трансформаторів полягає в наступному [12, 14]:

1. Зниження або підвищення напруги - силові трансформатори дозволяють змінювати напругу в електричних мережах. Це важливо для передачі електроенергії від генеруючих джерел до споживачів, оскільки різні частини енергетичної системи можуть працювати при різних напругах.

2. Забезпечення ефективності передачі - використання силових трансформаторів дозволяє зменшити втрати енергії під час передачі електричної потужності через лінії передачі, оскільки вони дозволяють вибрати оптимальні рівні напруги для конкретного етапу передачі.

3. Адаптація до різних потреб споживачів - силові трансформатори дозволяють адаптувати напругу для відповідності потребам різних типів споживачів, таких як промислові установки, домогосподарства та інші.

4. Підтримання стабільності системи - вони використовуються для підтримки сталого рівня напруги в електричних мережах, що допомагає уникнути перепадів напруги та забезпечує стабільність системи.

5. Ізоляція від коротких замикань - силові трансформатори використовуються для ізоляції різних частин енергетичних мереж від коротких замикань та інших несприятливих умов.

6. Можливість інтеграції з відновлювальними джерелами - в сучасних енергетичних системах силові трансформатори грають важливу роль у забезпеченні інтеграції відновлювальних джерел енергії, таких як вітрові та сонячні станції, у загальну електромережу.

7. Забезпечення надійності системи - вони сприяють забезпеченню надійності електропостачання шляхом стабілізації напруги та управління електроенергією в системі.

Використання силових трансформаторів є критичним для оптимізації функціонування енергетичних систем і підтримання ефективності та

стабільності в електроенергетиці.

Отже, аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів, а також проектування нових гідроелектростанцій є важливою та актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 198 МВт, а також аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів.

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

- аналіз методів, що застосовують під час проектування гідроелектростанцій;
- проектування головної схеми з'єднань ГЕС потужністю 198 МВт;
- проектування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту для ВРУ 220 кВ;
- аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів;
- аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС потужністю 198 МВт.
- розроблення заходів з охрони праці оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації силових трансформаторів та дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів.

Об'єктом дослідження є електрична частина гідроелектростанції.

Предметом дослідження є існуючі методи та засоби проектування електричних станцій.

Методи дослідження. Для розв'язання поставленої задачі

використовувалися методи математичного моделювання. Для проектування головної схеми електричних з'єднань станції використовувались елементи теорії надійності.

Особистий внесок здобувача. Всі результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГЕС

На початок 2022 року в Україні було 177 малих гідроелектростанцій (МГЕС) встановленою потужністю 120 МВт (без урахування однієї МГЕС (0,9 МВт), розташованої на тимчасово окупованих Росією територіях до 24 лютого 2022 року). У 2021 році частка МГЕС у виробництві електроенергії становила 0,1 %. У зв'язку з звільненням українських територій у листопаді 2022 року всі МГЕС, окуповані Російською Федерацією після 24 лютого 2022 року, повернулися під контроль України [1].

Гідроелектричні станції грають важливу роль у сфері виробництва енергії, і їхнє проектування має значення з кількох причин. Деякі ключові аспекти, щодо необхідності та доцільності проектування ГЕС, які є головними [3]:

1. *Відновлювана енергія.* Гідроелектричні станції використовують потужність води для виробництва електроенергії. Це дозволяє знижувати залежність від використання невідновлюваних джерел енергії, таких як вугілля чи газ.

2. *Екологічні переваги.* У порівнянні з традиційними джерелами енергії, гідроелектричні станції зазвичай мають менший викид парникових газів та інший негативний вплив на навколишнє середовище.

3. *Можливості для водозабезпечення.* Гідроелектричні станції можуть використовуватися не лише для виробництва електроенергії, але й для керування водосховищами, забезпечуючи важливі гідротехнічні рішення для водозабезпечення регіонів.

4. *Ефективне використання ресурсів.* Гідроелектричні станції можуть забезпечувати стабільну інтеграцію в енергетичну систему, особливо коли сонячна чи вітрова енергія мають коливання у виробництві.

5. *Економічні переваги.* Проектування гідроелектростанцій може призводити до створення нових робочих місць, підтримувати розвиток галузі

виробництва та сприяти сталому економічному розвитку.

6. Міжнародний аспект. Гідроелектростанції можуть бути ключовим елементом для забезпечення сталого розвитку в різних країнах, особливо там, де є потужні річки чи водойми.

При проектуванні гідроелектростанцій важливо враховувати технічні, екологічні, економічні та соціальні аспекти.

На сьогодні більше 90% встановлених потужностей електростанцій, які працюють на природному паливі в Україні, відпрацювали понад 100 тис. год (цикл, визначений українськими технічними стандартами), та 63% встановлених потужностей, що відпрацювали понад 170 тис. год. Якщо припустити, що термін експлуатації станції становить 40 років, а завантаженість потужності – 85%, ядерна енергія залишається конкурентною у порівнянні з енергією на базі вугілля або газу. З іншого боку, термін побудови АЕС може становити від семи до девяти років, а запуск електростанції на базі газу та вугілля здійснюється за половину цього періоду.

Відновлювані джерела енергії, такі як енергія вітру, сонця (теплова та фотоелектрична), гідроелектрична, енергія приливів, геотермальна енергія та енергія біомаси, представляють собою основні альтернативи традиційному використанню викопного палива. Застосування цих джерел енергії не лише сприяє зменшенню викидів вуглецю від виробництва енергії, але також зменшить залежність України від імпорту викопного палива, особливо нафти та газу.

Розвиток енергетичної галузі в Україні повинен бути орієнтований на забезпечення енергетичної безпеки та створення умов для промислового зростання, використовуючи всі наявні ресурси та досягнення країни. При цьому необхідно мінімізувати вплив на навколишнє середовище та навантаження на економіку країни.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Розрахунок графіків електричних навантажень

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

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

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

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

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P_{1*}' \cdot \Delta P_{p.\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P_{1*}'' \cdot \Delta P_{c.\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 50 = 0,5 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 100 = 2,0 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P_{2*}' \cdot P_{pt}^2 / P_{p.\max}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P_{2*}'' \cdot P_{ct}^2 / P_{c.\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot 24^2 / 50 = 0,69 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot 100^2 / 100 = 14 \text{ МВт};$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{p.вид.t} &= P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \\ P_{c.вид.t} &= P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{p.вид.1} = 24 + 0,5 + 0,69 = 25,19 \text{ МВт};$$

$$P_{c.вид.1} = 100 + 2 + 14 = 116 \text{ МВт};$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t}; \quad (2.4)$$

$$P_{вид.1} = 25,19 + 116 = 141,19 \text{ МВт};$$

Потужність, що витрачається на власні потреби станції:

$$P_{ВПт} = (0,4 + 0,6 \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}}) \cdot \frac{P_{ВП}}{100} \cdot P_{вид.max}; \quad (2.5)$$

$$P_{ВП1} = (0,4 + 0,6 \frac{141,9}{198}) \cdot \frac{2}{100} \cdot 169,5 = 2,81 \text{ МВт};$$

Потужність, яка виробляється станцією:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t}; \quad (2.6)$$

$$P_{вир.1} = 141,19 + 2,81 = 144 \text{ МВт};$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень доби в повноводний та маловодний сезони року і річний графік за тривалістю навантаження (таблиця 2.1).

За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження ($P_{p.вид.t}$, $P_{c.вид.t}$, $P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю $P_{вир.p}$ (таблиця 2.2).

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

Річний виробіток електроенергії:

$$E_p = 80(144 \cdot 6 + 161,4 \cdot 3 + 172,6 \cdot 3 + 164,18 \cdot 4 + 158,65 \cdot 4 + 155,19 \cdot 4) + 285(58,81 \cdot 6 + 86,47 \cdot 3 + 109,16 \cdot 3 + 89,23 \cdot 4 + 83,72 \cdot 4 + 69,58 \cdot 4) = 846558,95$$

Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції:

$$E_{ВПР} = 80(2,81 \cdot 6 + 2,98 \cdot 3 + 3,1 \cdot 3 + 3,01 \cdot 4 + 2,96 \cdot 4 + 2,93 \cdot 4) + 285(1,94 \cdot 6 + 2,22 \cdot 3 + 2,45 \cdot 3 + 2,25 \cdot 4 + 2,19 \cdot 4 + 2,05 \cdot 4) = 22701,85$$

Таблиця 2.1 – Необхідні параметри для розрахунків та побудови графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Години доби						
	0-6	6-9	9-10	10-14	14-16	16-20	20-24
Навантаження району: % МВт	$\frac{48}{45}$	$\frac{80}{75}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{85}{80}$	$\frac{100}{95}$	$\frac{75}{70}$	$\frac{70}{65}$
	$\frac{24}{22,5}$	$\frac{40}{37,5}$	$\frac{50}{47,5}$	$\frac{42,5}{40}$	$\frac{50}{47,5}$	$\frac{37,5}{35}$	$\frac{35}{32,5}$
Втрати потужності в мережах району, МВт: -постійні -змінні	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	$\frac{0,69}{0,61}$	$\frac{1,92}{1,69}$	$\frac{3,00}{2,71}$	$\frac{2,17}{1,92}$	$\frac{3,00}{2,71}$	$\frac{1,69}{1,47}$	$\frac{1,47}{1,27}$
Потужність, що видається до району, МВт	$\frac{25,19}{23,61}$	$\frac{42,42}{39,69}$	$\frac{53,50}{50,71}$	$\frac{45,17}{42,42}$	$\frac{53,50}{50,71}$	$\frac{39,69}{36,97}$	$\frac{36,97}{34,27}$

Продовження таблиці 2.1

Навантаження системи: % МВт	$\frac{100}{30}$	$\frac{100}{40}$	$\frac{100}{50}$	$\frac{100}{40}$	$\frac{100}{50}$	$\frac{100}{40}$	$\frac{100}{30}$
	$\frac{100}{30}$	$\frac{100}{40}$	$\frac{100}{50}$	$\frac{100}{40}$	$\frac{100}{50}$	$\frac{100}{40}$	$\frac{100}{30}$
Втрати потужності в мережах системи, МВт: постійні, змінні	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	$\frac{14}{1,26}$	$\frac{14}{2,56}$	$\frac{14}{4,00}$	$\frac{14}{2,56}$	$\frac{14}{4,00}$	$\frac{14}{2,56}$	$\frac{14}{1,26}$
Потужність, що видається в систему, МВт	$\frac{116}{33,26}$	$\frac{116}{44,56}$	$\frac{116}{56,00}$	$\frac{116}{44,56}$	$\frac{116}{56,00}$	$\frac{116}{44,56}$	$\frac{116}{33,26}$
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	$\frac{141,19}{56,87}$	$\frac{158,42}{84,25}$	$\frac{169,5}{106,71}$	$\frac{161,17}{86,98}$	$\frac{169,5}{106,71}$	$\frac{155,69}{81,53}$	$\frac{152,97}{67,53}$
Витрати на власні потреби станції, МВт	$\frac{2,81}{1,94}$	$\frac{2,98}{2,22}$	$\frac{3,10}{2,45}$	$\frac{3,01}{2,25}$	$\frac{3,10}{2,45}$	$\frac{2,96}{2,19}$	$\frac{2,93}{2,05}$
Потужність, що виробляється генераторами станції, МВт	$\frac{144}{58,81}$	$\frac{161,4}{86,47}$	$\frac{172,6}{109,16}$	$\frac{164,18}{89,23}$	$\frac{172,6}{109,16}$	$\frac{158,65}{83,72}$	$\frac{155,19}{69,58}$

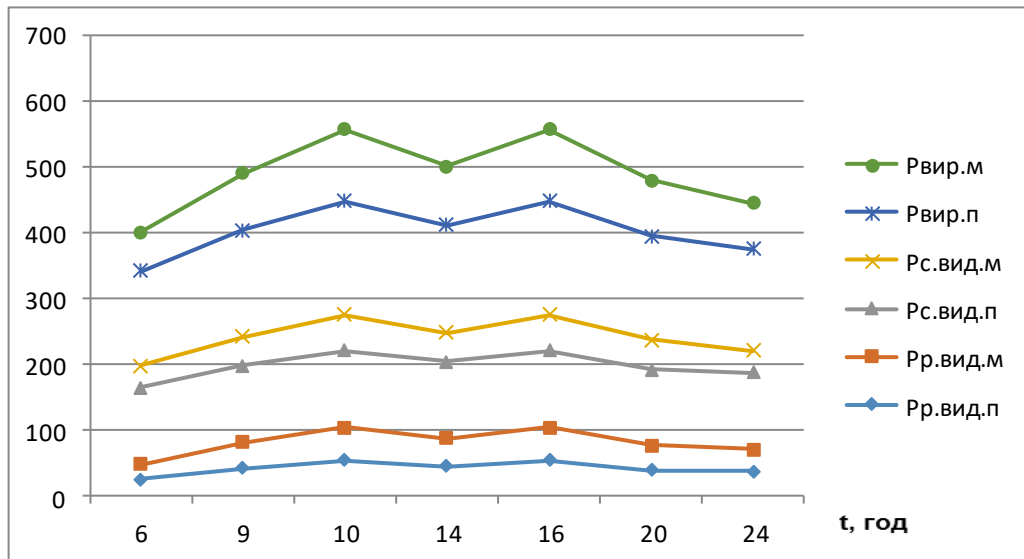
Примітка: 1) максимальне навантаження власних потреб: $P'_{ВП} = 2\%$;

2) коефіцієнт попиту: $K_{П} = 0,7$;

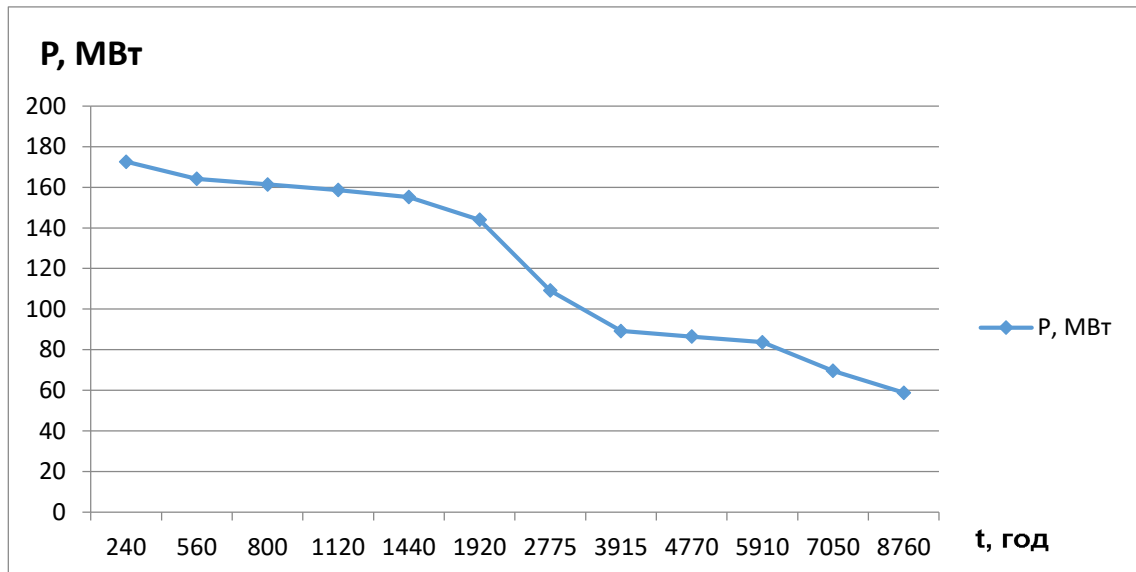
3) тривалість повноводного та маловодного сезонів: 80/285 діб.

Таблиця 2.2 – Необхідні параметри для формування річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	172,6	164,18	161,4	158,65	155,19	144	109,16	89,23	86,47	83,72	69,58	58,81
t, год	240	320	240	320	320	480	855	1140	855	1140	1140	1710
t_{Σ} , год	240	560	800	1120	1440	1920	2775	3915	4770	5910	7050	8760



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 - Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	172,6
Річний виробіток електроенергії, МВт · год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	843944,35
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	198
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = E_p / 8760$	96,35
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_3 = P_{cp} / P_{\max}$	0,558
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_6 = P_{cp} / P_{\text{вст}}$	0,487
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = E_p / P_{\text{вст}}$	4262,6
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = E_p / P_{\max}$	4889,9
Коефіцієнт резерву	$K_{\text{рез}} = P_{\text{вст}} / P_{\max}$	1,147
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт · год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}i} \cdot t_i$	20364,85
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт · год	$E_{\text{вид.}p} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	823629,5
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760$	3291,7

2.2 Методика вибору основного (силового) обладнання

Таблиця 2.4 – Основні технічні параметри гідрогенератора типу СВ-595/100-30УХЛ4 [4]

Параметр	Числове значення
$S_{ном}$ МВА	36,7
$P_{ном}$, МВт	33
$U_{ном}$, кВ	10,5
$\cos \varphi_{ном}$	0,9
$I_{ном}$, КА	2,02
$n_{ном}$, об/хв	200
БКЗ	0,95
Система збудження	Тиристорна
$U_{f.ном}$, В	170
$I_{f.ном}$, А	1250
Опори, в.о.	
X''_d	0,25
X'_d	0,35
X_d	1,10
X''_q	0,25
X_q	0,71
Виконання	П
Турбіна	Р-О

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2,3]:

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

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

P_{cp} – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{220} = (116 / 200) + 1 = 1,58 \approx 2;$$

$$n_{110} = (54 / 50) + 1 = 2,08 \approx 3.$$

Розрахункова потужність головного трансформатора власних потреб:

$$S'_{ГТВПрозр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_{П} \cdot n_{Г} \cdot P_{Г.ном}; \quad (2.8)$$

$$S'_{ГТВПрозр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 33 = 1,39 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб:

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S'_{ГТВПрозр}; \quad (2.9)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 1,39 = 2,20 \text{ МВА}.$$

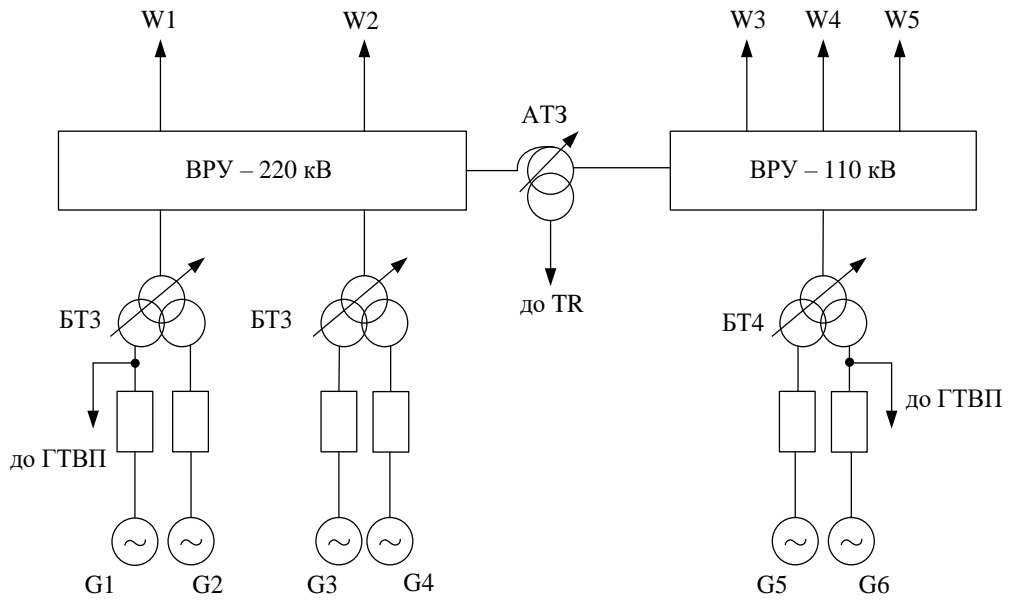
Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{БТ.розр} = S_{Г.вст} - S_{ВП.мах} \quad (2.10)$$

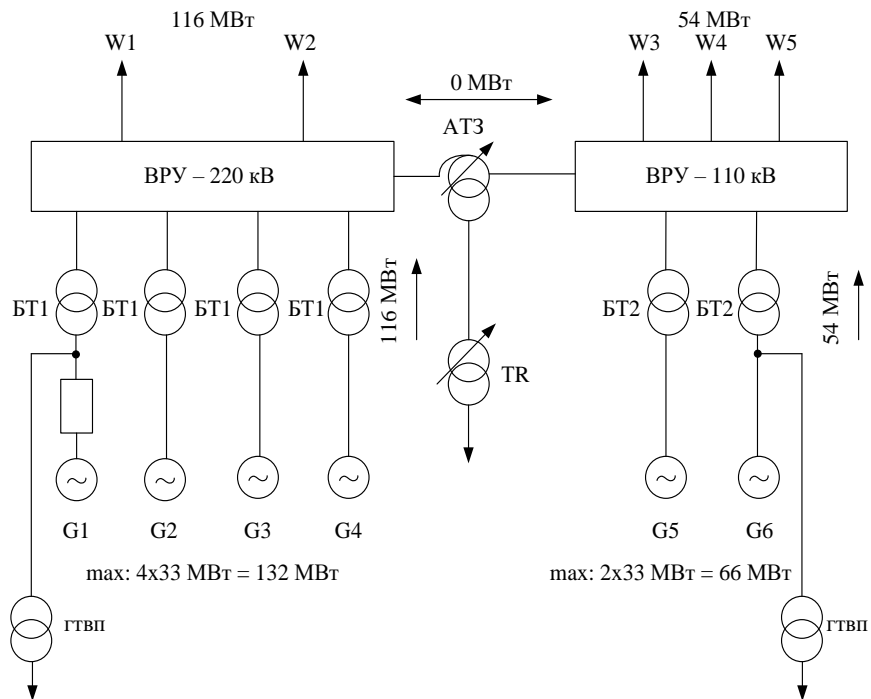
$$S_{\text{BT1(2)розр}} = 36,7 - 1,39 = 35,31 \text{MBA};$$

$$S_{\text{BT3(4)розр}} = 2 \cdot 36,7 - 1,39 = 72,01 \text{MBA};$$

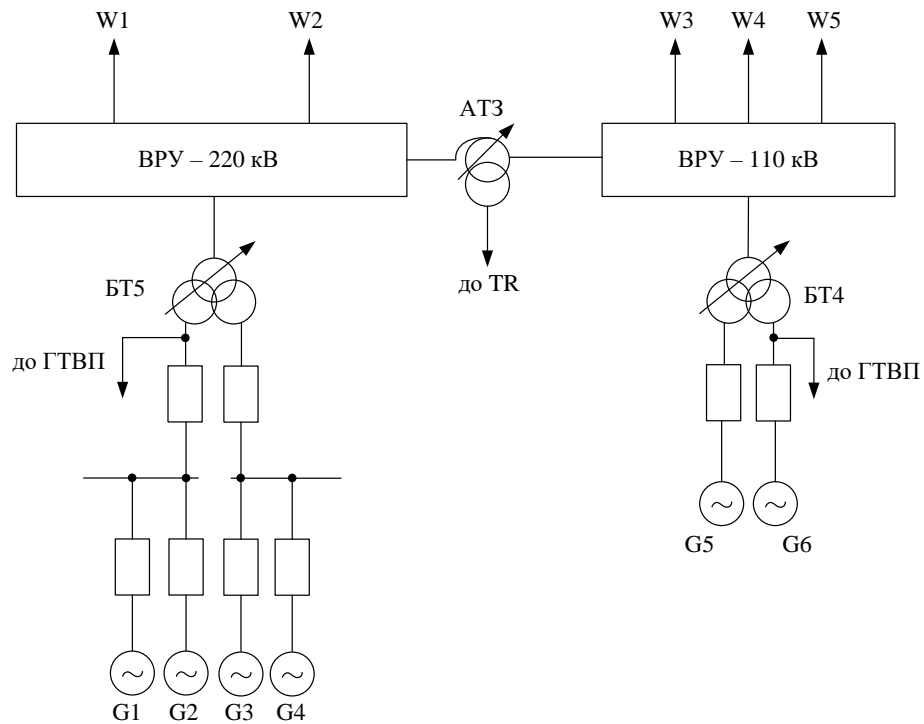
$$S_{\text{BT5розр}} = 4 \cdot 36,7 - 1,39 = 145,41 \text{MBA};$$



a)



б)



в)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку [2]:

а) максимальний режим:

$$S_{\max} = S_{\Gamma.вст} - S'_{ВП.маx} - S'_{p.маx}; \quad (2.11)$$

$$S_{\max} = 2 \cdot 36,7 - 1,39 - 54 / 0,9 = 73,4 - 1,39 - 60 = 12,01 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\min} = S_{\Gamma.вст} - S_{ВП.маx} - S_{p.мин}; \quad (2.12)$$

$$S_{\min} = 2 \cdot 36,7 - 1,39 - 24,11 / 0,9 = 45,22 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{ав} = S_{\Gamma.вст-1} - S_{ВП.маx} - S_{p.маx}; \quad (2.13)$$

$$S_{ав} = 36,7 - 1,39 - 60 = -24,69 \text{ МВА.}$$

Приймаємо для нашого проєкту встановлення автотрансформатора типу АТДЦТН – 63000/220/110 [4]:

$$S_{ном} = 63 \text{ МВА};$$

$$U_{ном} = 230 / 121 / 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_x = 37 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_k = 200 \text{ кВт};$$

$$U_{квс} = 11\%;$$

$$U_{квн} = 35\%;$$

$$U_{кчн} = 22\%;$$

$$I_x = 0,45\%;$$

Таблиця 2.5 – Основні технічні параметри всіх необхідних трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	U_k , %	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	I_x , %
ГТВП	ТСЗ – 1600/10	1,6	10/0,4	5,5	3,4	17	0,70
ТР	ТМН – 2500/10	2,5	10/0,4	5,5	6,2	25	3,0
БТ1	ТРДНС – 40000/220	40	$\frac{230}{11 - 11}$	11,5	50	170	0,60
БТ2	ТРДН – 40000/110	40	$\frac{115}{10,5 - 10,5}$	10,5	34	170	0,55
БТ3	ТРДЦН – 100000/220	100	$\frac{230}{11 - 11}$	12,5	102	340	0,65

Продовження таблиці 2.5

БТ4	ТРДН –80000/110	80	$\frac{115}{10,5 - 10,5}$	10,5	58	310	0,45
БТ5	ТРДЦН – 160000/220	160	$\frac{230}{11 - 11}$	12,5	102	340	0,60

Приведені затрати [4]:

$$Z = p_H \cdot K + U + M(3), \quad (2.14)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн;

$M(3)$ – очікуваний збиток з-за відмови трансформаторів, тис. грн.

$$U = \frac{a}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W_T, \quad (2.15)$$

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

$B = 24$ коп/кВт·год – питома вартість електроенергії;

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

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S_{\max}}{S_{T.\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де $\Delta P_X, \Delta P_K$ – втрати ХХ та КЗ трансформатора, кВт;

n – кількість трансформаторів, шт.;

S'_{\max} – максимальна потужність, що проходить через трансформатор, МВА;

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

$$\Delta W_{T1} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= [4 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 170 \left(\frac{128,8}{40}\right)^2 \cdot 3291,7] + [2 \cdot 34 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 170 \left(\frac{60}{40}\right)^2 \cdot 3291,7] = [1752000 + 1450511] + [595680 + 629538] = \\ &= 3202511 + 1225218 = 4427729 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{T2} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{BT4};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= [2 \cdot 102 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 340 \left(\frac{128,8}{40}\right)^2 \cdot 3291,7] + [58 \cdot 8760 + \\ &+ 310 \left(\frac{60}{80}\right)^2 \cdot 3291,7] = [1787040 + 928327] + [508080 + 573991] = \\ &= 2715367 + 1082071 = 3797438 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Таблиця 2.6 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн	Капіталовкладення, тис. грн		
			I Варіант	II Варіант	III Варіант
АТЗ	1/1/1	2745	2745	2745	2745
БТ1	4/0/0	2265	9060	–	–
БТ2	2/0/0	1527	3054	–	–
БТ3	0/2/0	3675	–	7350	–
БТ4	0/1/1	2070	–	2070	2070
БТ5	0/0/1	5157	–	–	5175

Продовження таблиці 2.6

Вимикачі:					
-220 кВ	8/6/5	1755	14040	10530	8775
-110 кВ	7/6/6	720	5040	4320	4320
-	2/6/8	180	360	1080	1440
генераторні					
РАЗОМ:			34299	28095	24525

Примітка: попередньо вважаємо, що на ВРУ–220 і 110 кВ використовується схема "дві робочі та обхідна система збірних шин".

$$\Delta W_{T3} = \Delta W_{BT5} + \Delta W_{BT4};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T3} &= [102 \cdot 8760 + 340 \left(\frac{128,8}{160}\right)^2 \cdot 3291,7] + 1082071 = \\ &= [893520 + 725255160] + 1082071 = 2700846 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$U_1 = (0,094 \cdot 8454 + 0,084 \cdot 25845) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 4427729 = 3497,0 \text{ тис. грн};$$

$$U_2 = (0,094 \cdot 7470 + 0,084 \cdot 20625) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 3797438 = 2552,2 \text{ тис. грн};$$

$$U_3 = (0,094 \cdot 7830 + 0,084 \cdot 16695) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 2700846 = 2462,5 \text{ тис. грн};$$

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

де $y_0 = 18$ грн/кВт·год – питомий збиток [4];

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

ΔP_i – втрачаєма потужність, МВт;

T_i – час простою трансформатора, год.

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку з-за відмови трансформаторів

Параметр	Відмова трансформатора				
	БТ1	БТ2	БТ3	БТ4	БТ5
ω_{Ti} , 1/рік	0,035	0,014	0,025	0,014	0,025
ΔP_i , МВт	5	5	38	38	104
T_i , год	60	70	60	70	60

$$M(3)_1 = 18(4 \cdot 0,035 \cdot 5 \cdot 60 + 2 \cdot 0,014 \cdot 5 \cdot 70) = 932,4 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_2 = 18(2 \cdot 0,025 \cdot 38 \cdot 60 + 0,014 \cdot 38 \cdot 70) = 2722,32 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_3 = 18(0,025 \cdot 104 \cdot 60 + 0,014 \cdot 38 \cdot 70) = 3478,32 \text{ тис.грн};$$

Варіанти II та III є рівноеконічними. Остаточнo приймаємо варіант II структурної схеми станції, який має менший очікуваний збиток.

Таблиця 2.8 – Отримані результати приведених затрат структурних схем ГЕС

Складові втрат	Числове значення, тис.грн		
	I Варіант	II Варіант	III Варіант
Капіталовкладення	34299	28095	24525
Щорічні експлуатаційні втрати	3497	2552,2	2462,5
Очікуваний збиток	932,4	2722,32	3478,32

Продовження таблиці 2.8

Приведені затрати	8079,1	7284,8	7144,7
$\Delta Z_{1-2} = 9,83\% > 75\%$; $\Delta Z_{1-3} = 8079,1\% > 5\%$ $\Delta Z_{2-3} = 1,92\% < 5\%$			

2.4 Вибір схем ВРУ – 110 та 220 кВ

Згідно рекомендацій для ВРУ – 110 кВ приймаємо схему "дві робочі та обхідна система збірних шин", а для ВРУ – 220 кВ намічаємо три варіанти схеми [2,3]:

- а) схема "дві робочі та обхідна система збірних шин";
- б) схема розширеного чотирикутника;
- в) схема п'ятикутника.

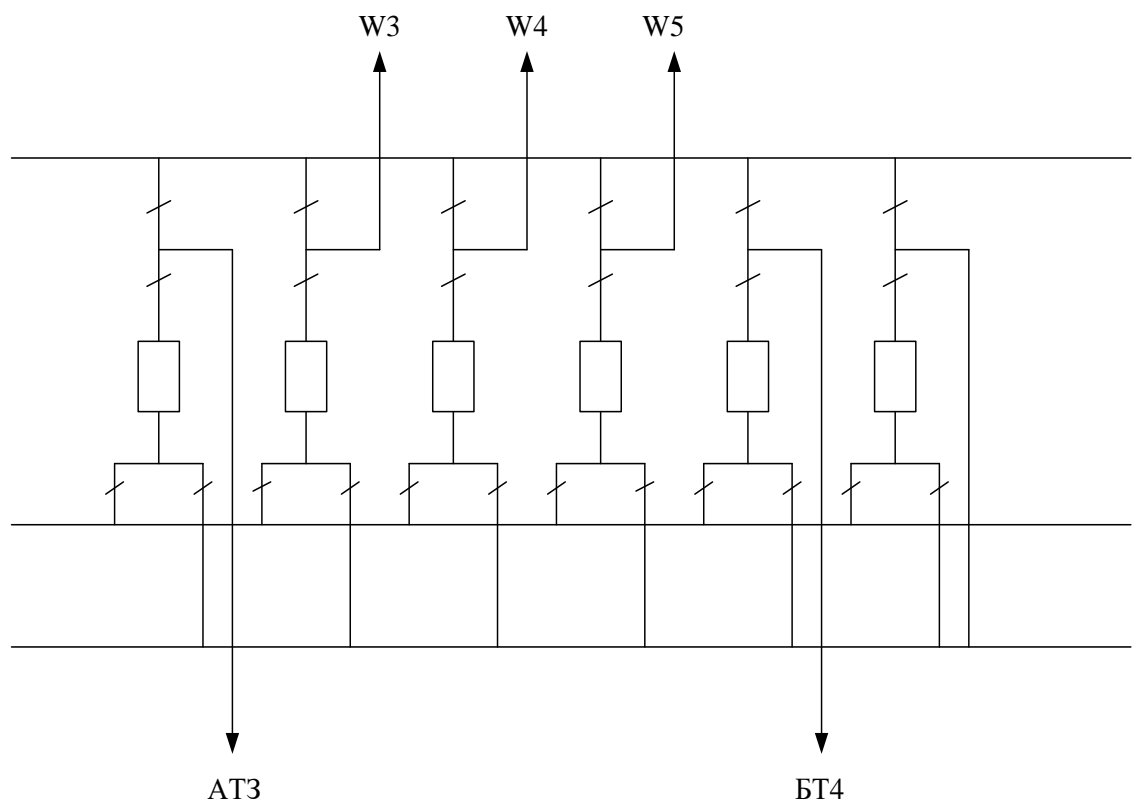


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ – 110 кВ

Приведені затрати:

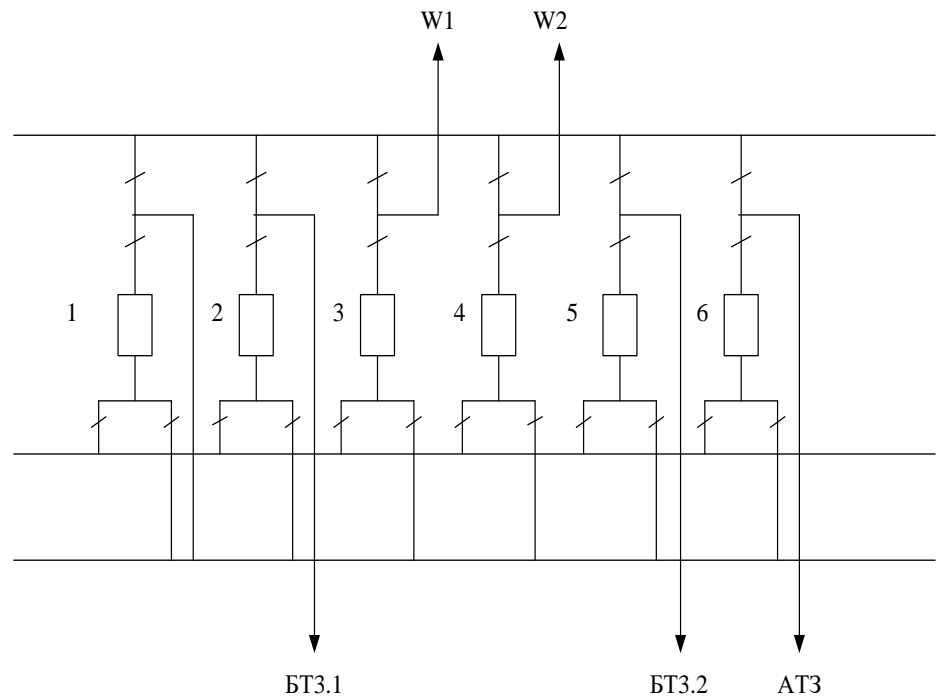
$$Z = p_H \cdot K + U + M(3), \quad (2.18)$$

де $p_H = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

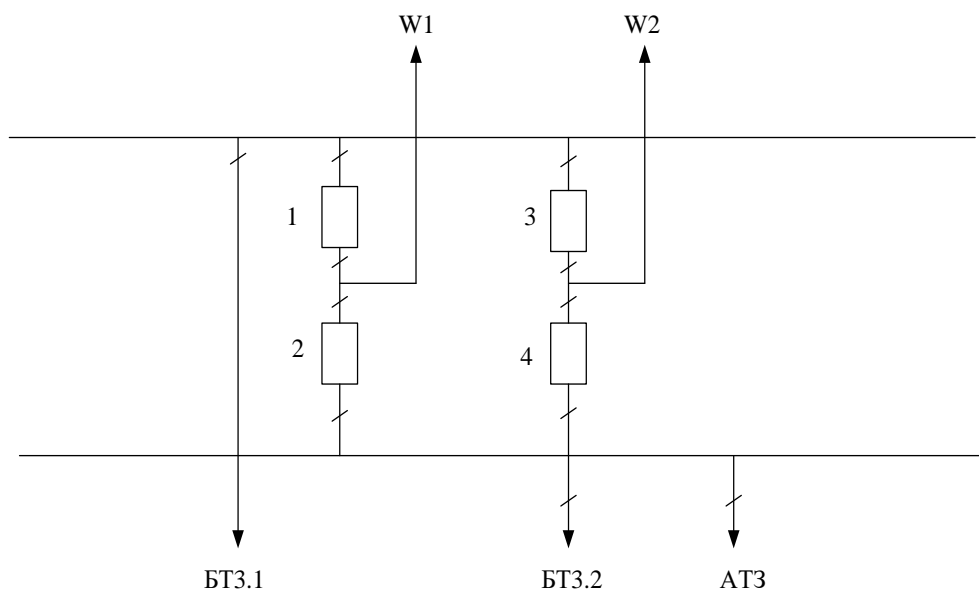
K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн;

U – щорічні експлуатаційні втрати, тис. грн;

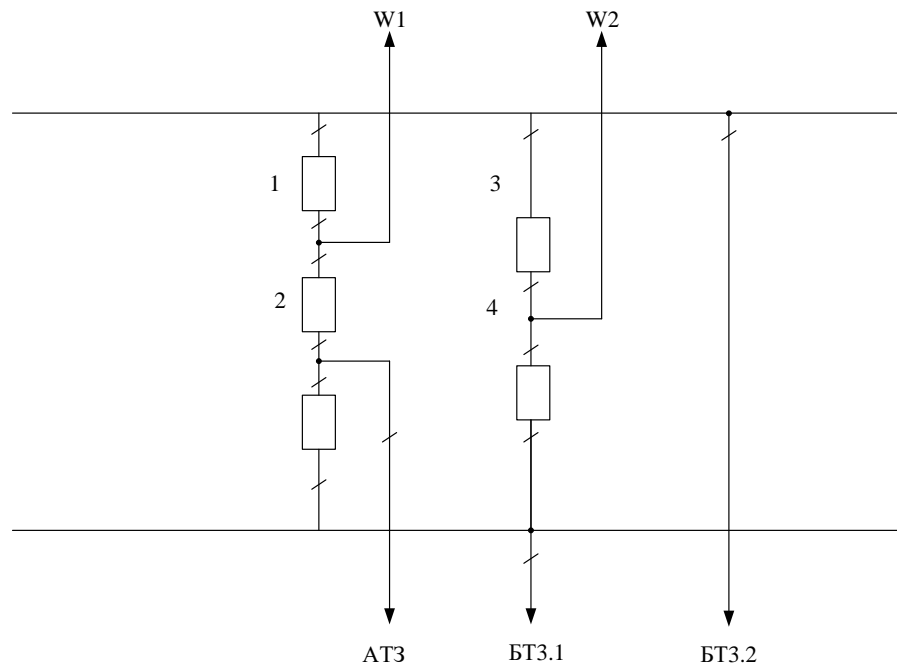
$M(3)$ – очікуваний збиток з-за відмови вимикачів, тис.грн.



а)



б)



в)

Рисунок 2.4 – Запропозовані варіанти схем ВРУ – 220 кВ

$$K = n_K \cdot C_K, \quad (2.19)$$

де n_K – кількість комірок з вимикачами, шт;

C_K – вартість комірки, тис.грн;

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.20)$$

де $a = 9,4\%$ – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування;

$$M(3) = y_0 \sum K_j \sum \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.21)$$

де y_0 – питомий збиток, грн/кВт·год;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

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

ΔP_i – втрачаєма потужність, МВт;

T_i – час простою елемента, год.

Таблиця 2.9 – Величини показників надійності елегазових вимикачів на напругу 220 кВ

Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_B , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_P , год
ω_1	ω_2			
0,0125	0,005	80	0,2	150

Таблиця 2.10 – Необхідні параметри для виконання розрахунку надійності схеми ВРУ – 220 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення		
		I Варіант	II Варіант	III Варіант
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_K	6	4	5
Вартість комірки, тис. грн.	C_K	4500	4500	4500
Параметр потоку ранкових відмов генераторних та лінійних вимикачів, 1/рік.	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075	0,0075
	$\omega_{ЛВ} = 0,6(\omega_1 + \omega_2 \frac{1}{100})$	0,0099	0,0099	
Коефіцієнти ремонтного K_p та нормального K_0 режимів роботи ВРУ.	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,003425	0,003425	0,003425
	$K_0 = 1 - n_K \cdot K_p$	0,97945	0,98630	0,982875
Час простою елемента, год.	$T_0 - T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\delta 1}$	1	1	1
	$T_{\text{ВП}} = T_B - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_{\Pi}}$	58,7	58,7	58,7
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,007346	0,007397	0,007372
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,000026	0,000026	0,000026
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,009697	0,009764	0,009730
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,000034	0,000034	0,000034

			ТВП	ТВП	ТВП	ТВП	ТВП	
--	--	--	-----	-----	-----	-----	-----	--

Таблиця 2.12 – Етапи розрахунку надійності схеми ВРУ – 220 кВ
(II Варіант)

Відмова елемента	ω_i	$K_0=0,9$ 8630	Елементи, що відключились та час їх відновлення			
			$K_p = 0,003425$			
			Q1	Q2	Q3	Q4
Q1 _Л	0,0099	W,БТ-T ₀	—	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	2W,2БТ,АТ-T ₀
				W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}	БТ+D(2W,БТ,АТ)-T _{ВП}	D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}
Q2 _Л	0,0099	W,БТ,АТ-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	—	2W,2БТ,АТ-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀
			W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}		D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}	БТ,АТ+D(2W,БТ)-T _{ВП}
Q3 _Л	0,0099	W,БТ-T ₀	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	2W,2БТ,АТ-T ₀	—	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀
			БТ+D(2W,БТ,АТ)-T _{ВП}	D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}		W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}
Q4 _Л	0,0099	W,БТ,АТ-T ₀	2W,2БТ,АТ-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	—
			D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}	БТ,АТ+D(2W,БТ)-T _{ВП}	W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}	

Таблиця 2.13 – Етапи розрахунку надійності схеми ВРУ – 220 кВ (III Варіант)

Відмова елемента	ω_i	$K_0 = 0,982875$	Елементи, що відключились та час їх відновлення				
			$K_p = 0,003425$				
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q5
Q1 Л	0,099	W,БТ-T ₀	—	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,Т)-T ₀	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	2W,БТ+D(БТ,АТ)-T ₀
				W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}	D(W,АТ)+D(W,2БТ)-T _{ВП}	БТ+D(2W,БТ,АТ)-T _{ВП}	D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}
Q2 Л	0,099	W,АТ-T ₀	W,АТ+D(W,2БТ)-T ₀	—	W,АТ+D(W,2БТ)-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀
			W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}		АТ+D(2W,2БТ)-T _{ВП}	D(W,БТ,АТ)+D(W,БТ)-T _{ВП}	D(2W,БТ)+D(БТ,АТ)-T _{ВП}
Q3 Г	0,099	БТ,АТ-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	БТ,АТ+D(2W,БТ)-T ₀	—	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	БТ,АТ+D(2W,БТ)-T ₀
			D(W,АТ)+D(W,2БТ)-T _{ВП}	АТ+D(2W,2БТ)-T _{ВП}		D(W,БТ,АТ)+D(W,БТ)-T _{ВП}	БТ+D(2W,БТ,АТ)-T _{ВП}
Q4 Л	0,099	W,БТ-T ₀	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	2W,БТ+D(БТ,АТ)-T ₀	W,2БТ+D(W,АТ)-T ₀	—	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀
			БТ+D(2W,БТ,АТ)-T _{ВП}	D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}	D(W,БТ,АТ)+D(W,БТ)-T _{ВП}		W+D(W,2БТ,АТ)-T _{ВП}
Q5 Л	0,099	W,БТ-T ₀	W,2БТ+D(W,АТ)-T ₀	W,БТ,АТ+D(W,БТ)-T ₀	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	W,БТ+D(W,БТ,АТ)-T ₀	—
			D(W,БТ)+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}	D(2W,БТ)+D(БТ,АТ)-T _{ВП}	БТ+D(2W,БТ,АТ)-T _{ВП}	W+D(W,БТ,АТ)-T _{ВП}	

Таблиця 2.14 – Отримані результати розрахунку показників надійності схеми ВРУ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час відмови, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I Варіант						
БТ; ω +БТ	38	1	1	1	5	7
		58,7	-	-	10	2
БТ+АТ; ω +БТ+АТ	50	1	2	1	10	8
		58,7	-	-	-	-
II Варіант						
ω +БТ; ω +БТ+D(ω ,БТ,АТ) БТ+D(2 ω ,БТ,АТ)	38	1	-	2	-	4
		58,7	-	-	-	2
ω +БТ+АТ+D(ω ,БТ) БТ+АТ+D(2 ω ,БТ) ω +БТ+АТ	50	1	-	2	-	4
		58,7	-	-	-	2
2 ω +2БТ+АТ	116	1	-	-	-	4
		58,7	-	-	-	-
III Варіант						
ω +БТ; ω +БТ+D(ω ,БТ,АТ)	38	1	-	3	-	6

БТ+АТ+D(2 ω ,БТ,АТ)		58,7	-	-	1	3
БТ+АТ ω +БТ+АТ+D(ω ,БТ) D(2 ω ,БТ)+D(БТ,АТ) БТ+АТ+D(ω ,АТ)	50	1	1	-	4	4
		58,7	-	-	-	2
ω +2БТ+D(ω ,АТ)	104	1	-	-	-	2
		58,7	-	-	-	-
2 ω +БТ+D(БТ,АТ)	116	1	-	-	-	2
		58,7	-	-	-	-

Визначаємо величину очікуваного збитку:

$$\begin{aligned}
 M(3)_1 &= 18[0,007346(1 \cdot 1 \cdot 38 + 2 \cdot 1 \cdot 50) + 0,009697(1 \cdot 1 \cdot 38 + 1 \cdot 1 \cdot 50) + \\
 &+ 0,000026(5 \cdot 1 \cdot 38 + 10 \cdot 58,7 \cdot 38 + 10 \cdot 1 \cdot 50) + 0,000034(7 \cdot 1 \cdot 38 + \\
 &+ 2 \cdot 58,7 \cdot 38 + 8 \cdot 1 \cdot 50)] = 18[1,014 + 0,853 + 0,000026(190 + 22306 + \\
 &+ 500) + 0,000034(266 + 4461,2 + 400)] = 18[1,867 + 0,598 + 0,174] = \\
 &= 47,502 \text{ тис. грн};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(3)_2 &= 18[0,009764(2 \cdot 1 \cdot 38 + 2 \cdot 1 \cdot 50) + 0,000034(4 \cdot 1 \cdot 38 + 2 \cdot 58,7 \cdot 38 + \\
 &+ 4 \cdot 1 \cdot 50 + 2 \cdot 58,7 \cdot 50 + 4 \cdot 1 \cdot 116)] = 18[1,718 + 0,000034(152 + 4461,2 + 200 + \\
 &+ 5870 + 464)] = 18[1,718 + 0,3797] = 37,76 \text{ тис. грн};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(3)_3 &= 18[0,007372 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 50 + 0,009730 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 38 + 0,000026(1 \cdot 58,7 \cdot 38 + \\
 &+ 4 \cdot 1 \cdot 50) + 0,000034(6 \cdot 1 \cdot 38 + 3 \cdot 58,7 \cdot 38 + 4 \cdot 1 \cdot 50 + 2 \cdot 58,7 \cdot 50 + \\
 &+ 2 \cdot 1 \cdot 104 + 2 \cdot 1 \cdot 116)] = 18[0,369 + 1,109 + 0,000026(2230,6 + \\
 &+ 200) + 0,000034(228 + 6691,8 + 200 + 5870 + 208 + 232)] = \\
 &= 18[1,478 + 0,063 + 0,457] = 35,96 \text{ тис. грн};
 \end{aligned}$$

Для схеми "дві робочі та обхідна система збірних шин" збиток $M(3)_1$ слід збільшити на складову збитку через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами:

$$M(3)g = y_0 \cdot K_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (2.22)$$

де $K_{2ш} = 0,05$ – коефіцієнт для ГЕС;

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

P_{Σ} – сумарна потужність генерувальних джерел, які увімкнено у схему, МВт;

n – загальне число приєднань схеми, шт;

ω_i – параметр потоку раптових відмов вимикача, 1/рік.

$$M(3)g = 18 \cdot 0,05 \cdot 2 \cdot 132(3 \cdot 0,0075 + 3 \cdot 0,0099) = 19,46 \text{ тис.грн};$$

Звідки $M(3)_{1\Sigma} = 47,502 + 19,46 = 66,96 \text{ тис.грн}$.

Таблиця 2.15 – Значення приведених затрат схем ВРУ – 220кВ

Складові втрат	Числове значення, тис.грн		
	I Варіант	II Варіант	III Варіант
Капіталовкладення	10530	7020	8775
Щорічні експлуатаційні витрати	884,52	589,68	737,10
Очікуваний збиток	66,96	57,22	55,42
Приведені затрати	2486,97	1661,55	2071,33

$\Delta Z_{II-III} = 19,8\% > 5\%$, тобто остаточно приймаємо II варіант схеми ВРУ – 220 кВ.

2.5 Методики вибору схеми власних потреб

Для ГЕС запропонована схема власних потреб, яка показана на рисунку 2.5. Споживачі отримують живлення від двох головних трансформаторів власних потреб (ГТВП), які підключено відповідно до генераторів G_1 та G_6 . Резервне живлення здійснюється від трансформатора TR, який підключено до обмотки НН автотрансформатора зв'язку. [4].

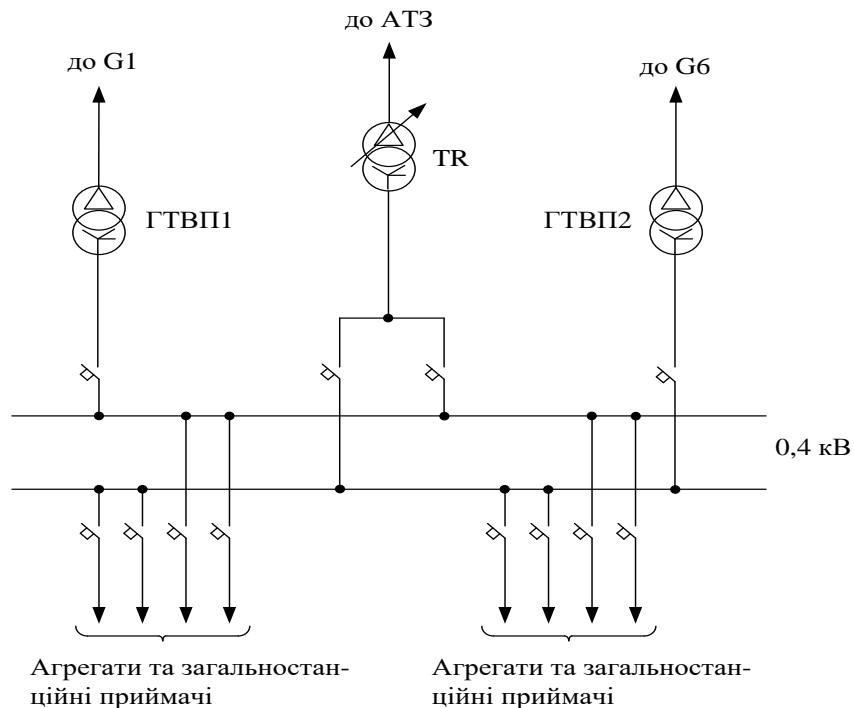


Рисунок 2.5 – Зображення схеми власних потреб ГЕС

2.6 Алгоритм розрахунку струмів КЗ

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів при базових умовах [4, 6]:

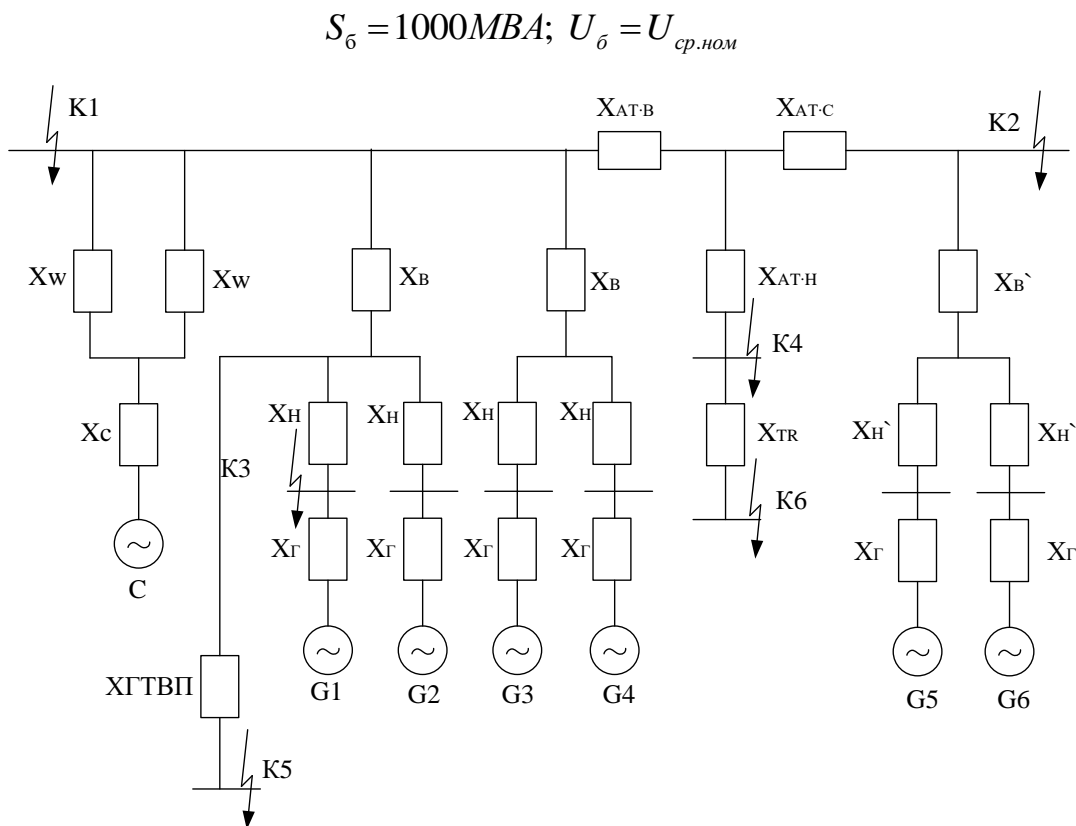


Рисунок 2.6 – Схематичне зображення заступної схеми електроустановки

Параметри генератора:

$$X_{\Gamma} = X_d'' \cdot S_{\bar{\sigma}} / S_{\Gamma, \text{ном}}; \quad (2.23)$$

$$X_{\Gamma} = 0,25 \cdot 1000 / 36,7 = 6,81;$$

Параметри блочного трансформатора:

$$\left. \begin{aligned} X_B &= 0,125 \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T, \text{ном}}}; \\ X_H &= 1,75 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T, \text{ном}}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$X_B = 0,125 \frac{12,5}{100} \cdot \frac{1000}{100} = 0,16;$$

$$X_H = 1,75 \frac{12,5}{100} \cdot \frac{1000}{100} = 2,19;$$

$$X'_B = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,16;$$

$$X'_H = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 2,30;$$

Параметри ЛЕП:

$$X_w = X_{\text{нмт}} \cdot l \cdot S_{\bar{\sigma}} / U_{\text{ср.ном}}^2; \quad (2.25)$$

$$X_w = 0,4 \cdot 80 \cdot 1000 / 230^2 = 0,60;$$

Енергосистема:

$$X_C = X_{C.\text{ном}*} \cdot S_{\bar{\sigma}} / S_{C.\text{ном}}; \quad (2.26)$$

$$X_C = 0,20 \cdot 1000 / 12000 = 0,02;$$

Параметри автотрансформатора зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} X_{AT.B} &= \frac{X_B \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T.\text{ном}}}; \\ X_{AT.C} &= \frac{X_C \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T.\text{ном}}}; \\ X_{AT.H} &= \frac{X_H \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{T.\text{ном}}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.27)$$

де

$$\left. \begin{aligned} X_B \% &= 0,5(U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}); \\ X_C \% &= 0,5(U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \\ X_H \% &= 0,5(U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}); \end{aligned} \right\} \quad (2.28)$$

$$X_B \% = 0,5(35 + 11 - 22) = 12\%;$$

$$X_C \% = 0,5(11 + 22 - 35) = 1\% \approx 0;$$

$$X_H \% = 0,5(35 + 22 - 11) = 23\%;$$

$$X_{AT.B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,90;$$

$$X_{AT.C} = 0;$$

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

Далі необхідно спростити заступну схему:

$$X_1 = X_C + \frac{X_W}{2};$$

$$X_1 = 0,02 + \frac{0,6}{2} = 0,32;$$

$$X_2 = X_\Gamma + X_H;$$

$$X_2 = 6,81 + 2,19 = 9,0;$$

$$X_3 = \frac{X_2}{2} + X_B;$$

$$X_3 = \frac{9}{2} + 0,16 = 4,66;$$

$$X_4 = \left(\frac{X_\Gamma + X'_H}{2} \right) + X'_B;$$

$$X_4 = \left(\frac{6,81 + 2,3}{2} \right) + 0,16 = 4,72;$$

Точки K_5 та K_6 знаходяться в РУВП 0,4 кВ і розрахунок для них виконується з урахуванням активних опорів елементів заступної схеми [4-6].

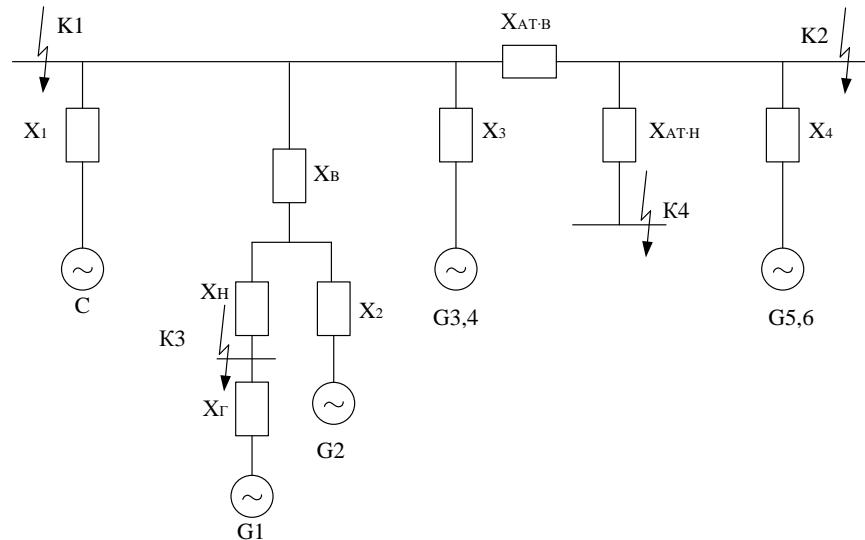


Рисунок 2.7 – Зображення спрощеної заступної схеми електроустановки

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\Pi,0 i} = \frac{E_*'' \cdot I_{\delta i}}{X_{\text{рез}^* i}}; \quad (2.29)$$

$$\text{де } E_*'' = \begin{cases} 1,13 - \text{ЕРС для гідрогенераторів;} \\ 1,00 - \text{ЕРС для енергосистеми;} \end{cases}$$

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

$X_{\text{рез}^* i}$ – результуючий опір кола КЗ, в. о.

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.}i}}; \quad (2.30)$$

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

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = I_{\delta 4} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА};$$

Складові струмів КЗ [2,5]:

-періодична:

$$I_{\Pi,\tau i} = j_{\Pi\tau} \cdot I_{\Pi,0i}; \quad (2.31)$$

-аперіодична:

$$i_{a,\tau i} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0i} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.32)$$

-ударний струм:

$$i_{yi} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\Pi,0,i}, \quad (2.33)$$

де $j_{\Pi\tau}$ – розрахунковий коефіцієнт;

K_y – ударний коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

τ – розрахунковий час, с;

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.34)$$

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

Алгоритм розрахунку точки К1:

$$X_5 = X_3 / 2 = 4,66 / 2 = 2,33;$$

$$X_6 = X_4 + X_{AT.B};$$

$$X_6 = 4,72 + 1,90 = 6,62;$$

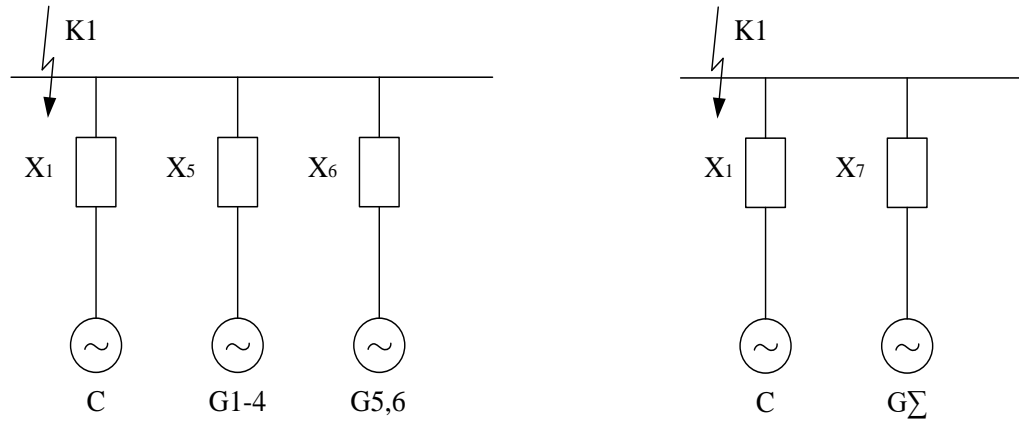


Рисунок 2.8 – Етапи перетворення заступної схеми відносно точки K_1

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6};$$

$$X_7 = \frac{2,33 \cdot 6,62}{2,33 + 6,62} = 1,72;$$

$$I_{II,0c} = 1 \cdot 2,51 / 0,32 = 7,84 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = 1,13 \cdot 2,51 / 1,72 = 1,65 \text{ кА};$$

Алгоритм розрахунку точки K_2 :

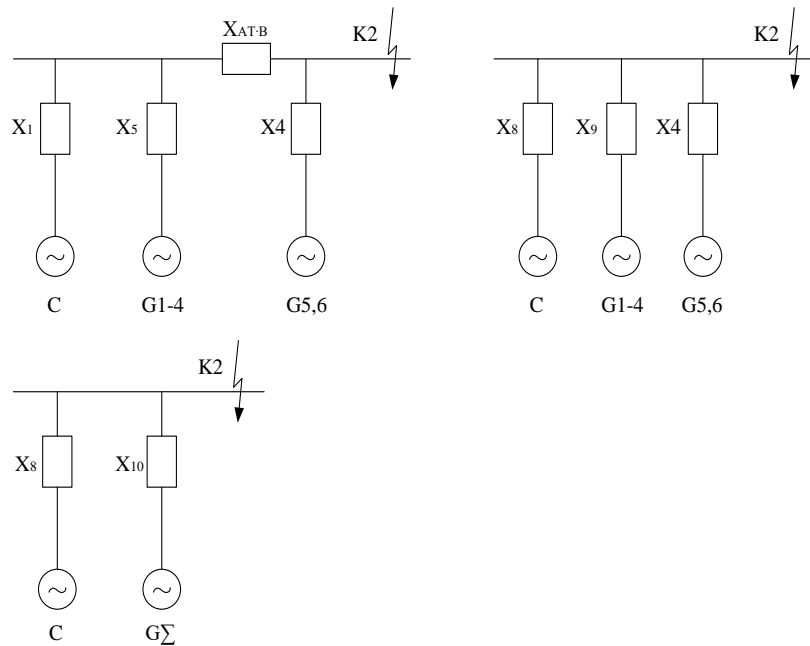


Рисунок 2.9 – Етапи перетворення заступної схеми відносно точки K_2

Розподіляємо $X_{AT.B}$ між X_1 та X_5 [4-6]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{AT.B} (X_1 + X_5); \\ X_8 &= X_1 + (\Delta X / X_5); \\ X_9 &= X_5 + (\Delta X / X_1); \end{aligned} \right\} \quad (2.35)$$

$$\Delta X = 1,9(0,32 + 2,33) = 5,04;$$

$$X_8 = 0,32 + (5,04 / 2,33) = 2,48;$$

$$X_9 = 2,33 + (5,04 / 0,32) = 18,08;$$

$$X_{10} = \frac{X_9 \cdot X_4}{X_9 + X_4};$$

$$X_{10} = \frac{18,08 \cdot 4,72}{18,08 + 4,72} = 3,74.$$

$$I_{II,0c} = 1 \cdot 5,03 / 2,48 = 2,03 \text{кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = 1,13 \cdot 5,03 / 3,74 = 1,52 \text{кА};$$

Етапи розрахунку точки К3:

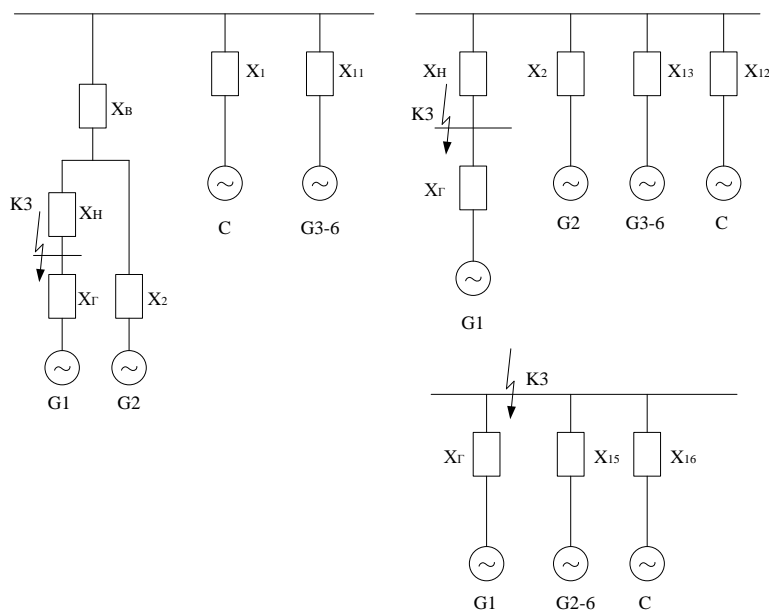


Рисунок 2.10 – Послідовність перетворення заступної схеми відносно точки короткого замикання K_3

$$X_{11} = \frac{X_3 \cdot X_6}{X_3 + X_6};$$

$$X_{11} = \frac{4,66 \cdot 6,62}{4,66 + 6,62} = 2,73;$$

Розподіляємо X_B між X_1 та X_{11} :

$$\Delta X = X_B (X_1 + X_{11});$$

$$X_{12} = X_1 + (\Delta X / X_{11});$$

$$X_{13} = X_{11} + (\Delta X / X_1);$$

$$\Delta X = 0,16(0,32 + 2,73) = 0,488;$$

$$X_{12} = 0,32 + (0,488 / 2,73) = 0,50;$$

$$X_{13} = 2,73 + (0,488 / 0,32) = 4,26;$$

$$X_{14} = \frac{X_2 \cdot X_{13}}{X_2 + X_{13}};$$

$$X_{14} = \frac{9 \cdot 4,26}{9 + 4,26} = 2,89;$$

Розподіляємо X_H між X_{12} та X_{14} :

$$X_{16} = X_{14} + (\Delta X / X_{12});$$

$$\Delta X = 2,19(0,5 + 2,89) = 7,42;$$

$$X_{15} = 0,50 + (7,42 / 2,89) = 3,07;$$

$$X_{16} = 2,89 + (7,42 / 0,5) = 17,73;$$

$$I_{II,0c} = 1 \cdot 55,05 / 17,73 = 3,10 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G1} = 1,13 \cdot 55,05 / 6,81 = 9,13 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G2-6} = 1,13 \cdot 55,05 / 3,07 = 26,26 \text{ кА.}$$

Етапи розрахунку точки К4:

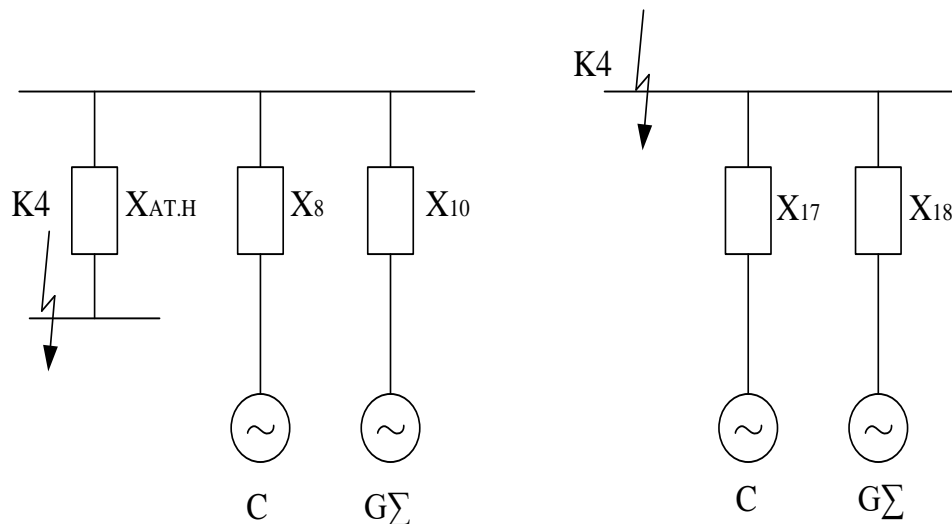


Рисунок 2.11 – Послідовність перетворення заступної схеми відносно точки короткого замикання K_4

$$\Delta X = X_{AT.H} (X_8 + X_{10});$$

$$X_{17} = X_8 + (\Delta X / X_{10});$$

$$X_{18} = X_{10} + (\Delta X / X_8);$$

$$\Delta X = 3,65(2,48 + 3,74) = 22,7;$$

$$X_{17} = 2,48 + (22,7 / 3,74) = 8,55;$$

$$X_{18} = 3,74 + (22,7 / 2,48) = 12,89;$$

$$I_{II,0c} = 1 \cdot 55,05 / 8,55 = 6,44 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = 1,13 \cdot 55,05 / 12,89 = 4,83 \text{ кА};$$

Для визначення складових струмів КЗ попередньо встановлюємо вимикачі [4]:

1) ВРУ – 220 кВ

ВГБУ – 220 У1

$t_{ВВ} = 0,035 \text{ с};$

- 2) ВРУ – 110 кВ ВГБУ – 110 У1 $t_{\text{ВВ}} = 0,035 \text{ с};$
 3) ГРУ – 10 кВ ВРЗ – 10 $t_{\text{ВВ}} = 0,05 \text{ с};$
 4) Сторона НН АТЗ: ВР1 – 10 $t_{\text{ВВ}} = 0,04 \text{ с}.$

Таблиця 2.16 – Необхідні параметри для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$\tau, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$J_{\text{п},\tau}$
K_1 ВРУ – 220 кВ	Система G_Σ	0,045	0,03 0,10	1,717 1,850	0,20 0,62	1 0,94
K_2 ВРУ – 110 кВ	Система G_Σ	0,045	0,02 0,10	1,608 1,850	0,18 0,62	1 0,98
K_3 Генератор – G_1	Система G_1 G_{2-6}	0,06	0,06 0,30 0,10	1,800 1,920 1,850	0,35 0,80 0,55	1 0,87 0,93
K_4 Сторона НН АТЗ	Система G_Σ	0,05	0,06 0,10	1,800 1,850	0,42 0,60	1 1

Далі необхідно визначити коефіцієнти $J_{\text{п},\tau}$ для генераторних віток [2]:

K1:

$$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{Г.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}; \quad (2.36)$$

$$I'_{\text{ном}} = \frac{6 \cdot 36,7}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,55 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п},0} / I'_{\text{ном}} = 1,65 / 0,55 = 3;$$

За допомогою рисунка 4.2 [4] визначаємо, що $I_{П,τ} = 0,94$;

Точка К2:

$$I'_{НОМ} = \frac{6 \cdot 36,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,11 \text{ кА};$$

$$I_{П,0} / I'_{НОМ} = 1,52 / 1,11 = 1,37;$$

$$j_{n,τ} = 0,98;$$

Точка К3:

$$\text{а) } G1; I'_{НОМ} = 2,02 \text{ кА}; \quad I_{П,0с} / I'_{НОМ} = 9,13 / 2,02 = 4,50; \quad j_{n,τ} = 0,87;$$

$$\text{б) } G2 \div 6; I'_{НОМ} = 10,1 \text{ кА}; \quad I_{П,0с} / I'_{НОМ} = 20,26 / 10,1 = 2; \quad j_{n,τ} = 0,93;$$

Точка К4:

$$I'_{НОМ} = 6 \cdot 2,02 = 12,12 \text{ кА}; \quad I_{П,0с} / I'_{НОМ} = 4,83 / 12,12 = 0,4 < 1; \quad j_{n,τ} = 1;$$

Таблиця 2.17 – Тримані результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	Струми КЗ, кА				Примітка
		$I_{П,0}$	$I_{П,τ}$	$i_{a,τ}$	i_y	
К ₁ ВРУ – 220 кВ	Система	7,84	7,84	2,21	18,98	–
	G _Σ	1,65	1,55	1,51	4,30	–
	Сума	9,49	9,39	3,72	23,28	Ком. апаратура та шини

Продовження таблиці 2.17

K_2 ВРУ – 110 кВ	Система	2,03	2,03	0,52	4,60	–
	G_{Σ}	1,52	1,49	1,33	3,96	–
	Сума	3,55	3,52	1,85	8,56	Ком. апаратура та шини
K_3 Генератор – G_1	Система	3,10	3,10	1,53	7,87	–
	G_{2-6}	20,26	18,84	15,71	52,85	–
	Сума(без G_1)	23,36	21,94	17,24	60,72	Ком. апаратура та шини
	G_1	9,13	7,94	10,3	24,72	–
	Повна сума	32,49	29,88	27,54	85,44	шини
K_4 Сторона НН АТЗ	Система	6,44	6,44	3,81	16,34	–
	G_{Σ}	4,83	4,83	4,09	12,60	–
	Сума	11,27	11,27	7,90	28,94	Ком. апаратура та шини

2.7 Алгоритм визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Для ВРУ – 220 кВ.

Максимальний струм [2]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{zp}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.37)$$

$$I_{\max BT} = \frac{S'_{Г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max ATЗ} = 1,5 \frac{S'_{ATЗ.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max W} = \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 583,9 \text{ А};$$

$$I_{\max BT} = \frac{2 \cdot 36,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 203,1 A;$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 248,3 A;$$

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_K = I_{II,0}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.40)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с;

$$B_K = 9,49^2 (0,2 + 0,1) = 27 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

Для ВРУ – 110 кВ.

Максимальний струм буде дорівнювати:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 291,9 A;$$

$$I_{\max BT} = \frac{2 \cdot 36,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 406 A;$$

$$I_{\max AT3} = 1,5 \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496,6 A;$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму:

$$B_K = 3,55^2 (0,2 + 0,1) = 3,78 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

Генератор – G_1 .

Максимальний струм становить:

$$\begin{aligned}
 I_{\max G} &= I_{\Gamma, \text{ном}} / 0,95; \\
 I_{\max \Gamma \text{ТВП}} &= I_{\text{ном} \Gamma \text{ТВП}}; \\
 I_{\max G} &= 2020 / 0,95 = 2126,3 \text{ A}; \\
 I_{\max \Gamma \text{ТВП}} &= \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,5 \text{ A};
 \end{aligned}
 \tag{2.41}$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму:

$$\begin{aligned}
 B_K &= B_{K\Pi} + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*n\Gamma} \cdot I_{\Pi,0,\Gamma}^2 + I_c \cdot T_* \cdot I_{\Pi,0,\Gamma}) \cdot t_{\text{вим}} + \\
 &+ (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{\Pi,0,\Gamma}^2 \cdot T_{a,\Gamma} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{\Pi,0,\Gamma}}{\frac{1}{T_{a,c}} + \frac{1}{T_{a,\Gamma}}}),
 \end{aligned}
 \tag{2.42}$$

де $I_c = 23,36 \text{ кА}; I_{\Pi,0,\Gamma} = 9,13 \text{ кА}; B_{*n\Gamma} = 0,7; T_* = 0,82; t_{\text{вим}} = 0,3 \text{ с};$
 $T_{a,c} = 0,1 \text{ с}; T_{a,\Gamma} = 0,3 \text{ с}.$

$$\begin{aligned}
 B_K &= (23,36^2 + 0,7 \cdot 9,13^2 + 2 \cdot 23,36 \cdot 0,82 \cdot 9,13) \cdot 0,3 + (23,36^2 \cdot 0,1 + \\
 &+ 9,13^2 \cdot 0,3 + \frac{4 \cdot 23,36 \cdot 9,13}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,3}}) = (545,7 + 58,3 + 349,8) \cdot 0,3 + \\
 &+ (55,1 + 25 + 64) = 296,14 + 144,1 = 430,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}$$

На стороні НН АТЗ.

Максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,5 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = 11,272(0,3 + 0,1) = 50,8 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Методика визначення струмів КЗ в РУВП – 0,4 кВ та вибір комутаційної апаратури та шин

Необхідно визначити струм КЗ в точках K_5 та K_6 , тобто при живленні РУВП – 0,4 кВ від ГТВП та ТР. Визначаємо параметри елементів заступної схеми електроустановки [4].

Максимальний струм від ТР та ГТВП:

$$I_{\max TR} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3621,7 \text{А};$$

$$I_{\max ГТВП} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2312,1 \text{А};$$

Встановлюємо шинопровід типу ШМА 68Н:

$$I_{ном} = 4000 \text{А}; \quad q = 2(160 \times 12) = 3840 \text{мм}^2;$$

$$r_{num} = 0,013 \text{Ом} / \text{м}; \quad X_{num} = 0,020 \text{Ом} \cdot \text{м}; \quad l = 20 \text{м};$$

Опір шинопроводу:

$$r_{III} = 0,013 \cdot 20 = 0,26 \text{мОм};$$

$$X_{III} = 0,20 \cdot 20 = 0,40 \text{мОм};$$

Опори трансформаторів ГТВП та ТР:

$$\left. \begin{aligned} Z_T &= 10^4 \frac{U_K \cdot U_{THH}^2}{S_{T.ном}}; \\ r_T &= 10^6 \frac{\Delta P_K \cdot U_{THH}^2}{S_{T.ном}^2}; \\ X_T &= \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}; \end{aligned} \right\} \quad (2.43)$$

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

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{17 \cdot 0,4^2}{1600^2} = 1,06 \text{ мОм};$$

$$X_{ГТВП} = \sqrt{5,5^2 - 1,06^2} = 5,40 \text{ мОм};$$

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{2500} = 3,52 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{25 \cdot 0,4^2}{2500^2} = 0,64 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{3,52^2 - 0,64^2} = 3,46 \text{ мОм};$$

Далі, необхідно визначити опір енергосистеми, який приведено до сторони ВН ГТВП та TR:

$$X_{C.ВН} = \frac{U_{ср.ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{Н.ВН}^{(3)}}; \quad (2.44)$$

$$X_{C.ВН.ГТВП} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 32,49} = 0,19 \text{ Ом};$$

$$X_{C.ВН.ТR} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,27} = 0,54 \text{ Ом};$$

Визначаємо опір системи, який приведено до сторони НН ГТВП та TR:

$$X_C = 10^3 \cdot X_{C.BH} \left(\frac{U_{T.HH}}{U_{T.BH}} \right)^2; \quad (2.45)$$

$$X_{C.ГТВП} = 10^3 \cdot 0,19 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,304 \text{ мОм};$$

$$X_{C.TR} = 10^3 \cdot 0,54 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,864 \text{ мОм};$$

Максимальний струм трифазного металевого КЗ буде дорівнювати[4]:

$$I_{K.max}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}}; \quad (2.46)$$

$$I_{K.max.ГТВП}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,304 + 5,4 + 0,4)^2 + (1,06 + 0,26)^2}} =$$

$$= \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,104^2 + 1,32^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,245} = 37,02 \text{ кА};$$

$$I_{K.max.TR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,864 + 3,46 + 0,4)^2 + (0,64 + 0,26)^2}} =$$

$$= \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,724^2 + 0,9^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 4,809} = 48,08 \text{ кА};$$

За розрахунковий приймаємо струм: $I_{K.max.TR}^{(3)} = 48,08 \text{ кА}$.

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

$$I_{K.R}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{пер})^2}}, \quad (2.47)$$

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

$$I_{K.R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,724^2 + (0,9 + 15)^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,587} = 13,94 \text{кА};$$

Середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{K.cep}^{(3)} = \frac{48,08 + 13,94}{2} = 31,01 \text{кА};$$

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.cep}^{(3)}; \quad (2.48)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 31,01 = 56,84 \text{кА};$$

Періодична складова струму КЗ від електродвигунів 0,4 кВ:

$$I_{II,0,Д} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.49)$$

$$I_{II,0,Д} = 2,29 \cdot 3,62 = 11,66 \text{кА};$$

Ударний струм від електродвигунів:

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.50)$$

$$i_{y,Д} = 3,22 \cdot 3,62 = 11,66 \text{кА};$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 31,01 + 8,29 = 39,3 \text{кА};$$

$$i_{y\Sigma} = 56,84 + 11,66 = 68,5 \text{кА}.$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_K = I_{K.c.p}^{(3)^2} \cdot (t_{вим} + T_{a.c.p}) + 1,5 \cdot I_{П,0,Д}^2 \cdot T_{a.c.p} + 4 \cdot I_{П,0,Д} \cdot I_{K.c.p}^{(3)} \cdot T_{a.c.p}, \quad (2.51)$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с;

$T_{a.c.p} = 0,03с$ – середнє значення часу затухання вільних струмів КЗ;

$$t_{вим} = t_{св} + t_a, \quad (2.52)$$

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

t_a – час гасіння дуги, с.

Необхідне встановлення автомата серії "Електрон" типу Э025С:

$$U_{a.ном} = 660В > U_{уст} = 400В;$$

$$I_{a.ном} = 4000А > I_{max} = 3621,7(2312,1)А;$$

$$ГКС = 70кА > i_y = 68,5кА;$$

$$t_{св} = 0,25с;$$

$$t_a = 0,06с.$$

$$\begin{aligned} B_K &= 31,01^2 \cdot (0,31 + 0,03) + 1,5 \cdot 8,29^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 31,01 \cdot 8,29 \cdot 0,03 = \\ &= 326,95 + 3,09 + 30,85 = 360,89кА^2 \cdot с; \end{aligned}$$

Необхідно виконати перевірку шинопроводу типу ШМА 68Н на термічну та механічну стійкість. Вихідні дані для розрахунку:

$$I_{max} = 3621,7А; \quad I_{П,0} = 39,3кА; \quad i_y = 68,5кА;$$

$$B_K = 360,89кА^2 \cdot с; \quad T_{max} = 4889,9год; \quad U_0 = +30^{\circ}С;$$

$$K_2 = 0,94; \quad I_{ном} = 4000А; \quad q = 2(160 \times 12) = 3840мм^2.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон}} = K_2 \cdot I_{\text{дон.ном}}; \quad (2.53)$$

$$I_{\max} = 3621,7 \text{ A} \leq I_{\text{дон}} = 0,94 \cdot 4000 = 37,60 \text{ A};$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (2.54)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{360,89 \cdot 10^6}}{91} = 208,76 \text{ мм}^2 < q = 3840 \text{ мм}^2;$$

Перевірка на механічну міцність:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{дон}}.$$

Фази розташовуємо горизонтально; відстань між фазами: $a=0,3$ м; шина на ізоляторах розташовуємо "полого".

Визначаємо довжину прогону [6]:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (2.55)$$

де J – момент інерції шин см^2 ;

$$J = b \cdot h^3 / 6; \quad (2.56)$$

$$J = \frac{1,2 \cdot 16^3}{6} = 819,2 \text{ см}^4;$$

$$l \leq \frac{183,2}{200} \sqrt{\frac{819,2}{19,2 \cdot 2}} = 4 \text{ м};$$

$$l \leq 2 \text{ м};$$

Приймаємо $l = 2\text{м}$;

Визначаємо схему взаємодії між полюсами [6]:

$$f_n = \frac{K_\phi \cdot i_y^2}{4b} \cdot 10^{-1}; \quad (2.57)$$

$$f_n = \frac{0,33 \cdot 68,5^2}{4 \cdot 0,012} \cdot 10^{-1} = 3225,9 \text{ Н / м};$$

Напруженість в матеріалі полоси:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n}; \quad (2.58)$$

де $W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6};$

$$W_n = \frac{1,2^2 \cdot 16}{6} = 38,4 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_n = \frac{3225,9 \cdot 1}{12 \cdot 38,4} = 7 \text{ МПа};$$

де l_n – відстань між прокладками в прогоні, м;

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l_n^2}{W_\phi \cdot a}, \quad (2.59)$$

де W_ϕ – момент опору, см^3 ;

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3}; \quad (2.60)$$

$$W_{\phi} = \frac{1,2 \cdot 16^2}{3} = 102,4 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{68,5^2 \cdot 2^2}{102,4 \cdot 0,3} = 10,57 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{розр}} = 7 + 10,57 = 17,57 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}.$$

2.9 Умови та метод вибору кабелів

Вибираємо кабель до електродвигуна власних потреб типу 4А200<6У3:

$$P_{\text{ном}} = 30 \text{ кВт}; \quad U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}; \quad n_{\text{ном}} = 980 \text{ об / хв};$$

$$\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9; \quad I_{\text{ном}} = 50,7 \text{ А};$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні; $V_0 = +30^\circ\text{C}$; $T_{\text{max}} = 3500 \text{ год}$.

Визначаємо економічний період :

$$q_{\text{ек}} = 50,7 / 1,4 = 36,2 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо трьохжильний кабель $3 \times 50 \text{ мм}^2$, $I_{\text{дон.ном}} = 110 \text{ А}$, $K_2 = 0,87$.

Тоді $I_{\text{дон}} = 0,87 \cdot 110 = 95,7 \text{ А} > 50,7 \text{ А}$.

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{360,89 \cdot 10^6}}{98} = 193,8 \text{ мм}^2 > q = 50 \text{ мм}^2.$$

Таким чином, тобто прийняти два кабелю по 95 мм^2 , тому що вони не нагріваються при КЗ вище допустимої температури.

2.10 Вибір комутаційної апаратури

Вибираємо комутаційну апаратуру для ВРУ – 220 кВ.

Таблиця 2.18 – Перелік та основні параметри комутаційної апаратури ВРУ – 220 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБУ – 220 У1	РНДЗ.1 –220/1000У2
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 583,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{П,τ} = 9,39 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{а,τ} = 3,72 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} B_H \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$	–
$I_{П,0} = 9,49 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 23,28 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо комутаційну апаратуру для ВРУ – 110 кВ

Таблиця 2.19 – Перелік та основні параметри комутаційної апаратури для ВРУ – 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБУ – 110 У1	РНД3.1 –110/1000У1
$U_{уст} = 110кВ$ $I_{max} = 496,6А$ $I_{П,τ} = 3,52кА$ $i_{а,τ} = 1,85кА$	$U_{ном} = 110кВ$ $I_{ном} = 2000А$ $I_{вим.ном} = 40кА$ $i_{а,ном} = 19,74кА$	$U_{ном} = 110кВ$ $I_{ном} = 1000А$ — — —
$I_{П,0} = 3,55кА$ $i_y = 8,56кА$ $B_K = 3,78кА^2 \cdot с$	$I_{дин} = 40кА$ $i_{дин} = 102кА$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800кА^2 \cdot с$	$i_{дин} = 80кА$ $I_T^2 \cdot t_T = 3969кА^2 \cdot с$

Для генератора:

Таблиця 2.20 – Перелік та основні параметри комутаційної апаратури для ГРУ – 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРЗ – 10	Комірка КРУ типу КУ10 с
$U_{уст} = 10кВ$ $I_{max} = 212,6А$ $I_{П,τ} = 21,94кА$	$U_{ном} = 10кВ$ $I_{ном} = 3150А$ $I_{вим.ном} = 40кА$	$U_{ном} = 10кВ$ $I_{ном} = 3150А$

Продовження таблиці 2.20

$i_{a,\tau} = 17,24 \text{кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{II,\tau} + i_{a,\tau} = 38,18 \text{кА}$ $I_{II,0} = 23,36 \text{кА}$ $i_y = 60,72 \text{кА}$ $B_K = 430,24 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 40 = 13 \text{кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{вим.ном}} (1 + B_H) =$ $= 69,37 \text{кА}$ $I_{\text{дин}} = 40 \text{кА}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	
---	--	--

На стороні НН АТЗ:

Таблиця 2.21 – Комутаційна апаратура сторони НН АТЗ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР1 – 10	Комірка КРУ типу КУ10с
$U_{\text{уст}} = 10 \text{кВ}$ $I_{\text{max}} = 144,5 \text{А}$ $I_{II,\tau} = 11,27 \text{кА}$ $i_{a,\tau} = 7,90 \text{кА}$ $I_{II,0} = 11,27 \text{кА}$ $i_y = 28,94 \text{кА}$ $B_K = 50,8 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{А}$ $I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{кА}$ $i_{a,\text{ном}} = 8,46 \text{кА}$ $I_{\text{дин}} = 20 \text{кА}$ $i_{\text{дин}} = 52 \text{кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{А}$

2.11 Вибір струмоведучих частин

Для ВРУ – 220 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 583,9 \text{А}; \quad I_{II,0} = 9,49 \text{кА} < 20 \text{кА}; \quad i_y = 23,28 \text{кА}.$$

Вибираємо провід марки АС 240/56 [4]:

$$d = 22,4 \text{ мм}; \quad I_{\text{дон}} = 610 \text{ А}; \quad D = 400 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально; середньгеометрична відстань між проводами:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.61)$$

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

Перевірка за струмом:

$$I_{\text{max}} = 583,9 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 610 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [4]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (2.62)$$

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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.63)$$

де m – коефіцієнт шорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}} \right) = 31,9 \text{ кВ / см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot l_0 \cdot \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (2.64)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,12 \cdot l_0 \cdot \frac{504}{1,12}} = 27,4 \text{ кВ} / \text{см.}$$

$$1,07 \cdot 27,4 = 29,3 \text{ кВ} / \text{см} > 0,9 \cdot 31,9 = 28,7 \text{ кВ} / \text{см.}$$

Після проведеної перевірки видно, що умова не виконується.

Тоді, встановлюємо марку АС 300/204:

$$d = 29,2 \text{ мм}; \quad I_{дон} = 710 \text{ А.}$$

$$E_0 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,46}}\right) = 31 \text{ кВ} / \text{см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,46 \cdot l_0 \cdot \frac{504}{1,46}} = 22 \text{ кВ} / \text{см.}$$

$$1,07 \cdot 22 = 23,5 \text{ кВ} / \text{см} < 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ кВ} / \text{см.}$$

Після проведеної перевірки видно, що умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора:

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{ек} = I_{норм} / j_{ек}, \quad (2.65)$$

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

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

$$q_{ек} = 0,95 \cdot 203,1 / 1,1 = 175,4 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 300/39:

$$d = 24 \text{ мм}; \quad I_{дон} = 710 \text{ А.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,6 \text{ кВ / см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,2 \cdot l_0 \cdot \frac{504}{1,2}} = 25,9 \text{ кВ / см.}$$

$$1,07 \cdot 25,9 = 27,7 \text{ кВ / см} < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4 \text{ кВ / см.}$$

Після проведеної перевірки видно, що умова виконується.

в) відгалуження до АТЗ:

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

За умовою коронування встановлюємо провід марки АС 300/39.

ВРУ – 110 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 496,6 \text{ А}; \quad I_{П,0} = 3,55 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; \quad i_y = 8,56 \text{ кА} < 50 \text{ кА.}$$

Встановлюємо провід марки АС 185/43:

$$d = 19,6 \text{ мм}; \quad I_{дон} = 515 \text{ А}; \quad D = 300 \text{ см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см};$$

$$I_{\max} = 496,6 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 515 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,98}}\right) = 32,3 \text{ кВ / см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,981g \frac{378}{0,98}} = 16,9 \text{ кВ / см};$$

$$1,07 \cdot 16,9 = 18,1 \text{ кВ / см} < 0,9 \cdot 32,3 = 29,1 \text{ кВ / см}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора;

$$q_{ек} = 406 \cdot 0,95 / 1,1 = 350,6 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 330/43:

$$d = 25,2 \text{ мм}; \quad I_{\text{дон}} = 720 \text{ А}.$$

в) відгалуження до АТЗ;

$$q_{ек} = 496,6 / 1,5 \cdot 1,1 = 301 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 300/39.

Для генератора.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗМЕП – 10 – 3150 – 128 і перевіряємо виконання умов:

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

$$I_{max} = 2126,3А \leq I_{ном} = 3150А;$$

$$i_y = 60,72кА \leq i_{дин} = 128кА.$$

Сторона НН АТЗ.

$$I_{max} = 144,5А; \quad I_{П,0} = 11,27кА < 20кА; \quad i_y = 28,94кА < 50кА.$$

Встановлюємо провід марки АС 35/6,2:

$$d = 8,4мм; \quad I_{дон} = 175А.$$

Таблиця 2.22 – Параметри струмоведучих частини ГЕС

Місце встановлення	Марка або тип струмопроводу
<i>ВРУ – 220 кВ:</i> - збірні шини - відгалуження до БТ - відгалуження до АТЗ	АС 300/204 АС 300/39 АС 300/39
<i>ВРУ – 110 кВ:</i> - збірні шини - відгалуження до БТ - відгалуження до АТЗ	АС 185/43 АС 330/43 АС 300/39
<i>Генератор</i>	ТЗМЕП – 10 – 3150 – 128
<i>Сторона НН АТЗ</i>	АС 35/6,2

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів

Необхідно вибрати вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі генератора.

Таблиця 2.23 – Необхідні розрахункові та каталожні дані ТС типу ТШЛ – 10 для вибору

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10кВ$ $I_{max} = 2126,3А$ $i_y = 60,72кА$ $B_K = 430,24кА^2 \cdot с$ $r_2 = 0,78Ом$	$U_{ном} = 10кВ$ $I_{ном} = 3000А$ не перевіряється $I_T^2 \cdot t_T = 105^2 \cdot 3 = 33075кА^2 \cdot с$ $r_{2ном} = 0,80Ом$

Примітка:

- 1) $I_{2ном} = 5А$;
- 2) схема з'єднання обмоток ТС: повна зірка;
- 3) $l_{розр} = 40м$.

Перевіряємо ТС на клас точності:

Таблиця 2.24 – Значення вторинного навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В · А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е – 377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Варметр	Д – 335	0,5	–	0,5

Продовження таблиці 2.24

Лічильник активної енергії	СА3 – І670	2,5	–	2,5
Датчик активної потужності	Е – 829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е – 830	1,0	–	1,0
Разом:		5,6	0,1	5,6

Загальний опір приладів [4]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_{2\text{ном}}^2; \quad (2.65)$$

$$r_{\text{прил}} = 5,6 / 5^2 = 0,224 \text{ Ом};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_K; \quad (2.66)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,224 - 0,1 = 0,476 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (12.3)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 40 / 0,476 = 2,38 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Вторинне навантаження ТС:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 40}{2,5} + 0,224 + 0,1 = 0,78 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо ТН типу ЗНОЛ.06 – 10У3 [4]:

$$U_{1\text{ном}} = 10000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 2.25 – Значення вторинного навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}$, В·А	$n_{\text{обм}}$, шт.	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$n_{\text{прил}}$, шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	2	–
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Лічильник активної енергії	СА3– І670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Разом:							31	7,3

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{21^2 + 7,3^2} = 31,85 \text{ ВА} < S_{2\text{ном}} = 225 \text{ ВА}.$$

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

Таблиця 2.26 – Параметри усіх необхідних вимірювальних трансформаторів

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Гідрогенератор типу СВ-595/100-30 УХЛ 4	ТШЛ – 10	ЗНОЛ.06 – 10У3
Блочний трансформатор типу ТРДЦН – 100000/220: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ220-І-1000/1 ТШЛ – 10	– –
Блочний трансформатор типу ТРДН – 80000/110: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-І-1000/1 ТШЛ – 10	– –
Автотрансформатор типу АТДЦТН-63000/220/110: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ220-І-600/1 ТВТ110-І-600/1 ТШЛ – 10	– – ЗНОЛ.06 – 10У3
Трансформатор власних потреб: а) ГТВП: - сторона ВН - сторона НН б) ТР: - сторона ВН - сторона НН	ТШЛ – 10 ТК – 40 ТШЛ – 10 ТК – 40	– – – –
ВРУ – 220 кВ	ТВ – 220	НКФ-220-58У1
ВРУ – 110 кВ	ТВ – 110	НКФ-110-58У1
РУВП – 0,4 кВ	ТК – 40	НТС – 0,5

2.13 Методика вибору акумуляторних батарей

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ) в головному корпусі і при віддаленому розташуванні ВРУ встановлюються також батареї в зоні ВРУ.

Вихідні дані для виконання розрахунку [4]:

– напруга на шинах	$U_{III} = 230B$
– номінальна напруга батареї	$U_H = 220B$
– напруга на елементі в режимі підзаряду	$U_{II3} = 2,15B$
– напруга на елементі в режимі розряду	$U_P = 1,75B$
– напруга на елементі в режимі заряду	$U_3 = 2,75B$
– кількість основних елементів батареї	$n_0 = 108$
– кількість додаткових елементів батареї	$n_g = 22$
– загальна кількість елементів батареї	$n = 130$

Типовий номер батареї [4-6]:

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j; \quad (2.68)$$

$$N = 1,05 \cdot 545 / 25 = 22,9;$$

Перевіряємо АБ за струмом поштовху:

$$N = I_{пошт} / 46; \quad (2.69)$$

$$N = 835 / 46 = 18,2;$$

Приймаємо $N=24$.

Перевіряємо батарею за допустимою напругою в умовах поштовху:

$$j_n = I_{ном} / N; \quad (2.70)$$

$$j_n = 385 / 24 = 34,8 \text{ A} / N.$$

За допомогою рисунку 7.2 [4] визначаємо, що напруга у споживачів з врахуванням втрат в кабелі (5%) становить 87%, а допустима напруга буде – 85%.

Таблиця 2.27 – Значення навантажень акумуляторної батареї

Вид споживача	$P_{ном}$, кВт	$I_{ном}$, А	$I_{розр}$, А	$I_{пуск}$, А	n, шт.	Розрахункові навантаження	
						$I_{ав}$	$I_{ном}$
Постійне навантаження	–	–	25	–	–	25	25
Аварійне освітлення	–	–	100	–	–	100	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	7,2	38	30	100	1	30	30
Електродвигун аварійного маслососа ущільнень генератора	5	30	25	80	6	150	–
Електродвигун аварійного маслососа змащування підшипників турбіни	8	56	40	130	6	240	780
Разом						545	835

Остаточню приймаємо типорозмір батареї: $N=24$.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{ном} + 0,15N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0; \end{aligned} \right\} \quad (2.71)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 24 = 28,6 \text{ A};$$

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

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

Визначаємо розрахунковий струм і напругу підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП\text{доод}} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{ПЗП\text{доод}} &= U_{ПЗ} \cdot n_{\text{д}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.72)$$

$$I_{ПЗП} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН – 3 (панель регулювання напруги типу ПЕХ – 9045 – ООА2).

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= I_{\text{ном}} + 5 \cdot N; \\ U_{ЗП} &= U_{П} \cdot n; \end{aligned} \right\} \quad (2.73)$$

$$I_{ЗП} = 25 + 5 \cdot 24 = 145 \text{ A};$$

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

Отже, вибираємо зарядний агрегат типу ТППС – 800 та акумуляторну батарею типу "Varta".

2.14 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для того, щоб захистити обладнання від комутаційних і атмосферних перенапруг необхідно передбачити встановлення розрядників та обмежувачів перенапруг [4, 5]. Вибираємо ьнеобхідне обладнання:

- 1) Для ЛЕП 220 кВ (на стороні ВН блочних трансформаторів та АТЗ) - ОПН – 220У1;
- 2) Для ЛЕП – 110 кВ (на сторона ВН блочного трансформатора і сторона СН АТЗ) - ОПН – 110У1;
- 3) На стороні НН блочних трансформаторів і АТЗ - РВО – 10У1;
- 4) нейтраль блочного трансформатора (БТ1) - ОПН – 110У1;
- 5) нейтраль блочного трансформатора (БТ2) - РВС – 35У1.

Також, на ЛЕП – 220 кВ та ЛЕП – 110 кВ встановлюємо високочастотні загороджувачі типу ВЗ–630–0,5У1 для того, щоб забезпечити нормальну роботу зв'язку та пристроїв релейного захисту і автоматики.

2.15 Аналіз розрахунку грозозахисту ВРУ – 220 кВ

Для виконання розрахунку використовуємо однорядну установку вимикачів. Маємо наступні вихідні дані для виконання розрахунку, а саме:

- значення висоти блискавковідводу: $h = 36\text{ м}$;
- розрахункова висота: $h_x = 17\text{ м}$;

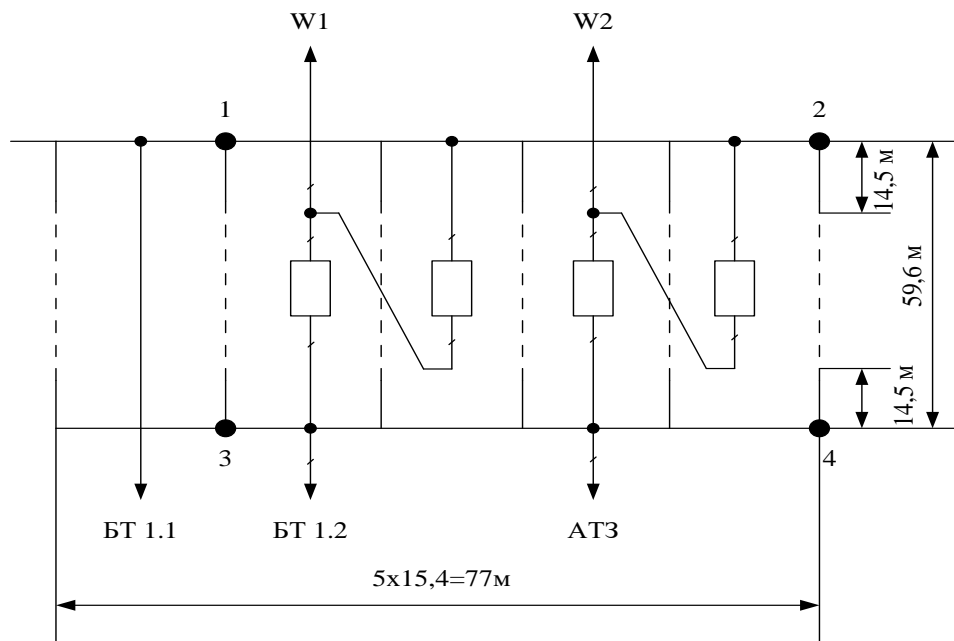


Рисунок 2.12 – Схематичне зображення розташування блискавковідводів на ВРУ –220кВ

Якщо виконується наступна умова $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 36 = 24 \text{ м} > h_x = 17 \text{ м}$, тоді

радіус та зона захисту визначатимуться за наступними формулами [4]:

$$r_x = 1,5(h - 1,25 \cdot h_x); \quad (2.74)$$

$$b_x = 3(h_0 - 1,25 \cdot h_x), \quad (2.75)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.76)$$

де L – відстань між блискавковідводами, м.

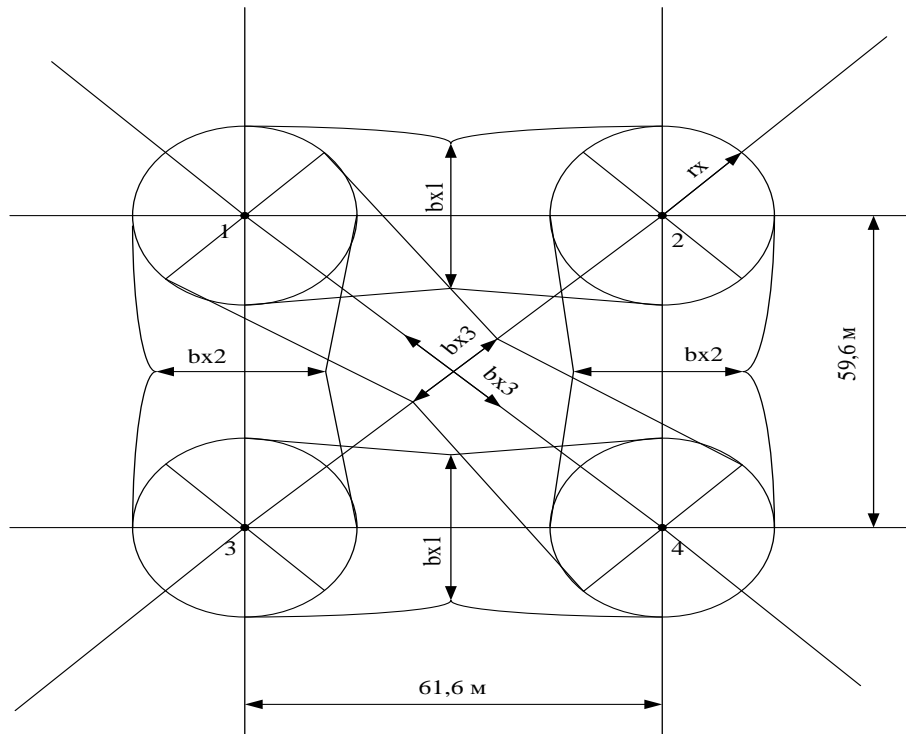
Таблиця 2.28 – Необхідні параметри для проектування зони захисту блискавковідводів на ВРУ–220 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1–2, 3–4	61,6	31,7	31,35	22,125
1–3, 2–4	59,6	32	32,25	22,125
1–4, 2–3	85,7	27,8	19,65	22,125

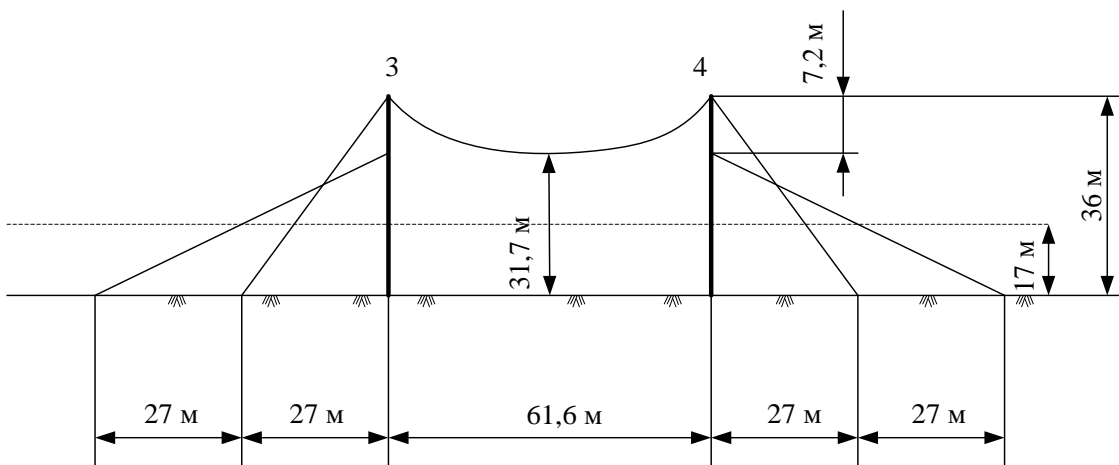
2.16 Алгоритм розрахунку заземлювального пристрою ВРУ – 220 кВ

Заземлювальний пристрій (ЗП) виконується у вигляді сітки з металевих полос (40x4) мм, яка доповнюється по периметру вертикальними заземлювачами. Виконаємо розрахунок для вибору ЗП. Необхідні вихідні дані для розрахунку:

– площа ЗП: $S = (80 \times 100) = 800 \text{ м}^2$; – питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту: $\rho_1 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; – глибина закладення ЗП: $t = 0,5 \text{ м}$; – товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$; – кількість вертикальних заземлювачів: $n_g = 32 \text{ шт}$; – довжина вертикального заземлювача: $l_g = 2,8 \text{ м}$.



а)



б)

Рисунок 2.13 – Вид на зону захисту блискавковідводів на ВРУ – 220 кВ зверху
(а) і збоку (б)

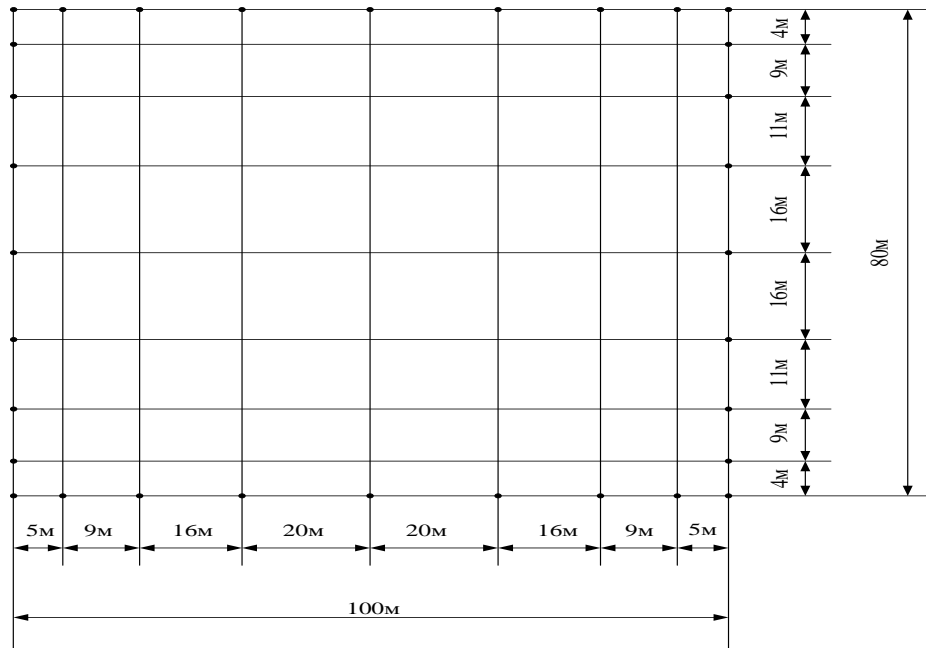


Рисунок 2.14 – Схематичний планування заземлювального пристрою
ВРУ – 220 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = 2(100 + 80) / 32 = 11,25 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$a / l_g = 11,25 / 2,8 = 4;$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 700 / 70 = 10;$$

$$\frac{h-t}{l_g} = \frac{2,8+0,5}{2,8} = 0,54;$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{2,8+0,5}{28,3} = 0,117 > 0,1;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{800} = 28,3 \text{ м.}$$

Опір ЗП [6]:

$$R_3 = A \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_{\Gamma} + L_B} \leq R_{3.дон} = 0,50 \text{ Ом}, \quad (2.77)$$

де A – функція відношення $\frac{l_g + t}{\sqrt{S}}$; $\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта Ом·м; $L_{\Gamma} + L_B$ – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}; \quad (2.78)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,117 = 0,356;$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (9 \cdot 100 + 9 \cdot 80) + 32 \cdot 2,8 = 1709,6 \text{ м};$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 2,75$; Звідки,
 $\rho_{екв} = 2,75 \cdot 70 = 192,5 \text{ Ом} \cdot \text{ м};$

$$R_3 = 0,356 \frac{192,5}{28,3} + \frac{192,5}{1709,6} = 2,42 + 0,11 = 2,53 \text{ Ом} > 0,50 \text{ Ом}.$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) системи "трос-опори": $R_{n1} = 1,1 \text{ Ом};$

б) фундаменти опор: $R_{n2} = 1,3 \text{ Ом};$

$$R_3 = \frac{2,53 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{2,53 \cdot 1,1 + 2,53 \cdot 1,3 + 1,1 \cdot 1,3} = 0,42 \text{ Ом} < 0,50 \text{ Ом}.$$

3 АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Силкові трансформатори широко використовуються в енергетичних системах для передачі та розподілу електроенергії від електростанцій до споживачів, а також в різноманітних електричних пристроях для отримання необхідної напруги [4].

Трансформатор – це електрична машина, що складається з набору індуктивно пов'язаних обмоток на магнітопроводі і призначена для конвертації однієї або кількох систем змінного струму в іншу або декілька інших систем змінного струму за допомогою електромагнітної індукції, при цьому частота систем (систем) залишається незмінною.



Рисунок 3.1 – Трифазний силовий трансформатор трансформаторної підстанції відкритого типу

Автотрансформатор – це тип трансформатора, в якому відбувається електричний зв'язок між обмотками, де обмотка з меншою напругою частково входить у склад обмотки з вищою напругою. Це призводить до передачі

потужності з первинної мережі до вторинної не тільки за допомогою магнітного зв'язку обмоток, але й через електричний шлях завдяки такому зв'язку. На рисунку 3.2 представлено зображення двохобмоткового трансформатора.

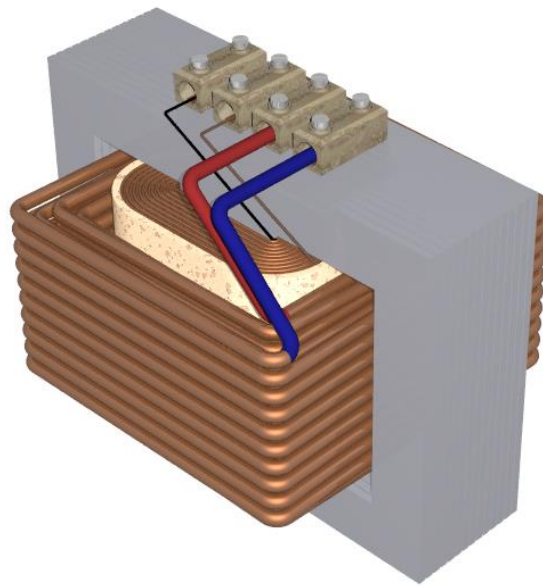


Рисунок 3.2 – Зображення двохобмоткового трансформатора

Трансформатори поділяються за різними критеріями:

- За кількістю фаз: однофазні та трифазні.
- За кількістю обмоток: двообмоткові та триобмоткові.
- За способом охолодження: масляні, сухі та з литою ізоляцією.
- За родом установки: для внутрішньої, зовнішньої установки та для комплектних розподільних установок (КРУ).
- За призначенням: знижувальні та підвищувальні. Підвищувальний трансформатор має первинну обмотку з нижчою напругою, а знижувальний - з вищою напругою.

Крім того, силові трансформатори класифікують за групами з'єднання обмоток, і при виборі їх необхідно враховувати кліматичні умови.

Всі типи трансформаторів виробляються відповідно до стандартної

шкали номінальних потужностей, встановленої ГОСТ. Ця шкала охоплює трансформатори потужністю від 10 кВА до 1000000 і 1250000 кВА. Основними вимогами до трансформаторів є їх надійність та економічність.



Рисунок 3.3 – Фото типового силового автотрансформатора

3.1 Аналіз особливостей будови силових трансформаторів

Силові автотрансформатори широко використовуються в системах передачі та розподілу електроенергії для забезпечення взаємозв'язку мереж з різними рівнями напруги, такими як 110 та 330 кВ, 220 та 500 кВ та інші [10-13]. Силові трансформатори, завдяки своїй конструкції, мають деякі особливості які дозволяють їм ефективно виконувати свої функції в енергетичних системах.

Ось деякі з основних особливостей будови силових трансформаторів:

1. *Магнітопровід і обмотки:* силовий трансформатор має магнітопровід, зазвичай виготовлений з листової сталі, щоб зменшити електричні втрати, пов'язані з ефектом індукції. На цьому магнітопроводі розміщуються обмотки, які можуть бути виконані з ізольованого проводу.

2. *Обмотки високої та низької напруги:* силовий трансформатор має дві обмотки — обмотку високої напруги (ВН) і обмотку низької напруги (НН). Обмотка ВН призначена для приймання електроенергії при високому напрузі, тоді як обмотка НН віддає енергію при меншому напрузі.



Рисунок 3.4 – Трифазний силовий масляний трансформатор з вирізом у баку для демонстрації конструкції

3. *Охолодження:* силові трансформатори можуть мати різні системи охолодження. Деякі використовують масло як теплоносій для ефективного охолодження, в інших використовують повітряні системи охолодження.

4. *Ємнісна обмотка:* деякі силові трансформатори обладнані ємнісними обмотками для компенсації реактивної потужності в електричних мережах.

5. *Захист і вимірювальні пристрої:* до конструкції силових трансформаторів можуть бути включені пристрої захисту, такі як вимикачі, а також вимірювальні пристрої, що дозволяють контролювати роботу трансформатора та надавати інформацію про стан електромережі.

6. *Корпус:* зазвичай виготовлений з металу для забезпечення електричної і механічної захисту.

За своєю конструкцією силовий автотрансформатор досить схожий на блочний трансформатор. Далі розглянемо їхні спільні елементи, як це показано на рисунку 3.5 (у розрізі).

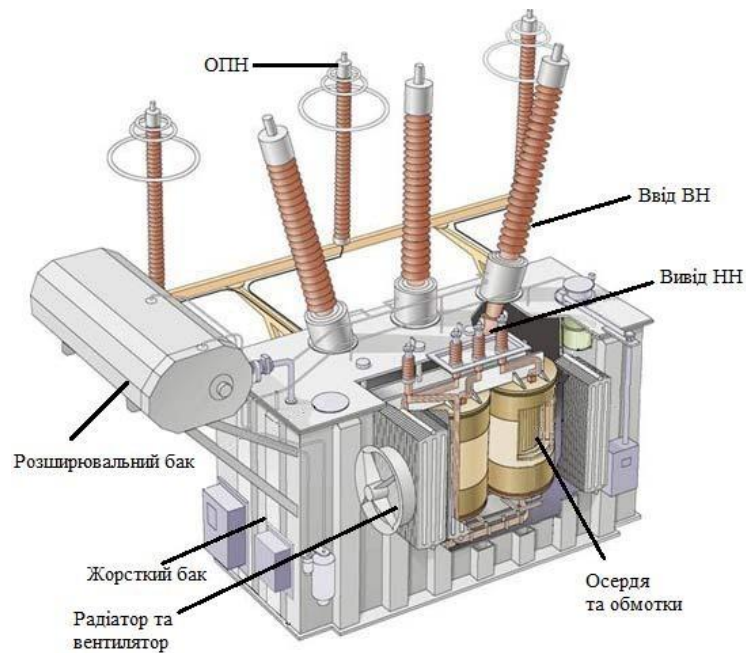


Рисунок 3.5 - Графічне зображення силового автотрансформатора у розрізі

Даний силовий трансформатор складається з наступних компонентів [11]:

- Магнітопровід, що виконує роль сердечника, повинен бути виготовлений з особливих матеріалів з високою проникністю та низькою провідністю.
- Обмотки, ізольовані одна від одної целюлозним папером або пресованим картоном, виготовлені з мідних провідників.
- Трансформаторний бак і трансформаторне масло. Бак є герметичним металевим контейнером, наповненим маслом, яке використовується як відмінний ізолятор.
- Ізолятори ВН, СН, НН - це ізольовані пристрої, які дозволяють безпечно проводити струм від зовнішньої мережі через заземлений бар'єр,

наприклад, бак трансформатора.

- Пристрій РПН - це компонент для змінних коефіцієнтів обертання, щоб регулювати напругу на вторинній стороні.
- Система охолодження, яка включає охолоджувачі (радіатори), вентилятори та насоси.
- Допоміжне обладнання, яке забезпечує правильну роботу автотрансформатора, таке як газове реле, засоби захисту та моніторингу, реле захисту, датчики і інше.

Охолоджувальне устаткування ефективно відводить тепло від гарячої оливи у верхній частині бака та повертає охолоджену оливу у його нижню бічну частину. Це відбувається за допомогою двох оливних контурів з непрямою взаємодією: внутрішнього та зовнішнього. Внутрішній контур передає енергію від нагрітих поверхонь до оливи, тоді як в зовнішньому контурі трансформаторна олива віддає тепло вторинному охолоджувальному середовищу, яким часто є атмосферне повітря.

Існують різні типи охолоджувачів:

1. Радіатори: створюються системою плоских каналів у пластинах з торцевим зварним швом, що з'єднує верхній і нижній колектори.
2. Гофрований бак: виконує роль бака та охолоджувальної поверхні для розподільних трансформаторів малої та середньої потужності. Такий бак має кришку, гофровані стінки і нижню коробку.
3. Вентилятори: використовуються для великих вузлів. Можливе використання підвісних вентиляторів під радіаторами або збоку для примусового руху повітря.
4. Теплообмінники з примусовим обертанням оливи та повітря: використовуються для великих трансформаторів для ефективного відведення тепла з використанням примусового прокачування оливи та потужних вентиляторів.
5. Оливо-водяні охолоджувачі: виконуються у вигляді циліндричних трубчастих теплообмінників зі знімними трубками, широко використовуються

та вважаються класичними конструкціями.

Приєднання напруги живлення та навантаження до трансформатора виконується за допомогою виводів. У сухих трансформаторах виводи можуть розміщуватися на клемній колодці у формі болтових контактів або з'єднувачів з плоскими контактами, які можуть бути зовнішніми або внутрішніми в знімному корпусі. У випадку оливних трансформаторів виводи розташовані зовнішньо на кришці чи на бічних сторонах бака. Передача струму від внутрішніх обмоток здійснюється через гнучкі з'єднання (демпфери) на мідних або латунних шпильках із нарізаною різьбою.

Ізоляція шпильок від корпусу забезпечується прохідними ізоляторами, які можуть бути виготовлені з порцеляни або пластмаси, і в яких розміщуються шпильки. Зазори у виводах герметизуються прокладками з оливобензостійкої гуми.

Виводи трансформаторів поділяються за улаштуванням на:

1. Виводи з головною ізоляцією порцелянової покривки.
2. Виводи з оливо-бар'єрною ізоляцією.
3. Конденсаторні прохідні ізолятори.
4. Виводи з паперово-оливною ізоляцією.
5. Виводи з RIP-ізоляцією (папір, просочений смолою) (з порожнистим ізолятором або з прямим литтям ізолятора).
6. Виводи з елегазовою ізоляцією.



Рисунок 3.6 – Вводи 15,75 кВ, силового трансформатора ТДЦ-250000/220Т1 15,75/235 кВ (розібрані кожухи шинопроводу та ошиновка)

Загалом, силові трансформатори мають ретельно спроектовану конструкцію, що враховує вимоги стійкості, ефективності та надійності у роботі енергетичних систем.

Терміном "схема з'єднання трансформатора" ми маємо на увазі комбінацію з'єднань обмоток високої та низької сторони напруги у випадку двообмоткового трансформатора, або обмоток високої, середньої та низької напруг для триобмоткового трансформатора. Схема з'єднання трансформатора з великою кількістю обмоток також може включати більше наборів таких комбінацій.

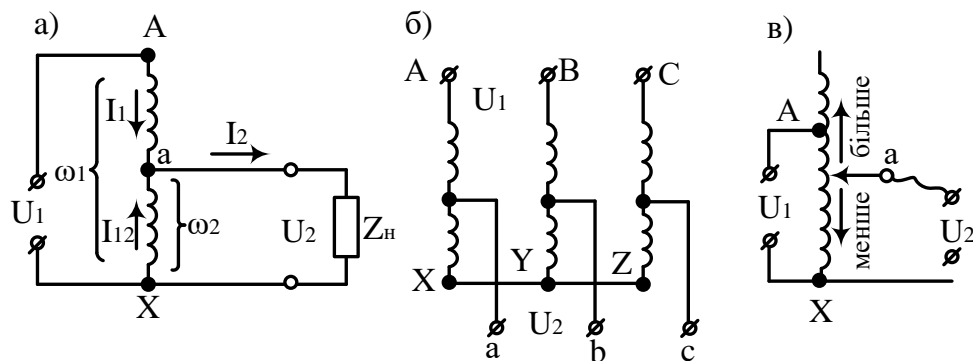


Рисунок 3.7 – Схеми з'єднань автотрансформаторів.

а) однофазного трансформатора, б) трифазного і в) однофазного трансформатора з РПН

Автотрансформатор, на відміну від трансформатора, характеризується тим, що має електричне з'єднання між первинним та вторинним ланцюгами трансформації [13].

Електричний зв'язок автотрансформатора дозволяє:

а) зменшити переріз магнітопроводу і скоротити середню довжину витка обмотки;

б) зменшити витрати електротехнічної сталі і обмоточної міді на виготовлення автотрансформатора;

в) зменшити магнітні і електричні втрати потужності;

г) зменшити розміри і вагу;

д) підвищити ККД;

е) зменшити вартість.

Причому перераховані переваги стають більш суттєвими, чим більша частина потужності передається в навантаження електричним шляхом [10]. Поряд з перевагами, автотрансформатори мають недоліки, що обмежує їхнє використання. Головні з цих недоліків:

1) при короткому замиканні на вторинній обмотці частина а–Х обмотки шунтується, і струм короткого замикання досягає значно більших значень, ніж у випадку звичайного двохобмоткового трансформатора;

2) різке підвищення напруги на боці низької напруги до рівня напруги на боці високої напруги при короткому замиканні на ділянці котушки А–а або при розриві котушки на ділянці а–Х;

3) наявність електричного зв'язку між первинною і вторинною сторонами, що в деяких схемах неприпустимо.

У трифазних трансформаторах обмотки фаз з'єднують зіркою. Силові масляні герметичні знижуючі трифазні двохобмотувальні загального призначення нормального конструктивного виконання трансформатори потужністю від 630 до 2500 кВА напругою 6 (10) кВ призначені для потреб народного господарства.

Широко використовують автотрансформатори із змінним коефіцієнтом трансформації. Такі автотрансформатори доповнюються пристроєм, що дозволяє регулювати величину напруги шляхом зміни числа витків а–Х. Це здійснюється за допомогою ковзаючих контактів (щіток чи роликів), як показано на рисунку 1.1 (в). Такі пристрої називають регуляторами під навантаженням (РПН).

3.2 Принцип роботи та застосування силових трансформаторів

Силовий трансформатор є пристроєм, створеним для перетворення електричної енергії в електричних мережах та в установках, призначених для прийому та використання електричної енергії. Його функціонування базується на явищі взаємної індукції. Виникнення електрорушійної сили (ЕРС) в обмотці під впливом силових ліній магнітного поля, утвореного іншою обмоткою, називається взаємоіндукцією. Обмотка трансформатора з великою кількістю витків визначається як обмотка високої напруги (ВН), тоді як обмотка з меншою кількістю витків - обмотка низької напруги (НН).



Рисунок 3.8 – Трансформатор ТДЦ-250000/220Т1

Підключивши джерело змінного струму до обмотки трансформатора, виникає змінний струм, який генерує змінний магнітний потік в магнітопроводі трансформатора. Цей змінний магнітний потік, закріплений в магнітопроводі, індукуює ЕРС в іншій обмотці трансформатора. Всі обмотки

трансформатора пов'язані одним магнітним провідом, створюючи магнітний зв'язок між ними. Значення ЕРС пропорційно кількості витків конкретної обмотки. На рисунку 3.9 графічно зображено принцип роботи трансформатора.

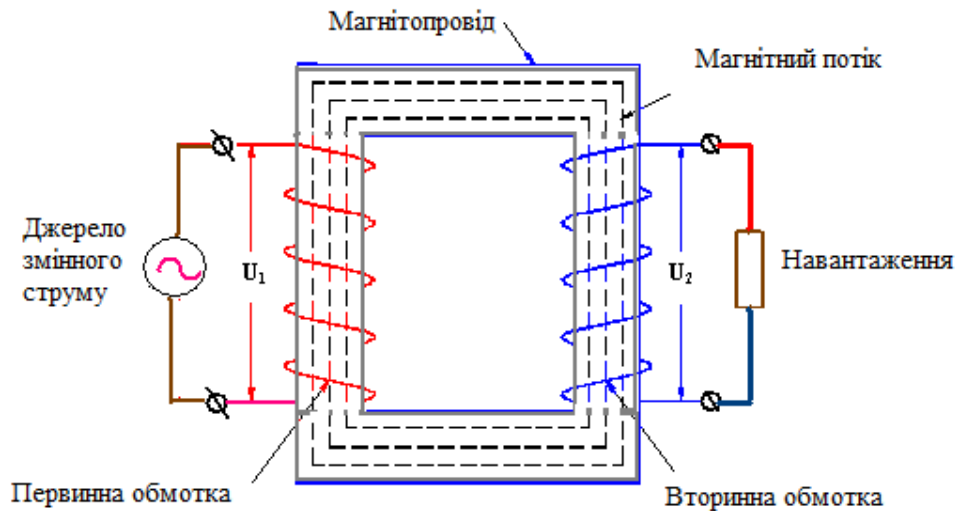


Рисунок 3.9 – Графічне представлення принципу роботи двохобмоткового трансформатора

У порівнянні з двообмотковим трансформатором, автотрансформатор при тій же номінальній потужності має менший обсяг і вагу. Це зумовлено тим, що в трансформаторах вся потужність передається електромагнітним шляхом від однієї обмотки до іншої, тоді як габарити та маса визначаються лише номінальною потужністю. У випадку автотрансформатора габарити та маса залежать від розрахункової потужності, яка становить лише частину його номінальної потужності [13]. Автотрансформатори використовуються як для зниження, так і для підвищення напруги (рис.3.10).

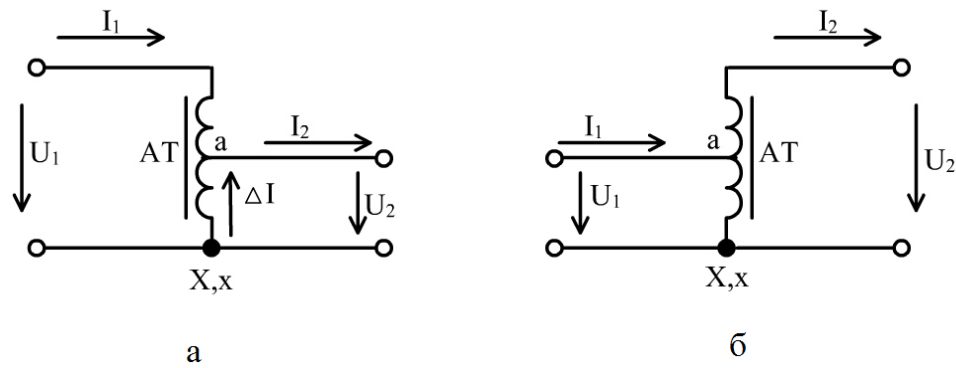


Рисунок 3.10 – Схема однофазного автотрансформатора
а- підвищувальний; б- понижувальний

Основні співвідношення для трансформатора зберігаються і для автотрансформатора. Так, відношення напруг рівне:

$$U_1 / U_2 = U_{ВН} / U_{НН} = \omega_1 / \omega_2 = n \quad (3.1)$$

а відношення струмів

$$I_1 / I_2 = I_{ВН} / I_{НН} = \omega_1 / \omega_2 = 1/n \quad (3.2)$$

де ω_1 – повне число витків обмотки (між точками А и X);

ω_2 - число витків частини обмотки, що знаходиться між точками а і X (або а і x).

Робочий магнітний потік в автотрансформаторі створюється спільною дією первинного і вторинного струмів:

$$\underline{I}_1 \omega_1 + \underline{I}_2 \omega_2 = \underline{I}_{12} \omega_1 \quad (3.3)$$

На рисунку 3.11 показана схема включення трифазного понижуючого автотрансформатора.

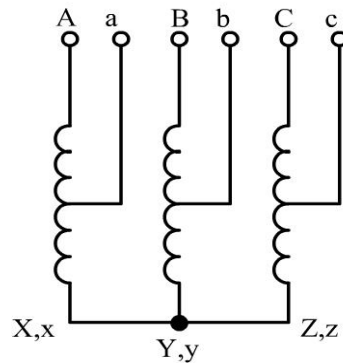


Рисунок 3.11 – Схема трифазного понижуючого автотрансформатора

3.3 Особливості монтажу трансформаторів

Виконання монтажу трансформаторів та трансформаторних підстанцій регламентується відповідно до будівельних норм і правил (БНіП), Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) та монтажних інструкцій заводів-виробників [17, 18]. Перед початком монтажу важливо переконатися у відповідності обладнання умовам його подальшої експлуатації. Докладний огляд проектної документації, технічних характеристик машин і апаратів (за каталогом або з натури), а також вивчення креслень та вимог замовника є обов'язковими етапами.

Організація електромонтажних робіт включає інженерну підготовку, під час якої виконуються наступні завдання [13]:

- розробка технічного проекту на основі вивчення проектно-кошторисної документації електричної частини відповідного енергетичного об'єкта;
- проведення економічного обґрунтування;
- розробка проекту організації робіт;
- створення проекту виконання робіт;

- розробка необхідних креслень, монтажних схем і технологічних карт для проведення робіт;

- розробка мережевих графіків на проведення монтажних та пусконаладжувальних робіт.

Під час приймання фундаментів для трансформаторів необхідно перевірити наявність та правильність установки анкерів для кріплення тягових пристроїв під час перекочування трансформаторів, а також перевірити наявність фундаментів для домкратів для розвороту ковзанок [9].

Під час підготовчих робіт слід забезпечити необхідну кількість трансформаторного масла, ємностей для його зберігання, а також індикаторного силікагелю для термосифонних фільтрів і повітряосушувачів.

3.4 Аналіз умов експлуатації та технічного обслуговування трансформаторів

Список операцій технічного обслуговування [9. 10]:

- Виконання зовнішнього огляду автотрансформатора.
- Прослуховування робочого шуму для виявлення будь-яких аномалій.
- Перевірка мембрани вихлопної труби для визначення її стану.
- Перевірка та очищення оливо-вказівних пристроїв та термометра; при необхідності доливка оливи.
- Контроль стану захисного заземлення пробивних запобіжників.
- Чищення ізолятора та зовнішньої поверхні бака, спуск бруду й конденсату з розширника; при необхідності доливка оливи.
- Нанесення захисної пластини на ізолятори після їхнього очищення.
- Перевірка спускного клапана та ущільнень.
- Перевірка пробивних запобіжників трансформаторів з ізолюваною нейтраллю.
- Перевірка та змащення підшипників вентиляторів, електродвигунів і насосів.

- Перевірка герметичності оливодовдяних охолоджувачів за допомогою надлишкового тиску.
- Перевірка контрольно-вимірювальних приладів, сигнальних і захисних пристроїв.
- Перевірка всіх болтових з'єднань.
- Вимір газового захисту та випробування трансформаторної оливи.
- Відновлення фарбування бака.
- Перевірка роботи термосифонного фільтру та перемикача напруги.

3.5 Аналіз умов експлуатації силових трансформаторів

Особливості періодичних оглядів силових трансформаторів. Візуальні огляди трансформаторів є ефективним засобом контролю за їхнім станом під час експлуатації. Ці огляди проводяться без відключення трансформаторів із такою періодичністю [9, 13]:

- головних понижуючих трансформаторів підстанцій із постійним чергуванням персоналу – один раз на добу;
- інших трансформаторів електроустановок із постійним і без постійного чергування персоналу – не рідше одного разу на місяць.

Позачергові огляди трансформаторів проводяться у таких випадках:

- після несприятливих кліматичних умов, наприклад, після різкої зміни температури навколишнього повітря;
- після спрацьовування газового захисту за сигналом;
- після відключення трансформатора газовим або диференційним захистом.

Під час оглядів трансформаторів здійснюється перевірка:

- показників всіх вимірювальних приладів (термометрів, термосигналізатора, мановакуумметрів та інших);
- стану зовнішньої ізоляції трансформатора (виявлення тріщин і відколів порцеляни, оцінка рівня забруднення поверхні);

- стану ошиновки, кабельних введів і доступних для спостереження контактних з'єднань;
- стану фланцевих з'єднань маслопроводів і відсутності течії масла;
- наявності та рівня масла в розширювачі і маслонаповнених вводах;
- стану контуру заземлення;
- стану маслоприймальних пристроїв (гравійної засипки);
- при закритій установці трансформаторів перевіряється стан приміщення, ефективність вентиляції та наявність засобів пожежогасіння.

Одним з показників стану трансформатора є характер його шуму або гудіння (при відключених вентиляторах). Бажано, щоб не було потріскувань чи клацань, пов'язаних з розрядами у баку трансформатора; гудіння має бути рівномірним і без періодичних змін рівня або тону.

Особливості умов експлуатації трансформаторів при перевантаженні. Допускаються два види перевантаження трансформаторів: систематичні та аварійні. Оскільки можливі систематичні перевантаження, вводиться термін "навантажувальна здатність трансформатора".

Під час експлуатації виникає питання про те, наскільки можуть відхилятися параметри від номінального режиму. Відхилення цієї природи визначаються відповідно до стандартів, технічних умов або інструкцій. Наприклад, всі силові трансформатори, відповідно до ГОСТ 11677-85, можуть працювати при тривалому перевантаженні струмом, що дорівнює 1,05 від номінального, при умові, що напруга на будь-якій обмотці не перевищує номінальне значення [11, 12].

Подовжені систематичні перевантаження не впливають на розрахунковий термін служби трансформатора через нормальний чи навіть знижений рівень зношування ізоляції в межах графіка навантаження. Перевантаження бувають систематичні та аварійні. Систематичні перевантаження характерні для змінного графіка навантаження (годинного, добового, місячного), тоді як аварійні перевантаження виникають у випадках, коли необхідно забезпечити електропостачання споживачів, незважаючи на

перевантаження трансформатора та можливе скорочення його терміну служби [13].

Допустимі значення перевантажень для масляних трансформаторів потужністю до 100 МВА встановлено в ГОСТ 14209-85, а для інших трансформаторів - це визначається технічними умовами, інструкціями або стандартами.

3.6 Аналіз умов та періодичності проведення ремонтів трансформаторів

Ремонт трансформаторів поділяється за обсягом робіт на кілька видів: поточний (експлуатаційний) ремонт, капітальний ремонт без заміни обмоток, капітальний ремонт зі заміною обмоток, але без ремонту магнітної системи, та капітальний ремонт зі зміною обмоток і частковим або повним відновленням магнітної системи [8, 11].

Ремонт, виконаний згідно з типовою номенклатурою, називається ревізією. Під час ревізії активну частину трансформатора виймають з бака (або піднімають знімну частину бака) і без розбирання активної частини (розширення магнітопроводу та зняття обмоток) проводять огляд (ревізію). Крім цього, виконуються інші обов'язкові роботи, такі як обробка масла, заміна сорбентів та ущільнень, а також, у деяких випадках, сушіння активної частини і контрольні випробування.

За призначенням, ремонт може бути планово-попереджувальним (профілактичним) та післяаварійним, аналогічно до ремонту електричних машин. Частота проведення залежить від результатів профілактичних випробувань та виявлених дефектів під час експлуатації та зовнішнього огляду трансформатора. Крім того, головні трансформатори електростанцій та підстанцій, через які передається основна частина електроенергії, а також трансформатори власних потреб підстанції, повинні бути розкриті кожні вісім років після введення в експлуатацію. Розкриття також виконується після тривалого транспортування до місця установа. Планово-

попереджувальний капітальний ремонт зазвичай виконують за короткий час.

Терміни виконання післяаварійного ремонту визначаються різними обставинами, такими як можливість заміни трансформатора, наявність резерву, категорія споживачів, які живляться трансформатором, та інші. Капітальний ремонт із заміною обмоток і ізоляції, переізолюванням електротехнічної сталі, потребує значних матеріальних, трудових затрат і часу.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС

При проектуванні електричних станцій виникає необхідність розгляду ряду економічних задач, а саме: обґрунтування типу та потужності станції, складу блоків, вибору місця будівництва електростанції, розрахунку основних техніко-економічних показників роботи і їх аналізу з метою визначення ефективності капіталовкладень у спорудження проектованої станції [19].

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

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

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у таблиці 4.1. При складанні кошторису будівництва ГЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в таблиці 4.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до електричних станцій порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних електричних станцій.

Таблиця 4.1 – Капіталовкладення в промислове будівництво ГЕС

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу у 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	3564000	2,0	142560	48	3421440	7128000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	900	72,5	129195000	27	48114000	0,5	891000	178200000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	2851200	20	712800	-	-	3564000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	1603800	10	178200	-	-	1782000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	8464500	5,0	445500	-	-	8910000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	1692900	5	89100	-	-	1782000
7	Упорядкування території	1,0	100	1782000	-	-	-	-	1782000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	21384000	10	2673000	10	2673000	26730000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	17820000	17820000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	891000	891000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	178200	178200
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	17820000	17820000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	16038000	16038000
	Всього			170537400		52355160		59732640	2826252000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.} \quad (4.1)$$

$$k_{num} = 2826252000 / 198000 = 14274,3 \text{ (грн/кВт).}$$

4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

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

4.2.1 Амортизація основних фондів

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 7.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

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

До другої групи (ОФ2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини

для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

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

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (4.2)$$

$$ОФ2 = K_5; \quad (4.3)$$

$$ОФ3 = 0,4 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + K_{обл} - K_{обл5} + K_{інш}. \quad (4.4)$$

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	972437400	7	68070618,2
ОФ2	8910000	28	2494800
ОФ3	176471460	20	35294292
Разом	282625200		44596153,8

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (4.5)$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$\begin{aligned} S_a &= 97243740 \cdot 7\% + 8910000 \cdot 28\% + 176471460 \cdot 20\% = \\ &= 445961582,4 \text{ грн.} \end{aligned}$$

4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (4.6)$$

де $k_{ум}$ для ГЕС дорівнює 0,52.

$$P = 0,52 \cdot 198 = 103 \text{ (чол.)}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	85%	88 чол.
ІТР	12%	12 чол.
Службовці	2,2%	2 чол.
МОП	0,8%	1 чол.

Таблиця 4.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Кількість чоловік	Зарплата за місяць одному робітнику	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	88	9200	9715200
ІТР	12	14000	2016000
Службовці	2	10000	240000
МОП	1	7200	7200
Разом за рік	103		11978400

Річний фонд зарплати підприємства:

$$S_{зп} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i; \quad (4.7)$$

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (\Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\Sigma(S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \Sigma(S_{сер\ ИТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_6, \quad (4.8)$$

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

κ_6 – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$I_{zn} = (1,57(2322144 + 16800) + 1,8(460800 + 55200)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 4428406,8 \text{ грн.}$$

4.2.3 Розрахунок інших затрат

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

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100}. \quad (4.9)$$

Розраховуємо інші затрати:

$$I_{ін} = \frac{(44596153,8 + 4428406,8) \cdot 40}{100} = 19609824,22 \text{ грн.}$$

4.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

$$C = \frac{I}{E_{відп}}. \quad (4.10)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{zn} + I_{ин}, \quad (4.11)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати :

$$I = 44596153,8 + 4428406,75 + 19609824,22 = 68634384,77 \text{ грн.}$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{68634384,77 \cdot 10^2}{823629,5 \cdot 10^3} = 144,17 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	44596153,80	64,98%	93,68
Заробітна плата	4428406,75	6,45%	9,31
Паливо	0,00	0,00%	0,00
Інші затрати	19609824,22	28,57%	41,18
Разом	68634384,77	100%	144,17

4.3 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 4.5.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

$$K_{обс} = \frac{N_{вст}}{Ч} = \frac{198}{103} = 1,92 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 4.5 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	198
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	843944,35
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн.	282,625
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	1427,4
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	144,17

У даному дипломному проєкті були підраховані економічні показники проєктованої ГЕС потужністю 198 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 144,17$ коп/кВт*год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу

Основним завданням даного розділу є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, розкриття питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та цивільного захисту на гідроелектростанції. Багато факторів на ЕС негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому важливо розглянути питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів з їх зниження, з техніки безпеки, цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів електростанції, яка працює в складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 » [14].

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування силових трансформаторів. Розрахувати параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки.

3. Дослідити роботу електричної частини ГЕС потужністю 198 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій..

Початкові данні для рішення поставлених задач охорони праці використовуємо з попередніх розділів та підрозділів магістерської роботи:

5.2 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів ГЕС потужністю 198 МВт

5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

За способом організації роботи в електроустановках поділяються на ті, що виконуються: за нарядом-допуском (далі нарядом), за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації [14, 15].

Організаційними заходами, якими досягається безпека робіт в електроустановках, є:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

За безпеку робіт, що виконуються в електроустановках відпоівають:

- працівник, який видає наряд, розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця;
- працівник, який готує робоче місце, допуск;
- працівник, який допускає до роботи (далі – допускач);
- керівник робіт;
- працівник, який наглядає за безпечним виконанням робіт (далі – наглядач);
- члени бригади.

Наряд – це завдання на безпечне виробництво робіт, що визначає їх

місце і зміст, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання робіт. Наряд виписується на бланку спеціальної форми.

Розпорядження – це завдання на виробництво робіт, визначальний їх зміст, місце і час, заходи безпеки і осіб, яким доручено виконання цих робіт.

Наряди і розпорядження видають особи, що мають групу по електробезпеці не нижче V в електроустановках напругою вище 1000 В, і не нижче IV в установках напругою до 1000 В. Наряд на роботу виписується під копірку в двох екземплярах і видається оперативному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця до роботи [15].

Бригада, яка виконує роботи по наряду складається не менше ніж з двох чоловік – виробника робіт і члена бригади. Виробник робіт відповідає за правильність підготовки робочого місця, виконання необхідних для виробництва робіт заходів безпеки. Він же проводить інструктаж бригади про ці заходи, забезпечує їх виконання її членами, стежить за справністю інструменту, такелажного, ремонтного оснащення. Виробник робіт, що виконуються по наряду в електроустановках напругою вище 1000 В, повинен мати групу по електробезпеці не нижче IV, в установках до 1000 В і для робіт, що виконуються по розпорядженню, – не нижче III.

Працюючі повинні дотримуватись правил техніки безпеки.

Згідно вимог [29] працівник, який видає наряд, розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Право видачі нарядів та розпоряджень надається адміністративно-технічним працівникам підприємства, які мають групу V в електроустановках понад 1000 В та групу IV – в електроустановках до 1000 В.

Допуск до роботи здійснюється допускаючим – відповідальною особою з оперативного персоналу. Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виробник робіт разом з тим, що допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця [29].

З моменту допуску бригади до робіт для попередження порушень вимог

техніки безпеки виконавець робіт або спостерігач здійснює нагляд. Періодично перевіряється дотримання працюючими правил техніки безпеки (ПТБ). При виявленні порушень ПТБ або виявленні інших обставин, загрозливих безпеці працюючих, у виробника робіт відбирається наряд і бригада віддаляється з місця роботи.

При перерві в роботі впродовж робочого дня бригада віддаляється з РУ, після перерви жоден з членів бригади не має права увійти в РУ у відсутність виконавця робіт або спостерігаючого, оскільки під час перерви можуть відбутися зміни в схемі, виробництва робіт, що відбиваються на умовах. Після закінчення робіт робоче місце упорядковується, приймається відповідальним керівником, який після виведення бригади виконавцем робіт розписується в наряді про їх виконання.

Вмикати електроустановку після проведення ремонтних робіт можна тільки після отримання на це дозволу (розпорядження) працівника, який видає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск.

Дозвіл (розпорядження) на вмикання електроустановки слід видавати тільки після отримання повідомлень від усіх допускатів і керівників робіт, яким було дано дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск в цій електроустановці, про повне закінчення робіт та можливість вмикання електроустановки [14].

Важливою задачею охорони праці є створення умов безпеки оперативно- ремонтного персоналу під час обслуговування, ремонту й випробувань високо- вольтних вимикачів, які виключають дії небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Важливою задачею охорони праці є створення умов безпеки оперативно- ремонтного персоналу під час обслуговування, ремонту й випробувань високо- вольтних вимикачів, які виключають дії небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

До технічних заходів відносять відключення напруги і вживання заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню комутаційної апаратури, вивішування заборонних плакатів, перевірку відсутності напруги, накладення заземлень, вивішування застережливих і приписуючих плакатів.

Робоче місце огорожують канатом з вивішеними на них плакатами «Стій. Напруга», оберненими всередину простору, що захищається. На конструкціях, по яких дозволено підніматися, вивішують плакат «Працювати тут», на сусідніх – «Не влізай. Уб'є!»). На всіх підготовлених робочих місцях після накладання заземлення і огорожі робочого місця вивішують плакат «Працювати тут».

Під час роботи забороняється переставляти або прибирати плакати і встановлені тимчасові огорожі, а також проникати на територію захищених ділянок.

У разі роботи на струмоведучих частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмоведучі частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмоведучі частини, до яких можливе наближення людей або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від зазначеної в [15, 16].

Під час підготовки робочого місця після вимкнення роз'єднувачів і вимикачів навантаження з ручним управлінням необхідно візуально впевнитися в їх вимкненому положенні і відсутності шунтувальних перемичок.

На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, напругою понад 1000 В, на ключах і кнопках дистанційного керування, на комутаційній апаратурі до 1000 В (автоматичні та інші вимикачі, рубильники), під час ввімкнення яких може бути подана напруга на робоче місце, мають бути вивішені плакати «Не вмикати! працюють люди».

Невідключені струмоведучі частини, доступні для випадкового доторкання, мають бути на час роботи обгороджені.

Для тимчасового обгороджування струмоведучих частин, що залишилися під напругою, можуть застосовуватися щити, ширми, екрани тощо, виготовлені з ізоляційних матеріалів.

В разі встановлення тимчасових огорож відстань від них до струмоведучих частин має бути не меншою ніж зазначена в нормативних документах [15, 16]. Необхідність встановлення тимчасових огорож, їх вид, спосіб встановлення визначаються особою, яка виконує підготовку робочого місця. На тимчасові огорожі слід написати «Стій! Напруга» або прикріпити відповідні плакати безпеки.

Допускається застосування спеціальних пересувних огорож – кліток, похилих щитів тощо, – конструкція яких забезпечує безпечність їх встановлення, забезпечує стійкість і належне закріплення.

В електроустановках напругою до 10 кВ в тих випадках, коли неможливо обгородити струмоведучі частини щитами, допускається застосування ізолювальних накладок, розміщених між вимкненими і тими, що перебувають під напругою, струмоведучими частинами. Ці ізолювальні накладки можуть торкатися струмоведучих частин, що перебувають під напругою.

Після вмикання заземлювальних ножів або встановлення переносних заземлень вивіщується плакат «Заземлено». На сітчастих або суцільних огородженнях комірок, сусідніх з місцем робіт і розташованих навпроти, мають бути вивішені плакати «Стій! Напруга».

Сусідні комірочки та комірочки, розташовані навпроти місця роботи, які не мають зазначених огорожень, а також проходи, куди працівникам не слід заходити, мають бути огорожені переносними щитами (ширмами) з такими ж плакатами на них. Переносні щити слід встановлювати з таким розрахунком, щоб вони не перешкождали виходу працівників з приміщення в разі виникнення небезпеки.

На час роботи в електроустановці забороняється переставляти або забирати плакати та встановлені тимчасові огороження.

Перевіряти відсутність напруги необхідно показчиком напруги заводського виготовлення, справність якого перед застосуванням слід перевірити за допомогою призначених для цього спеціальних приладів або наближенням до струмоведучих частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

В електроустановках напругою понад 1000 В користуватися показчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

У ВРУ напругою до 220 кВ перевіряти відсутність напруги показчиком дозволяється тільки в суху погоду.

Якщо під час перевірки схеми будуть помічені ознаки наявності напруги (корона на ошиновці та іншому устаткуванні або іскріння під час комутації роз'єднувачів), то схему слід перевірити повторно, про свої зауваження щодо стану устаткування повідомити оперативних працівників.

Встановлювати заземлення на струмоведучі частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмоведучі частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмоведучих частин, а потім від заземлювального пристрою. Встановлення і зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також – приєднувати заземлення за допомогою скручування.

5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ – 220 кВ

Заземлювальний пристрій (ЗП) виконується у вигляді сітки з металевих полос (40х4) мм, яка доповнюється по периметру вертикальними заземлювачами.

Вихідні дані для розрахунку:

– площа ЗП: $S = (80 \times 100) = 8000 \text{ м}^2$;

– питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 7000 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_2 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

– глибина закладення ЗП: $t = 0,5 \text{ м}$;

– товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

– кількість вертикальних заземлювачів: $n_g = 32 \text{ шт}$;

– довжина вертикального заземлювача: $l_g = 2,8 \text{ м}$.

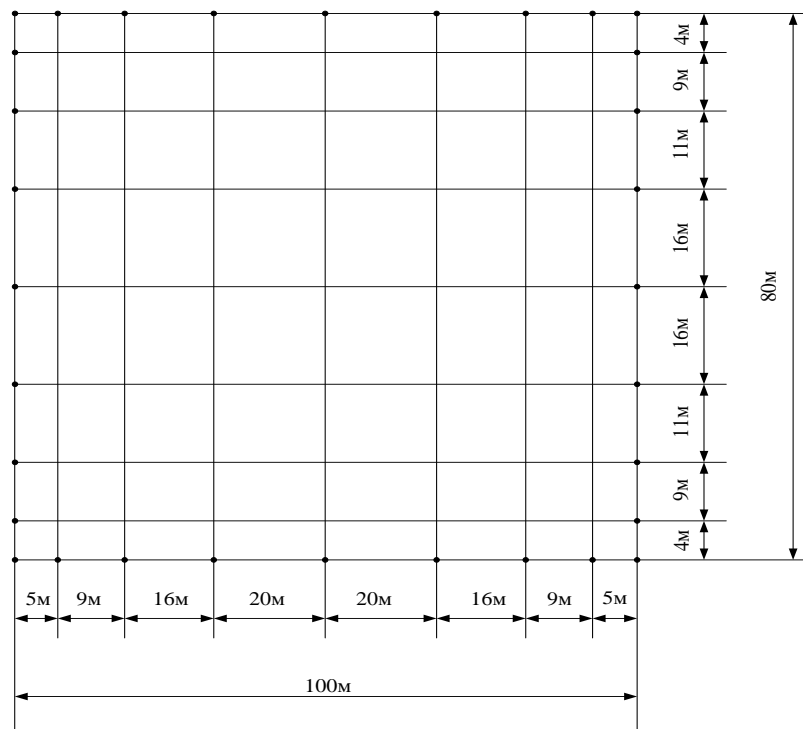


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ – 220 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = 2(100 + 80) / 32 = 11,25 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$a / l_g = 11,25 / 2,8 = 4;$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 700 / 70 = 10;$$

$$\frac{h-t}{l_g} = \frac{2,8+0,5}{2,8} = 0,54;$$

$$\frac{l_g+t}{\sqrt{S}} = \frac{2,8+0,5}{28,3} = 0,117 > 0,1;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{800} = 28,3\text{м.}$$

Опір ЗП [15]:

$$R_3 = A \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_\Gamma + L_B} \leq R_{3,дон} = 0,50\text{м}, \quad (2.17)$$

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

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

$L_\Gamma + L_B$ – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g+t}{\sqrt{S}}; \quad (2.18)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,117 = 0,356;$$

$$L_\Gamma + L_B = (9 \cdot 100 + 9 \cdot 80) + 32 \cdot 2,8 = 1709,6\text{м};$$

З таблиці 7,6 [5] визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 2,75$;

Звідкіля $\rho_{екв} = 2,75 \cdot 70 = 192,5\text{Ом} \cdot \text{м}$;

$$R_3 = 0,356 \frac{192,5}{28,3} + \frac{192,5}{1709,6} = 2,42 + 0,11 = 2,53\text{Ом} > 0,50\text{м}.$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) системи "трос-опори": $R_{n1} = 1,1 \text{ Ом}$;

б) фундаменти опор: $R_{n2} = 1,3 \text{ Ом}$;

$$R_3 = \frac{2,53 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{2,53 \cdot 1,1 + 2,53 \cdot 1,3 + 1,1 \cdot 1,3} = 0,42 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

Висновки по розділу.

В даному розділі розв'язано всі поставлені задачі:

- проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням високовольтних вимикачів на ВРУ ГЕС;
- розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування високовольтних вимикачів;
- запропоновано параметри заземлювального пристрою відкритої розподільної установки 220 кВ, який відповідає нормам діючих вимог;
- досліджено роботу електричної частини ГЕС потужністю 198 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу. Розроблено превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини станції в умовах надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації силових трансформаторів.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі були вирішені актуальні завдання аналізу методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС потужністю 198 кВ, яка видає потужність в енергосистему на напрузі 220 кВ. А також, було проаналізовано конструктивні особливості та умови експлуатації силових трансформаторів.

В роботі виконано розрахунок електричної частини ГЕС потужністю 198 кВ, яка видає потужність в енергосистему на напрузі 220 кВ. Виконано розрахунок графіків електричних навантажень, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми ВРУ та схеми власних потреб.

На базі розрахунків струмів КЗ здійснено вибір комутаційних апаратів, шин, кабелів, вимірювальних трансформаторів, акумуляторних батарей, засобів обмеження перенапруг, а також для ВРУ-220 кВ виконано розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою.

В спеціальній частині роботи було проаналізовано конструктивні особливості та умови експлуатації силових трансформаторів. Також, в роботі проаналізовано особливості будови силових трансформаторів, принцип роботи та їх застосування. Крім того, розглянуто особливості монтажу трансформаторів та проаналізовано умови експлуатації та технічного обслуговування трансформаторів

Також, в магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто важливі питання охорони праці та безпека в надзвичайних ситуаціях, а також визначено основні техніко-економічні показники роботи станції.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Звіти робочої групи «Оцінка енергетичного сектору України та оцінка шкоди – VI (станом на 26 лютого 2023 р.)», 2023 р., https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_02_26_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_VI.pdf.
2. Відновлюване майбутнє. На всесвітньому конгресі гідроенергетики обговорили перспективи розвитку галузі // Гідроенергетика України, № 1–2. – 2019. С. 1–3.
3. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
4. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
5. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 93 с.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 115 с.
8. Лагутін В.М. Випробування електричних машин і трансформаторів в електроенергетичних системах / В. М. Лагутін, В. Ц. Зелінський, О. Б. Бурикін. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2008. – 114 с.
9. Півняк Г. Г. Електричні машини / Г. Г. Півняк, Ф. П. Шкрабець, В. П. Довгань. – Дніпропетровськ, 2003. – 329 с.

10. Загірняк М. В., Невзлін Б. І. Електричні машини: підручник. - К.: Знання, 2009. - 399 с. - ISBN 978-966-346-644-6.
11. <https://electrocontrol.com.ua/ua/transformatory/transformatory-silovye-tipa-tmz.html>.
12. Андрієнко В.М., Куєвда В.П. Електричні машини: Навч. посіб. – К.: НУХТ, 2010.
13. Олексієнко О.М., Остра Н.В. Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів, в матеріалах «LIII Всеукраїнської науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (2024)», Вінниця 2024. [Електронний ресурс].
14. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. – Київ, 2008. – 150 с.
15. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. – 46 с.
16. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01- 97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. – Х.: Вид-во «Форт», 2008. – 144 с.
17. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих примі- щень. – Київ, 2000
18. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.
19. Попов О. Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС / О. Я. Попов, Л. О. Попова – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16 с.
20. Положення про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті / О. Н. Романюк, Р. Р. Обертюх, Т. О. Савчук, Л. П. Громова – Вінниця : ВНТУ, 2015 – 27 с.

21. Лежнюк П. Д. Вимоги до атестаційних робіт випускників: бакалаврів, спеціалістів та магістрів для напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальностей 7.05070101, 8.05070101 «Електричні станції», 7.05070102, 8.05070102 «Електричні системи і мережі» / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Методичні вказівки. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 78 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 198 МВт з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації 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)

Олексієнко О.М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Остра Н.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.

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 198 МВт З АНАЛІЗОМ КОНСТРУКТИВНИХ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ**
08-21.МКР.010.00.004ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

_____ Остра Н.В.

Магістр групи ІЕС-22м

_____ Олексієнко О.М.

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 № 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 198 МВт з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

1. Джерела розробки

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

2. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.

4. Вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю

198 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 80 км, потужність віддається повітряними ЛЕП напругою 220 кВ.

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

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

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

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

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

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23	
4	Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів	30.10.23	10.11.23	
5	Економічна частина	11.11.23	17.11.23	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	18.11.23	25.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23	

	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12. 23	09.12. 23	
	Рецензування МКР	10.12. 23	12.12. 23	
	Захист МКР	18.12. 23	-	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка стійкості роботи ГЕС 198 МВт В в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

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

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

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

В блоках електричної частини 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.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. Внаслідок переміщення вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв. Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів,

збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних приладах зменшується напруга запалення. Таким чином блоки ГЕС можуть раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

Приймачами електромагнітного випромінювання являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

В.1 Оцінка стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 1.

Таблиця 1 – Граничні Експозиційні дози елементів електричної частини ГЕС

№	Елементи РЕА	Д _{гр} , Р	Д _{грi} , Р	Д _{гр} , Р
1	Панель релейного захисту типу ШДЕ-2801	резистори	10 ⁶	10 ³
			10 ³	
		конденсатор	10 ⁵	
		мікросхеми ТТЛ	10 ⁴	
		мікроперемикач	10 ⁴	
		конденсатор	10 ⁵	
		транзистор	10 ⁵	
	інтегральні схеми	5*10 ⁵		
2	Блок живлення	транзистор БПЛ	10 ⁴	10 ³
		трансформатор	10 ³	
		Діод	10 ⁵	
		резистори	10 ⁶	

Самий уразливий елемент РЕА – трансформатори блоку живлення, Д_{гр}=10³ Р.

Визначаємо можливу дозу опромінення [15, 16]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{\text{посл}}}, \quad (1)$$

де $K_{\text{посл}}$ – коефіцієнт послаблення, 1;

t_K – час початку опромінення, 1 год;

t_{II} – максимальна тривалість роботи, 20 років.

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,05(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 4217,44(P),$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{D_{\text{зр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t \quad (2)$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,05 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,05} \right)^2 = 10001,98 \text{ (год)},$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 4217,44.$$

Висновок. Так як $D_{\text{зр}} = 10^3 < D_M = 4217,44$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{посл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 10001,98 годин.

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

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

На об'єкті ГЕС розподіляються на різні блоки:

1. Панель релейного захисту типу ШДЕ-2801.
2. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1}=1,2\text{м}$, $l_{B2}=1,35\text{м}$, $l_{Г1}=1,75\text{м}$, $l_{Г2}=1,25\text{м}$, $E_{\epsilon} = 12,05 \left(\frac{\text{кВ}}{\text{м}} \right)$. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\bar{\sigma}(\epsilon, \epsilon)} = 20 \lg \frac{U_{\partial \text{он}}}{U_{(\epsilon, \epsilon)}} \geq 40 (\text{дБ}), \quad (3)$$

$$K_{\bar{\sigma}(\epsilon, 1)} = 20 \lg \frac{231}{144} = 4,1 (\text{дБ});$$

$$K_{\bar{\sigma}(\Gamma, 1)} = 20 \lg \frac{231}{210} = 0,82 (\text{дБ});$$

$$K_{\bar{\sigma}(\text{В}, 2)} = 20 \lg \frac{110,22}{162} = -3,34 (\text{дБ})$$

$$K_{\bar{\sigma}(\Gamma, 2)} = 20 \lg \frac{110,22}{150} = -2,69 (\text{дБ})$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{e_1} = E_{e_1} \cdot l_{e1}, U_{e_2} = E_{e_2} \cdot l_{e2}, \quad (4)$$

$$U_{1e} = 0,12 \cdot 1,2 = 0,144(\text{кВ}) = 144(\text{В});$$

$$U_{2e} = 0,12 \cdot 1,35 = 0,162(\text{кВ}) = 162(\text{В});$$

$$U_{1z} = 0,12 \cdot 1,75 = 0,21(\text{кВ}) = 210(\text{В});$$

$$U_{2z} = 0,12 \cdot 1,25 = 0,15(\text{кВ}) = 150(\text{В});$$

$$E_{e_2} = E_{e_1} \cdot 10^{-3} (\text{кВ} / \text{м});$$

$$E_{e_2} = 12,05 \cdot 10^{-3} = 0,12(\text{кВ} / \text{м}).$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N; \quad (5)$$

$$U_{\text{дон1}} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231(\text{В});$$

$$U_{\text{дон2}} = 110 + \frac{110}{100} \cdot 5 = 110,22(\text{В})$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 2.

Таблиця 2 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки блоків ГЕС

№	Елемент системи	l_e (м)	l_z (м)	U_e (В)	U_z (В)	K_{σ}^e (дБ)	K_{σ}^z (дБ)	Результат дії
1	Панель релейного захисту типу ШДЕ-2801	1,2	1,75	144	210	4,1	0,82	не стійкий
2	Блок живлення	1,35	1,25	162	150	-3,34	-2,69	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

В.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Критерій стійкості роботи в умовах дії іонізуючих випромінювань – допустима доза, яку можуть отримати робітники і службовці за час роботи зміни в конкретних умовах.

Підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС у НС досягається передчасним дослідженням його стійкості та проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, що забезпечують максимальне зниження впливу вражаючих факторів НС, в тому числі зброї масового ураження (ЗМУ) та створення умов для швидкої ліквідації їх наслідків. Дослідження стійкості роботи на станції складається з всебічного вивчення умов, які можуть виникнути у НС, з визначенням їх впливу на виробничу діяльність та життєзабезпеченість робітників та службовців.

Для підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючого випромінювання необхідно провести наступні заходи: підвищити герметичність станції, за рахунок забезпечення щільності дверних та віконних щілин, підготувати предмети для закриття вікон у випадку руйнування скла. Необхідно забезпечити наявність на станції відповідних ЗІЗ для захисту робітників, а також відповідних медикаментів (йоду).

Для захисту апаратури від іонізуючих випромінювань застосовуються різної конструкції екрани і кожухи. Найважливіші вимоги до матеріалів, з яких виготовляються захисні пристрої, такі: до складу матеріалів повинні входити елементи з великою атомною масою; захисні матеріали повинні включати легкі елементи.

Для підвищення безпеки роботи електрообладнання в умовах дії електромагнітних випромінювань застосовують: раціональне просторове розміщення вузлів і схем системи; вибір найбільш стійких до впливу ЕМІ функціональних елементів систем; створення стійких електронних схемних

рішень [15, 16].

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

Панель релейного захисту типу ШДЕ-2801:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (6)$$

$$t_1 = \frac{0,82 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,06 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_2 = \frac{-2,69 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,067 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною не менше 1 мм з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту використанням екрану товщиною не менше 1мм з сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ.

Висновки. Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи на ГЕС 198 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Розрахунки показали, що в умовах дії електромагнітних випромінювань, безпечна робота працівників гарантується при розрахованих значеннях горизонтальних і вертикальних складових напруженості електричного поля.

ДОДАТОК Г

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 198 МВТ З АНАЛІЗОМ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета і задачі дослідження

2

Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою проектування електричної частини гідроелектростанції потужністю 198 МВт, а також аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів.

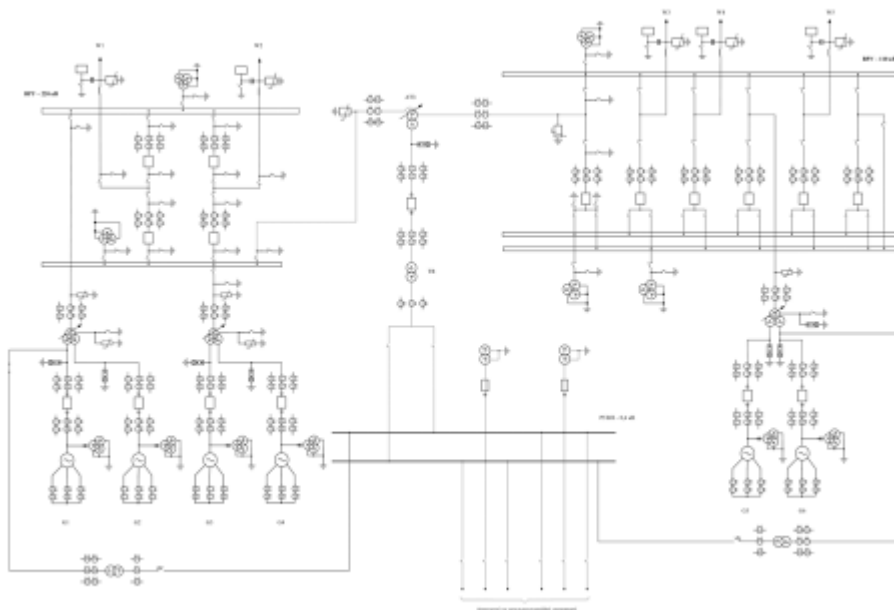
Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз методів, що застосовують під час проектування гідроелектростанції;
- проектування головної схеми з'єднань ГЕС потужністю 198 МВт;
- проектування схеми електропостачання системи власних потреб електростанції;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів, розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту для ВРУ 220 кВ;
- аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових трансформаторів;
- аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації силових розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС потужністю 198 МВт.
- розроблення заходів з охорони праці оперативно-ремонтного персоналу під час експлуатації силових трансформаторів та оцінка стійкості роботи ГЕС 198 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

2

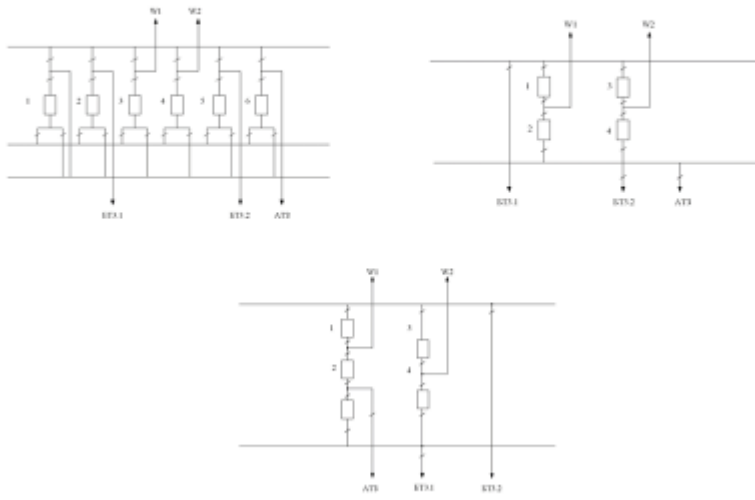
Схема електричних з'єднань головна

3



4

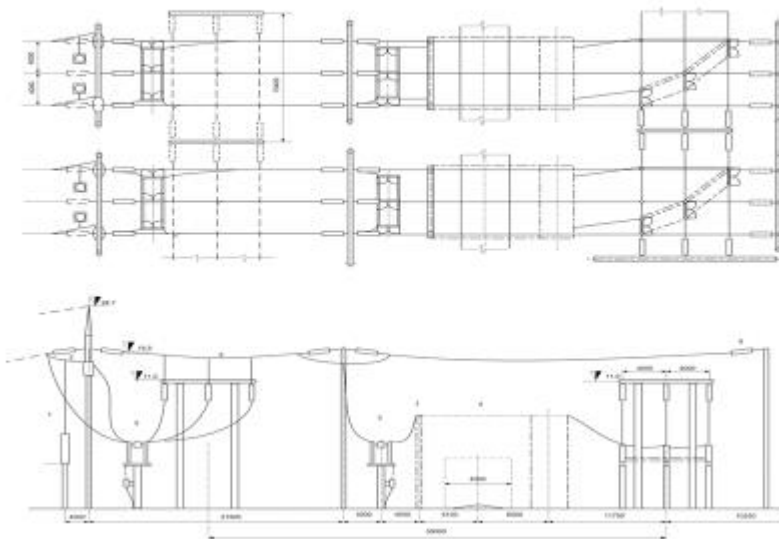
Варіанти схем ВРУ-220 кВ



4

5

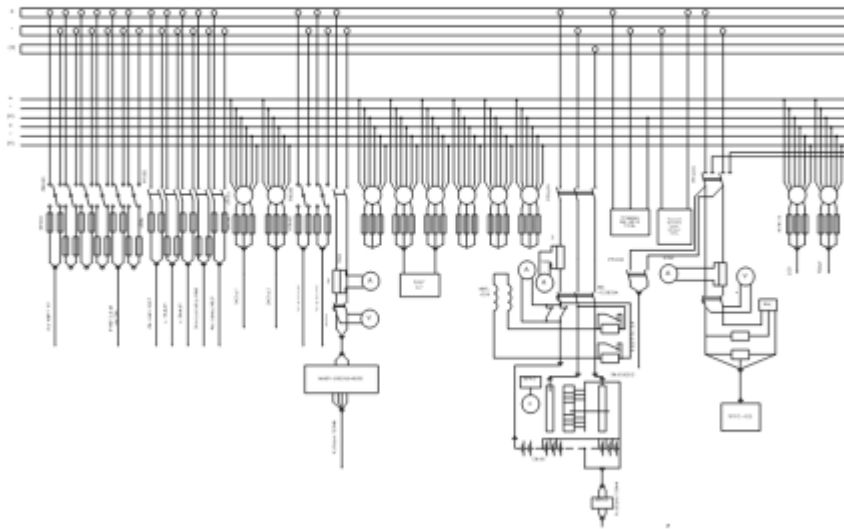
План та поперечний розріз комірки ВРУ 220 кВ



5

6

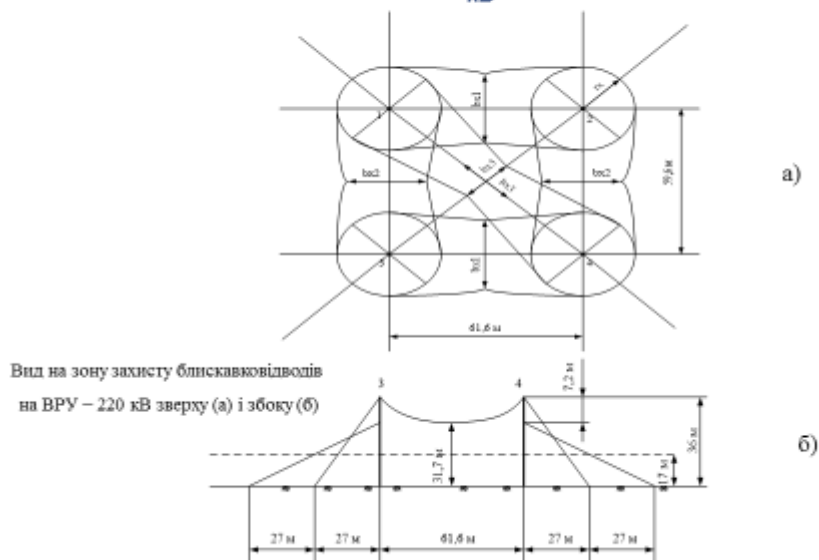
Схема установки постійного струму ГЕС



6

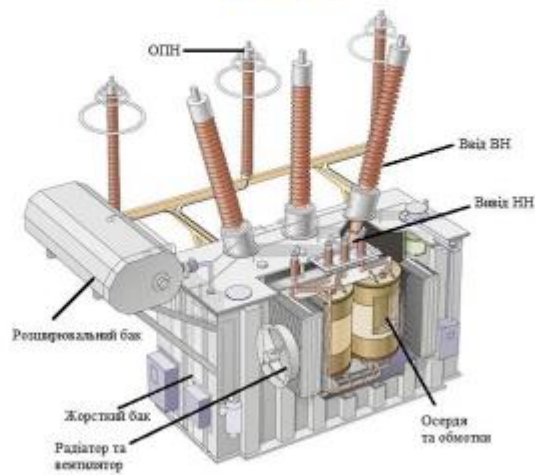
7

Розрахунок заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ 220 кВ



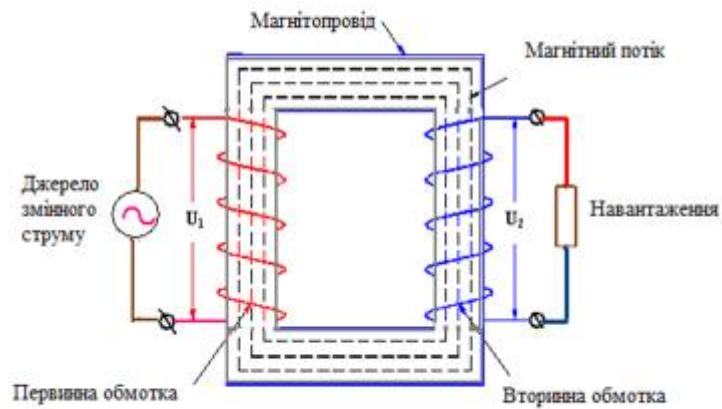
8

**Графічне зображення силового автотрансформатора
у розрізі**



9

**Графічне представлення принципу роботи
двообмоткового трансформатора**



Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	198
Річний виробіток електроенергії	МВт год	843944,35
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн.	282,625
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	1427,4
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт год	144,17