

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ  
240 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 1525/135-120 З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ПИТАНЬ ОБСЛУГОВУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ  
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-13.МКР.002.00.139 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,  
групи ЕС-18м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
Студений С. І. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС  
Бевз С. В. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 рік

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні станції  
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕС-18м Студений Сергій Іванович  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 240 МВт з агрегатами типу ВГС 1525/135-120 з дослідженням питань обслуговування вимірювальних трансформаторів»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 200 км; вид промисловості району – целюлозно-паперова; максимальне навантаження району 30 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 160 МВт; номінальна потужність системи 10000 МВА; номінальний опір системи 0,20 в.о.; номінальна напруга системи 220 кВ

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Обслуговування вимірювальних трансформаторів. 4. Релейний захист і автоматика ГЕС. 5. Автоматизована система керування технологічним процесом ГЕС. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

С. В. Бевз  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_  
(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ червня 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

С В. Бевз  
ініціали та прізвище

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_  
(підпис)

С. І. Студений

\_\_\_\_\_  
(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ABSTRACT .....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....	8
ВСТУП .....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС .	12
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....	15
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень .....	15
2.2 Вибір основного обладнання .....	19
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	20
2.4 Вибір схеми власних потреб станції .....	27
2.5 Вибір схем ВРУ 110 та 220 кВ.....	28
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	36
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	47
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....	50
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	51
2.10 Вибір кабелів .....	55
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	56
2.12 Вибір акумуляторної батареї .....	59
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних .....	62
2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-220 кВ.....	62
3 ОБСЛУГОВУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	65
3.1 Експлуатація трансформаторів струму.....	66
3.2 Заходи безпеки при обслуговуванні трансформатора струму .....	69
3.3 Експлуатація трансформаторів напруги.....	70
3.4 Випробування вимірювальних трансформаторів .....	71
3.5 Випробування трансформаторного масла .....	77
3.6 Тепловізійний контроль вимірювальних трансформаторів.....	81

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС .....	84
4.1 Вибір організаційної структури оперативного керування.....	84
4.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб .....	87
4.3 Захист збірних шин .....	87
4.4 Захист трансформаторів зв'язку .....	88
4.5 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ.....	88
4.6 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП .....	88
4.7 Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності .....	89
4.8 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки та зв'язку .....	91
4.9 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 1525/135-120.....	93
4.9.1 Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора і на його виводах .	95
4.9.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора .....	96
4.9.3 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	97
4.9.4 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ.....	98
4.9.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень.....	98
4.9.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	99
4.9.7 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора.....	100
4.9.8 Захист від втрат збудження.....	100
4.9.9 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора .....	101
4.9.10 Захист кіл ротора.....	101
4.9.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі .....	102
5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ГЕС .....	104
5.1 Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв'язуються АСК ТП .....	104
5.2 Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів .....	105
5.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому .....	106

5.4 Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації .....	107
5.5 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів витрат умовного палива .....	110
5.6 Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції.	112
<b>6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...</b>	<b>115</b>
6.1 Задачі розділу .....	115
6.2 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням вимірювальних трансформаторів ГЕС потужністю 240 МВт .....	116
6.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування вимірювальних трансформаторів ГЕС потужністю 240 МВт .....	118
6.3.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць...	118
6.3.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	121
6.3.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-220 кВ	123
<b>7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>127</b>
7.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС .....	127
7.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	128
7.2.1 Амортизація основних фондів .....	129
7.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати .....	130
7.2.3 Інші витрати .....	132
7.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	133
7.3 Аналіз отриманих результатів .....	133
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>135</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>136</b>
Додаток А Технічне завдання МКР .....	140
Додаток Б Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 240 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	144
Додаток В Графічна частина .....	152

## АНОТАЦІЯ

Студений Сергій Іванович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 240 МВт з агрегатами типу ВГС 1525/135-120 з дослідженням питань обслуговування вимірювальних трансформаторів».

Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2020. – 165 с.

Бібліогр. : 40. Рис. : 21. Табл. : 40.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 240 МВт. Виконано техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано силове та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схем відкритих розподільних установок 110 та 220 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту розподільної установки 220 кВ. Досліджено питання обслуговування вимірювальних трансформаторів. Проведено аналіз умов праці обслуговуючого персоналу ГЕС, розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування вимірювальних трансформаторів, обрано заземлювальний пристрій розподільної установки 220 кВ.

Ключові слова: гідравлічна електрична станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, обслуговування, експлуатація, трансформатор струму, трансформатор напруги

## ABSTRACT

Studeniy Serhiy «Electrical part of the hydroelectric power plant by power of 240 MW with units such as BГC 1525 / 135-120 with research of questions of measuring transformers» Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. 2020. – 165 pp. Ref. : 40. Fig. :21. Table: 40.

In the master's qualification work the electrical part of the hydroelectric power plant (HPP) with a capacity of 240 MW is designed. Feasibility study of HPP design has been performed. The calculation of electric load schedules was carried out, power and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, schemes of open distribution installations of 110 and 220 kV and the scheme of own needs were selected; switching equipment, busbars, measuring transformers, surge arresters, battery, as well as the calculation of lightning protection of the 220 kV switchgear. The issue of maintenance of measuring transformers is investigated. The analysis of working conditions of HPP service personnel is carried out, organizational and technical decisions on labor protection during maintenance of measuring transformers are developed, the grounding device of the 220 kV switchgear is selected.

Keywords: hydraulic power plant, open switchgear, own needs, maintenance, operation, current transformer, voltage transformer



**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- АБ – акумуляторна батарея;
- АТВП – агрегатний трансформатор власних потреб;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакumuлююча електрична станція;
- ГЕС – гідравлічна електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- МГЕС – малагідроелектрична станція;
- РУ – розподільна установка
- СШ – система шин;
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму;
- ТР – резервний трансформатор власних потреб.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** З метою забезпечення енергетичної безпеки на довгострокову перспективу та умов сталого розвитку завданням кожної країни має бути максимально можливе використання наявного потенціалу відновлювальних джерел енергії. Серед різних видів джерел енергії гідроенергетика характеризується найнижчою собівартістю виробленої енергії та досяжним найвищим коефіцієнтом корисної дії. Тому цей вид відновлювальної енергогенерації необхідно використовувати передусім і на максимально можливому з точки зору сталого розвитку країни рівні. Енергія потоків води здавна використовується людством для виконання механічної роботи. Нині завдяки досяжному високому коефіцієнту корисної дії при перетворенні в електроенергію зручніше й вигідніше будувати гідроелектростанції та передавати вироблену електроенергію на будь-які відстані до споживачів [1].

Більша частина гідротехнічних споруд, що експлуатуються в наш час, були збудовані ще за часів радянського союзу. В ході реформування енергетики змінювались власники, політика управління, але при цьому не вкладались кошти в оновлення основних фондів станцій. Як результат маємо високий ступінь зносу обладнання більшості ГЕС в Україні.

Вимірювальні трансформатори струму і напруги відіграють важливу роль у роботі електричних станцій і підстанцій, в колах релейного захисту та автоматики. Тому більш глибоке дослідження особливостей умов експлуатації та обслуговування вимірювальних трансформаторів є дуже доречним і актуальним.

Таким чином, будівництво нових електростанцій з використанням сучасних технологій має позитивний вплив на функціонування ОЕС України. Тому дослідження методів проектування ГЕС та аналіз питань обслуговування вимірювальних трансформаторів є актуальною задачею.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини

ГЕС потужністю 240 МВт та дослідження питань обслуговування вимірювальних трансформаторів.

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

- техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС;
- дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ГЕС;
- вибір схеми власних потреб електростанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги;
- дослідження питань експлуатації та обслуговування вимірювальних трансформаторів;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій.

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

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

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС

Переваги гідроенергетики як найбільш безпечного з точки зору екології добування і перетворення енергоресурсів очевидні [3-6]:

- відновлюваність ресурсів, відсутність потреби в органічному паливі;
- висока маневреність, надійність в експлуатації;
- можливість швидкого включення в процес регулювання частоти й потужності в системі;
- мінімальні витрати, максимальна рентабельність;
- високий коефіцієнт корисної дії;
- мінімальний вплив на довкілля.

Забезпечення стабільного функціонування об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в умовах недостатності маневрових потужностей і високої частки базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. На сьогодні базова потужність АЕС складає близько 60 % від загального генерування, що ще більше ускладнило можливість сезонного і добового регулювання навантажень в ОЕС України і розв'язку проблеми істинного покращення структури генерування потужностей. Необхідне введення нових мобільних потужностей можуть забезпечити ГЕС та ГАЕС. [5].

Нині основою гідроенергетики України є каскад Дніпровських ГЕС, об'єднаних у ході реструктуризації енергетичної галузі в державну акціонерну гідроенергетичну компанію «Дніпрогідроенерго». Унікальність підприємства в тому, що каскад ГЕС, розташований по Дніпру майже на тисячу кілометрів, має потужність 3,94 тис.МВт із річним виробленням біля десяти мільярдів кіловат-годин електричної енергії, що в енергетичному балансі України складає близько 8% [7].

Значення гідроелектростанції особливо суттєве під час регулювання частоти та виконання графіка навантажень в енергосистемі, що пояснюється мобільністю роботи гідротурбін у перемінних режимах і винятковій оперативності керування гідроагрегатами, обумовлених Їхньою повною автоматизацією.

У денний і піковий час доби, включаючи і вихідні дні, дві третини регулюючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України реалізується на Дніпровській ГЕС [8].

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України. При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості [9].

Енергія води не забруднює атмосферу. Нові об'єкти можуть потенційно розміщуватись у будь-якому регіоні, який має малі або великі річки. В Україні понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км., тому основні ресурси гідроенергетики зосереджені на малих річках. Водночас, внаслідок спорудження гідроенергетичних об'єктів можуть затоплюватися великі ділянки землі, зникати цінні породи риб та втрачатися родючі ґрунти. Тому подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

На сьогодні, потенціал гідроенергетики використовуються на 60%, в основному за рахунок Дніпровського каскаду та інших великих ГЕС. Залишок потенціалу можливо реалізувати за рахунок встановлення нових та відновлення старих потужностей малих ГЕС [10].

Подальший розвиток гідроенергетики потребує реконструкції і технічного вдосконалення гідровузлів. Заміну фізично застарілого обладнання слід здійснювати на сучасному рівні (з використанням засобів автоматизації та комп'ютеризації).

Таким чином, будівництво ГЕС потужністю 240 МВт і дослідження питань експлуатації та обслуговування вимірювальних трансформаторів є актуальною задачею, яка розв'язується в магістерській кваліфікаційній роботі.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

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

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

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

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

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

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

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 30 = 0,3 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 160 = 3,2 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

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

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 24^2}{30} = 1,15 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = \frac{0,14 \cdot 160^2}{160} = 22,4 \text{ МВт}.$$

Потужність яка видається до шин РУ різних напруг

$$P_{p\text{вид.}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.5)$$

$$P_{c\text{вид.}t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.6)$$

$$P_{p.\text{вид}1} = 24 + 0,3 + 1,15 = 25,45 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид}1} = 160 + 3,2 + 22,4 = 185,6 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{p\text{вид.}t} = P_{p\text{вид.}t} + P_{c\text{вид.}t}; \quad (2.7)$$

$$P_{\text{вид.}1} = 25,45 + 185,6 = 211,05 \text{ МВт}.$$

Втрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВП}t} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.}max}, \quad (2.8)$$

$$P_{\text{ВП}} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{211,05}{240} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 217,7 = 2,02 \text{ МВт},$$

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

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

$$P_{\text{вир.}t} = 211,05 + 2,02 = 213,07 \text{ МВт}.$$

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

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

Таблиця 2.1 – Дані для побудови добового графіка навантаження

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	Час доби						
		0-6	6-15	15-16	16-18	18-19	19-24	
Навантаження місцевого району, %	Позновод	80	100	90	95	85	95	
	Маловод	75	95	85	90	80	90	
Навантаження місцевого району, МВт	Позновод	24	30	27	28,5	25,5	28,5	
	Маловод	22,5	28,5	25,5	27	24	27	
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Позновод	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
	Маловод	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Позновод	1,15	1,80	1,46	1,62	1,30	1,62	
	Маловод	1,01	1,62	1,30	1,46	1,15	1,46	
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Позновод	25,45	32,10	28,76	30,42	27,10	30,42	
	Маловод	23,81	30,42	27,10	28,76	25,45	28,76	
Потужність, що віддається в систему, %	Позновод	100	100	100	100	100	100	
	Маловод	40	40	30	30	30	40	
Потужність, що віддається в систему, МВт	Позновод	160	160	160	160	160	160	
	Маловод	64	64	48	48	48	64	
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Позновод	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
	Маловод	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Позновод	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	
	Маловод	3,58	3,58	2,02	2,02	2,02	3,58	
Потужність, що віддається в систему	Позновод	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	
	Маловод	70,78	70,78	53,22	53,22	53,22	70,78	
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	Позновод	211,05	217,78	214,36	216,02	212,78	216,02	
	Маловод	94,59	101,28	80,32	81,98	78,67	99,54	
Втрати на власні потреби, МВт	Позновод	2,02	2,06	2,04	2,05	2,03	2,05	
	Маловод	1,39	1,42	1,31	1,32	1,30	1,41	
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Позновод	213,07	219,76	216,40	218,07	214,73	218,07	
	Маловод	95,98	102,62	81,63	83,30	79,97	100,95	

¶

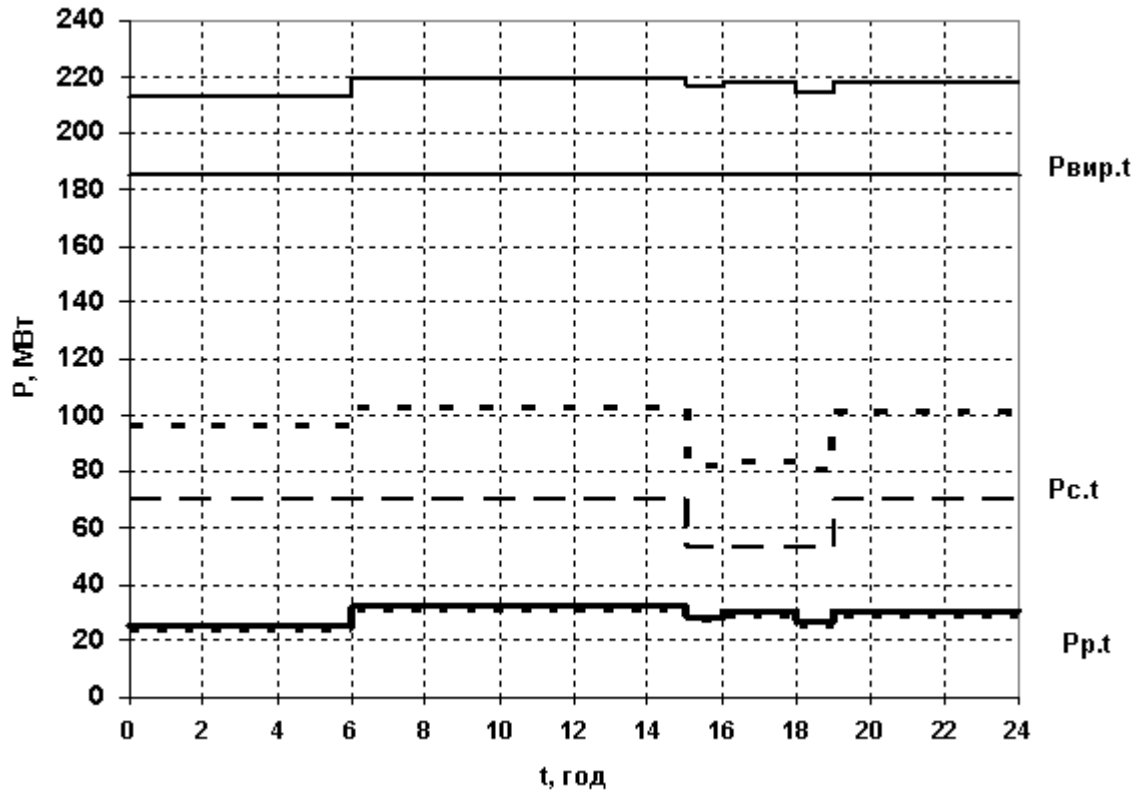
Примітки:

- 1) тривалість багатоводного сезону – 60 діб;
- 2) тривалість маловодного сезону – 305 діб;
- 3)  $P'_{ВП} = 1\%$ ;

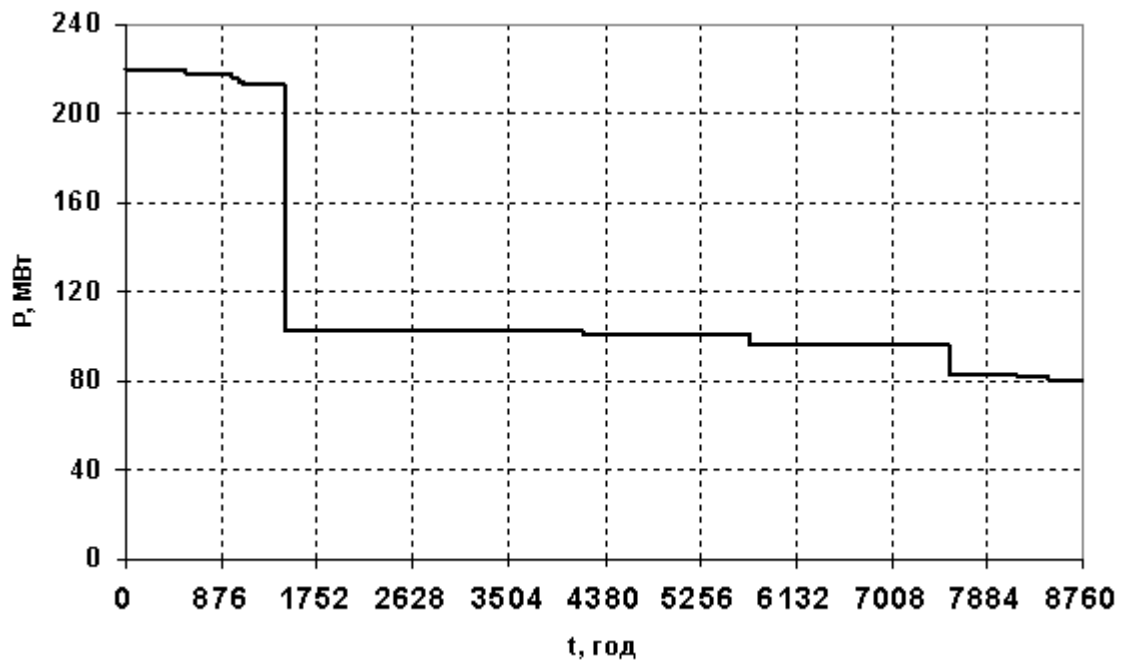
Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

$P, \text{ МВт}$	219,76	218,07	216,4	214,73	231,07	102,62	100,95	95,98	83,3	81,63	79,97
$t, \text{ год}$	540	420	60	60	360	2745	1525	1830	610	305	305
$t_{\Sigma}, \text{ год}$	540	960	1020	1080	1440	4185	5710	7540	8150	8455	8760





а) добові графіки електричних навантажень станції



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.3 – Техніко-економічного показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
1	2	3
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	219,76
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	1024217,9
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	240
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	116,92
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,532
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,487
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4660,6
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4267,6
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,092
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	13137,9
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	1011080
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	3049,4

## 2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва,

покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори.

Згідно завдання обираємо гідрогенератор типу ВГС 440/39-40 [11]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри генератора

Тип гідрогенератора	ВГС 1525/135-120
$S_{Г.ном}$ , МВА	70,6
$P_{Г.ном}$ , МВт	60
$U_{Г.ном}$ , кВ	10,5
$\cos \varphi_{ном}$	0,85
$I_{Г.ном}$ , А	3887
$n_{ном}$ , об/хв	50
Опори в.о.:	
$x''_{d*}$	0,28
$x'_{d*}$	0,32
$x_{d*}$	0,66
ВКЗ	1,62
Система збудження:	Тиристорне самозбудження
$I_{фном}$ , А	1300
$U_{фном}$ , В	480
$K_f$	4,0
турбіна	Поворотно-лопатєва

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

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

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

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

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

$$n_{лен220} = \frac{185,6}{150} + 1 = 2,24 \approx 3 \text{ (шт.)};$$

$$n_{лен110} = \frac{32,184}{50} + 1 = 1,64 \approx 2 \text{ (шт.)}.$$

Розглянемо три варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [12]:

$$S_{ATВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.11)$$

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

$K_n$  – коефіцієнт попиту;

$n$  – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{ATВП.розр} = \frac{1}{100} \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 60 = 0,48 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність резервного ТВП [12]:

$$S_{TR.розр} = 1,65 \cdot S_{ATВП.розр}; \quad (2.12)$$

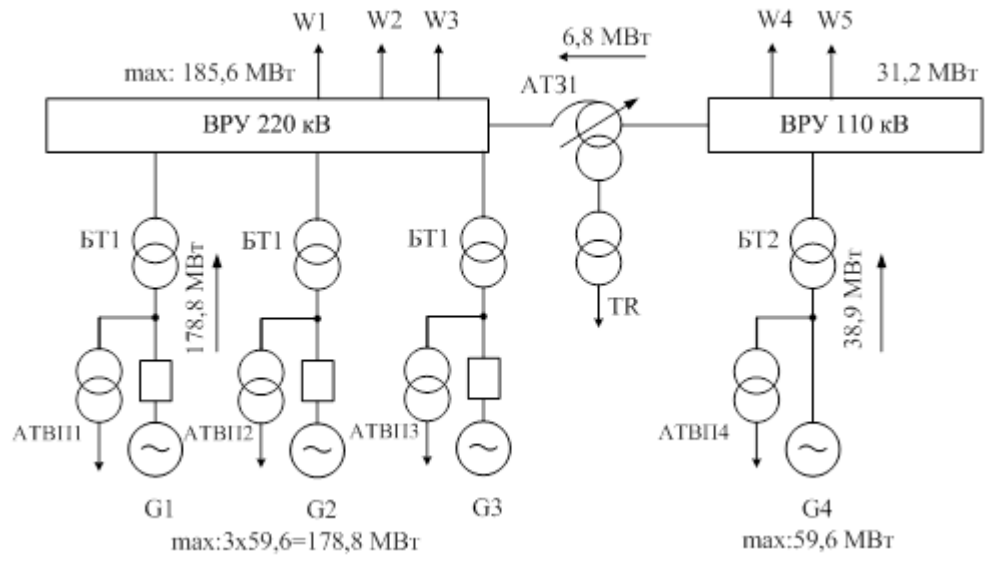
$$S_{TR.розр} = 1,65 \cdot 0,48 = 0,792 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

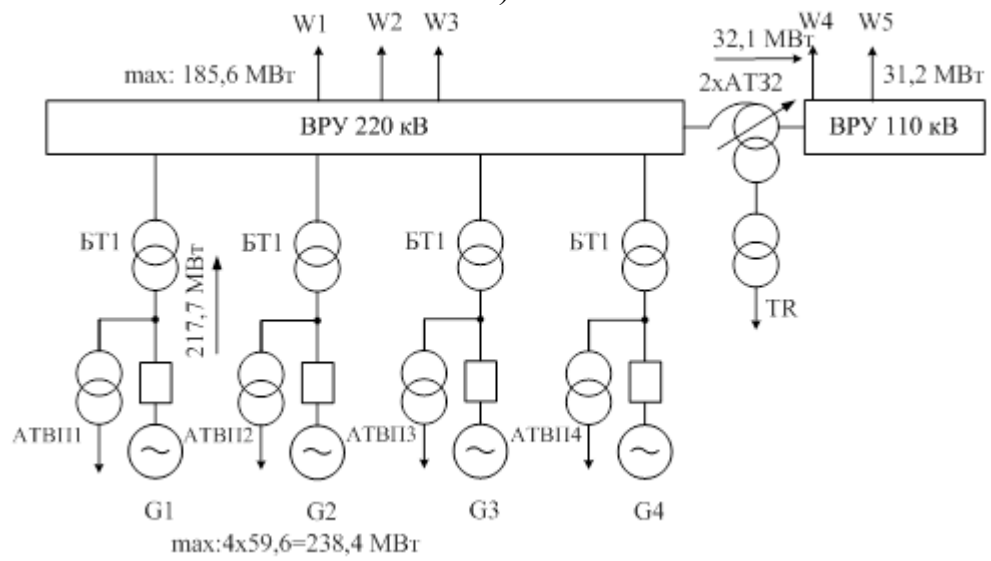
$$S_{БТ.розр} = S_{Г.вст} - S_{ВП.мах}; \quad (2.13)$$

$$S_{БТ.розр1,2} = 70,6 - 0,48 = 70,12 \text{ МВА};$$

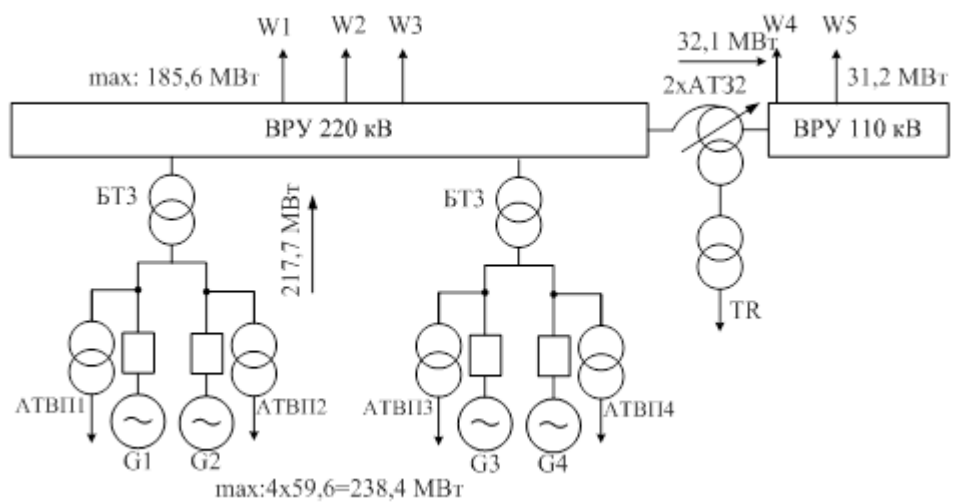
$$S_{БТ.розр3} = 2(70,6 - 0,48) = 140,24 \text{ МВА}.$$



а)



б)



в)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Вибір автотрансформаторів зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{T3\max} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{ВП\max} - S_{p.\max}, \quad (2.14)$$

$$S_{T3\max1} = 70,6 - 0,48 - 32,1/0,85 = 32,36 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\max2,3} = 0 - 32,1/0,85 = -37,76 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{T3\min} = S_{\Gamma.\text{вст}} - S_{ВП\max} - S_{p.\min}; \quad (2.15)$$

$$S_{T3\min1} = 70,6 - 0,48 - 23,81/0,85 = 42,11 \text{ МВА};$$

$$S_{T3\min2,3} = 0 - 23,81/0,85 = -28,01 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{T3\text{ авар}} = S_{\Gamma.\text{вст}-1} - S_{ВП\max} - S_{p.\max}; \quad (2.16)$$

$$S_{T3\text{ авар}1} = S_{T3\text{ авар}2,3} = 37,76 \text{ МВА}.$$

Для першого варіанту згідно [11] приймаємо АТЗ типу АТДЦТН-63000/220/110 (табл. 2.5).

При установленні двох АТЗ розрахункова потужність одного з них:

$$\left. \begin{aligned} S'_{\max} &= S_{\max} / 1,4; \\ S'_{\min} &= S_{\min} / 1,4; \\ S'_{ав} &= S_{ав} / 2; \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

Для другого і третього варіантів схеми розрахункова потужність одного АТЗ становить:

$$S'_{\max2,3} = 37,76/1,4 = 26,97 \text{ МВА}; \quad S'_{\min2,3} = 28,01/1,4 = 20,01 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав2,3} = 37,74/2 = 18,88 \text{ МВА}.$$

Приймаємо автотрансформатори типу АТДТНГ-30000/220/110 (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{к}}$ %	$\Delta P_{\text{x}}$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	$I_{\text{x}}$ , %
БТ1	ТД-80000/220	80	$\frac{242}{10,5}$	11	79	315	0,45
БТ2	ТДЦ-80000/110	80	$\frac{121}{10,5}$	10,5	150	390	3
БТ3	ТЦ-160000/220	160	$\frac{242}{11}$	11	105	320	0,6
АТЗ1	АТДЦТН-63000/220/110	63	$\frac{230}{121}$ 11	ВС-11 ВН-35 СН-22	37	315	0,45
АТЗ2,3	АТДТНГ-30000/220/110	30	$\frac{230}{121}$ 11	ВС-10,2 ВН-15 СН-9,9	60	100	2,8
АТВП	ТСЗА-630/10-82УХЛЗ	0,63	10/0,4	5,5	2,0	7,3	1,5
TR	ТСЗС-1000/10	1,0	10/0,4	8,0	3,0	12	2,0

Приведені затрати [4]:

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

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

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн, (таблиця 2.6);

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$  – очікуваний збиток;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.19)$$

де  $a$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування; на напругу 110 кВ  $a = 9,4$  %; на напругу 220 кВ  $a = 8,4$  %

$B = 24$  коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

$\Delta W$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{m.\text{ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.20)$$

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

$\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_k$  – втрати хх та КЗ трансформаторів, кВт;

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

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

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.6 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, I / II / III вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.		
			I варіант	II варіант	III варіант
БТ-1	3/4/0	3690	11070	14760	–
БТ-2	1/0/0	3180	3180	–	–
БТ-3	0/0/2	7995	–	–	15990
АТЗ1	1/0/0	5490	5490	–	–
АТЗ2	0/2/2	4320	–	8640	8640
Вимикачі:					
- 110 кВ	5/5/5	2700	13500	13500	13500
- 220 кВ	8/10/8	4680	37440	46800	37440
Сума			70680	83700	75570

Пимітка – на ВРУ 220 та 110 кВ попередньо приймаємо типову схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною»

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \cdot \sum \omega_{mi} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.21)$$

де  $y_0 = 18$  грн/кВ·год – питомий збиток;

$\omega_{mi}$  – параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік;

$\Delta P_i$  – потужність, яка втрачається, МВт;

$T_i$  – час простою, год (табл. 2.7).

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:



$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT3I};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= (3 \cdot 79 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 315 \cdot \left(\frac{210,35}{80}\right)^2 \cdot 3049,9) + (1 \cdot 150 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{1} \cdot 390 \cdot \left(\frac{45,76}{80}\right)^2 \cdot 3049,9) + (37 \cdot 8760 + 315 \cdot \left(\frac{80}{63}\right)^2 \cdot 3049,4) = \\ &= 6333543 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{AT32};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} &= (4 \cdot 79 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 315 \cdot \left(\frac{256,12}{80}\right)^2 \cdot 3049,9) + (2 \cdot 60 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 100 \cdot \left(\frac{37,76}{30}\right)^2 \cdot 3049,9) = 6520457 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{III} = \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT32};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{III} &= (2 \cdot 105 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 320 \cdot \left(\frac{256,12}{160}\right)^2 \cdot 3049,9) + (2 \cdot 60 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 100 \cdot \left(\frac{37,76}{30}\right)^2 \cdot 3049,9) = 4381895 \text{ (кВт·год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = (0,094 \cdot 16680 + 0,084 \cdot 54000) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 6333543 = 7623,97 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = (0,094 \cdot 13500 + 0,084 \cdot 70200) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 6520457 = 8730,71 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{III} = (0,094 \cdot 13500 + 0,084 \cdot 62070) + 24 \cdot 10^{-5} \cdot 4381895 = 7534,53 \text{ (тис.грн)}.$$

$$\begin{aligned} M(3)_I &= 18 \cdot [0,035 \cdot 3 \cdot 38,9 \cdot 60 + 0,014 \cdot 1 \cdot 38,9 \cdot 70 + 0,035 \cdot 1 \cdot 6,8 \cdot 60] = \\ &= 5354,5 \text{ (тис.грн)}; \end{aligned}$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,035 \cdot 4 \cdot 38,9 \cdot 60 + 0,035 \cdot 2 \cdot 6,6 \cdot 60] = 6380,64 \text{ (тис.грн)};$$

$$M(3)_{III} = 18 \cdot [0,025 \cdot 2 \cdot 98,5 \cdot 60 + 0,035 \cdot 2 \cdot 6,6 \cdot 60] = 5817,96 \text{ (тис.грн)}.$$

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів [4]

Варіант	Відмова елемента	$\omega_{mb}$ 1/рік	$\Delta P_i$ , МВт	$T_i$ , год	$n$ , шт.
I	БТ1	0,035	38,9	60	3
	БТ2	0,014	38,9	70	1
	АТЗ1	0,035	6,8	60	1
II	БТ1	0,035	38,9	60	4
	АТЗ22	0,035	6,6	60	2
III	БТ3	0,025	98,5	60	2
	АТЗ2	0,035	6,6	60	2

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Числове значення, тис.грн		
	I варіант	II варіант	III варіант
Капіталовкладення	70680	83700	75570
Щорічні експлуатаційні витрати	7623,97	8730,71	7534,53
Очікуваний збиток	5354,50	6380,64	5817,96
Приведені затрати	21460,07	25155,35	22420,89

$\Delta Z_{I-III} = 4,3 \% < 5 \%$ ,  $\Delta Z_{I-II} = 14,7 \% > 5 \%$ . Варіанти I та III є рівноекономічними, а варіант II – неоптимальний. Остаточо приймаємо I-й варіант структурної схеми станції, оскільки в варіанті III при пошкодженні БТ3 втрачається два генератори, тобто схема варіанту I є більш гнучкою з точки зору експлуатації.

#### 2.4 Вибір схеми власних потреб станції

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

Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора власних потреб (ТР), який підключено до сторони 10 кВ автотрансформатора зв'язку.

Схема власних потреб наведена на рисунку 2.3.

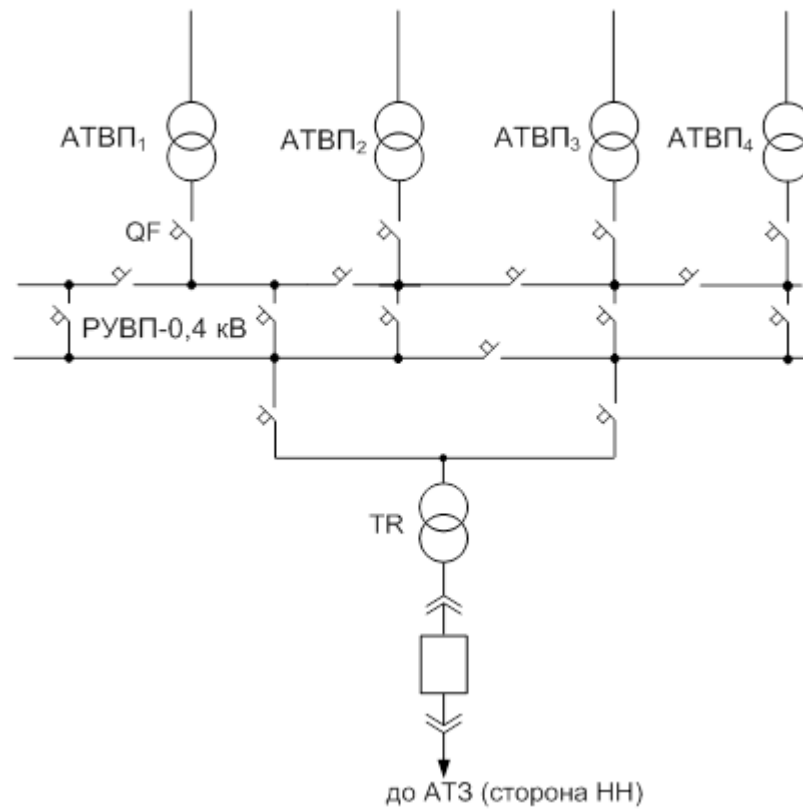


Рисунок 2.3 – Схема власних потреб станції

## 2.5 Вибір схем ВРУ 110 та 220 кВ

Для ВРУ-110 кВ обираємо схему чотирикутника (рисунок 2.4). Для ВРУ-220 кВ намічаємо два варіанти схем:

- схема «дві робочі та обхідна системи збірних шин»;
- схема «два зв'язаних багатокутники» (рисунок 2.5).

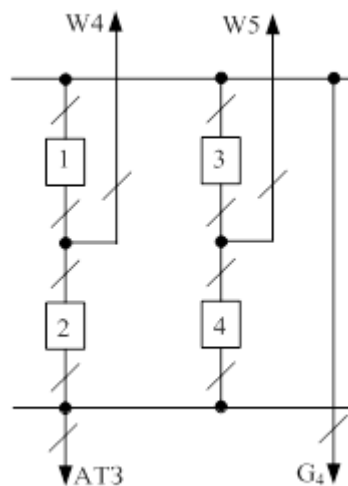
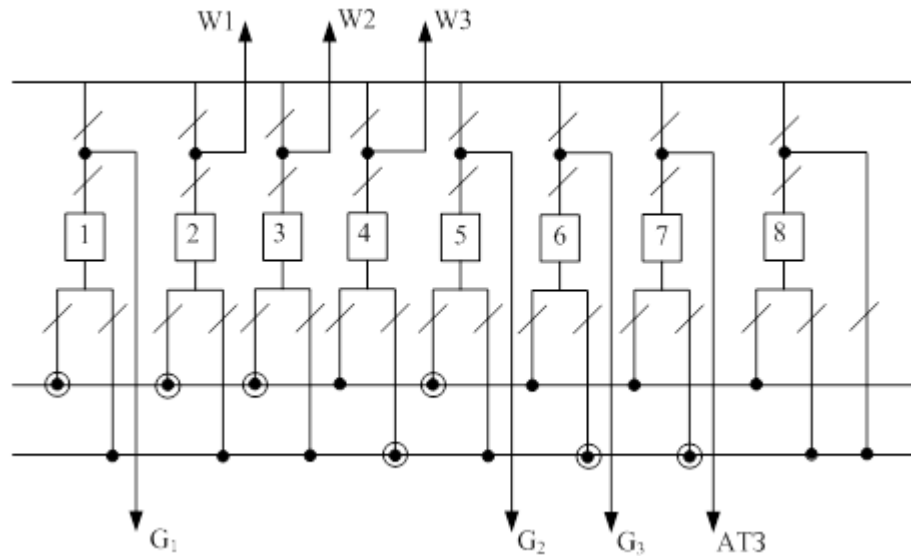
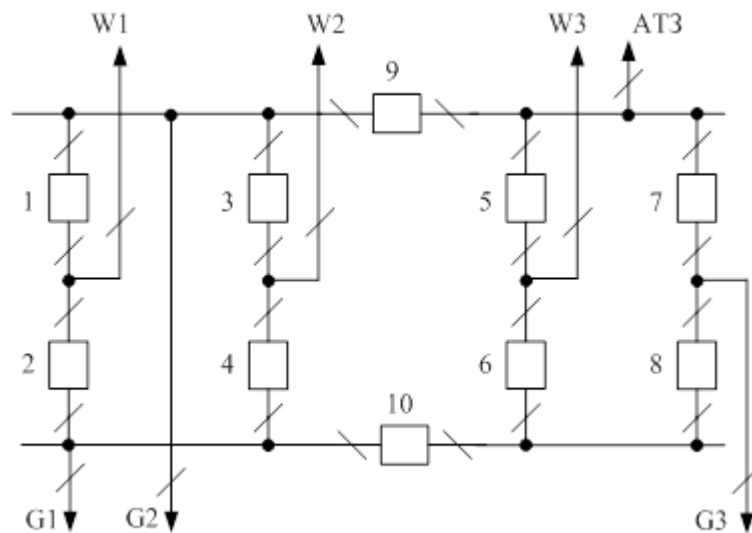


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ 110 кВ



а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-220 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [ 4, 13 ]. Приведені затрати:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.22)$$

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

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

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.23)$$

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.24)$$

де  $n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн;

$a = 8,4 \%$ .

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

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

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.25)$$

де  $y_0 = 18$  грн./кВт·год – питомий збиток;

$K_j$  – коефіцієнт режиму схеми ( $K_0$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

$\Delta P$  – втрачаємо потужність, МВт;

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

Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РУ  $\omega_1$  та  $\omega_2$ , час відновлення вимикача  $T_0$ , що відмовив, періодичності  $\mu$  та тривалості планових ремонтів  $T_n$ . Вказані величини наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 220 кВ

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_0$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонтів, $T_n$ , год.
		$\omega_1$	$\omega_2$			
220	Елегазовий	0,0125	0,005	100	0,2	150

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-220 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт	$n_k$	8	8
Вартість комірки, тис. грн	$C_k$	4680	4680
Параметр потоку раптових відмов генераторних вимикачів, 1/рік	$\omega_{з.в.} = 0,06 \cdot \omega_1$	0,0075	0,0075
	$\omega_{л.в.} = 0,06(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,0135	0,0135
Коефіцієнти ремонтного ( $K_p$ ) та нормального ( $K_0$ ) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_n / 8760$	0,003425	0,003425
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,97260	0,96575
Час простою елемента, год	$T_0 = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл}$	1	1
	$T_{ен} = T_6 - T_6^2 / 2 \cdot T_n$	66,7	66,7
Математичне очікування відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{з.в.}$	0,007295	0,007243
	$K_0 \cdot \omega_{л.в.}$	0,01313	0,013038
	$K_p \cdot \omega_{з.в.}$	0,000026	0,000026
	$K_p \cdot \omega_{л.в.}$	0,000046	0,000046

Визначення приєднань, що втрачають при виводі в ремонт одного вимикача і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРУ 220 кВ представлено в таблицях 2.11 і 2.12.

Для схеми «дві робочі та обхідна системи збірних шин» збиток збільшується на складову збитку через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [4]:

$$M(3)_D = \left( K_{2ш} \cdot T_{ш} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i \right) \cdot y_0, \quad (2.26)$$

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

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

$P_{\Sigma}$  – сумарна потужність генеруючи джерел, включених в схему, МВт;

$n$  – число приєднань схеми, шт.;

$\omega_i$  – параметр потоку раптових відмов, 1/рік.

$$M(3)_I = 18 \cdot [0,007295 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 66,4 + 2 \cdot 1 \cdot 98,5) + 0,01313 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 66,4 + 2 \cdot 1 \cdot 98,5) + 0,000026 \cdot (7 \cdot 66,7 \cdot 6,8 + 21 \cdot 66,7 \cdot 38,9 + 14 \cdot 1 \cdot 66,4 + 14 \cdot 1 \cdot 98,5) + 0,000046 \cdot (1 \cdot 66,7 \cdot 6,8 + 3 \cdot 66,7 \cdot 38,9 + 10 \cdot 1 \cdot 66,4 + 18 \cdot 1 \cdot 98,5)] = 142,452 \text{ (тис грн.)};$$

$$M(3)_{1D} = 18 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 180 \cdot (4 \cdot 0,0075 + 4 \cdot 0,0135)] = 27,216 \text{ (тис.грн.)};$$

$$M(3)_{1\Sigma} = 142,452 + 27,216 = 169,668 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,007243 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 38,9 + 2 \cdot 1 \cdot 66,4) + 0,01313 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 6,8 + 4 \cdot 1 \cdot 38,9) + 0,000026 \cdot (17 \cdot 1 \cdot 38,9 + 2 \cdot 66,7 \cdot 38,9 + 17 \cdot 1 \cdot 66,4 + 1 \cdot 1 \cdot 98,5 + 1 \cdot 1 \cdot 126) + 0,000046 \cdot (7 \cdot 1 \cdot 6,8 + 37 \cdot 1 \cdot 38,9 + 3 \cdot 1 \cdot 66,4)] = 70,596 \text{ (тис грн.)}.$$

Результати розрахунку приведених затрат зводимо в таблицю 2.14.

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



Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-220 кВ (II варіант)

Таблиця 2.13 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-220 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час простою, $T_0/T_{ВП}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
АТ	6,8	1	–	–	–	–
		66,7	–	–	7	1
G	38,9	1	–	–	–	–
		66,7	–	–	21	3
W,G,AT	66,4	1	2	1	14	10
		66,7	–	–	–	–
2W,2G	98,5	1	2	2	14	18
		66,7	–	–	–	–
II варіант						
W,AT	6,8	1	–	1	–	7
		66,7	–	–	–	–
G; W,G; 2W, G; A; Г	38,9	1	2	4	17	37
		66,7	–	–	2	
G,AT; W,G,AT; Б; В; Д	66,4	1	2	–	17	3
		66,7	–	–	–	–
2G	98,5	1	–	–	1	–
		66,7	–	–	–	–
2G,AT	126	1	–	–	1	–
		66,7	–	–	–	–

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ( $\Delta P=0$ ), в табл. 2.13 не внесені.

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схем ВРУ-220 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн.	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	37440	46800
Щорічні експлуатаційні витрати	3144,96	3931,2
Очікуваний збиток	169,668	70,096
Приведені витрати	8930,628	11021,796

$\Delta Z = 18,97 \% > 5\%$ . Отже, приймаємо схему I-й варіант схеми – схему «дві системи шин з обхідною» – як типову для даного класу напруги і найбільш економічну.

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів. Розрахунок проводимо у системі відносно базових одиниць. Приймаємо:  $S_{\bar{o}} = 800 \text{ МВА}$ ;  $U_{\bar{o}} = U_{\text{сер.ном.}}$ .

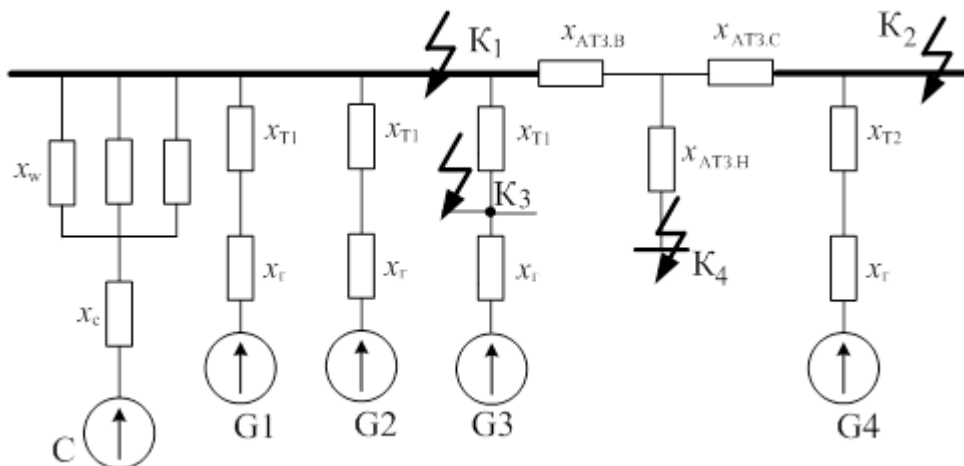


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.\text{ном}*} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{C.\text{ном}}}; \quad (2.27)$$

$$x_c = 0,2 \cdot \frac{800}{10000} = 0,016;$$

ЛЕП:

$$x_W = x_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (2.28)$$

$$x_W = 0,4 \cdot 200 \cdot \frac{800}{230^2} = 1,21;$$

Блочний трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{T.\text{ном}}}; \quad (2.29)$$

$$x_{T1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{800}{80} = 1,1;$$

$$x_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{800}{80} = 1,05;$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\bar{0}}}{S_{НОМ G}}; \quad (2.30)$$

$$x_{\Gamma} = 0,28 \cdot \frac{800}{70,6} = 3,17.$$

Трансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-H\%} + u_{K\ B-C\%} - u_{K\ C-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-C\%} + u_{K\ C-H\%} - u_{K\ B-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-H\%} + u_{K\ C-H\%} - u_{K\ B-C\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

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

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

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

$$x_{AT3.B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{800}{63} = 1,52;$$

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

$$x_{AT3.H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{800}{63} = 3,92.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

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

$$x_1 = 0,016 + \frac{1,21}{3} = 0,42;$$

$$x_2 = x_{\Gamma} + x_{T1};$$

$$x_2 = 3,17 + 1,1 = 4,27;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_3 = \frac{4,27}{2} = 2,135;$$

$$x_4 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_4 = \frac{4,27}{3} = 1,42;$$

$$x_5 = x_{\Gamma} + x_{T2};$$

$$x_5 = 3,17 + 1,05 = 4,22.$$

Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [4, 6]:

$$I_{II,Oi} = \frac{E''_* \cdot I_{\bar{o}i}}{x_{рез*и}} \quad (2.32)$$

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

$I_{\bar{o}i}$  – базовий струм, кА;

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

$$I_{\bar{o}i} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.33)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,01 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 115} = 4,02 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 3} = I_{\sigma 4} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 44,04 \text{ кА}.$$

Складові струмів КЗ [4]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{ періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{ аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.34)$$

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

$\gamma_{n,\tau}$  – коефіцієнт;

$T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.35)$$

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

*Розрахунок точки К<sub>1</sub>*

Спростуємо заступну схему відносно точки К<sub>1</sub> (рисунок 2.8).

Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки К<sub>1</sub>

$$x_6 = x_5 + x_{AT3.B};$$

$$x_6 = 4,22 + 1,52 = 5,74;$$

$$x_7 = \frac{x_4 \cdot x_6}{x_4 + x_6};$$

$$x_7 = \frac{1,42 \cdot 5,74}{1,42 + 5,74} = 1,14;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 2,01}{0,42} = 4,79 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 2,01}{1,14} = 1,99 \text{ кА}.$$

*Розрахунок точки  $K_2$  (рисунок 2.9).*

Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки  $K_2$

Розподіляємо  $x_{AT3.B}$  між  $x_1$  та  $x_4$  [4, 6]:

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_{AT3.B} \cdot (x_1 + x_4); \\ x_8 &= x_1 + (x\Delta / x_4); \\ x_9 &= x_4 + (x\Delta / x_1); \end{aligned} \right\}$$

$$x\Delta = 1,52 \cdot (0,42 + 1,42) = 2,8;$$

$$x_8 = 0,42 + (2,8 / 1,42) = 2,39;$$

$$x_9 = 1,42 + (2,8 / 0,42) = 8,09;$$

$$x'_9 = \frac{x_9 \cdot x_5}{x_9 + x_5};$$

$$x'_9 = \frac{8,09 \cdot 4,22}{8,09 + 4,22} = 2,77;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 4,02}{2,39} = 1,68 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 4,02}{2,77} = 1,64 \text{ кА}.$$

*Розрахунок точки  $K_3$  (рисунок 2.10).*

Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки  $K_3$

$$x_{10} = \frac{x_3 \cdot x_6}{x_3 + x_6};$$

$$x_{10} = \frac{2,135 \cdot 5,74}{2,135 + 5,74} = 1,56;$$

$$x\Delta = x_{T1} \cdot (x_1 + x_{10});$$

$$x_{11} = x_1 + (x\Delta / x_{10});$$

$$x_{12} = x_{10} + (x\Delta / x_1);$$

$$x\Delta = 1,1 \cdot (0,42 + 1,56) = 2,18;$$

$$x_{11} = 0,42 + (2,18 / 1,56) = 1,82;$$

$$x_{12} = 1,56 + (2,18 / 0,42) = 6,75;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 44,04}{1,82} = 24,20 \text{ кА};$$



$$I_{II,0G1,2,3} = \frac{1,13 \cdot 44,04}{6,75} = 7,37 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G3} = \frac{1,13 \cdot 44,04}{3,17} = 15,70 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки  $K_4$  (рисунок 2.11).

Рисунок 2.11 – Спрощення схеми для точки  $K_4$

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{AT3.H} \cdot (x_8 + x'_9); \\ x_{13} &= x_8 + (x_{\Delta} / x'_9); \\ x_{14} &= x'_9 + (x_{\Delta} / x_8); \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 2,92 \cdot (2,39 + 2,77) = 15,07;$$

$$x_{13} = 2,39 + (15,07 / 2,77) = 7,83;$$

$$x_{14} = 2,77 + (15,07 / 2,39) = 9,08;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 44,04}{7,83} = 5,62 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 44,04}{9,08} = 5,48 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{B.B.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/В (АВВ)	0,025
ВРУ 220 кВ	ЛТВ 245E1 (АВВ)	0,017
генератор	МГГ-10	0,12
Сторона НН АТЗ	ВР0-10 (комірка КРУ типу КУ 10)	0,04

Таблиця 2.16 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau$ , с	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n.\tau}$
К <sub>1</sub> шини 220 кВ	система	0,027	0,03	1,717	0,21	1
	G1-4		0,10	1,84	0,62	0,91
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	система	0,035	0,02	1,608	0,10	1
	G1-4		0,10	1,84	0,62	0,98
К <sub>3</sub> генератор G <sub>3</sub>	система	0,13	0,05	1,82	0,10	1
	G1,2,4		0,10	1,84	0,24	1
	G3		0,3	1,94	0,64	0,82
К <sub>4</sub> Сторона НН АТЗ	система	0,05	0,01	1,6	0,04	1
	G1-4		0,10	1,84	0,60	1

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

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

**К<sub>1</sub> G<sub>1-4</sub>**

$$I'_{ном} = 4 \cdot 70,6 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 0,71 \text{ кА}; \quad \tau = 0,027 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,99 / 0,71 = 2,8; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,91.$$

**К<sub>2</sub> G<sub>1-4</sub>**

$$I'_{ном} = 4 \cdot 70,6 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 1,42 \text{ кА}; \quad \tau = 0,035 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,64 / 1,42 = 1,15; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,98.$$

**К<sub>3</sub> а) G<sub>1,2,4</sub>**

$$I'_{ном} = 3 \cdot 3,887 = 11,66 \text{ кА}; \quad I_{н.о} / I'_{ном} = 7,37 / 11,66 = 0,63 < 1; \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

**б) G<sub>3</sub>**

$$I'_{ном} = 3,887 \text{ кА}; \quad \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 15,7 / 3,887 = 4; \quad \gamma_{n.\tau} = 0,82.$$

**К<sub>4</sub> G<sub>1-4</sub>**

$$I'_{ном} = 4 \cdot 3,887 = 15,55 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 5,48 / 15,55 = 0,35; \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{пт}$ , кА	Примітка
К <sub>1</sub> шини 220 кВ	Система	4,79	11,6	1,42	4,79	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	1,99	5,16	1,74	1,81	
	Сума	6,78	16,76	3,16	6,60	
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	Система	1,68	3,81	0,24	1,68	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	1,64	4,25	1,43	1,61	
	Сума	3,32	8,06	1,67	3,29	
К <sub>3</sub> генератор G3	Система	24,20	48,07	3,41	24,20	Ком.апарат.
	Генератори 1,2,3	7,37	19,12	2,49	7,37	
	Сума (без G3)	31,57	67,19	5,9	31,57	
	Генератор 3	15,7	42,95	14,17	12,87	Шини
	Повна сума	47,27	110,14	20,07	44,44	
К <sub>4</sub> Сторона НН АТЗ	Система	5,62	12,68	0,32	5,62	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	5,48	14,22	4,64	5,48	
	Сума	11,10	26,90	4,96	11,10	

Визначаємо струми КЗ в РУВП-0,4 кВ при живленні від АТВП та TR [4, 12].

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

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

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

Опори АТВП та TR [13]:

а) АТВП:  $r_1 = r_2 = r_0 = 2,9 \text{ мОм}; X_1 = X_2 = X_0 = 13,7 \text{ мОм};$

б) TR:  $r_1 = r_2 = r_0 = 1,9 \text{ мОм}; X_1 = X_2 = X_0 = 12,65 \text{ мОм}.$

Опори шинопроводу 0,4 кВ:

$$r_{1num} = r_{2num} = 0,0243 \text{ мОм/м};$$

$$X_{1num} = X_{2num} = 0,117 \text{ мОм/м};$$

$$r_{0num} = 0,2014 \text{ мОм/м};$$

$$X_{0num} = 0,522 \text{ мОм/м}; l = 30 \text{ м}.$$

$$r_{ul} = 0,0243 \cdot 30 = 0,729 \text{ мОм.}$$

$$X_{ul} = 0,117 \cdot 30 = 3,51 \text{ мОм.}$$

Опір енергосистеми, який проведено до точки КЗ –  $K_3$  та  $K_4$ :

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

$$X_{C.ATBП} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 47,27} = 0,128 \text{ Ом;}$$

$$X_{C.TR} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,1} = 0,547 \text{ Ом.}$$

Приводимо опір енергосистеми до сторони НН трансформатора (0,4 кВ).

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

$$X'_{C.ATBП} = 0,128 \cdot 10^3 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,205 \text{ мОм;}$$

$$X'_{C.TR} = 0,547 \cdot 10^3 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,875 \text{ мОм.}$$

Визначаємо результуючі опори кола КЗ:

а) при живленні від АТВП:

$$X_{\Sigma I} = X'_{C.ATBП} + X_{ATBП} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma I} = r_{ATBП} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma I} = 0,205 + 13,7 + 3,51 = 17,415 \text{ мОм;}$$

$$r_{\Sigma I} = 2,9 + 0,729 = 3,629 \text{ мОм;}$$

$$Z_{\Sigma I} = \sqrt{17,415^2 + 3,629^2} = 17,789 \text{ мОм;}$$

б) при живленні від TR:

$$X_{\Sigma 2} = X'_{C.TR} + X_{TR} + X_{u2};$$

$$r_{\Sigma 2} = r_{TR} + r_{u2};$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,875 + 12,65 + 3,51 = 17,035 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,9 + 0,729 = 2,629 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{17,035^2 + 2,629^2} = 17,237 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [13]:

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

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,789} = 13 \text{ кА}.$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,237} = 13,41 \text{ кА}.$$

За розрахунковий струм приймаємо варіант живлення від  $TR$ . Визначаємо мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги у місці пошкодження [13]:

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}}, \quad (2.40)$$

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

$$I_{k.R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,035^2 + (2,629 + 15)^2}} = 10,75 \text{ кА}.$$

Середнє значення струму трифазного КЗ:

$$I_{k.cер}^{(3)} = \frac{13,41 + 10,75}{2} = 12,08 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{Kсер}^{(3)}; \quad (2.41)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 12,08 = 22,14 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{П0Д}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{Т.ном}; \quad (2.42)$$

$$I_{П0Д}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,445 = 3,31 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.Д} = 3,22 \cdot I_{Т.ном}; \quad (2.43)$$

$$i_{y.Д} = 3,22 \cdot 1,445 = 4,65 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{П0\Sigma}^{(3)} = 12,08 + 3,31 = 15,39 \text{ кА;}$$

$$i_{y.\Sigma} = 22,14 + 4,65 = 26,79 \text{ кА.}$$

## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-220 кВ

Максимальні струми [4].

$$I_{maxW} = \frac{P_{зр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.44)$$

$$I_{maxBT} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.45)$$

$$I_{maxATЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.46)$$

$$I_{maxW} = \frac{150 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 463,7 \text{ А};$$

$$I_{maxBT1} = \frac{70,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,95} = 195,3 \text{ А};$$

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

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.47)$$

$$B_{\kappa} = 6,78^2 (0,2 + 0,1) = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де  $t_{вим}$  – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-110 кВ

$$I_{maxW} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 309,1 \text{ А};$$

$$I_{maxBT2} = \frac{70,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 390,5 \text{ А};$$

$$I_{maxATЗ} = 1,5 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 496,6 \text{ А};$$

$$B_{\kappa} = 3,32^2 (0,2 + 0,1) = 3,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор

$$I_{\max G} = \frac{I_{\text{г.ном}}}{0,95}; \quad (2.48)$$

$$I_{\max \text{АТВП}} = \frac{S_{\text{АТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.49)$$

$$I_{\max G} = \frac{3887}{0,95} = 4091,6 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{АТВП}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,7 \text{ А};$$

$$B_{\kappa} = 47,27^2 (4 + 0,3) = 9608,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сторона НН АТЗ

$$I_{\max TR} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А};$$

$$B_{\kappa} = 11,1^2 (0,2 + 0,1) = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\max \text{АТВП}} = 910,4 \text{ А}; I_{\max TR} = 1445 \text{ А}.$$

Визначаємо імпульс квадратичного струму.

$$B_{\kappa} = I_{\text{п.о}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а.сп}}), \quad (2.50)$$

де  $t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_{\text{а}}$ ;

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

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

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

Приймаємо для установлення автомат типу SNA1-2000:

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

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

$$ГКС = 80 \text{ кА} > i_{\text{г}} = 26,79 \text{ кА}.$$

$$t_{\text{св}} = 0,25 \text{ с}; t_{\text{а}} = 0,06 \text{ с}.$$

$$B_{\kappa} = 15,39^2 (0,31+0,03) = 80,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$



## 2.8 Вибір комутаційних апаратів

Вибір вимикачів та роз'єднувачів наведено в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

ВРУ – 220 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	242PMR40 (ABB)	PHДЗ.1 – 220/1000У1
$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ
$I_{max} = 463,7$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 6,6$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 3,16$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 31,1$ кА	—
$I_{п.0} = 6,78$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 16,76$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 13,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с
ВРУ – 110 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20В	PHДЗ.1 – 110/1000У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 496,6$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 3,29$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а.т} = 1,67$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 19,74$ кА	—
$I_{п.0} = 3,32$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 8,06$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 3,3$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ кА <sup>2</sup> ·с
Генератор		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГГ-10	РВР-20/6300 У3
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 4091,6$ А	$I_{ном} = 5600$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п.т} = 31,57$ кА	$I_{вим.ном} = 63$ кА	—
$i_{а.т} = 5,9$ кА	$I_{а,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 0$ кА	—
$\sqrt{2} I_{п.т} + i_{а.т} = 50,41$ кА	$\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + \beta_n) = 88,85$ кА	—
$I_{п.0} = 31,75$ кА	$I_{дин} = 63$ кА	—
$i_y = 67,19$ кА	$i_{дин} = 120$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 9608,1$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 63^2 \cdot 3 = 11907$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ кА <sup>2</sup> ·с

Продовження таблиці 2.18

РУВП 10 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР0 – 10	Комірка КРУ типу КУ – 10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 57,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{вим,ном} = 12,5 \text{ кА}$	
$i_{а.т} = 4,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 5,29 \text{ кА}$	
$I_{п.0} = 11,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	
$i_y = 26,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-220 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 463,7 \text{ А}; \quad I_{н,о} = 6,78 \text{ кА} < 20 \text{ кА}; \quad i_y = 16,76 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/56 [11]:

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

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

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

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 463,7 \text{ А} < I_{дон} = 610 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [4]

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.51)$$

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

$r_0$  – радіус проводу, см.

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

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (2.52)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,12 \cdot \lg \frac{504}{1,12}} = 28,8 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (2.53)$$

$$1,07 \cdot 28,8 = 30,8 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 31,9 = 28,7 \text{ кВ/см}.$$

Умова не виконується. Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід марки АС 300/204 [11]:  $d = 29,2$  мм;  $I_{дон} = 700$  А.

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 242}{1,46 \cdot \lg \frac{504}{1,46}} = 23,12 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 23,12 = 24,74 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,0 = 27,9 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 496,6 \text{ A};$$

$$I_{n,o} = 3,32 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 8,06 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 185/24 [11]:

$$d = 18,9 \text{ мм}; \quad I_{дон} = 520 \text{ А}; \quad D = 300 \text{ см}. \quad D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 496,6 \text{ А} < I_{дон} = 520 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [4].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,5 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,945 \cdot \lg \frac{378}{0,945}} = 17,4 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 17,4 = 18,62 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32,5 = 29,25 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Сторона НН АТЗ.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-1600-51.

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

$$I_{max} = 57,8 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 26,9 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо струмопровід типу ШЗК-0,4/1600-51УЗ (закритий комплектний).

$$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 0,4 \text{ кВ};$$

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

$$i_y = 26,79 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

## 2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А315S4УЗ:

$$P_{д.ном} = 160 \text{ кВт}; U_{д.ном} = 380/660 \text{ В}; I_{д.ном} = 271,7 \text{ А}; \nu_0 = +30^\circ; B_k = 80,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$T_{max} = 3000 \text{ год}, K_2 = 0,93.$$

Економічний переріз кабеля [4, 6]:

$$q_{ек} = \frac{271,7}{1,4} = 194,1 \text{ мм}^2.$$

Мінімальний переріз за термічною стійкістю:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{80,5 \cdot 10^6}}{98} = 91,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два алюмінієвих кабелі перерізом  $95 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп.ном} = 165 \text{ А}$ .

$$I_{max} = 271,7 \text{ А} < I_{доп} = 0,93 \cdot 2 \cdot 165 = 306,9 \text{ А}$$

## 2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі генератора (таблиці 2.19-2.21).

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТШ-20-10000/5 УЗ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10$ (кВ)	$U_{ном} = 10$ (кВ)
$I_{max} = 4091,6$ (А)	$I_{ном} = 5000$ (А)
$B_k = 9608,1$ (кА <sup>2</sup> · с)	$I^2_T \cdot t_T = (35 \cdot 5)^2 \cdot 3 = 91875$ (кА <sup>2</sup> · с)
$r_2 = 1,193$ (Ом)	$r^2_{ном} = 1,2$ (Ом)

Примітки: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р;

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$l_{розр} = 40$  (м);

г)  $I_{2ном} = 5$  (А).

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.20).

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

№	Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н-344	—	10	—
2	Ватметр	Д-335	0,5	—	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	—	0,5
4	Лічильник активної енергії	І-680	2,5	—	2,5
5	Ватметр реєструючий	Н-348	10	—	10
6	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	—	1,0
7	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	—	1,0
8	Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
	Сумарне значення		16,0	10,5	16,0

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = S_{прил} / I^2_2; \quad (2.55)$$

$$r_{прил} = 16 / 5^2 = 0,64 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.56)$$

$$r_{np} = 1,2 - 0,64 - 0,1 = 0,46(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = p \cdot l_{розр} / r_{np}; \quad (2.57)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 40 / 0,46 = 2,46(\text{мм}^2).$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами перерізом  $q = 2,5 (\text{мм}^2)$ .

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,64 + 0,1 + (0,0283 \cdot 40) / 2,5 = 1,193 (\text{Ом}) < 1,2 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу ЗНОЛ.06-10У3:

$$U_{1ном} = 10000 / \sqrt{3} (\text{кВ}); U_{2ном} = 100\sqrt{3} (\text{В});$$

$$U_{2доd} = 100 / 3 (\text{В}); S_{2ном0,5} = 75 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{62^2 + 9,7^2} = 62,75 (\text{В} \cdot \text{А}) < S_{2доd} = 3 \cdot 75 = 225 (\text{В} \cdot \text{А}).$$

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ЗНОМ-15-63У2

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	n <sub>обм</sub> , шт	Cos φ	Sin φ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
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	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	1	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	1	10	—
Лічильник активної енергії	І-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	1	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	1	10	—
Разом:							62	9,7

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил  $q = 2,5$  (мм<sup>2</sup>). Аналогічно виконаємо вибір вимірювальних трансформаторів на інших приєднаннях станції (таблиця 2.22).

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

## 2.12 Вибір акумуляторної батареї



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

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду:  $U_{ш} = 230$  В;
- номінальна напруга:  $U_n = 220$  В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду:  $U_{пз} = 2,15$  В;
- напруга на елементі в кінці аварійного розряду:  $U_p = 1,75$  В;
- напруга наприкінці заряду:  $U_з = 2,75$  В;
- кількість основних елементів батареї:  $n_o = 108$ ;
- кількість додаткових елементів:  $n_d = 22$ ;
- загальне кількість елементів:  $n = 130$ .

Навантаження акумуляторної батареї наведено в таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P <sub>ном</sub> , кВт	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>розр</sub> , А	I <sub>пуск</sub> , А	Навантаження	
						I <sub>ав</sub>	I <sub>пошт</sub>
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	100	-	100	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Приводи вимикачів: МГГ-10+ПЕ-21А	4	-	250	-	-	-	1000
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	4	8	-	40	130	160	-
Електродвигун аварійного маслонасоса системи змащування турбіни	4	14	-	73	184	292	736
РАЗОМ:						607	1791

Типовий номер АБ [4, 13]:

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

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{607}{25} = 25,5,$$

де  $j = 25$  А/Н при температурі електроліту  $25^\circ$  С.

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{ном}}{46}; \quad (2.59)$$

$$N \geq \frac{1791}{46} = 38,9.$$

Вибираємо типорозмір  $N = 40$ .

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.60)$$

$$j_n = \frac{1791}{40} = 44,8 \text{ А/Н.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 83 % (рисунок 6.2 [4]), що менше за допустиме значення 85%. Тому приймаємо типорозмір  $N = 48$ . Тоді напруга на приводах складає 88 % > 85 %.

Отже, остаточно приймаємо типорозмір  $N = 48$ .

Визначаємо розрахунковий струм та напругу підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\} \quad (2.61)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 48 = 32,2 \text{ А.}$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 \text{ А;} \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\} \quad (2.62)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0,05 \cdot 48 = 2,4 \text{ А;}$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= 5 \cdot N + I_{ном}; \\ U_{ЗП} &= n \cdot U_3; \end{aligned} \right\} \quad (2.63)$$

$$I_{ЗП} = 25 + 5 \cdot 48 = 265 \text{ А;}$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

### 2.13 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [11]:

- |  |            |
|--|------------|
| 1) ЛЕП-220 кВ, сторона ВН БТ1 та сторона ВН автотрансформатора зв'язку | ОПН-220 У1 |
| 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ2 та сторона СН                            | ОПН-110 У1 |

автотрансформатора зв'язку

2) Нейтраль блочних трансформаторів БТ1	ОПН-110 У1
3) Нейтраль блочних трансформаторів БТ2	ОПН-35 У1
4) сторона НН автотрансформатора зв'язку	ОПН-10У1
5) сторона НН блочних трансформаторів	ОПН-10У1
6) сторона НН АТВП та ТР	ОПН-0,4

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

## 2.14 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-220 кВ

Вихідні дані :

- а) висота блискавковідводу:  $h = 30$  м;
- б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 17$  м;

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

План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ наведено на рис. 2.12.

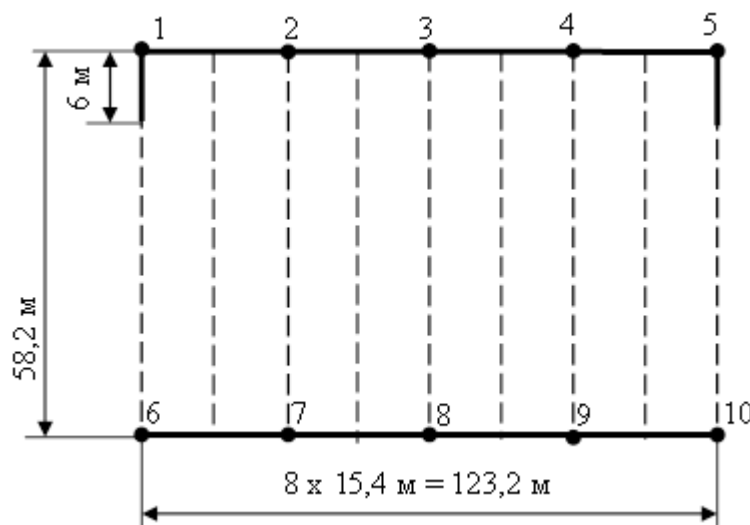


Рисунок 2.12 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-220 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h ; \quad (2.64)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \quad (2.65)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} , \quad (2.66)$$

де  $h$  – висота блискавковідвода, м;

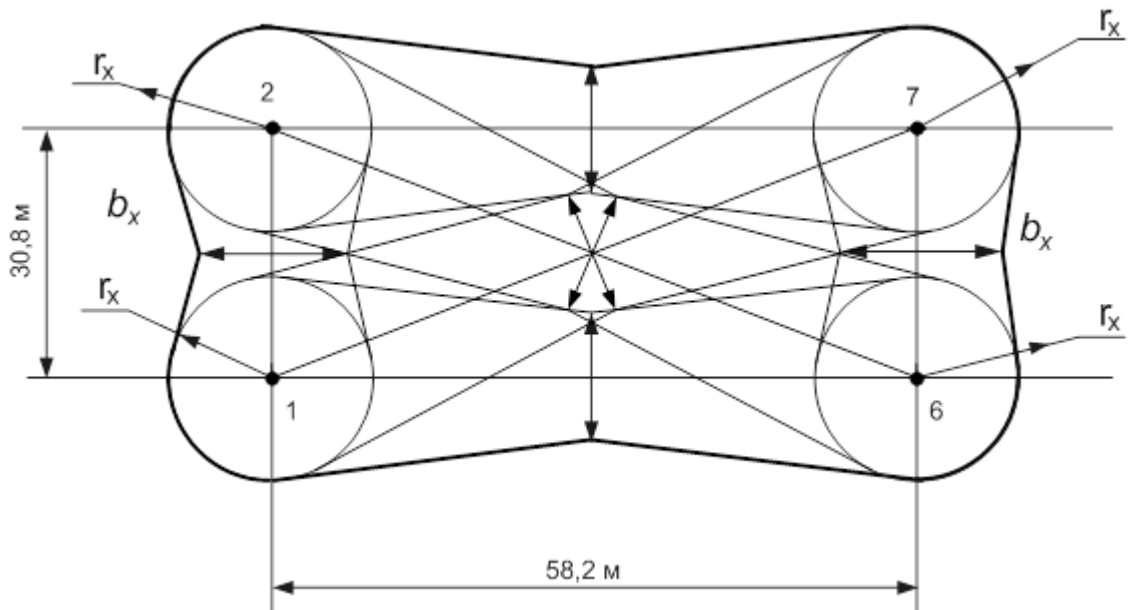
$h_x$  – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

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

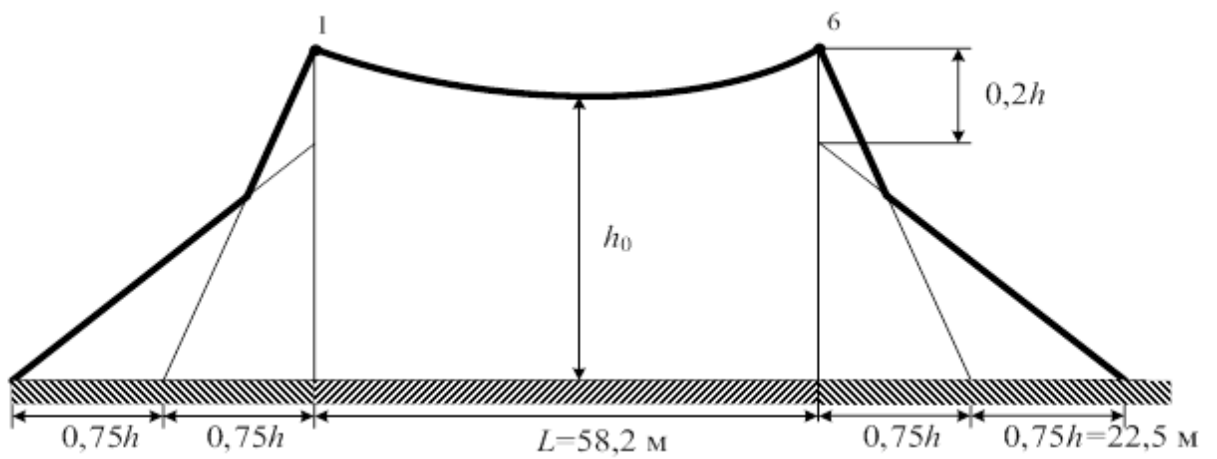
$L$  – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 2.24 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів  
ВРУ-220 кВ

Пари блискавковідводів	$L$ , м	$h_0$ , м	$b_x$ , м	$r_x$ , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	30,8	28,7	21,75	13,125
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	58,2	25,4	12,45	13,125
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	65,8	24,2	8,85	13,125



а) вид зверху



б) вид збоку

Рисунок 2.13 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-220 кВ

### 3 ОБСЛУГОВУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Важливу роль у роботі електричних станцій і підстанцій, в колах релейного захисту та автоматики відіграють вимірювальні трансформатори струму і напруги. Тому більш глибоке дослідження особливостей будови, умов експлуатації, принципів роботи вимірювальних трансформаторів є дуже доречним і актуальним.

Вимірювальні трансформатори використовують, головним чином для підключення електровимірювальних приладів у колі змінного струму високої напруги. При цьому електровимірювальні прилади виявляються ізольованими від ланцюгів високої напруги, що забезпечує безпеку роботи обслуговуючого персоналу. Крім того, вимірювальні трансформатори дають можливість розширювати межі вимірювань приладів, тобто вимірювати великі струми і напруги за допомогою порівняно нескладних приладів, розрахованих для вимірювання малих струмів і напруг. Крім того, вимірювальні трансформатори служать для підключення до ланцюгів високої напруги обмоток реле, що забезпечують захист електричних установок від аварійних режимів [16–18].

Трансформатор струму (ТС) – це трансформатор, в якому за нормальних умов використання вторинний струм практично пропорційний первинному струму та при правильному вмиканні зсунутий відносно нього по фазі на кут, який близький до нуля.

Трансформатор напруги (ТН) – це вимірювальний трансформатор, в якому при нормальних умовах вторинна напруга практично пропорційна первинній, а фазовий зсув між ними близький до нуля.

Первинна обмотка ТН вмикається в коло високої напруги паралельно, а до вторинної обмотки підключаються вимірювальні прилади, кола автоматики, релейного захисту та сигналізації. В ТН первинна обмотка ізольована від вторинної на повну робочу напругу. Первинна обмотка може мати один або два вивідних кінця, ізольованих від землі на повну робочу напругу. В першому

випадку другий вивідний кінець первинної обмотки заземлюється. Один вивідний кінець вторинної обмотки завжди заземлюється.

Трансформатор напруги виконує такі функції [19]:

1. Перетворення високої змінної напруги в змінну напругу, яка припустима для безпосереднього вимірювання її стандартними вимірювальними приладами, для роботи реле захисту або пристроїв автоматики та сигналізації.

2. Ізоляцію вимірювальних приладів та захисних реле, до яких має доступ обслуговуючий персонал, від кола високої напруги. ТН підключається одним кінцем первинної обмотки до фазового проводу, а другим - до землі або двома кінцями первинної обмотки – до фазових проводів лінії.

### **3.1 Експлуатація трансформаторів струму**

При оглядах перевіряється стан контактних з'єднань, стан ізоляції, заземлення вторинних обмоток, рівень і відсутність течі масла у маслонаповнених трансформаторів струму.

При зниженні рівня масла до 10% від загального обсягу доливається сухе масло до необхідного рівня. При більшому зниженні рівня масла необхідне сушіння ізоляції трансформаторів струму.

Сушіння ізоляції трансформаторів струму напругою до 10 кВ виконується навантажувальним первинним (або вторинним) струмом, що перевищує приблизно на 20% номінального струму. Схема сушіння ізоляції трансформаторів струму первинним навантажувальним струмом з використанням зварювального трансформатора  $T$  показана на рис. 3.1, а.

Сушіння триває 15 – 18 годин і закінчується при стабільності протягом 3 – 4 годин опору ізоляції.



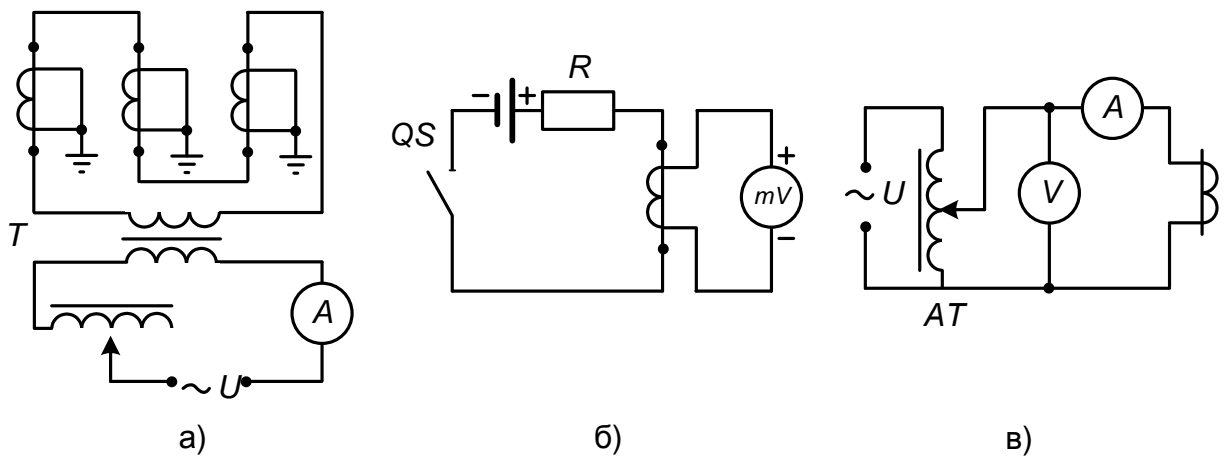


Рисунок 3.1 – Схеми сушіння ізоляції (а), визначення полярності обмоток (б) і зняття характеристики намагнічування трансформаторів струму (в)

Сушіння ізоляції ТС напругою 35 – 110 кВ проводять в сушильних камерах гарячим повітрям при температурі не більше 70 °С протягом 8 – 10 годин.

Перед підключенням трансформаторів струму після сушіння або інших робіт з обслуговування перевіряється полярність обмоток. У вторинну обмотку включається мілівольтметр  $mV$  магнітоелектричної системи (рис. 3.1, б). Первинна обмотка замикається рубильником  $QS$  на джерело постійного струму напругою 3 – 12 В. Якщо при включенні рубильника стрілка мілівольтметра  $mV$  відхиляється вправо (а при відключенні – вліво), то позитивний полюс джерела і позитивний полюс  $mV$  підключені до однойменних виводів (до початку або кінця) обмоток.

При експлуатації ТС особливу увагу приділяють заземленню вторинних обмоток трансформатора і відсутності обриву вторинного ланцюга. Заземлення вторинних обмоток необхідно для захисту обслуговуючого персоналу від первинної напруги при пробі ізоляції між первинною і вторинною обмотками.

Нормальний режим роботи трансформаторів струму близький до короткого замикання вторинної обмотки. Розрив вторинного кола призводить до перенапруження на вторинній обмотці і пошкодження її ізоляції. Перед заміною у вторинному колі вимірювальних приладів або пристроїв релейного захисту попередньо слід шунтувати (закоротити) вторинну обмотку ТС.

### **3.2 Заходи безпеки при обслуговуванні трансформатора струму**

Режим роботи трансформатора струму близький до режиму короткого замикання. При розмиканні вторинної обмотки апарату відбувається зникнення розмагнічуючого струму, внаслідок цього на виводах вторинної обмотки виникає струм первинної обмотки, що в кінцевому рахунку призводить до пошкодження ТС. Крім того, в результаті виникнення великого магнітного потоку, у вторинній обмотці трансформатора струму наводиться електрорушійна сила величиною в кілька десятків кіловольт, що тягне за собою пошкодження ізоляції вторинних кіл, пристроїв релейного захисту, автоматики, вимірювальних приладів, а також становить небезпеку обслуговуючому персоналу електроустановки [21–24].

Отже, категорично забороняється розмикати виводи вторинної обмотки трансформатора струму, вони повинні бути завжди підключені до струмових кіл пристроїв РЗіА, вимірювальних приладів або лічильників електричної енергії. При виникненні необхідності заміни вимірювального приладу або струмового реле, слід попередньо зашунтувати виводи вторинної обмотки. Якщо установлення шунтуючої перемички на працюючому ТС неможливе, то для заміни приладу слід знеструмити апарат виводом приєднання в ремонт.

### **3.3 Експлуатація трансформаторів напруги**

При оглядах перевіряють рівень масла і відсутність його течі, стан фарфорових ізоляторів, справність армовочних швів, заземлення вторинних обмоток, яке необхідно для захисту обслуговуючого персоналу від первинної напруги при пробі ізоляції між первинною і вторинною обмотками трансформатора напруги.

При значному зниженні рівня масла проводиться сушіння ізоляції трансформаторів напруги. Схема одного із способів сушіння (навантажувальними струмами) показана на рисунку 3.2.

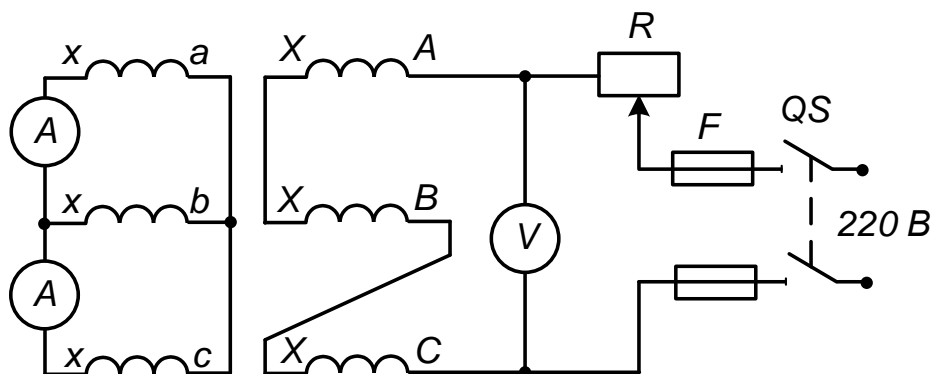


Рисунок 3.2 – Схема сушіння ізоляції трансформатора напруги навантажувальними струмами

Видалення вологи з ізоляції здійснюється за рахунок тепла, що виділяється короткозамкненою вторинною обмоткою. Вторинні струми, контрольовані амперметрами А, визначаються потужністю трансформатора напруги. Температура обмоток під час сушіння не повинна перевищувати 85°C.

Режим роботи трансформаторів напруги близький до режиму холостого ходу. Внаслідок цього пошкоджуваність ТН відносно мала. В експлуатації найбільш характерними ушкодженнями є виткові замикання у вторинній обмотці. Виявлення таких ушкоджень визначається вимірюванням струму холостого ходу. Для цього на вторинну обмотку трансформатор напруги подається номінальна напруга і вимірюється струм цієї обмотки за розімкнутої первинної обмотки. Результати вимірювання струму холостого ходу зіставляються з паспортними даними трансформатора напруги. Відмінність результату вимірювань від паспортних даних більш ніж на 20% свідчить про наявність виткових замикань. В цьому випадку ТН виводиться в ремонт.

Після виконання ремонтних робіт, пов'язаних із заміною обмоток, перевіряється коефіцієнт трансформації і група з'єднання обмоток трансформатора напруги.

### 3.4 Випробування вимірювальних трансформаторів

Згідно норм випробування електрообладнання [25] обсяг і періодичність вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів мають відповідати наведеним у таблиці 3.1.

В експлуатації під час контролю за п.4 трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією напругою 330 кВ і вище без їх вимикання вимірювання за п.п.1 і 2 можуть не проводитись.

Таблиця 3.1 – Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів				
	Струму			Напруги	
	Вбудовані трансформатори струму з керамічною і литою ізоляцією на напругу до 35 кВ	З паперово-масляною ізоляцією	З паперово-масляною конденсаторною ізоляцією	З литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ	Маслонаповнені
При приймально-здавальних випробуваннях (при першому вмиканні)	За п. 1, 3, 5, 6, 7	За п. 1, 2, 3.2, 5, 9, 10**	За п. 1–8, 3.2, 5, 9, 10**	За п. 1, 3	За п. 1, 3, 8, 10**
Не менше ніж один раз у чотири роки	–	За п. 9, 10**	За п. 1, 2, 3.2, 5, 9, 10**	–	–
Не менше ніж один раз у вісім років	За п. 1, 3	За п. 1, 2*, 3.2, 5, 9, 10	За п. 1, 2*, 3.2, 5, 9, 10**	За п. 1, 3	За п. 1, 3, 8, 10**

\* – При незадовільних показниках залитого масла  
 \*\* – Відбір і випробування масла в герметизованих трансформаторах не проводяться, крім вказівок інструкції заводу-виробника

Норми вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів наведено нижче в п.п.1–12 згідно [25].

#### 1 Вимірювання опору ізоляції

1.1 Вимірювання опору основної ізоляції обмоток Опір вимірюється мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Виміряні значення опору ізоляції обмоток трансформаторів напруги і трансформаторів струму мають бути не менше наведених у таблиці 3.2.

1.2 Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток Опір вимірюється мегаомметром на напругу 0,5-1,0 кВ. Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується, але разом з приєднаними до них колами має бути не менше ніж 1 МОм. При оціненні стану ізоляції вторинних обмоток можна орієнтуватись на такі середні значення опору ізоляції справної обмотки:

- у вбудованих трансформаторах струму – 10 МОм;
- у виносних трансформаторах струму – 50 МОм.

У трансформаторах струму 220 кВ і вище з кільцевою ізоляцією обмотки за наявності виводу від екрана вторинної обмотки вимірюється опір ізоляції між екраном і вторинною обмоткою. Значення опору ізоляції має бути не менше ніж 1 МОм.

Таблиця 3.2 – Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформаторів струму та напруги

Тип вимірювального трансформатора	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм			Примітка
	Основна ізоляція	Вимірювальний конденсатор	Зовнішні шари основної ізоляції	
Трансформатори напруги	90 і більше для трансформаторів напруги серії НКФ Для решти трансформаторів напруги – не нормується	–	–	У каскадних трансформаторах напруги НКФ, що вводяться до роботи, також вимірюється опір ізоляції зв'язувальних і вирівнювальних обмоток, який повинен бути нижче 50 МОм
Трансформатори струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією)	Не нормується	–	–	У каскадних трансформаторах струму на напругу 500 кВ з кільцевими обмотками, що вводяться до роботи, вимірюється також опір ізоляції проміжних обмоток. Значення опору ізоляції не нормується
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою на напругу 330 кВ	$\frac{5000^*}{3000}$	$\frac{3000^*}{1000}$	$\frac{1000^*}{500}$	–

Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римовидною обмоткою	$\frac{5000^*}{3000}$	–	$\frac{3000^*}{1000}$	–
* – У чисельнику наведено найменш допустимі значення опору ізоляції для трансформаторів струму, які вводяться до роботи, у знаменнику – для трансформаторів струму, які знаходяться в експлуатації				

## 2 Вимірювання тангенса кута діелектричних витрат ізоляції обмоток трансформаторів струму

Виміряні значення тангенса кута діелектричних витрат ізоляції обмоток трансформаторів струму не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 3.3.

При вимірюванні потрібно звертати увагу на характер змінювання тангенса кута діелектричних витрат і ємності порівняно з результатами попередніх вимірювань.

Під час експлуатації в маслонаповнених каскадних трансформаторах струму допускається вимірювати загальне значення  $tg \delta$  двох елементів каскада.

Норми оцінення стану ізоляції в цьому випадку мають бути скориговані відповідно до нормованих значень, наведених у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Граничні значення  $tg \delta$  основної ізоляції обмоток трансформаторів струму (за температури 20 °С)

Виконання трансформатора струму і періодичність вимірювання	Граничні значення $tg \delta$ ізоляції трансформатора струму на напругу, кВ					
	35	60-110	150-220	330	500*	750*
Трансформатори струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання:						
при першому увімкненні	2,5	2,0	1,5	-	1,0	-
в експлуатації	4,5	3,5	2,5	-	1,5	-
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою:						
при першому увімкненні	-	-	-	0,6	-	-
в експлуатації**	-	-	-	0,8**	-	-
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римовидною обмоткою:						
при першому увімкненні	-	-	-	0,5	0,5	0,5
в експлуатації***	-	-	-	-	-	-
* – Норму дано для одного елемента каскадного трансформатора струму						
** – Норма – у знаменнику для вимірювального конденсатора, випробна напруга за п.3.2						
*** – Норма – не більше ніж 50 % виміряної величини на заводі і при введенні в експлуатацію						

### 3.5 Випробування трансформаторного масла

Експлуатаційні властивості трансформаторного масла визначаються його хімічним змістом, який залежить, головним чином, від якості сировини та способів його очищення при виготовленні. Масло являє собою суміш достатньо складних органічних сполук. Під впливом електричних та магнітних полів, вологості і температури всередині та зовні високовольтного маслonaповненого обладнання, виникає розкладання початкових органічних сполучень, які утримуються в трансформаторному маслі. Крім того, в масло переходять продукти розкладання твердої ізоляції та конструктивних матеріалів, які можуть вступати в нові взаємодії між собою, і прискорюють процес зносу ізоляції трансформаторів.

Таблиця 3.5 – Періодичність контролю трансформаторів струму під робочою напругою

Клас напруги, кВ	Значення, % $\Delta tg \delta$ або $\Delta Y/Y$	Періодичність контролю
220	$0 \leq \Delta tg \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	12 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg \delta \leq 2,0$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 2,0$	6 місяців
330-500	$0 \leq \Delta tg \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg \delta \leq 1,5$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 1,5$	3 місяці
750	$0 \leq \Delta tg \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg \delta \leq 1,0$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 1,0$	3 місяці

В процесі експлуатації трансформаторів початковий склад трансформаторного масла (ТМ) та твердої ізоляції ускладнюється за складом та змінюється за конструкцією і агрегатним станом, потрібні докладні фізико-хімічні дослідження для оцінки стану та виявлення дефектів

електрообладнання. Досвід експлуатації трансформаторів вказує на те, що великий процент їх відмов виникає через пошкодження високовольтних вводів. Причиною цих пошкоджень може бути зменшення електричної міцності масла у високовольтних герметичних вводах викликане його колоїдним старінням, а в негерметичних вводах – зниження електричної міцності паперово-масляної ізоляції з-за її зволоження та забруднення [26].

Стан трансформаторного масла оцінюється за результатами випробувань, які залежно від об'єму поділяються на три види:

- випробування на електричну міцність, які включають визначення пробивної напруги, якісне визначення наявності води, візуальне визначення наявності механічних домішок;

- скорочений аналіз, який включає визначення кислотного числа, наявність водорозчинних кислот, температури спалаху та кольору масла;

- випробування в об'ємі повного аналізу, який включає в себе всі випробування в об'ємі скороченого аналізу, а також визначення  $\text{tg}\delta$ , натрової проби, стабільності проти окислення, кількісне визначення волого утримання та механічних домішок.

Таблиця 3.6 – Норма кількісних показників якості експлуатаційного трансформаторного масла

Пробивна напруга масла в експлуатації, кВ, не менше:	
- для трансформаторів напругою (60÷220) кВ	35
- для трансформаторів напругою (20÷35) кВ	25
Наявність механічних домішок (візуально)	відсутні
Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше	0,25
Стабільність проти окислення:	
- наявність летючих низькомолекулярних кислот, мг КОН на 1 г масла, не більше	0,005
- масова частка осаду після окислення, %	відсутня
- кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г, не більше	0,1
Температура спалаху, °С, не нижче	150
$\text{tg}\delta$ при 90°С, %, не більше	7,0
Вологоутримання по масі	за заводськими



	нормами
Газоутримання	за заводськими нормами
Проба натрію по ГОСТ 19296-73, бали, не більше	0,4
Температура застигання, °С, не вище	-45
В'язкість кінематична, (м <sup>2</sup> /с)·10 <sup>-6</sup> , не більше:	
- при 20°С	28
- при 50°С	9
- при -30°С	1300

Через зволоження масла внаслідок безпосереднього контакту масла в трансформаторі з атмосферним повітрям знижується його електрична міцність, а насичення киснем призводить до підсиленого розвитку процесів окислення (старіння) масла.

В результаті старіння створюється шлам, в склад якого входять розчинні та нерозчинні в маслі компоненти. Нерозчинні компоненти викликають небезпеку для роботи твердої ізоляції з-за їх гігроскопічності та утворення ними провідних містків. Крім того, осади погіршують охолодження трансформаторів, зменшуючи переріз каналів охолодження обмоток. При випробуваннях масла використовують як якісний, так і кількісний метод визначення утримання механічних домішок та води.

При кількісному оцінюванні утримання механічних домішок в маслі воно спочатку пропускається через попередньо зважений, сухий безпопіловий паперовий фільтр. Потім фільтр висушується та зважується, а різниця у вазі дає масу механічних домішок.

Важливою характеристикою ТМ є кислотне число, яке вимірюється кількістю їдкого натру (в міліграмах) необхідного для нейтралізації всіх вільних кислот в маслі. Кислі сполучення добуваються при нагріванні з масла розчином етилового спирту, а потім нейтралізуються їдким натром.

Кількість в маслі водорозчинних кислот, які є агресивними сполученнями, викликає корозію металів та прискорює старіння твердої ізоляції. Визначення утримання водорозчинних кислот та лугів базується на їх

втяганні з масла водою або водним розчином спирту.

Температура спалаху – це температура, при якій пари масла нагрітого у закритому посуді, створюють з повітря суміш, яка спалахує при піднесенні до неї полум'я. При нормальній роботі трансформатора температура спалаху поступово зростає з-за випарування легких фракцій масла. При розвитку дефекту в трансформаторі температура спалаху масла різко падає через розчинення в маслі газів, які створюються при його термічному розкладанні в місці дефекту. Зниження температури спалаху більше ніж на 5°C в порівнянні з попереднім визначенням вказує на наявність дефекту і в такому випадку потрібно комплексне обстеження трансформатора для виявлення причин цього зниження.

Якісне визначення вологоутримання в маслі здійснюють шляхом нагріву масла до 130°C. Наявність вологи вважається встановленою, якщо при вспінюванні або без нього не менше двох разів чути тріск. Кількісна оцінка розчиненої води базується на взаємодії з нею гідриду кальцію. Потрібно зауважити, що гідрид-кальцієвий метод визначення волого утримання не дозволяє отримати достатньо відтворювані результати і, крім того, на виконання аналізу витрачається багато часу. Ці недоліки усуваються під час застосування кулонометричного методу, який заснований на взаємодії води з реактивом Фішера при пропусканні електричного струму через суміш цього реактиву з аналізованою пробєю масла. Реактив Фішера отримують розчином йоду, диоксиду сірки і пирідіна у метанолі.

### **3.6 Тепловізійний контроль вимірювальних трансформаторів**

Одним з найбільш поширених методів оцінки стану електричного, енергетичного, технологічного обладнання, будівель і споруд є сучасний тепловізійний контроль.

У багатьох сферах електроенергетики спостерігається тенденція відмови від планових ремонтів обладнання на користь ремонту по фактичному стану. Подібний перехід вимагає розвитку і впровадження сучасних методів діагностики технічного стану електрообладнання.

Будь-яке обладнання може перебувати в одній з чотирьох стадій [27]:

1. Нормальна робота.
2. Робота з проблемами, початкова ступінь несправності, яку необхідно тримати під контролем і рекомендується усунути під час планового ремонту.
3. Робота з проблемами, дефект, який розвинувся, і рекомендується вжити заходів при найближчому виведення в ремонт, але не пізніше одного місяця.
4. Аварійний стан обладнання, який потребує негайного вирішення цієї проблеми, яка може привести до серйозних наслідків.

Тепловізійний контроль має такі переваги:

- діагностиці може піддаватися будь-яке обладнання, що входить до складу електроустановки (житлового або промислового об'єкта), незалежно від призначення, технічного стану і класу напруги.
- діагностика проводиться в будь-який час і не вимагає відключення обладнання (не заважає електричеським виконувати своє основне завдання).
- дає змогу отримати більш достовірні результати порівняно з обстеженням обладнання після зняття напруги або навантаження.
- завчасне виявлення пошкоджень на працюючому обладнанні дає запас часу для того, щоб підготуватися до виведення дефектного обладнання з експлуатації, не відключаючи електроустановку, що скорочує час ремонту.

## 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС

### 4.1 Вибір організаційної структури оперативного керування

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

Система керування має п'ять основних підкласів:

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

Під системи вимірювання та сигналізації забезпечують необхідну інформацію про роботу обладнання та хід технологічного процесу; за допомогою підсистеми регулювання та керування здійснюється управління об'єктом. При різких відхиленнях від нормального режиму роботи або при пошкодженні обладнання діє захист і виконує автоматичне вимикання відповідних елементів.

Для зручності оперативного обслуговування прилади і апарати керування зосереджуються на щитах управління (ЩУ). Число ЩУ, які встановлюються на станції, їх територіальне розташування та склад пристроїв залежать від прийнятої на станції структури оперативного керування [28, 29].

У нинішній час склалися три форми організаційної структури оперативного керування: цехова; блочна; централізована.

Цехова структура передбачає розподіл об'єкта, що обслуговується, на оперативні ділянки, які сформовані за принципом об'єднання однотипного силового обладнання. Кожен цех обслуговує оперативна бригада на чолі з начальником зміни цеху.

При блочній структурі в оперативну ділянку входить обладнання одного або двох енергетичних блоків. Ділянку обслуговує оперативна бригада, що складається з операторів та декількох обходчиків. Оперативне керування здійснюється в цілому в обох випадках начальником зміни станції, який знаходиться в оперативному підпорядкуванні у чергового диспетчера енергосистеми.

Централізована структура керування означає, що оперативне обслуговування всього об'єкта ведеться централізовано однією оперативною бригадою без розподілу об'єкта на оперативні ділянки.

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

В пунктах централізованого керування наступні види сигналізації:

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

Вимірюваннями повинні бути охоплені всі параметри основного та

допоміжного обладнання, які визначають режим об'єкта. На електричних станціях використовуються вимірювальні прилади чотирьох типів:

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

## **4.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб**

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

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

## **4.3 Захист збірних шин**

Захист збірних шин РУ станцій здійснюють двома способами:

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

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

- диференціальні струмові;

- диференціальні струмові з гальмуванням;
- диференціально-фазні.

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

#### **4.4 Захист трансформаторів зв'язку**

Для трансформаторів зв'язку передбачаються захисти від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [28, 29]:

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

#### **4.5 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ**

Для захисту ТВП передбачаються наступні захисти [29]:

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

#### **4.7 Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності**

Для зберігання постійної частоти необхідно безперервно підтримувати баланс активних потужностей. Безперервний розподіл навантаження між агрегатами станції та між станціями в енергосистемі повинен здійснюватись за законами оптимізації режиму роботи на кожному рівні. Усе це обумовлює необхідність безперервного змінювання потужності агрегатів станцій, які приймають участь в покритті змінної частини добового графіку навантаження. В цьому плані ГЕС мають в порівнянні з ТЕС великий діапазон регулювання, який обмежується лише умовами кавітації.

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

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

В основні функції АСРЧАП входить:

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

Серед АРЧО турбін розрізняють три типи регуляторів:

- гідромеханічні;
- гідродинамічні;
- електрогідравлічні.

Регулятори першого та другого типів використовують для парових



турбін, а для гідравлічних турбін в основному використовують електрогідравлічні регулятори (ЕГР).

Основні функції АРЧО:

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

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

#### **4.8 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки та зв'язку**

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

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

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

Сигналізація аварійного відключення вимикачів застосовується для сповіщення персоналу про відключення вимикача релейним захистом і виконується в поєднанні світлового і звукового сигналів (РИС-Є2М).

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

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

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

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

Для організації каналів зв'язку (КЗ) застосовуються провідні лінії зв'язку, радіолінії, лінії електропередач та інші. Канали зв'язку можуть бути односторонніми та двосторонніми. Виділені канали використовуються тільки в даній системі телемеханіки і вони ввімкнені постійно. Комутуючі КЗ

створюються лише на час подачі сигналу і після закінчення передачі автоматично розпадаються.

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

- використання існуючих кабельних чи повітряних ліній зв'язку між контрольованим пунктом (КП) та диспетчерським пунктом (ДП);
- використання виділених жил кабелів телефонної мережі станції;
- використання силових ліній електропередачі для організації високочастотних КЗ;
- використання радіо та радіолінійних ліній зв'язку.

Використання самостійних ліній зв'язку більш доцільне.

#### **4.9 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 1525/135-120**

На гідрогенераторі передбачається релейний захист від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [29]:

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

Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором типу ТД-80000/220.

Гідрогенератор ВГС 1525/135-120:

$$S_{ном} = 70,6 \text{ МВА}; P_{ном} = 60 \text{ МВт}; U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}; \cos \varphi_{ном} = 0,85;$$

$$I_{ном} = 3887 \text{ А}; f_{ном} = 50 \text{ Гц}; x_{d*}'' = 0,28.$$

Блочний трансформатор ТД-80000/220:

$$S_{ном} = 80 \text{ МВА}; U_{ном} = 242/10,5 \text{ кВ}; U_k = 11 \text{ \%}.$$

Задамося базисними величинами:

$$S_{б} = S_{Г.ном} = 70,6 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо опори схеми заміщення:

$$X_{Г} = X_d'' = 0,28;$$

$$X_{БТ} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{Г.ном}};$$

$$X_{БТ} = \frac{11}{100} \cdot \frac{70,6}{80} = 0,097.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{ном*} \cdot \cos \varphi_{ном})^2 + (U_{ном*} \cdot \sin \varphi_{ном} + I_{ном*} \cdot X_d'')^2};$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,527 + 1 \cdot 0,28)^2} = 1,172,$$

$$\text{де } U_{ном*} = I_{ном*} = 1; \sin \varphi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ном}} = \sqrt{1 - 0,85^2} = 0,527.$$

Розраховуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К<sub>1</sub>):

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{X_d''};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,172}{0,28} = 4,186;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{Г.ном};$$

$$I^{(3)} = 4,186 \cdot 3,887 = 16,27 \text{ кА}.$$

Розраховуємо струми КЗ за блочним трансформатором (точка К<sub>2</sub>):

$$I_*^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_{BT}};$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,172}{0,28 + 0,097} = 3,108;$$

$$I^{(3)} = 3,108 \cdot 3,887 = 12,084 \text{ А.}$$

#### 4.9.1 Захист від багаторазових КЗ в обмотці статора та на його виводах

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

Розрахункові уставки захисту:

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

$$I_{нб.розр.мах} = K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{зовн.розр.мах}, \quad (4.1)$$

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

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

$$I_{нб.розр.мах} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 31570 = 1578,5 \text{ А;}$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{нб.розр.мах}, \quad (4.2)$$

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

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1578,5 = 2052,05 \text{ А;}$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{розр.мах}, \quad (4.3)$$

$$I_{c3} = 1,3 \cdot 4091,6 = 5319,1 \text{ А.}$$

Приймаємо  $I_{c3} = 5319,1 \text{ А.}$

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

$$K_u = I_{к.розр.мін}/I_{c3} \geq 2; \quad (4.4)$$

$$K_u = 0,87 \cdot 31570/5319,1 = 5,16 > 2;$$

г) струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = I_{c3}/n_c; \quad (4.5)$$

$$I_{cp} = 5319,1/(6000/5) = 4,43 \text{ А.}$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{диф.розр} = F_{cp} / I_{cp} = 100/I_{cp}; \quad (4.6)$$

$$\omega_{диф.розр} = 100/4,43 = 22,57.$$

Приймаємо  $\omega_{диф.} = 24$  витки.

Остаточні значення струмів спрацьовування:

$$\left. \begin{aligned} I_{cp} &= F_{cp} / \omega_{диф}; \\ I_{c3} &= I_{cp} \cdot n_c; \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

$$I_{cp} = 100/24 = 4,17 \text{ А,}$$

$$I_{c3} = 4,43 \cdot 1200 = 5316 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_u = 0,87 \cdot 31570/5316 = 5,2 > 2.$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

#### **4.9.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора**

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

Захист має два органи:

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

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

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

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

#### **4.9.3 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ**

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

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

#### **4.9.4 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ**

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

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

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

#### 4.9.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

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

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

Обидва ступеня діють на вимикання гідрогенератора.

Розрахункові уставки захисту:

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

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацювання захисту першого ступеня:

$$I_{c3I} = 0,4 \cdot I_{г.ном}; \quad (4.10)$$

$$I_{c3I} = 0,4 \cdot 3887 = 1554,8 \text{ А};$$

- витримка часу першого ступеня:  $t_{c3I} = 2 \text{ хв};$

- струм спрацювання другого ступеня:

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot I_{г.ном}, \quad (4.11)$$

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot 3887 = 777,4 \text{ А};$$



- витримка часу другого ступеня:  $t_{c3II} = 15$  хв.

Струми спрацьовування реле:

$$I_{cpl} = 1554,8/1200 = 1,3 \text{ А};$$

$$I_{cplI} = 777,4/1200 = 0,648 \text{ А}.$$

#### 4.9.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

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

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{2.ном} / K_{пов}; \quad (4.12)$$

$$I_{c3} = 1,05 \cdot 3887 / 0,85 = 4801,6 \text{ А};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = 4801,6/1200 = 4,0 \text{ А}.$$

#### 4.9.7 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора

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

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

Первинна напруга спрацьовування

$$U_{c3} = 1,5 \cdot U_{2.ном}; \quad (4.13)$$

$$U_{c3} = 1,5 \cdot 10500 = 15750 \text{ В}.$$

Витримка часу:  $t_{cz} = 0,5$  с.

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{cp} = 15750 / (10500 / 100) = 150 \text{ В.}$$

#### 4.9.9 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора

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

#### 4.9.10 Захист кіл ротора

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

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

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

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

Розрахункові уставки захисту:

- первинний струм спрацьовування першого ступеня:

$$I_{3I} = 1,8 \cdot I_{рот.ном}; \quad (4.15)$$

$$I_{3I} = 1,8 \cdot 1300 = 2340 \text{ А};$$

- перша витримка часу захисту:  $t_{\partial I} = 35$  с;

- друга витримка часу захисту:  $t_{\partial II} = 50$  с;

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

$$I_{3II} = K_n \cdot I_{\text{пот.форс}} ; \quad (4.16)$$

$$I_{3II} = 1,8 \cdot 4,0 \cdot 1300 = 9360 \text{ A};$$

- витримка часу захисту:  $t_{\text{оII}} = 0,5 \text{ с.}$

Струми спрацьовування реле:

$$I_{\text{срI}} = 2340/1200 = 1,95 \text{ A};$$

$$I_{\text{срII}} = 9360/1200 = 7,8 \text{ A.}$$

#### 4.9.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі

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

Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор	
Захист від багатофазних КЗ в ОС та на його виводах	Повздовжній диференціальний захист з реле типу РНТ-565
Захист від замикань на землю в ОС	Захист типу ЗЗГ-1
Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Максимальний струмовий захист з реле струму РСТ-11 і мінімальним реле напруги РН-54/160
Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Струмовий захист зворотної послідовності типу РТФ-1М та двоступеневий струмовий захист зворотної послідовності типу РТФ-7/2
Захист від підвищення напруги на виводах генератора та трансформатора	Одноступеневий максимальний захист напруги з реле типу РН-53/200
Захист генератора від зникнення напруги при його роботі в режимі СК	Мінімальний захист напруги з реле типу РН-54/160
Захист від асинхронного ходу	Спеціальний захист з реле РАХ

Продовження таблиці 4.1

Захист від втрати збудження	Максимальний струмовий захист в колі статора (реле типу РСТ - 11)
Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора	Захист типу КЗР-3
Захист випрямляючого трансформатора від міжфазних КЗ	Струмова відсічка з реле типу РСТ-11
Захист кіл ротора та тиристорного перетворювача	Двохступеневий МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від усіх видів КЗ в обмотках та на виводах блокового трансформатора	Поздовжній диференціальний струмів захист типу РНТ-566
Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист з реле типу РЗТ-80
Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РСТ-11
2. Трансформатор власних потреб	
Захист від багатофазних КЗ в обмотках та на виводах	Поздовжній диференціальний струмовий захист типу РНТ-565 або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
Захист від зовнішніх міжфазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмовий захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
3. ЛЕП-220 кВ	
Захист від усіх видів КЗ	7SA522 виробництва SIEMENS L60 виробництва General Electric
4. ЛЕП-110 кВ	
Захист від усіх видів КЗ	7SA522 виробництва SIEMENS L60 виробництва General Electric
5. Електродвигуни 0,4 кВ	
Захист від між фазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та АЗ700 Мікропроцесорний захист РДЦ-01
6. Електродвигуни 10 кВ	
Захист від між фазних КЗ	Струмова відсічка або поздовжній диференціальний захист на реле типу РНТ-565 (РДЦ-01-057)
Захист від замикань на землю	Струмів захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50 (РДЦ-01-057)
Захист від перевантажень	МСЗ з реле типу РСТ-11
Захист від зниження напруги	Захист мінімальної напруги з реле типу РНФ-1М
7. Збірні шини електроустановок	
Захист від КЗ	Диференціальний струмовий захист типу ДЗШ або ДЗШТ

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

## 5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ ГЕС

### 5.1 Загальна характеристика оптимізаційних задач, які розв'язуються АСК ТП

#### 1. Прогнозування добового графіка зміни навантаження.

Розв'язання цієї задачі можливе, оскільки поведінка навантаження має певні закономірності і тенденції. Прогнозування ґрунтується на вивченні і аналізі статистичної інформації щодо попередніх режимів енергосистеми. Чим точніше складено прогноз, тим точніше буде розв'язана задача.

#### 2. Планування добових графіків роботи електростанцій.

Це полягає в заданні станціям таких графіків, дотримуючись яких, забезпечується мінімальна витрата палива в енергосистемі при відповідній якості електроенергії і надійності електропостачання.

Необхідно розрізняти короткотермінове і довготермінове прогнозування і планування.

Планування диспетчерських графіків роботи електростанцій складається з таких основних етапів:

- планування режимів електричної станції;
- вибір і планування на добу оптимального складу обладнання електростанцій з врахуванням заявок на поточний ремонт;
- економічний розподіл навантаження між агрегатами для заданого складу обладнання на кожну годину.

#### 3. Оперативна корекція режимів.

Через недостатню точність врахування випадкових збурень фактична поведінка навантаження відрізняється від прогнозованого. Тому для підтримання відповідної частоти небаланси потужності, що виникають, повинні сприйматись однією або декількома станціями. Відбувається безперервне регулювання частоти, однак чим сильніше відхилення

навантаження від прогнозованого, тим значніше відхилення від оптимального режиму [30].

## 5.2 Підготовка вихідних даних для оптимізації режимів

Характеристики і параметри елементів і режимів електричної системи.

В основу завдання покладено схему електричної системи, яка показана на рис. 5.1.

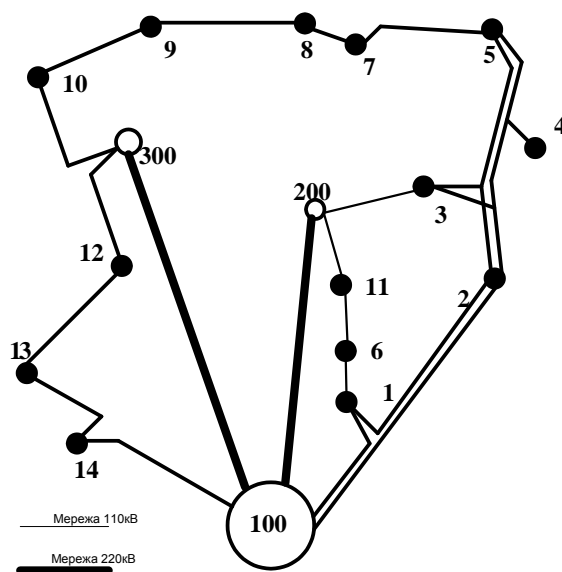


Рисунок 5.1 – Схема електричної системи

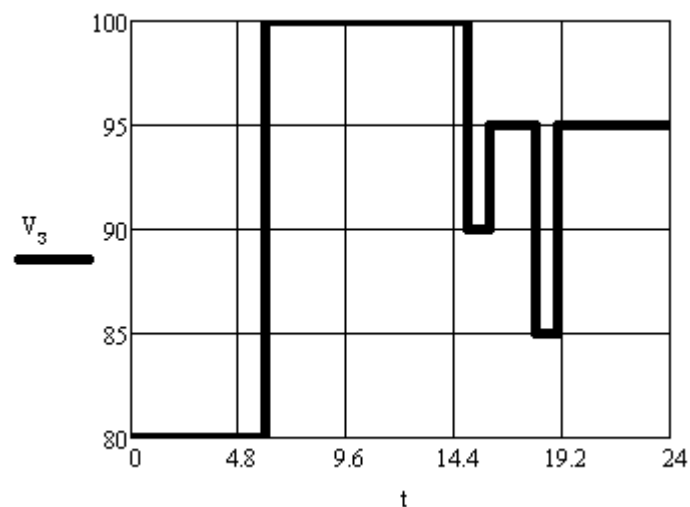


Рисунок 5.2 – Графік зміни навантаження району у відсотках від максимального

### 5.3 Розрахунок і побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій в цілому

В якості цільової функції в задачі оптимізації використовується мінімум витрат на виробництво і розподіл електричної енергії.

В залежності від того як генерація активної потужності буде розподілена між електростанціями, витрати на паливо буде різною.

Робота ГЕС залежить від витрати води, надходження води у водосховище. Витрата води в одиницю часу пов'язана з потужністю, яка видається станцією – витратна характеристика станції. Витратна характеристика станції залежить від типу регулювання обладнання і є складними нелінійними характеристиками.

Витратні характеристики електростанцій  $Q = f(P)$  мають вигляд:

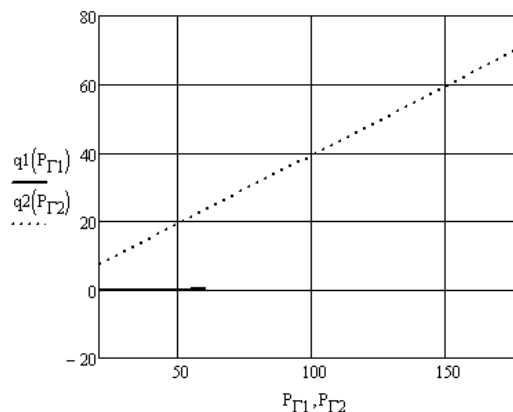


Рисунок 5.3 – Характеристики відносного приросту для блоків ГЕС

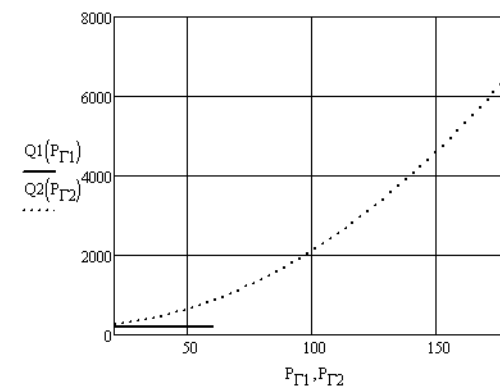


Рисунок 5.4 – Еквівалентна витратна характеристика ГЕС

#### 5.4 Побудова залежності втрат активної потужності від потужності генерації

По суті задача визначення втрат потужності є задачею визначення відповідних складових втрат у вітках системи, якими передається потужність інших систем. Втрати у вітках схеми електричної мережі в залежності від потужності у вузлах можуть бути визначені з результатів розрахунку нормального режиму при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах з врахуванням вихідної нелінійної залежності втрат від параметрів режиму.

Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою:

$$\dot{\mathbf{S}}_v = \sqrt{3} \cdot \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d} \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (5.1)$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}$  – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і балансувальні;  $\mathbf{M}_{\Sigma}$  – перша матриця з'єднань віток у вузлах включаючи і балансувальні;  $\hat{\mathbf{I}}_d$  – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак  $\hat{\phantom{x}}$  означає, що матриця або вектор є спряжений).

Якщо вираз (5.1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор  $\mathbf{n}_t$ , то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{vt} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d,$$

або з врахуванням того, що  $\mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d} = \dot{\mathbf{U}}_t$ ,

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{vt} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (5.2)$$

де  $\dot{\mathbf{U}}_t$  – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і балансувальні (тут і далі індекс “t” означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (5.2) видно, що втрати в i-й вітці схеми визначаються:



$$\Delta \dot{S}_{\text{Bi}} = \sqrt{3} (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{I}_i, \quad (5.3)$$

де  $\mathbf{M}_{\Sigma i}$  – вектор-стовпець матриці інциденцій з'єднань віток у вузлах  $\mathbf{M}_{\Sigma}$ ;

$\hat{I}_i$  – струм в  $i$ -й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\hat{I}_i = \mathbf{C}_i \mathbf{J}_{\Sigma},$$

де  $\mathbf{C}_i$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\mathbf{J}_{\Sigma}$  по вітках схеми.

Матриця струморозподілу розраховується методом одиничних струмів, або за відомою формулою:

$$\mathbf{C} = \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t} (\mathbf{M}_{\Sigma} \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t})^{-1},$$

де  $\mathbf{z}_B$  – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Якщо схема і параметри електричної мережі є відносно незмінними, то застосування методу визначення струмів у вітках за допомогою матриці струморозподілу  $\mathbf{C}$  є доцільнішим.

Підставивши останній вираз у (5.3), отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{\text{Bi}} = \sqrt{3} (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}_{\Sigma}. \quad (5.4)$$

З врахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}}_{\Sigma} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma},$$

(5.4) можна переписати:

$$\Delta \dot{S}_{\text{Bi}} = (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{U}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (5.5)$$

де  $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$  – вектор вузлових навантажень, включаючи і балансувальні;

Позначимо в (5.5)

$$\hat{\mathbf{T}}_i = (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{U}_d^{-1}, \quad (5.6)$$

де  $\dot{U}_d$  – діагональна матриця напруг у вузлах без балансувальних вузлів;

Вектор-рядок  $\hat{\mathbf{T}}_i$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в

сумарних втратах і-тої вітки складає протікання по ній потужності до кожного вузла. На підставі (5.5) і (5.6) можна записати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \mathbf{T} \cdot \dot{\mathbf{S}}_\Sigma, \quad (5.7)$$

де  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$  – вектор сумарних втрат у вітках схеми;  $\mathbf{T}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (5.6).

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які за певних допущень можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах, які обумовлені навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається. Визначення коефіцієнтів матриці  $\mathbf{T}$  через поточні значення вузлових напруг по суті означає перехід до лінійної моделі нормального режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах.

За даними розрахунків ряду нормальних режимів можна отримати множину зміни коефіцієнтів матриці  $\mathbf{T}$  від зміни величини генерації в відповідних вузлах. Виконавши апроксимацію отриманих залежностей можна отримати прирости втрат від потужності генерації.

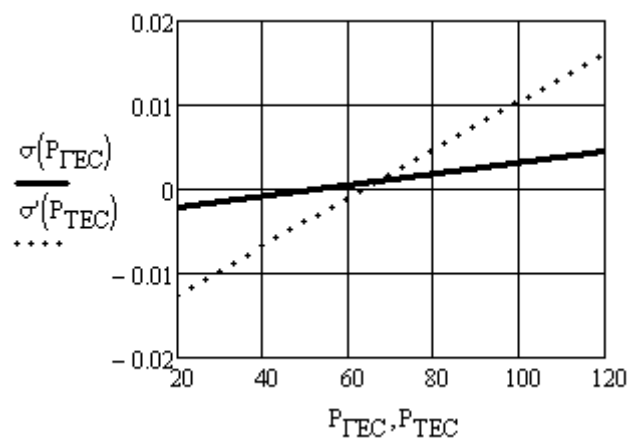


Рисунок 5.5 – Відносні прирости втрат активної потужності від зміни потужності у вузлах встановлення генеруючих потужностей

### 5.5 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів умовного палива

Врахування втрат активної потужності в мережі  $\pi$  призводить до наступної умови балансу:

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_0 - \pi, \quad (5.8)$$

де  $P_1 - P_m$  навантаження станцій (від 1 до  $m$ );

$P_0$  – навантаження енергосистеми.

При цьому відбувається перерозподіл активних потужностей між станціями, а зниження втрат в мережі обумовлює зменшення витрат палива в системі,

$$B = B_1 + B_2 + \dots + B_m. \quad (5.9)$$

Цільовою функцією тут є мінімальні витрати палива  $B$  при умові  $W$ , тобто функція Лагранжа має вигляд:

$$L = B + \mu \cdot W. \quad (5.10)$$

Для визначення екстремума  $L$  візьмемо часткові похідні від  $L$  по всім  $P_i$  і прирівнюємо їх до нуля.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \mu \left( 1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) = 0. \quad i = 1 + m$$

або

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = b_i + v(1 - \delta_i) = 0.$$

де

$$b_i = \frac{\partial B_i}{\partial B_i}, \quad \delta_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i}.$$

Звідси

$$b_i = \frac{1}{1-\delta} = \mu, \quad i=1+m.$$

Нехай  $\eta_i = \frac{1}{1-\delta}$ , тоді

$$b_1 \eta_1 = b_2 \eta_2 = \dots = b_m \eta_m = \mu. \quad (5.11)$$

Останнє рівняння є критерієм оптимального розподілення електричної потужності в енергосистемі при врахуванні втрат в системі. Вплив мережевого коефіцієнта  $\eta_i$  зводиться до зміни положення характеристики відносних приростів (зміщення) вгору або вниз в залежності від знаку  $\eta_i$ . Похідна  $\delta_i$  чисельно рівна зміні значення втрат  $\pi$  при зміні навантаження  $i$ -ї станції на одиницю і постійному навантаженні інших станцій (крім балансуєчої).

## 5.6 Оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами станції

З метою спрощення задачі здійснюється її декомпозиція за часовим, ситуативним та функціональним принципами.

За часовою ознакою задача розв'язується в два етапи: спочатку на стадії оперативного планування, де прогнозується склад використання агрегатів, а потім на стадії керування в темпі процесу він коректується за поточною інформацією. Зрозуміло, що розв'язання цих етапів здійснюється за різними алгоритмами (програмами) і на другому етапі найважливішим є швидкодія.

Ситуативна ознака враховує необхідність керування складом агрегатів у нормальних, аварійних та післяаварійних режимах системи. Якщо в умовах нормальної експлуатації критерієм оптимальності є витрати палива, то в аварійному режимі визначальним буде один з критеріїв надійності, а це зрозуміло впливає на структуру алгоритму внутрішньостанційної оптимізації.

При внутрішньостанційній оптимізації важливими є такі задачі: розподіл

навантаження, зміна складу агрегатів, контроль резерву, тощо. Для їх розв'язання використовуються різні методи та алгоритми, оскільки агрегати ЕС можуть використовуватись у різних режимах роботи генератора чи синхронного компенсатора. Розглянемо одну із функцій агрегатів – генераторну та розв'яжемо задачу видачі необхідної активної потужності за заданим графіком навантаження з мінімальною витратою ресурсу (води).

Необхідно визначити на кожному інтервалі часу всього періоду планування склад та активні потужності агрегатів з врахуванням обмежень за мінімумом витрати за даний період.

з врахуванням втрат в мережі

$P_{T_1} =$

23.92
23.92
23.92
23.92
23.92
23.92
23.92
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
29.931
...

$P_{T_1} =$

0.104
0.104
0.104
0.104
0.104
0.104
0.104
0.099
0.099
0.099
0.099
0.099
0.099
0.099
0.099
0.099
0.099
...

з врахуванням обмежень за згенерованою потужністю

$P''_{T_1} =$

	1
1	23.92
2	23.92
3	23.92
4	23.92
5	23.92
6	23.92
7	29.931
8	29.931
9	29.931
10	29.931
11	29.931
12	29.931
13	29.931
14	29.931
15	29.931
16	...

$P''_{T_1} =$

	1
1	0.104
2	0.104
3	0.104
4	0.104
5	0.104
6	0.104
7	0.099
8	0.099
9	0.099
10	0.099
11	0.099
12	0.099
13	0.099
14	0.099
15	0.099
16	...

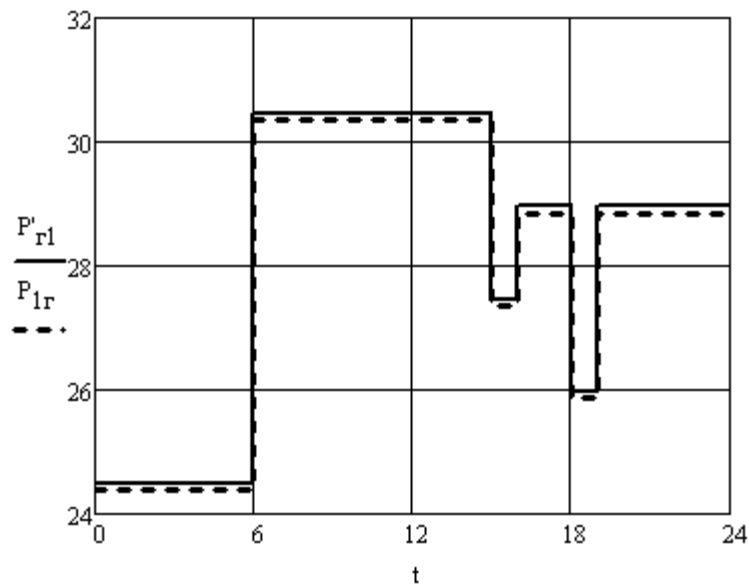


Рисунок 5.6 – Графіки завантаження агрегатів станції

Оскільки в загальному випадку задача внутрішньостанційної оптимізації режиму характеризується високою розмірністю, наявністю значної кількості обмежень, відсутністю достовірної інформації, тощо, її розв'язання здійснюється за спрощеними алгоритмами з урахуванням пріоритетів, наприклад, економічності різних заходів. Так витрати ресурсу при найвигіднішому розподілі навантаження можна зменшити на 0,2-0,6%, при правильно вибраному незмінному складі агрегатів – 0,2-1,2%, при правильно вибраному числі працюючих агрегатів – 0,2-10%. Звідси впливає доцільність розбиття задачі оптимізації складу та режиму агрегатів на чотири самостійних підзадачі: першій – оптимізація числа та складу при рівномірному розподілі навантаження між агрегатами; друга – формування рівнозначних рішень для кожного розрахункового інтервалу часу і періоду оптимізації для мінімізації пускозупинних операцій; третя – визначення стратегії управління складом агрегатів на період оптимізації з мінімальним числом пускозупинних операцій; четверта – найвигідніший розподіл навантаження між агрегатами.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального питання дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС та дослідження задач обслуговування вимірювальних трансформаторів.

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

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

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 240 МВт, яка має зв'язок з системою на напрузі 220 кВ.

3. Обрано схему власних потреб електростанції.

4. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано грозозахист та заземлення ВРУ 220 кВ.

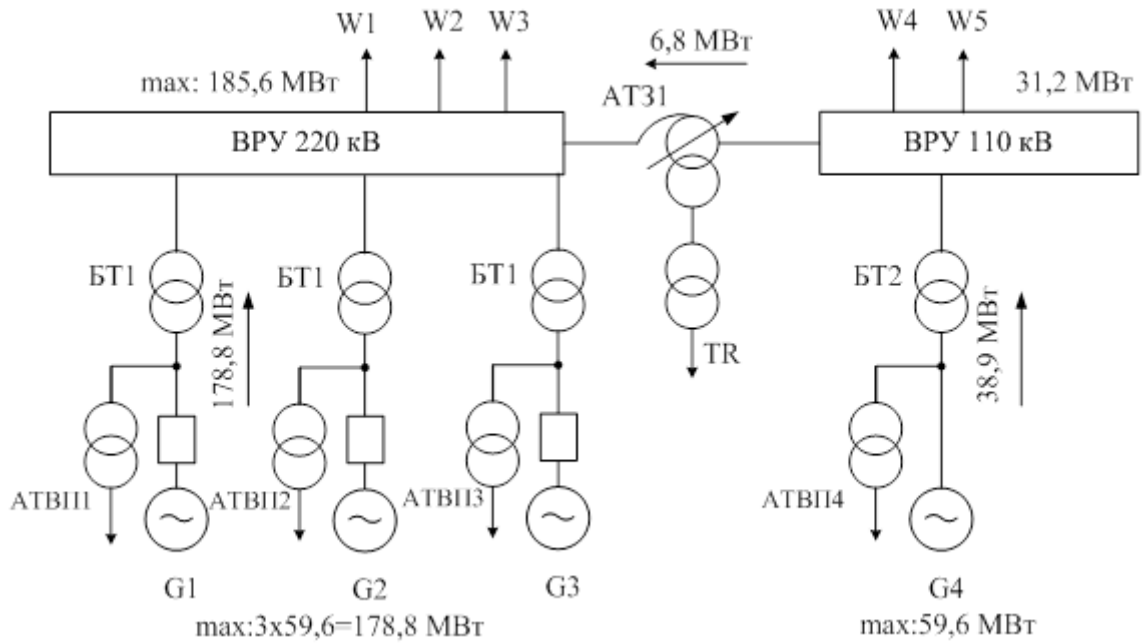
5. Досліджено питання експлуатації вимірювальних трансформаторів на електростанції. Розглянуто задачі оперативного обслуговування трансформаторів струму, напруги, а також випробувань вимірювальних трансформаторів.

6. Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС. Собівартість виробленої на станції електроенергії становить 152,06 коп/кВт·год., що не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

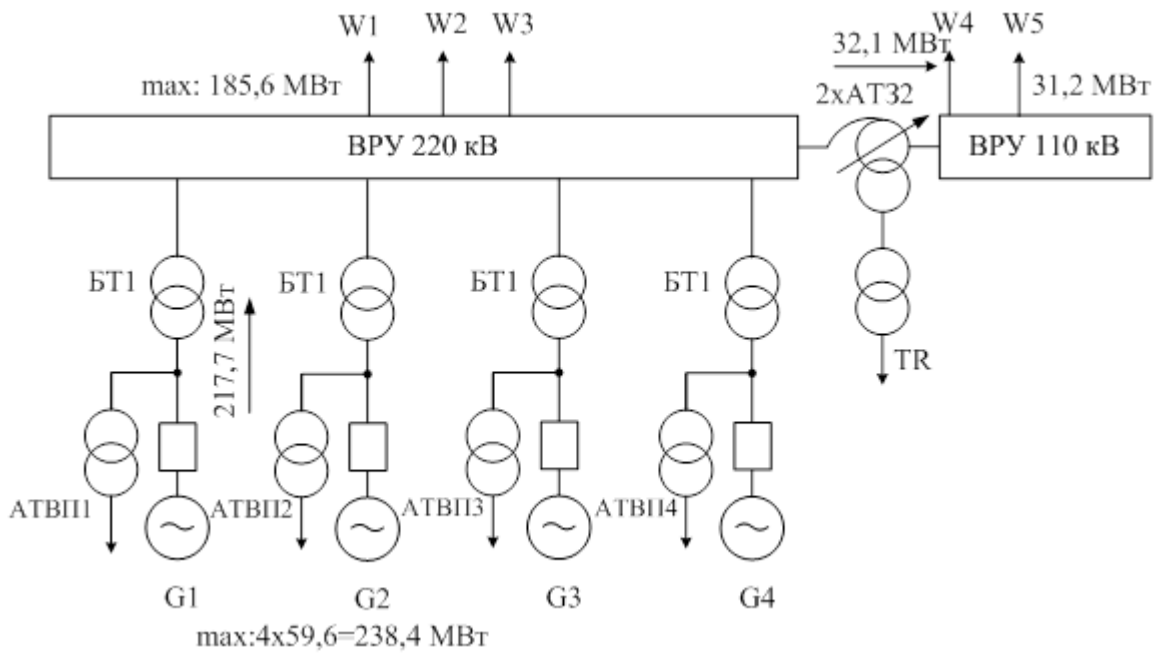
## ДОДАТОК В

## Графічна частина

## Варіанти структурних схем ГЕС

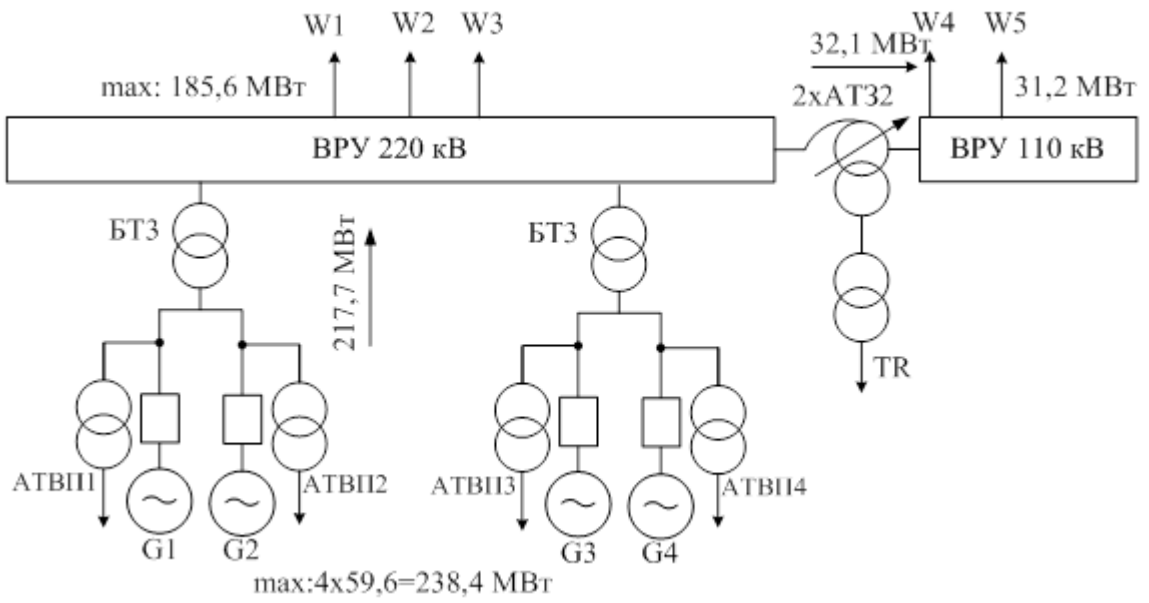


а)



б)

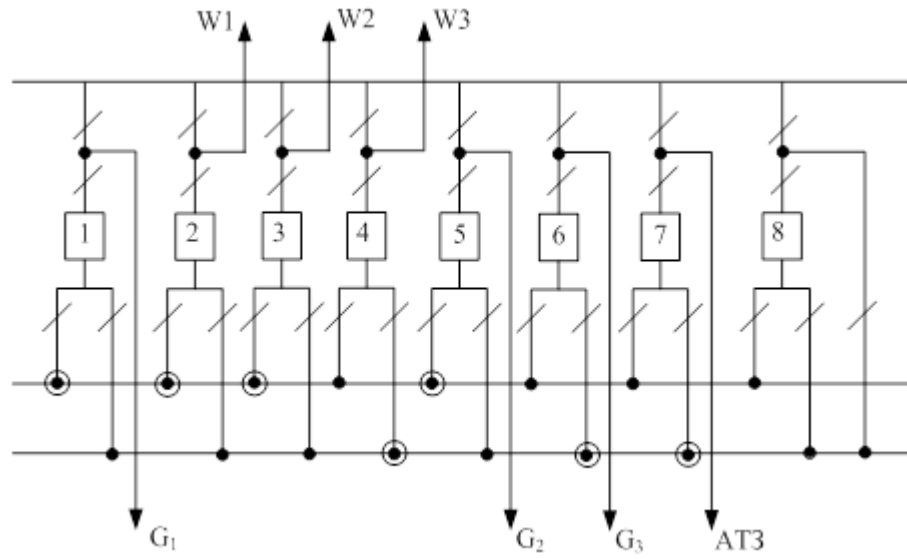




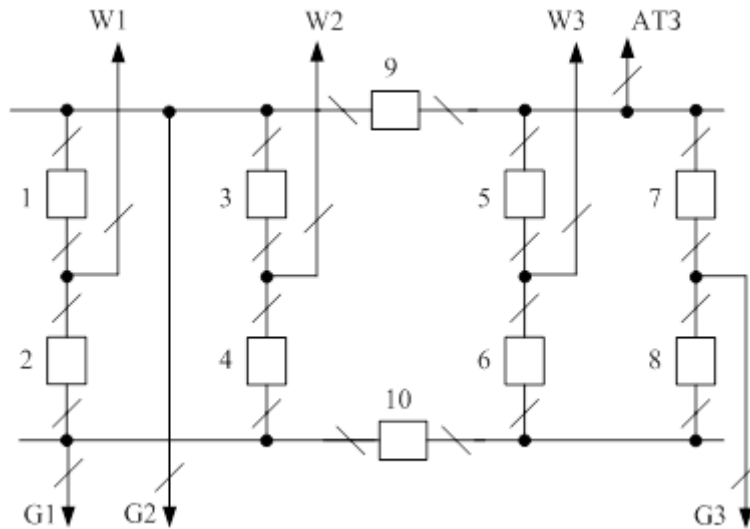
в)

Рисунок В.1 – Варіанти структурної схеми ГЕС

## Варіанти схеми електричних з'єднань ВРУ-220 кВ



а) схема „дві робочі та обхідна система збірних шин”

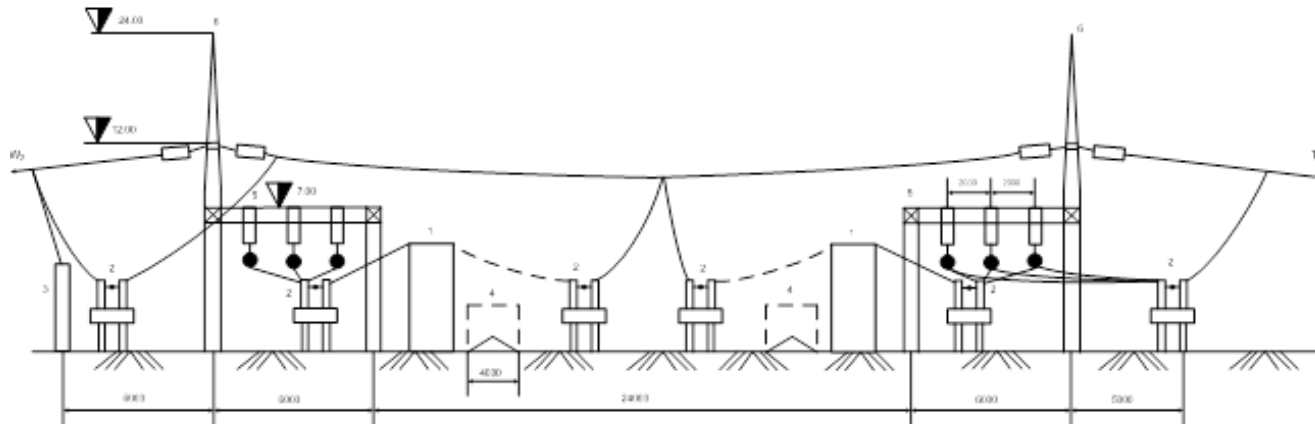
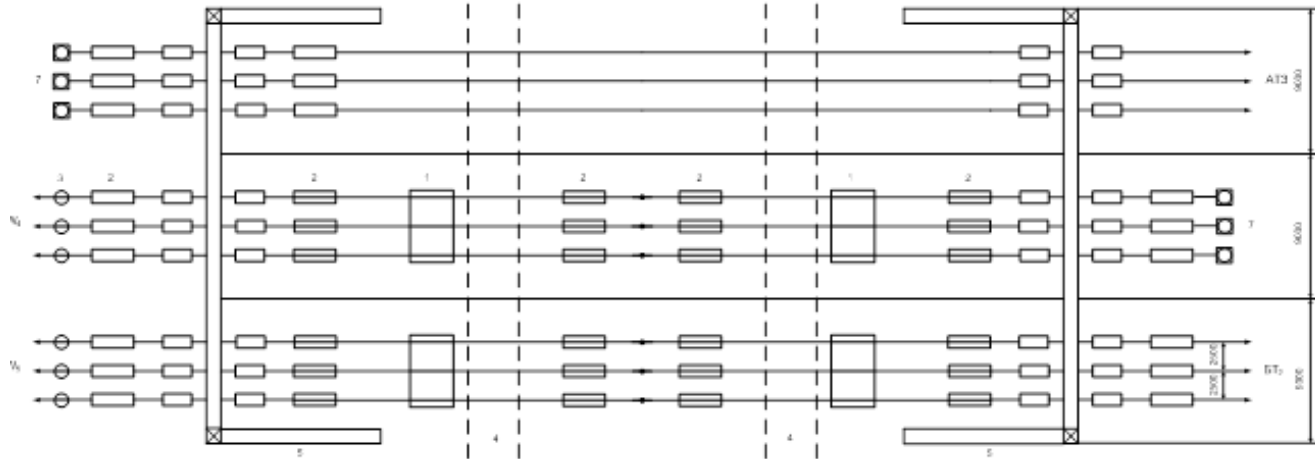


б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок В.2 – Варіанти схем ВРУ-220 кВ

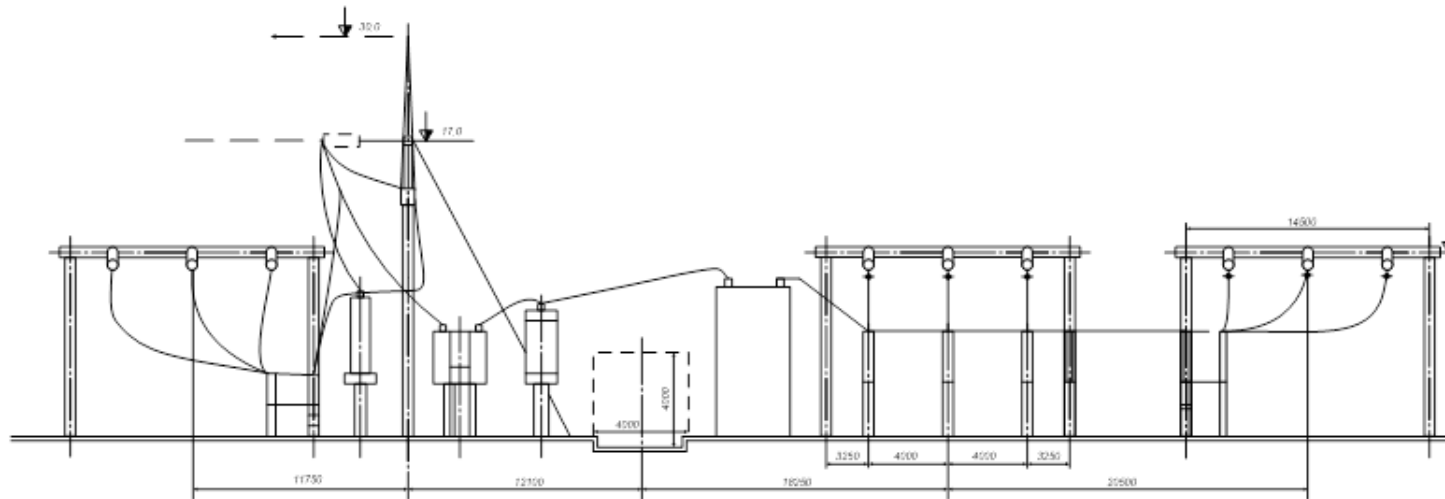
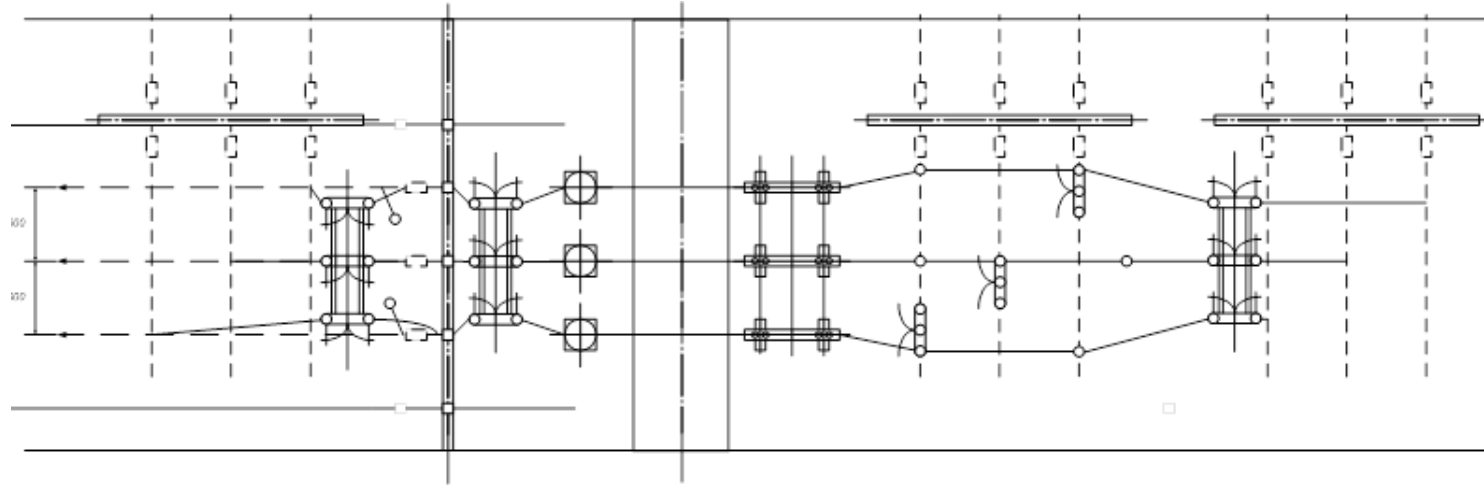


## Поперечний розріз ВРУ-110 кВ

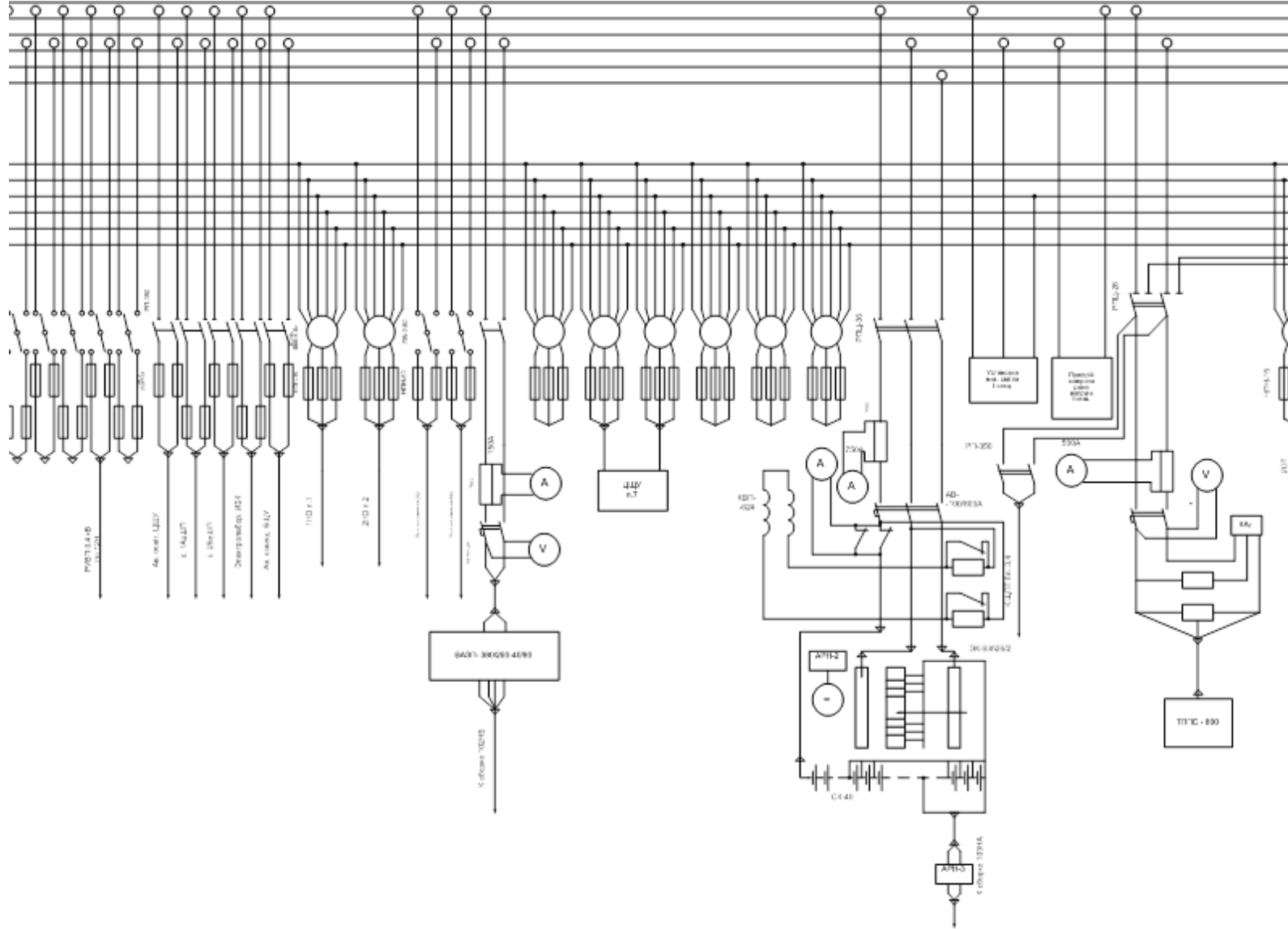


№п/п	Назва елементу	Матеріал
1	Вимикач	ІЗТ
2	Роз'єднувач	МДЗ
3	Обладнання вводу	СД
4	Дорожка	-
5	Порізан	-
6	Блискавкозвід	-
7	Т-р навішування	НЗВ

# Поперечний розріз ВРУ-220 кВ



## Схема установки постоянного тока



Експлуатація трансформаторів струму

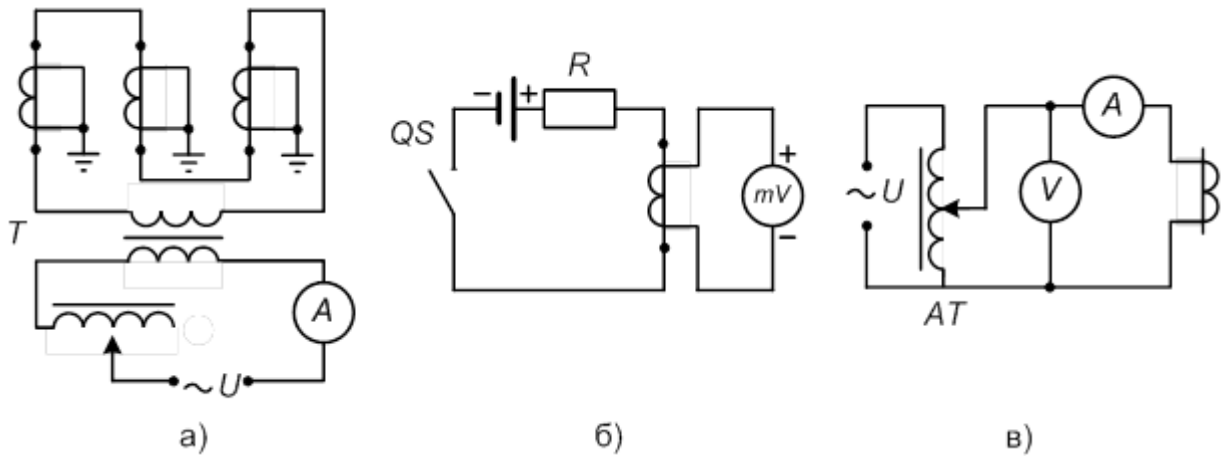


Рисунок В.3 – Схеми сушіння ізоляції (а), визначення полярності обмоток (б) і зняття характеристики намагнічування трансформаторів струму (в)

Експлуатація трансформаторів напруги

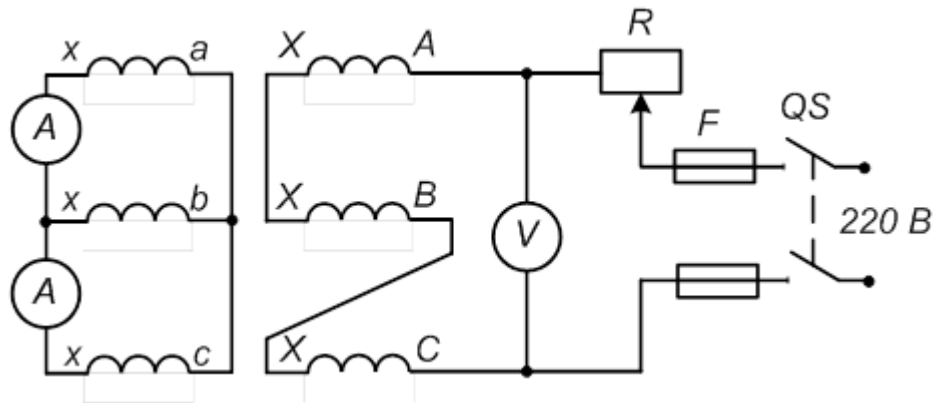


Рисунок В.4 – Схема сушіння ізоляції трансформатора напруги навантажувальними струмами

Таблиця В.1 – Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформаторів струму та напруги

Тип вимірювального трансформатора	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм			Примітка
	Основна ізоляція	Вимірювальний конденсатор	Зовнішні шари основної ізоляції	
Трансформатори напруги	90 і більше для трансформаторів напруги серії НКФ Для решти трансформаторів напруги – не нормується	–	–	У каскадних трансформаторах напруги НКФ, що вводяться до роботи, також вимірюється опір ізоляції зв'язувальних і вирівнювальних обмоток, який повинен бути нижче 50 МОм
Трансформатори струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією)	Не нормується	–	–	У каскадних трансформаторах струму на напругу 500 кВ з кільцевими обмотками, що вводяться до роботи, вимірюється також опір ізоляції проміжних обмоток. Значення опору ізоляції не нормується
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою на напругу 330 кВ	$\frac{5000^*}{3000}$	$\frac{3000^*}{1000}$	$\frac{1000^*}{500}$	–
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римовидною обмоткою	$\frac{5000^*}{3000}$	–	$\frac{3000^*}{1000}$	–
* – У чисельнику наведено найменш допустимі значення опору ізоляції для трансформаторів струму, які вводяться до роботи, у знаменнику – для трансформаторів струму, які знаходяться в експлуатації				



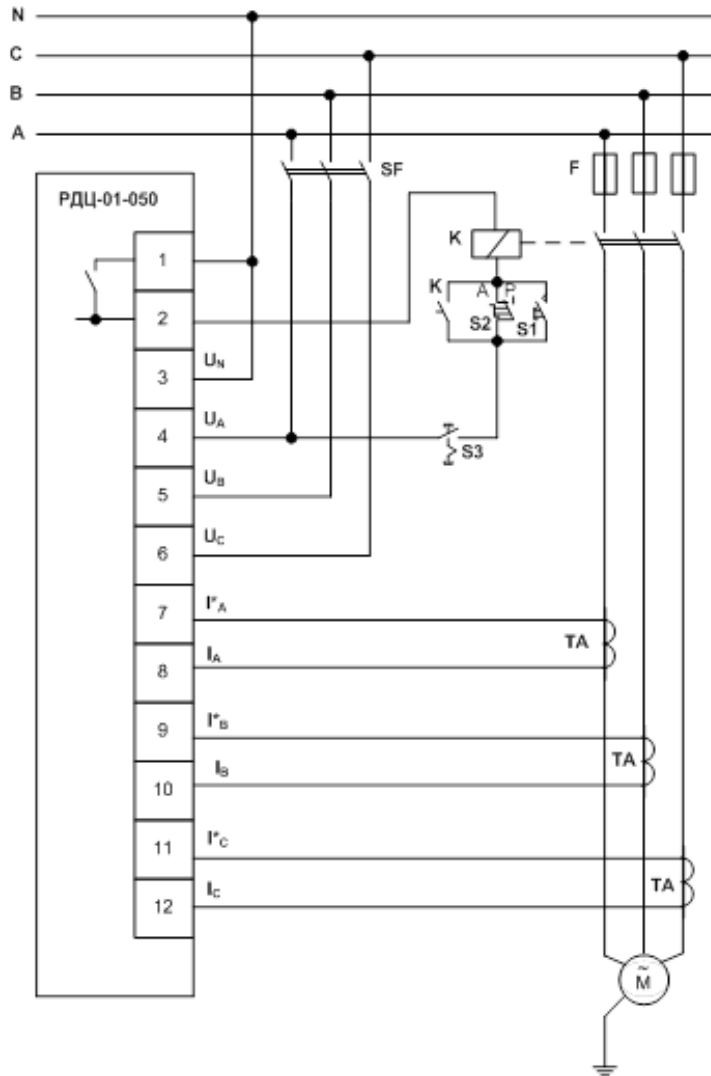
Таблиця В.2 – Граничні значення  $tg \delta$  основної ізоляції обмоток трансформаторів струму (за температури 20 °С)

Виконання трансформатора струму і періодичність вимірювання	Граничні значення $tg \delta$ ізоляції трансформатора струму на напругу, кВ					
	35	60-110	150-220	330	500*	750*
Трансформатори струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання:						
при першому увімкненні	2,5	2,0	1,5	-	1,0	-
в експлуатації	4,5	3,5	2,5	-	1,5	-
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою:						
при першому увімкненні	-	-	-	0,6	-	-
в експлуатації**	-	-	-	0,8**	-	-
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римовидною обмоткою:						
при першому увімкненні	-	-	-	0,5	0,5	0,5
в експлуатації***	-	-	-	-	-	-
* – Норму дано для одного елемента каскадного трансформатора струму ** – Норма – у знаменнику для вимірювального конденсатора, випробна напруга за п.3.2 *** – Норма – не більше ніж 50 % вимірної величини на заводі і при введенні в експлуатацію відповідно						

Таблиця В.3 – Періодичність контролю трансформаторів струму під робочою напругою

Клас напруги, кВ	Значення, % $\Delta tg \delta$ або $\Delta Y/Y$	Періодичність контролю
220	$0 \leq \Delta tg \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	12 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg \delta \leq 2,0$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 2,0$	6 місяців
330-500	$0 \leq \Delta tg \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg \delta \leq 1,5$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 1,5$	3 місяці
750	$0 \leq \Delta tg \delta \leq 0,5$ $0 \leq \Delta Y/Y \leq 0,5$	6 місяців
	$0,5 \leq \Delta tg \delta \leq 1,0$ $0,5 \leq \Delta Y/Y \leq 1,0$	3 місяці

### Схема мікропроцесорного захисту електродвигуна власних потреб типу РДЦ-01-050



#### Мікропроцесорне реле захисту серії РДЦ-01 для електродвигунів 0,4 кВ

РДЦ-01 з цифровим налаштуванням та індикацією контрольюваних параметрів призначено для захисту трифазних асинхронних електродвигунів 3×127/220 або 3×220/380 В від наслідків:

- перевантажень;
- асиметрії навантаження;
- роботи з недовантаженням;
- перевантаження живильної мережі;
- зниження живильної мережі;
- неправильного чергування фаз;
- зниження опору ізоляції обмоток двигуна перед пуском та комутації електричних кіл при досягненні одного з контрольюваних параметрів встановленого, попередньо запрограмованого рівня.

Реле має ряд важливих сервісних функцій:

- моніторинг параметрів (струму та напруги фаз, частоти, лічильник мотороурсу, причин аварійних станів);
- автоматичний пуск після аварійного вимкнення (до п'яти з інтервалом часу між ними 15 с);
- захист уставок від несанкціонованого доступу (пароль);
- можливість скидання зберіганих параметрів аварій без вимкнення пристрою (квитування).

Пам'ять уставок енергонезалежна і може зберігати значення протягом всього терміну експлуатації.

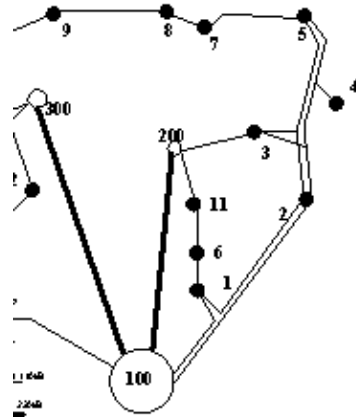
Умови експлуатації:

- для виконання УЗ, УХЛ2: –40 ... +55°C;
- для виконання ТЗ: –10 ... +55°C.

При перевантаженні за струмом час витримки вимкнення залежить від часу пуску електродвигуна та величини перевантаження.

Габаритні розміри: 140×70×137 мм.

## Автоматизована система керування технологічним процесом ГЕС



к 1 – Схема електричної системи

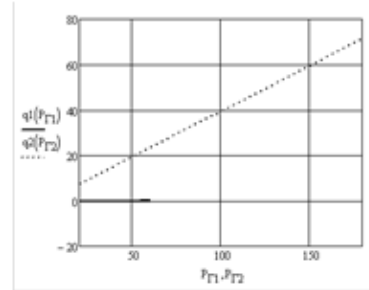


Рисунок 2 – Характеристики відносного приросту для блоків ГЕС

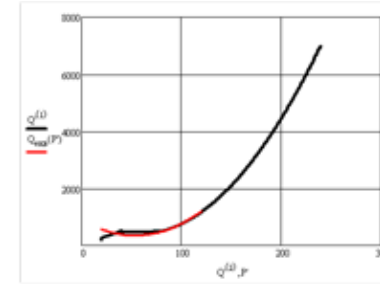


Рисунок 4 – Еквівалентна витратна характеристика і її апроксимована залежність

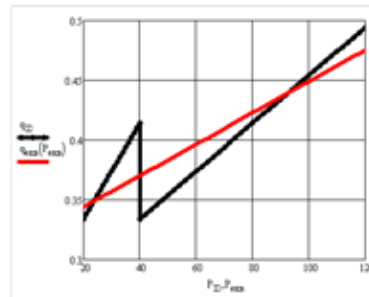


Рисунок 5 – Еквівалентна характеристика відносних приростів і її апроксимована залежність

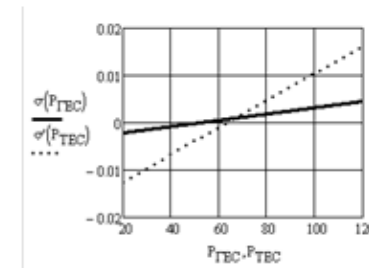
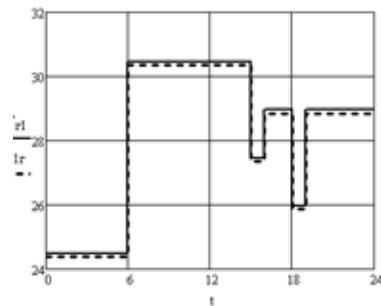


Рисунок 6 – Відносні прирости втрат активної потужності в вузлах встановлення генеруючих потужностей



– Графік завантаження агрегату станції, що працює на місцевий район

## Техніко-економічні показники станції

## Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	84087024,00	70,32	106,93
Заробітна плата	2160231,15	1,11	1,69
Інші затрати	43123627,58	28,57	43,45
Разом	129370882,73	100	152,06

## Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	240
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	1024217,9
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,92
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	6851,52
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	28548
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	152,06