

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
60 МВТ З АГРЕГАТАМИ ВГС 850/110-64 З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ**

08-13.МКР.009.00.140 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,
групи ЕС-18м
галузь знань 14 – Електрична інженерія
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
Козій В. В.

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Тептя В. В. _____
«__» _____ 2019 р.

Рецензент: _____
«__» _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ANNOTATION	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС .	12
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	15
2.1 Графіки електричних навантажень.....	15
2.2 Вибір основного обладнання	20
2.3 Проектування структурної схеми станції.....	20
2.4 Вибір схем ВРУ 110 та 35 кВ.....	27
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	33
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	46
2.8 Вибір комутаційних апаратів.....	48
2.9 Вибір струмоведучих частин	49
2.10 Вибір кабелів	54
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів	55
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	58
2.13 Вибір акумуляторної батареї	58
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ.....	61
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС.....	64
3.1 Вибір організаційної структури оперативного керування.....	64
3.2 Вибір засобів захисту двигунів власних потреб	66
3.3 Захист збірних шин.....	67
3.4 Захист трансформаторів зв'язку	67
3.5 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ.....	68

3.6 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП	68
3.7 Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності	69
3.8 Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки та зв'язку	71
3.9 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора ВГС 850/110-64.....	72
3.9.1 Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора і на його виводах .	75
3.9.2 Захист від замикань на землю в обмотці статора	77
3.9.3 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	77
3.9.4 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ.....	78
3.9.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень.....	79
3.9.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	80
3.9.7 Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора.....	80
3.9.8 Захист від втрат збудження.....	81
3.9.9 Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора.....	81
3.9.10 Захист кіл ротора.....	81
3.9.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі	82
4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ	84
4.1 Види високовольтних вимикачів.....	84
4.2 Експлуатація комутаційних апаратів.....	87
4.2.1 Експлуатація масляних вимикачів	88
4.2.2 Експлуатація вимикачів навантаження	96
4.2.3 Експлуатація вакуумних вимикачів	98
4.2.4 Експлуатація елегазових вимикачів.....	101
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	111
5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням генераторів ГЕС потужністю 60 МВт	111
5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування генераторів ГЕС.....	113
5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць...	113

5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	115
5.2.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ	118
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	120
5.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	121
5.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітних імпульсів.....	123
5.3.3 Розроблення заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.....	125
6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	129
6.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	129
6.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	129
6.2.1 Амортизація основних фондів	131
6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	132
6.2.3 Інші витрати.....	134
6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	135
6.3 Аналіз отриманих результатів.....	136
ВИСНОВКИ	137
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	138
Додаток А Технічне завдання МКР.....	141
Додаток Б Експлуатація вимикачів	145
Додаток В Види й періодичність випробувань вимикачів	148
Додаток Г Графічна частина	151

АНОТАЦІЯ

Козій Владислав Вікторович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 60 МВт з агрегатами типу ВГС 850/110-64 з дослідженням питань експлуатації високовольтних вимикачів». Магістерська кваліфікаційна робота.

– Вінниця : ВНТУ. 2019. – 160 с. Бібліогр.: 33. Рис.: 17. Табл.: 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина гідроелектростанції потужністю 60 МВт. Виконано техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано основне та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми відкритої розподільної установки (ВРУ) 110 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ. Розглянуто основні типи високовольтних вимикачів на електростанціях, а також питання експлуатації та технічного обслуговування комутаційних апаратів. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях.

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

ANNOTATION

Koziy Vladyslav "Electric part of a hydroelectric power plant with a capacity of 60 MW with units type BFC 850/110-64 with the study of issues of operation of high voltage switches". Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. 2019. – 160 pp. Ref. : 33. Fig. :17. Table: 35.

In the master's qualification work the electric part of the hydroelectric power plant (HPP) with the capacity of 60 MW is designed. The feasibility study for the design of the HPP has been completed. The calculation of electric load schedules was carried out, the main and auxiliary equipment was selected. Made a choice of the structural scheme of the station, the circuit of an open distribution device (ODD) of 110 kV and the schemes of own needs; switching equipment, bus controllers, measuring transformers, surge suppressors, battery storage. The calculation of the lightning protection of the ODD-110 kV was performed. The main requirements for high voltage switches of electric power stations, and issues of operation and maintenance of high voltage switches are considered. In the section of labor protection the analysis of potentially hazardous and harmful production factors at the power plant has been carried out and the measures of safety of life of personnel in emergency situations have been proposed.

Key words: hydraulic power plant, open distribution device, own needs, operation, switch, current transformer, voltage transformer

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;
- БТ – блочний трансформатор;
- ВРУ – відкрита розподільна установка;
- ВП – власні потреби;
- ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;
- ГЕС – гідравлічна електрична станція;
- ГТВП – головний трансформатор власних потреб;
- ЕЕ – електрична енергія;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕК – енергетична компанія;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЕРС – електрорушійна сила;
- ЕС – електрична станція;
- ЗП – заземлювальний пристрій;
- ЗШ – збірні шини;
- КЗ – коротке замикання;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
- ПС – підстанція;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РУ – розподільна установка
- ТВП – трансформатор власних потреб;
- ТН – трансформатор напруги;
- ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. В енергетичному комплексі України гідроелектростанції посідають третє місце після теплових та атомних. Сумарна встановлена потужність ГЕС на сьогодні становить приблизно вісім відсотків від загальної потужності генерування об'єднаної енергетичної системи країни. Середньорічний виробіток електроенергії ГЕС дорівнює 10,8 млрд. кВт·год. Економічні та технічні можливості використання гідроенергетичних ресурсів України дорівнюють близько 20 млрд. кВт·год., а нині використовується не більше 50%. Основний використовуваний потенціал зосереджений на ГЕС Дніпровського каскаду (потужність – 3,8 ГВт, виробіток – 9,9 ГВт·год): Дніпровська ГЕС, Київська ГАЕС (гідроакумулююча), Ташлицька ГАЕС [1].

Окрім ГЕС і ГАЕС, в Україні нині експлуатуються більше чотирьох десятків так званих малих ГЕС, які виробляють понад 200 млн. кВт·год електроенергії. Але вони мають недоліки: швидке зношення обладнання, пошкодження споруд напірного фонтана, замулення водосховищ, недостатнє використання засобів автоматики та контролю.

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).

За використанням водних ресурсів і концентрації напорів, всі ГЕС поділяють на: руслові, пригреблеві, дериваційні, гідроакумулюючі та припливні. [2–4].

В Україні у найближчій перспективі планується збудувати кілька сотень малих ГЕС у Закарпатській області, у Івано-Франківській області, за різними даними, планується будівництво від півсотні до півтори сотні малих ГЕС, до двох десятків заплановано у Львівській та Чернівецькій областях.

Забезпечення стабільного функціонування об'єднаної

електроенергетичної системи (ОЕС) України в умовах відсутності маневрових генеруючих потужностей і високої долі базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для вирішення цієї проблеми необхідне введення нових мобільних потужностей, які забезпечать оптимальну роботу ОЕС. Таку функцію виконують гідро- та гідроакумуючі електростанції, потужність яких сьогодні недостатня [2, 3].

При сумісній роботі ГЕС з тепловими та атомними станціями навантаження енергосистеми розподіляється між ними таким чином, щоб при заданій витраті води протягом періоду, який розглядається, забезпечити попит на електроенергію з мінімальними витратами палива в енергосистемі. Досвід експлуатації показує, що протягом більшої частини року ГЕС доцільно використовувати в піковому режимі. Це означає, що протягом доби робоча потужність ГЕС повинна змінюватися в широких межах – від мінімальної в години, коли навантаження енергосистеми мале, до максимальної, в години найбільшого навантаження системи. При такому використанні ГЕС, навантаження теплових станцій вирівнюється і їх робота стає більш економічною.

На електростанціях, підвищувальних і понижувальних підстанціях споруджуються розподільні установки (РУ), призначені для прийому і розподілу електроенергії. До збірних шин РУ через комутаційні апарати приєднуються генератори, трансформатори, повітряні і кабельні лінії та інше обладнання; РУ різних класів напруги мають між собою трансформаторні зв'язки.

Сучасне електротехнічне обладнання станцій та підстанцій досить різноманітне, в переважній більшості складне по конструкції, має автоматичні пристрої, в тому числі релейного захисту і автоматики. Тому обслуговування електрообладнання може надаватись тільки висококваліфікованому персоналу, який відмінно володіє знаннями [7].

Основними елементами розподільних установок електростанцій та підстанцій є вимикачі, за допомогою яких відбуваються комутації

приєднаннями. Від надійності роботи високовольтних вимикачів залежить надійність і безперервність електропостачання споживачів електроенергії. Тому важливим і актуальним залишається дослідження питання експлуатації високовольтних вимикачів.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт та дослідження питань експлуатації електрообладнання розподільних установок.

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 високовольтних вимикачів;
- 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

Традиційний спосіб виробництва електроенергії базується на використанні кінетичної енергії води, що утворюється під час падіння води з висоти і проходить через турбіну, обертаючи її та приводячи в дію електричний генератор. Складові елементи об'єктів гідроенергетики включають турбіни, генераторні установки, будівлю електростанції, турбінний водовід, водоприймальну/водозабірну споруду, системи контролю і відповідний канал. Існуючі ГЕС поділяються за потужністю, конструкцією, місцем розташування, тощо [3].

ГЕС мають п'ять особливостей, які визначають їх перспективи:

- використовують відновлюване джерело енергії;
- виробляють саму дешеву електроенергію;
- чинять самий незначний вплив на довкілля;
- гідросилове обладнання має найкращі маневрові характеристики;
- простота в експлуатації та можливість автономної роботи малих гідроагрегатів.

Гідравлічні та гідроакумулюючі електростанції є найбільш дієвими джерелами пікової та резервної потужності у енергетичних системах. У країнах ближнього та дальнього зарубіжжя як перспективний намічений напрям, який передбачає розширення діючих гідроелектростанцій та їх модернізацію з метою підвищення їх ефективності. Рациональне використання додаткової потужності ГЕС та ГАЕС у покритті добового графіка електричного навантаження об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) дозволяє вилучити зі складу основного обладнання теплових електростанцій найменш економічні агрегати, які мають найбільшу питому витрату умовного палива, що обумовлює отримання паливного ефекту ГЕС – ГАЕС.

Основними елементами електричних мереж, розподільних установок електростанцій та підстанцій є вимикачі. Вони призначені для оперативної та аварійної комутації в енергосистемах, тобто виконання операцій включення і

відключення окремих ланцюгів при ручному або автоматичному управлінні. У включеному стані вимикачі повинні безперешкодно пропускати струми навантаження. Характер режиму роботи цих апаратів дещо незвичайний: нормальним для них вважається як включений стан, коли вони обтікаються струмом навантаження, так і відключений, при якому вони забезпечують необхідну електричну ізоляцію між розімкнутими ділянками кола. Комутація кола, що здійснюється при перемиканні вимикача з одного положення в інше, проводиться нерегулярно, час від часу, а виконання ним специфічних вимог з відключення виникає в колі короткого замикання надзвичайно рідко. Вимикачі повинні надійно виконувати свої функції протягом терміну служби (приблизно двадцять п'ять років), перебуваючи в будь-якому із зазначених станів, і одночасно бути завжди готовими до миттєвого ефективного виконання будь-яких комутаційних операцій, часто після тривалого перебування в нерухомому стані. Виходячи з цього, вони повинні мати дуже високий коефіцієнт готовності: при малій тривалості процесів комутації (кілька хвилин на рік) повинна бути забезпечена постійна готовність до здійснення комутацій [1-3].

Таким чином, будівництво нових та реконструкція діючих ГЕС відповідає задачам розвитку електроенергетики України. А дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів залишається актуальним.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень

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

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

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

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

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

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

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 12 = 0,12 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 40 = 0,8 \text{ МВт}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

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

$$\Delta P_{2p1} = \frac{0,06 \cdot 4,2^2}{12} = 0,09 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2cl} = \frac{0,14 \cdot 36^2}{40} = 4,54 \text{ МВт.}$$

Потужність яка видається до шин РУ різних напруг

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

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

$$P_{p.\text{вид}1} = 4,2 + 0,12 + 0,09 = 4,41 \text{ МВт};$$

$$P_{c.\text{вид}1} = 36 + 0,8 + 4,54 = 41,34 \text{ МВт.}$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

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

$$P_{\text{вид.}1} = 4,41 + 41,34 = 45,75 \text{ МВт.}$$

Втрати потужності на власні потреби:

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

$$P_{ВП1} = \left(0,4 + 0,6 \frac{45,75}{60} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 55,93 = 1,02 \text{ МВт,}$$

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

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

$$P_{\text{вир.}1} = 45,75 + 1,02 = 46,77 \text{ МВт.}$$

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 ($P_{p,t}$, $P_{c,t}$, $P_{вир,t}$) і річний графік за тривалістю (таблиця 2.2, (рисунок 2.1)).

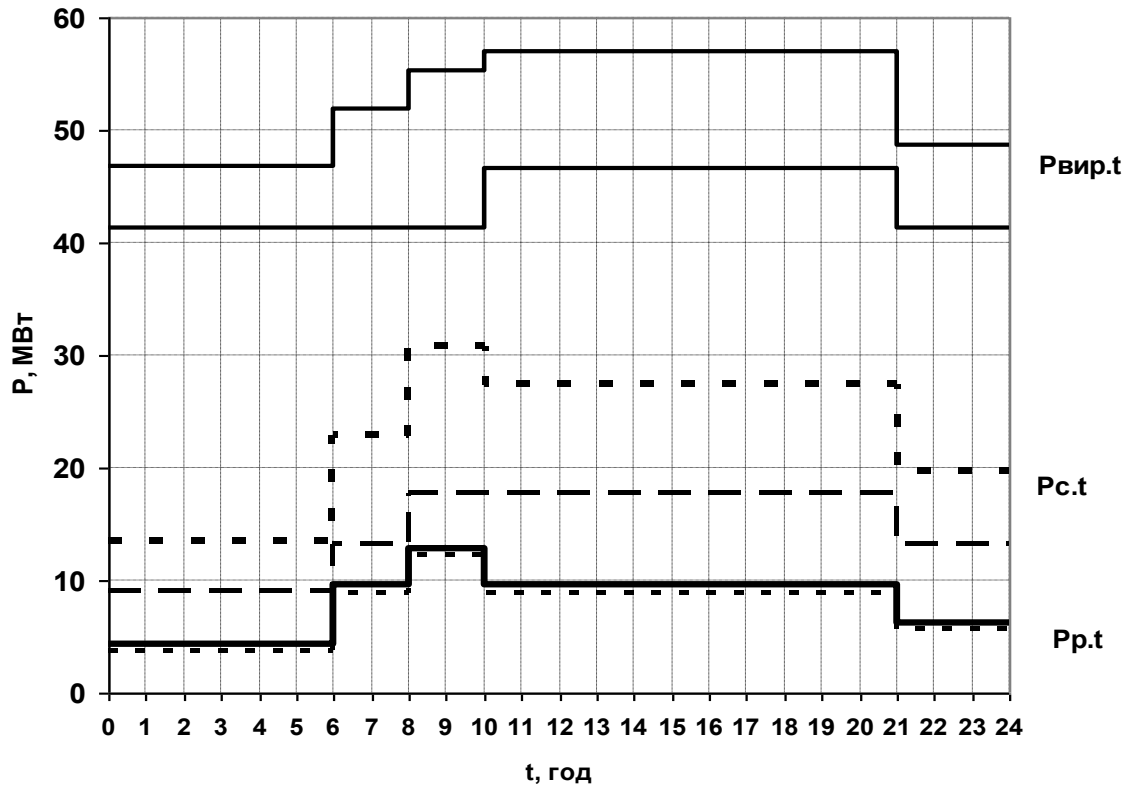
Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

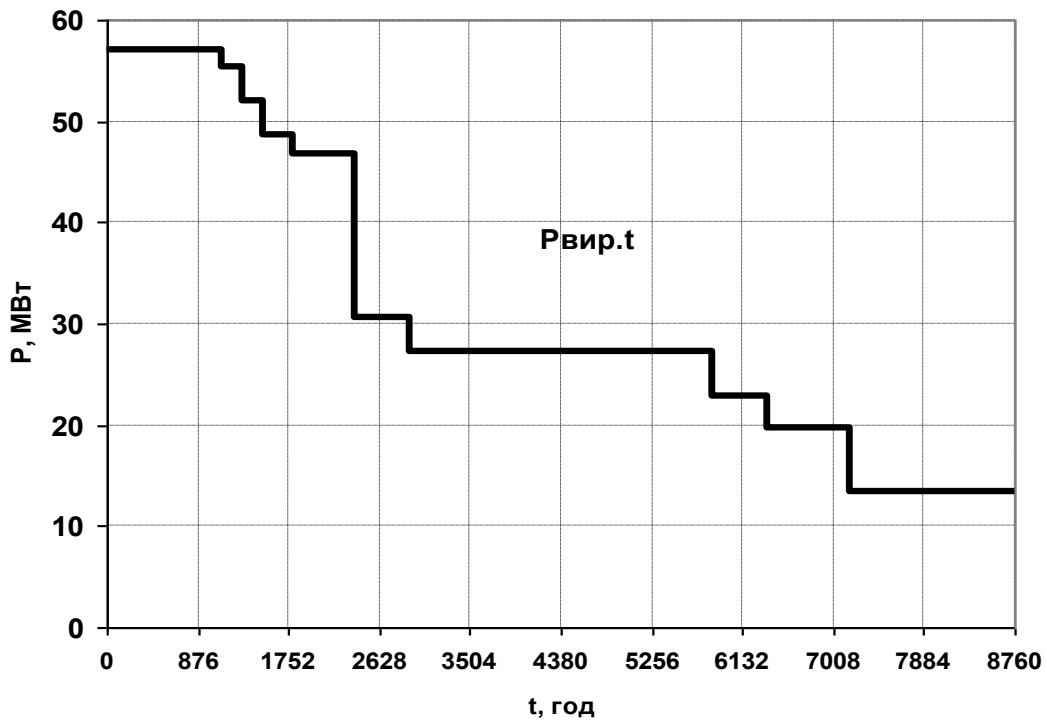
Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-10	10-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	35	75	100	75	50
	Маловод	30	70	95	70	45
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	4,2	9	12	9	6
	Маловод	3,6	8,4	11,4	8,4	5,4
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Маловод	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,09	0,41	0,72	0,41	0,18
	Маловод	0,06	0,35	0,65	0,35	0,15
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	4,41	9,53	12,84	9,53	6,3
	Маловод	3,78	8,87	12,17	8,87	5,67
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	90	90	90	100	90
	Маловод	20	30	40	40	30
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	36	36	36	40	36
	Маловод	8	12	16	16	12
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Маловод	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	4,54	4,54	4,54	5,6	4,54
	Маловод	0,22	0,5	0,9	0,9	0,5
Потужність, що віддається в систему	Повновод	41,34	41,34	41,34	46,4	41,34
	Маловод	9,02	13,3	17,7	17,7	13,3
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	45,75	50,87	54,18	55,93	47,64
	Маловод	12,8	22,17	29,87	26,57	18,97
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	1,02	1,08	1,12	1,14	1,04
	Маловод	0,63	0,74	0,83	0,79	0,65
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	46,77	51,95	55,3	57,07	48,68
	Маловод	13,43	22,91	30,7	27,36	19,62

Примітки:

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



а) добові графіки електричних навантажень



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка

P, МВт	57,07	55,30	51,95	48,68	46,77	30,7	27,36	22,91	19,62	13,43
t, год	1100	200	200	300	600	530	2915	530	795	1590
t _Σ , год	1100	1300	1500	1800	2400	2930	5845	6375	7170	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	57,07
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	272012,3
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	60
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{cp}} = \frac{E_p}{8760}$	31,05
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}}$	0,544
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{вст}}}$	0,518
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4766,3
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4533,5
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,051
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	7271,4
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	267740,9
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	3153,6

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 850/110-64 [5]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри гідрогенератора

Тип гідрогенератора	ВГС 850/110-64
$S_{Г.НОМ}$, МВА	25
$P_{Г.НОМ}$, МВт	20
$U_{Г.НОМ}$, кВ	10,5
$I_{Г.НОМ}$, А	1376
$\cos\varphi_{НОМ}$	0,8
$n_{НОМ}$, об/хв	93,8
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,2
x'_{d*}	0,29
x_{d*}	0,7
Система збудження	електромашинна
$U_{f.НОМ}$	230
$I_{f.НОМ}$	965
турбіна	П-Л
виконання	зонтичне

2.3 Проектування структурної схеми станції

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за наступними 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.

$$n_{\text{леп110}} = \frac{46,4}{50} + 1 = 1,93 \approx 2 \text{ (шт.)};$$

$$n_{\text{леп35}} = \frac{12,84}{15} + 1 = 1,86 \approx 2 \text{ (шт.)}.$$

Намічаємо три варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [4]:

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

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

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{\text{ГТВПрозр}} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 2 \cdot 20 = 0,56 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [8]:

$$S_{\text{ТР,розр}} = 1,65 \cdot S_{\text{ГТВПрозр}}, \quad (2.12)$$

$$S_{\text{ТР,розр}} = 1,65 \cdot 0,56 = 0,924 \text{ МВА.}$$

a)

б)

в)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Приймаємо для установлення як ГТВП трансформатори типу ТСЗ-630/10, а як ТР – ТСЗ-1000/10 [5] (таблиця 2.5).

Як блочні трансформатори встановлюємо трансформатори типу ТД-25000/110 та ТД-25000/35.

Вибір трансформатора зв'язку.

$$S_{ТЗрозр,а,в} = 12,84 / 0,8 = 16,05;$$

$$S_{ТЗрозр,б} = 116,05 / 1,4 = 11,46$$

У варіантах а і в становлюємо один трансформатор зв'язку типу ТДТН-16000/110/35. У разі втрати зв'язку через ТЗ зв'язок між розподільними установками буде здійснюватись через найближчу підстанцію району, яка знаходиться неподалік від ГЕС.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$, кВ	U_k %	ΔP_x кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	I_x , %
БТ1	ТД – 25000/110	25	$\frac{115}{10,5}$	10,5	27	120	0,7
БТ2	ТД – 25000/35	25	$\frac{36,75}{10,5}$	9,5	25	115	0,7
БТ3	ТРДН-63000/110	63	$\frac{115}{10,5-10,5}$	10,5	50	245	0,5
ГТВП	ТСЗ-630/10	0,63	$\frac{10,5}{0,4}$	5,5	2,0	7,3	1,5
ТР	ТСЗС-1000/10	1,0	$\frac{10,5}{0,4}$	8	3,0	12	2
ТЗ	ТДТН-16000/110	16	115/38,5/ 11	ВС:10,5 ВН:17,5 СН:6,5	21	100	0,8

Приведені затрати [4]:

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

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(3)$ – очікуваний збиток від перерви електропостачання, тис. грн.;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Числове значення, тис.грн		
	I варіант	II варіант	III варіант
Капіталовкладення	21258	35664	22062
Щорічні експлуатаційні витрати	2477,05	3886,49	2358,45
Очікуваний збиток	1111,32	1044,29	1112,63
Приведені затрати	6139,3	9210,46	6118,52

$\Delta Z_{I-III} = 0,34\% < 5\%$, $\Delta Z_{II-III} = 33,9\% > 5\%$. Варіанти I та III є рівноеконічними, а варіант II – неоптимальний. Остаточо приймаємо I-й варіант структурної схеми станції, оскільки в варіанті III при пошкодженні БТЗ

втрачається два генератори, тобто схема варіанту I є більш гнучкою з точки зору експлуатації.

2.4 Вибір схем ВРУ 110 та 35 кВ

Для ВРУ – 35 кВ приймаємо схему «чотирикутник» (рисунок 2.3).

Для ВРУ–110 кВ намічаємо три варіанти схем (рисунок 2.4):

- а) схема дві робочі та обхідна системи збірних шин з одним вимикачем на приєднання;
- б) схема розширеного чотирикутника;
- в) схема «шини – трансформатори».

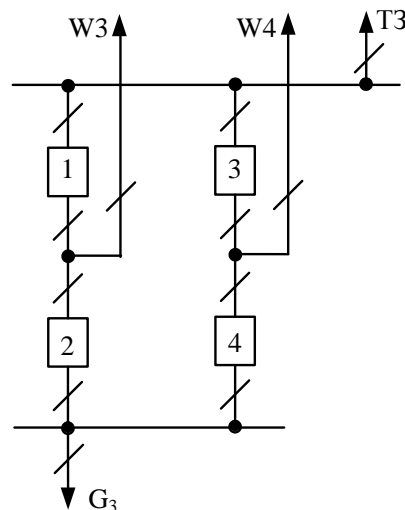


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-35 кВ

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

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

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

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

де $p_n = 0,15$;

n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн..

де $a = 9,4 \%$.

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

а)

б)

в)

Рисунок 2.4 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ: а) схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»; б) схема розширеного чотирикутника; в) схема «трансформатори – шини»

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

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

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

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок $M(3)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [4].

Очікуваний збиток:

$$M(3)_I = 18 \cdot [0,005926(1 \cdot 19,9 + 2 \cdot 1 \cdot 26,4) + 0,007384 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 19,9 + 1 \cdot 1 \cdot 26,4) + 0,000012 \cdot (5 \cdot 33,3 \cdot 6,4 + 5 \cdot 1 \cdot 19,9 + 10 \cdot 33,3 \cdot 19,9 + 10 \cdot 1 \cdot 26,4) + 0,000015 \cdot (1 \cdot 33,3 \cdot 6,4 + 7 \cdot 1 \cdot 19,9 + 2 \cdot 33,3 \cdot 19,9 + 8 \cdot 1 \cdot 26,4) + 0,29] = 16,418 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,007379 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 19,9 + 2 \cdot 1 \cdot 26,4) + 0,000015 \cdot (4 \cdot 1 \cdot 19,9 + 2 \cdot 33,3 \cdot 19,9 + 4 \cdot 1 \cdot 26,4 + 2 \cdot 33,3 \cdot 26,4 + 4 \cdot 1 \cdot 46,4)] = 13,23 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{III} = 18 \cdot [0,005926 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 26,4 + 0,007348 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 19,9) + 0,000012 \cdot (2 \cdot 33,3 \cdot 6,4 + 10 \cdot 1 \cdot 26,4) + 0,000015 \cdot (12 \cdot 1 \cdot 19,9 + 4 \cdot 1 \cdot 26,4 + 4 \cdot 1 \cdot 46,4)] = 16,452 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.15 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти		
	1	2	3
Капітальні витрати	18000	12000	18000
Щорічні витрати	1692	1128	1692
Очікуваний збиток	16,418	13,23	16,452
Приведені затрати	4408,418	2941,23	4408,452

$\Delta Z_{1-2} = 33,28 \% > 5\%$, $\Delta Z_{1-3} = 0,24 \% < 5\%$, $\Delta Z_{2-3} = 33,3 \% > 5\%$, отже, приймаємо для ВРУ-110 кВ II варіант схеми ВРУ-110 кВ.

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Схема власних потреб станції подана на рисунку 2.5.

Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_6 = 500 \text{ МВА}$; $U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$.

Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.\text{НОМ}*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{c.\text{НОМ}}}; \quad (2.21)$$

$$x_c = 0,4 \cdot \frac{500}{1000} = 0,2;$$

ЛЕП:

$$x_w = x_{\text{ПИТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.НОМ}}^2}; \quad (2.22)$$

$$x_w = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{500}{115^2} = 0,6.$$

Трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.\text{НОМ}}};$$

$$x_{T1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 2,1;$$

$$x_{T2} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{500}{25} = 1,9;$$

Генератор:

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

$$x_{\Gamma} = 0,2 \cdot \frac{500}{25} = 4.$$

Трансформатор зв'язку:

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%});$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \quad (2.24)$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}).$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0\%;$$

$$u_{кН\%} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

$$x_{ТЗ.В} = \frac{u_{кВ\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}};$$

$$x_{ТЗ.С} = \frac{u_{кС\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}};$$

$$x_{ТЗ.Н} = \frac{u_{кН\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}.$$

$$x_{ТЗ.В} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{500}{16} = 3,36;$$

$$x_{ТЗ.С} = 0;$$

$$x_{ТЗ.Н} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{500}{16} = 2,11.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (див. таблиця 2.16).

Таблиця 2.16 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{В.В.}, c$
ВРУ 110 кВ	ВГБ-110У1	0,035
ВРУ 35 кВ	ВР35НС	0,05
Кола генераторів Г1-3	ВР2-10	0,04
Сторона НН ТЗ	ВР0-10	0,04

Таблиця 2.17 – Дані для визначення

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

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

К₁ G₁₋₃

$$I'_{НОМ} = 3 \cdot 25 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,38 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 1,24 / 0,38 = 3,3; \quad \gamma_{н.т} = 0,94.$$

К₂ G₁₋₃

$$I'_{НОМ} = 3 \cdot 25 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1,17 \text{ кА}; \quad \tau = 0,06 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 1,82 / 1,17 = 1,6; \quad \gamma_{н.т} = 0,975.$$

К₃ а) G₁

$$I'_{НОМ} = 1,376 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 7,78 / 1,376 = 5,7; \quad \gamma_{н.т} = 0,88.$$

б) G_{2,3}

$$I'_{НОМ} = 2,752 \text{ кА}; \quad I_{п.о} / I'_{НОМ} = 1,46 / 2,752 = 0,53 < 1; \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

К₄ G₁₋₃

$$I'_{НОМ} = 3 \cdot 25 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 4,128 \text{ кА}; \quad \tau = 0,05 \text{ с};$$

$$I_{п.о} / I'_{НОМ} = 3,36 / 4,128 = 0,8 < 1; \quad \gamma_{н.т} = 1.$$

Таблиця 2.18 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [4]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{Гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max_{\text{БТ}}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max_{\text{ТЗ}}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328,4 \text{ А};$$

$$I_{\max_{\text{БТ1}}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 138,3 \text{ А};$$

$$I_{\max_{\text{ТЗ}}} = 1,5 \cdot \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126,1 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_k = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{вим}} + T_d); \quad (2.41)$$

$$B_k = 6,26^2 (0,2 + 0,05) = 9,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВРУ-35 кВ

$$I_{\max W} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 309,7 \text{ А};$$

$$I_{\max_{\text{БТ2}}} = \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 434,6 \text{ А};$$

$$I_{\max T3} = 1,5 \cdot \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 396,4 \text{ A};$$

$$B_k = 3,59^2 (0,2 + 0,05) = 3,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ГРУ-10 кВ ($G_1 - G_3$)

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma, \text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.42)$$

$$I_{\max \Gamma T B \Pi} = \frac{S_{\Gamma T B \Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.43)$$

$$I_{\max G} = \frac{1376}{0,95} = 1448,4 \text{ A};$$

$$I_{\max \Gamma T B \Pi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ A}.$$

$$B_k = 18,77^2 (0,3 + 0,2) = 176,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сторона НН ТЗ

$$I_{\max T3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ A}.$$

$$B_k = 6,62^2 (0,3 + 0,05) = 15,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{\max \Gamma T B \Pi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,4 \text{ A};$$

$$I_{\max TR} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445,1 \text{ A}.$$

$$B_k = I_{\Pi, 0}^2 (t_{\text{ВИМ}} + T_{\text{а.ср}}), \quad (2.44)$$

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

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

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

Приймаємо для установки автомат серії «Електрон» типу Е016В,

$$t_b = 0,25 \text{ с}; t_a = 0,06 \text{ с};$$

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

$$I_{a.\text{ном}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 1445 \text{ А};$$

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

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

$$B_k = 11,52^2(0,31 + 0,03) = 45,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8 Вибір комутаційних апаратів

Проводимо вибір вимикачів та роз'єднувачів в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані ВРУ-110 кВ	Каталожні дані	
	ВГБ-110 У1	РНДЗ.1-110 Б/1000 У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 328,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 6,19 \text{ кА}$	$I_{\text{вик.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 1,41 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} I_{\text{вим.ном}} \beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 24,22 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 6,26 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 14,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 9,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-35 кВ	ВР35НС	РНДЗ.1-35/1000 У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 434,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 3,54 \text{ кА}$	$I_{\text{вик.ном}} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 0,89 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} I_{\text{вим.ном}} \beta_H =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 3,59 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 8,68 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 3,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератори Г1-3	ВР2-10	КРУ типу КУ10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 1448,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 10,99 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 4,75 \text{ кА}$	$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 10,99 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	-

$i_y = 26,86 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	-
$B_k = 176,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-
Сторона НН ТЗ	ВР0-10	КРУ типу КУ10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 57,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 6,62 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 3,04 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 12,5 = 5,29 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,о}} = 6,62 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_y = 16,53 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	-
$B_k = 15,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 328,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{п,о}} = 6,26 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 14,56 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо шини з проводу марки АС 95/16 [5]:

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}; d = 13,5 \text{ мм}, D = 300 \text{ см}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 330(\text{А}) > I_{\text{р.мак}} = 328,4(\text{А}).$$

Перевірку шин за умовою корони здійснюємо за формулою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (2.45)$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.46)$$

де m – коефіцієнт жорсткуватості проводів ($m = 0,82$ [4, 6]);

r_0 – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 32,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_0}}, \quad (2.47)$$

де K – коефіцієнт, який враховує кількість проводів в фазі;

$U = 121$ кВ – максимально допустима напруга установки;

n – кількість проводів в фазі;

D_{cp} – середня геометрична відстань між фазами, см.

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.48)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,675 \cdot \lg \frac{378}{0,675}} = 24,0 \text{ (кВ/см)}.$$

$$1,07 \cdot 24 = 25,7 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 32,9 = 29,6 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані

голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка на схлестування проводів не проводиться, оскільки $I_{п.0} < 20$ кА.

б) відгалуження до блочного трансформатора

Економічний переріз [4]:

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

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

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

$$q_{ек} = \frac{131,4 \cdot 0,95}{1,1} = 119,4 \text{ мм}^2.$$

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

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{84,1}{1,1} = 76,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 70/72: $d = 15,4$ мм; $I_{доп} = 390$ А.

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

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

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{вст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$
$I_{\text{max}} = 309,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А};$
$i_{\text{v}} = 8,68 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 84 \text{ кА};$
$B_{\text{к}} = 3,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,79 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 2 \text{ Ом}.$

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

2) 0,5/10Р;

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

4) $I_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 1 = \sqrt{3} \cdot 75 = 130 \text{ м}.$

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-379	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	СА3-І680	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4-І676	2,5	-	2,5
Разом:		5,5	-	5,0

Загальний опір приладів [4]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2, \quad (2.57)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.58)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.59)$$

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

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

Вторинне навантаження

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

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОМ-35-72У1 [5]:

$$U_{1\text{ном}} = 35000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10^2 + 24,2^2} = 26,18 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 2 \cdot 150 = 300 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	$\text{Cos}\varphi$	$\text{Sin}\varphi$	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної енергії	СА3- І680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Лічильник реактивної енергії	СР4- І676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [5]:

1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ1, ТЗ	ОПН-110 У1
2) ЛЕП-35 кВ, сторона СН ТЗ та нейтраль БТ1, сторона ВН БТ2	ОПН-35 У1
3) Коло гідрогенератора	ОПН-10У1
4) сторона НН ТЗ, БТ1 та БТ2	ОПН-10У1
5) сторона НН ГТВП та ТР	ОПН-1У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку, релейного захисту, автоматики встановлюємо на ЛЕП 35 кВ та 110 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1: $U_{ном} = 35$ кВ; $I_{ном} = 630$ А; $L = 0,547$ мГн; $I_T = 16$ кА; $t_T = 1$ с; $i_{дин} = 41$ кА.

2.13 Вибір акумуляторної батареї

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

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_{н} = 220$ 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: $n_d = 22$;
- загальна кількість елементів: $n = 130$.

Таблиця 2.23 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пошт}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	80	-	80	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масло насоса ущільнень генератора	3	2,2	12,2	9,5	30	28,5	-
Електродвигун аварійного масло насоса системи змащування турбіни	3	4	21,5	19	62	57	186
РАЗОМ:						220,5	241

Типовий номер АБ [4, 6, 11]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.60)$$

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

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{220,5}{25} = 9,26. \quad (2.61)$$

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{пошт}}{46}; \quad (2.62)$$

$$N \geq \frac{241}{46} = 5,24.$$

Вибираємо типорозмір $N=10$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{\text{пошт}}}{N}; \quad (2.63)$$

$$j_n = \frac{241}{10} = 24,1 \text{ А / N.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 84% (рисунок 6.2 [6]), що менше допустимого значення 85%.

Тому остаточно приймаємо батарею з $N = 10$ типу «Varta».

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{пос}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\} \quad (2.64)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 10 = 26,5 \text{ А.}$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.дод}} &= 0,05 N; \\ U_{\text{ПЗП.дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} \end{aligned} \right\}, \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЗП.дод}} = 0,05 \cdot 10 = 0,5 \text{ А;}$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= 5 \cdot N + I_{\text{пос}}; \\ U_{\text{ЗП}} &= n \cdot U_3; \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

$$I_{3П} = 25 + 5 \cdot 10 = 75 \text{ A};$$

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС

3.1 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 [13, 14].

У нинішній час склалися три форми організаційної структури оперативного керування:

- цехова;
- блочна;
- централізована.

ЩУ повинен мати мнемонічну схему з'єднань основних елементів керуемого об'єкта і мати сигналізацію для передачі оператору інформації про порушення в режимі роботи об'єкта.

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 пошкодження 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.

3.2 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.

3.3 Захист збірних шин

Захист збірних шин РУ станцій здійснюють двома способами [13-15]:

- 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 багатofазні КЗ на землю, а в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю – на всі види КЗ між фазами, двійні замикання на землю та двofазні КЗ на землю в одній точці.

3.4 Захист трансформаторів зв'язку

Для трансформаторів зв'язку передбачаються захисти від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [13, 14]:

- від багатofазних 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.

3.5 Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ

Для захисту ТВП передбачаються наступні захисти [13]:

- 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.

3.9 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора ВГС 850/110-64

На гідрогенераторі передбачається релейний захист від таких видів пошкоджень та аномальних режимів [15]:

- 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 БТ4.

Гідрогенератор СВ-546/110-32: $S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВА}$; $P_{\Gamma.\text{НОМ}} = 20 \text{ МВт}$;
 $U_{\text{НОМ}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\cos\phi_{\text{НОМ}} = 0,8$; $x_{\text{d}}'' = 0,2$; $x_{\text{d}}' = 0,29$.

Блочний трансформатор ТД-25000/110:

$S_{\text{НОМ}} = 25 \text{ МВА}$; $U_{\text{НОМ}} = 115/10,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{к}} = 10,5 \%$.

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються заступні схеми (рис. 3.1 а, б) та приблизні розрахунки.

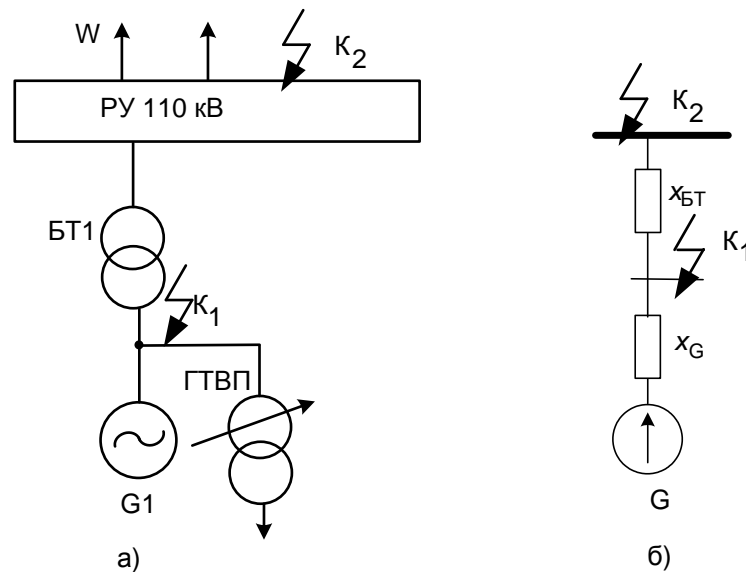


Рисунок 3.1 – Розрахункова (а) та заступна (б) схеми блока генератор-трансформатор для розрахунку струмів КЗ

Задано базисними величинами:

$$S_{\text{б}} = S_{\Gamma.\text{НОМ}} = 25 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо опори схеми заміщення:

$$X_{\Gamma} = X_{\text{d}}'' = 0,2;$$

$$X_{\text{БТ}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\Gamma.\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{БТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{25}{25} = 0,105.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою [15]:

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

$$E_{q*}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 1 \cdot 0,2)^2} = 1,131,$$

де $U_{\text{НОМ}*} = I_{\text{НОМ}*} = 1$; $\sin \varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6$.

Розраховуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К₁):

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

$$I_*^{(3)} = \frac{1,131}{0,2} = 5,66;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{\Gamma.\text{НОМ}};$$

$$I^{(3)} = 5,66 \cdot 1,376 = 7,788 \text{ кА.}$$

Розраховуємо струми КЗ за блочним трансформатором (точка К₂):

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

$$I_*^{(3)} = \frac{1,131}{0,2 + 0,105} = 3,71.$$

$$I^{(3)} = 3,71 \cdot 1,376 = 5,105 \text{ кА.}$$

3.9.1 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:

$$I_{\text{нб.розр.мах}} = K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{зовн.розр.мах}}, \quad (3.1)$$

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

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

$$I_{\text{нб.розр.мах}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 10990 = 549,5 \text{ A};$$

б) визначається розрахунковий первинний струм спрацьовування захисту за умовами:

- неспрацьовування від розрахункового струму небалансу:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.розр.мах}}, \quad (3.2)$$

де $K_{\text{н}} = 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 549,5 = 714,4 \text{ A};$$

- неспрацьовування від максимального струму навантаження при пошкодженні кола циркуляції:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{розр.мах}}, \quad (3.3)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot 1448,4 = 1882,9 \text{ A}.$$

Приймаємо $I_{\text{сз}} = 1882,9 \text{ A}$.

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

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.розр.мін}}/I_{\text{сз}} \geq 2; \quad (3.4)$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 10990/1882,9 = 5,08 > 2;$$

г) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}}/n_{\text{с}}; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{ср}} = 1882,9/(2000/5) = 4,71 \text{ А.}$$

д) число витків диференціальної обмотки реле:

$$\omega_{\text{диф.розр}} = F_{\text{ср}} / I_{\text{ср}} = 100/I_{\text{ср}}; \quad (3.6)$$

$$\omega_{\text{диф.розр}} = 100/4,71 = 21,23.$$

Приймаємо $\omega_{\text{диф.}} = 22$ витки.

Остаточні значення струмів спрацьовування:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ср}} &= F_{\text{ср}} / \omega_{\text{диф.}}; \\ I_{\text{сз}} &= I_{\text{ср}} \cdot n_{\text{с}}; \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

$$I_{\text{ср}} = 100/22 = 4,55 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз}} = 4,55 \cdot 400 = 1818,2 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 10990/1818,2 = 5,26 > 2.$$

В коло короткозамкненої обмотки реле вмикаємо максимальний опір 10 Ом.

3.9.2 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.

Таблиця 3.1 – Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор	
Захист від багатозначних КЗ в ОС та на його виводах	Поздовжній 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
Захист від втрати збудження	Максимальний струмовий захист в колі статора (реле типу РСТ - 11)
Резервний захист системи збудження	МСЗ з реле типу РСТ-11
2. Трансформатор власних потреб	
Захист від багатозначних 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
Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист типу РЗТ-80
3. ЛЕП-35 кВ	
Захист від міжфазних КЗ	Струмовий ступінчастий захист з реле РСТ-11
Захист від замикань на землю	Пристрій типу УСЗ-2/2
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 6 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-35 та 110 кВ встановлюємо пристрій АПВ типу РПВ-58.

4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ

4.1 Види високовольтних вимикачів

Порушення в процесі виробництва, транспортування та розподілу електроенергії можуть викликати за собою порушення роботи промислових підприємств, транспорту і ускладнюють побут населення. Тому першою вимогою Правил технічної експлуатації (ПТЕ) [16] до робітників електричних станцій та електричних мереж (ЕМ) є «забезпечення безперебійного електропостачання споживачів і надійної роботи обладнання».

ПТЕ вимагають забезпечення нормальної якості електроенергії – частоти та необхідного рівня напруги, виконання графіка навантаження та найбільшої економічності роботи.

Виконання цих вимог на окремій установці залежить від узгодженості її роботи з іншими енергетичними установками. Порушення нормального режиму однієї з них впливає на роботу суміжних установок (як правило, миттєво). Для відновлення нормальної роботи необхідно точно і швидко провести зміну режимів цих установок, і ці зміни повинні бути між собою узгоджені. Така узгодженість можлива тільки за наявності єдиного керівництва роботою всіх установок, електрично пов'язаних між собою.

Таке керівництво здійснюється *диспетчерською службою* енергетичної системи через чергового диспетчера [16-18]. Диспетчерська служба задає режим роботи обладнання, контролює виконання завдань, вносить зміни в заданий режим за необхідності, керує перемиканнями за змін в робочих схемах і під час ліквідацій аварій. Розпорядження чергового диспетчера виконуються черговим персоналом ЕС, ПС та мереж, які підпорядковуються диспетчеру в оперативному відношенні.

Кожний оперативний черговий знаходиться в оперативному підпорядкуванні вищого оперативного чергового і це підпорядкування чітко

виконується, що забезпечує узгодженість роботи всього складного енергетичного господарства.

Високовольтні вимикачі застосовуються для зміни стану високовольтної лінії «включено-виключено» з метою оперативного управління наявною системою енергопостачання і для відключення устаткування або ділянки мережі в аварійних ситуаціях [17, 18, 20].

Для цих цілей використовуються високовольтні вимикачі:

- масляні;
- повітряні;
- вакуумні;
- елегазові.

Назви вимикачів відображають склад середовищ гасіння дуги між контактами вимикача, яка виникає при комутації високих напруг.

Масляні вимикачі прості і дешеві в експлуатації, але пожежо- та вибухонебезпечні.

У *повітряному* вимикачі дугу гасить потужний потік повітря з резервуарів високого тиску. Як і масляні вимикачі, повітряні високовольтні вимикачі можуть бути виготовлені на весь діапазон застосовуваних напруг і струмів. Але їх конструкції складніше і дорожче, ніж масляні, а експлуатація вимагає наявності компресорної станції для отримання чистого сухого повітря.

Дуга *вакуумного* вимикача гасне в розрідженому просторі дугогасильної камери. Електрична міцність вакууму надзвичайно висока і дуже швидко відновлюється після електричного пробою. Крім того такі вимикачі відрізняє висока надійність і зменшені витрати на обслуговування, простота конструкції.

З недоліків вакуумних вимикачів зазначається:

- висока вартість;
- можливість виникнення перенапруги в мережі при певних її станах;
- для створіння вимикачів на вищі напруги потрібні певні технічні хитрощі.

Елегазові високовольтні вимикачі, чиї дугогасильні пристрої працюють в

середовищі електротехнічного газу SF₆, поєднують в собі переваги різних типів вимикачів:

- можливе використання елегазових вимикачів на будь-яку з напруг, що застосовуються у вітчизняній енергетиці;
 - невеликі маса і габаритні розміри конструкції елегазових вимикачів в поєднанні з безшумною роботою приводу;
 - дуга гаситься в замкнутому газовому об'ємі без доступу в атмосферу;
 - нешкідлива для людини, екологічно чиста, інертна газове середовище елегазового вимикача;
 - збільшена комутаційна здатність елегазового вимикача;
 - малий знос дугогасних контактів;
 - робота в режимі перемикання великих і малих струмів без виникнення перенапруги, що автоматично виключає наявність пристроїв ОПН (обмеження перенапруги);
 - висока надійність елегазового вимикача, міжремонтний період збільшений до 15 років;
 - швидкість дії;
 - пожежо- і вибухобезпечність обладнання;
 - придатність для зовнішнього і внутрішнього встановлення.
- До недоліків елегазових вимикачів слід віднести:
- високу вартість обладнання і поточні витрати на експлуатацію, так як вимоги до якості елегазу дуже високі;
 - вплив температури навколишнього середовища на агрегатний стан елегазу, що вимагає застосування систем підігріву вимикача при знижених температурах (при -40°C елегаз стає рідиною);
 - необхідність наявності спеціальних пристроїв для наповнення, перекачування і очищення SF₆;
 - комутаційний ресурс елегазового вимикача нижче, ніж у аналогічного вакуумного вимикача;

- необхідні високоякісні ущільнення резервуарів і магістралей, так як елегаз дуже текучий.

4.2 Експлуатація комутаційних апаратів

Згідно ПТЕ [16] огляди комутаційних апаратів проводяться під час оглядів розподільних установок; позачергові огляди вимикачів – після відключення струму короткого замикання. Під час оглядів звертають увагу на нагрів і стан зовнішніх контактних з'єднань, кріплення вимикача і приводу, стан і ступінь забруднення ізоляції, справність кола заземлення.

Профілактичні вимірювання та випробування силових вимикачів різного конструктивного виконання регламентуються згідно [22]. До *програми випробувань вимикачів* будь-якої конструкції входять:

1. Вимірювання опору постійному струму контактної системи вимикача з перевіркою відповідності величини цього опору даним підприємства-виробника;
2. Перевірка спрацьовування приводу при зниженій напрузі; мінімальна напруга спрацьовування електромагнітів керування повинна бути не менше $0,65 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ($0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}$) при змінному (постійному) струмі;
3. Вимірювання швидкісних характеристик вимикача (часу включення і відключення) з перевіркою відповідності цих характеристик даним підприємства-виробника;
4. Опробування в циклах В-У і В-У-В вимикачів, призначених для роботи в циклі АПВ.

4.2.1 Експлуатація масляних вимикачів

У *масляних* вимикачах контролюються рівень масла, відсутність його течі, температура і ступінь забрудненості масла.

В багатооб'ємних (бакових) масляних вимикачах бак заливається маслом не повністю, під кришкою залишається повітряна подушка, призначена для

демпфування різкого підвищення тиску газів, що виділяються в процесі гасіння дуги.

При високому рівні масла демпфуючий ефект зменшується і бак вимикача може бути розірваний високим тиском газів. При низькому рівні масла газу (головним чином, водень), що виходять в повітряну подушку не встигають охолонути в тонкому шарі масла і здатні викликати вибух суміші водню з повітрям (гримучої суміші).

З пониженням температури в'язкість масла збільшується, помітно впливаючи на тимчасові характеристики вимикача. Тому при зниженні температури навколишнього середовища нижче -25°C повинні автоматично включатися пристрої електропідігріву масляних вимикачів.

Забруднення і зволоження масла під час експлуатації викликає зниження його електричної міцності. У багатооб'ємних вимикачах напругою 110 кВ і вище випробування масла на електричну міцність проводяться при виконанні вимикачами гранично допустимого числа комутацій струмів короткого замикання або навантаження; у багатооб'ємних вимикачів напругою до 35 кВ і малооб'ємних вимикачів всіх напруг масло підлягає заміні після виконання вимикачами гранично допустимого числа комутацій. Гранично допустима кількість комутацій вказується підприємствами-виробниками в інструкціях з експлуатації.

Профілактичне обслуговування масляних вимикачів виконують при повністю знятій нарузі одночасно з обслуговуванням розподільчого пристрою. Найважливішим елементом обслуговування незалежно від типу вимикача є зовнішній огляд, при якому перевіряють рівень масла в баках і його колір, наявність або відсутність слідів течі або викидів масла. Особливу увагу при цьому звертають на:

- відсутність слідів масла на пробці для спуску масла і на маслопоказчику;
- стан вводів, зокрема, на цілість і чистоту поверхні фарфорових ізоляторів ;

- відсутність слідів кіптяви і бризків металу на шинах, фланцях та інших частинах вимикача;
- відповідність показчиків положення вимикача його дійсному положенню в момент огляду;
- стан проводки кіл вторинної комутації, справність клемних збірок, відсутність зовнішніх пошкоджень кабелів і проводів;
- стан заземлюючої проводки;
- стан контактних з'єднань, при цьому переконуються у відсутності ознак надмірного нагрівання шин (наприклад, за кольором мінливості або спучуванню лакофарбового покриття);
- стан буферів вимикача. У масляних буферах перевіряють наявність необхідного об'єму масла.

При наявності дефектів вживають заходи до їх усунення. У випадку виявлення механічних пошкоджень ізоляції або перегріву полюсів вимикач підлягає повному розбиранню із заміною дефектних деталей [23, 24].

4.2.3 Експлуатація вакуумних вимикачів

Періодичність і обсяг вимірювань і випробувань вакуумних вимикачів мають відповідати:

- при першому увімкненні (П) – 1–7;
- під час капітального ремонту (К) – 1–7;
- під час поточного ремонту в строки, визначені місцевими інструкціями (Т) – 1; 2; 3.1.

1 Вимірювання опору ізоляції. Опір ізоляції полюса вимикача має бути не нижче 3000 МОм. Вимірювання провадиться мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

1.1 Опір ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування має бути не нижче 10 МОм. Вимірювання провадиться мегаомметром на напругу 1,0-2,5 кВ.

2 Випробування ізоляції підвищеною напругою.

2.1 Ізоляція кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів випробується напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробної напруги наведено в таблиці 4.3.

2.2 Ізоляція міжконтактних розривів випробується напругою промислової частоти протягом 1 хв. Випробна напруга становить 42 кВ.

2.3 Ізоляція вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробується напругою промислової частоти протягом 1 хв. Випробна напруга становить 1 кВ.

3 Вимірювання опору постійному струму.

3.1 Вимірювання опору струмопровідного контуру кожного полюса. Значення опору не повинне перевищувати заводських норм, наведених у додатку Б табл. Б.1, Б.2.

3.2 Вимірювання опору електромагнітів керування. Опори електромагнітів мають відповідати паспортним даним з точністю вимірювання. За відсутності заводських даних одержані значення вимірювання для однотипних вимикачів потрібно порівняти між собою.

4 Перевірка механічних характеристик.

4.1 Вимірювання ходу рухомих контактів та їх різночасність доторкання. Значення ходу рухомих контактів та їх різночасність доторкання має відповідати заводським нормам.

4.2 Перевірка блок-контактів. Робота блок-контактів перевіряється шляхом замикання головних контактів вручну з повним ходом рухомої частини вимикача. У вимикачах ВВ-М-10-4/400, де блок-контакти виконано на герконах, після спрацьовування усіх герконів має забезпечуватись вільний хід якоря блок-контактів не менше ніж на 1 мм.

4.3 Перевірка дії механізму вільного розчеплення. Механізм вільного розчеплення перевіряється підчас вмикання вимикача в двох положеннях головних контактів:

- у момент замикання головних контактів;
- в увімкненому положенні.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням генераторів ГЕС потужністю 60 МВт

Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці. Це стосується і робіт пов'язаних з обслуговуванням вимикачів на електростанціях та підстанціях, які працюють в складі електроенергетичної системи України.

Забезпечення електробезпеки під час експлуатації електроустановок є однією з найважливіших задач електроенергетики.

Головним завданням розділу є визначення питання електробезпеки під час обслуговування високовольтних вимикачів розподільних установок електростанції. Виходячи з цього, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою магістерської кваліфікаційної роботи:

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал машзали, який обслуговує гідрогенератори, діють наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;

- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

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

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) безпеки є:

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

5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування генераторів ГЕС

5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Згідно [29] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту вимикачів слід вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;

- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

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

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

5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням згідно [27] слід виконати такі технічні заходи:

1. вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;
2. зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
3. привести в неробоче положення вмивальний вантаж або вмивальні пружини;
4. вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" – на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" – на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата (без подавання робочої напруги) під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди".

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках".

5.2.3 Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (30 \times 28) = 840 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 420 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – супісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладання заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;

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

- число вертикальних заземлювачів: $n_b = 20 \text{ шт}$;

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_b = 1,45 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}^2$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 5.1).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (30 + 28) / 20 = 5,8 \text{ м}.$$

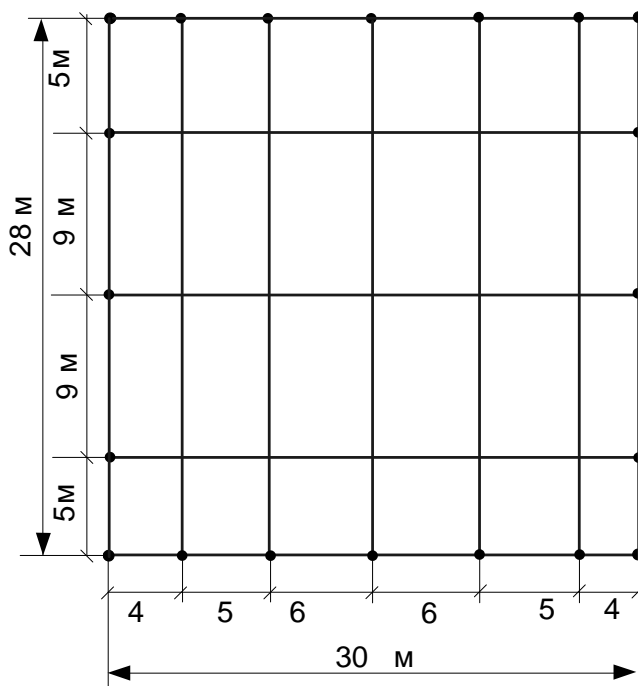


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 420/80 = 5,25;$$

$$a/l_B = 5,8/1,45 = 4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{840} = 29 \text{ (м)};$$

Опір штучного заземлюючого пристрою [4, 6, 29]:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (5.1)$$

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

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.2)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.3)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{1,45 + 0,7}{29} = 0,07 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,07 = 0,385;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{1,45} = 0,9.$$

$$L_T + L_B = (30 \cdot 5 + 28 \cdot 7) + 20 \cdot 1,45 = 375 \text{ м.}$$

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки [30]. Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ:

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

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

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

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

5.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Дані зводимо в таблицю 5.1.

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

Визначаємо можливу дозу опромінення [30]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{\text{посл}}}; \quad (5.4)$$

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

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 20 років.

Таблиця 5.1 – Експозиційні дози елементів електричної частини ГЕС

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

		Резистори СП1-10	10^6	
--	--	------------------	--------	--

Висновок. Оскільки $D_{гр} = 10^3 P < D_M = 4150,64 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{посл}$ потрібно збільшити в 4 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,178 роки (10323,3 годин).

5.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

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

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

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

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1}=2,6$ м, $l_{B2}=1,6$ м, $l_{B3}=1,7$ м, $l_{Г1}=2,1$ м, $l_{Г2}=1,7$ м, $l_{Г3}=1,4$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_6^{B,Г} = 20 \lg \frac{U_{доп}}{U_{(B,Г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (5.6)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_B = E_{Г} \cdot l_B, \quad U_{Г} = E_B \cdot l_{Г}, \quad (5.7)$$

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

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	$I_{\text{в}}$ (м)	$I_{\text{г}}$ (м)	$U_{\text{в}}$ (В)	$U_{\text{г}}$ (В)	$K_{\text{б}}^{\text{в}}$ (дБ)	$K_{\text{б}}^{\text{г}}$ (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	2,6	2,1	0,034	27,258	51,44	-6,70	не стійкий
2	Агрегатний щит управління	1,9	1,7	0,025	22,066	54,17	-4,87	не стійкий
3	Блок живлення	1,7	1,4	0,022	18,172	55,13	-3,18	не стійкий

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_{\text{б}}^{\text{в,г}} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

5.3.3 Розроблення заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

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

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

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

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

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;
- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист);
- збільшення коефіцієнта послаблення $K_{\text{посл}}$ в 4 рази.

Висновки по розділу.

Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням високовольтних вимикачів ГЕС, які працюють в складі електроенергетичної системи України;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час експлуатації і обслуговування вимикачів;
- запропонувати параметри заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ;
- дослідити роботу електричної частини ГЕС потужністю 60 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій..

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

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники ГЕС.

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 6.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [31].

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС виконуємо в табличній формі в таблиці 6.1.

Питомі капіталовкладення: 1237080000

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}} \quad (6.1)$$

$$k_{\text{пит}} = \frac{1237080000}{60000} = 20618 \text{ грн./кВт.}$$

6.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні.

Таблиця 6.1 – Вартість основних виробничих фондів

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

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

6.2.1 Амортизація основних фондів

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 6.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники [31]:

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (\text{К}_{\text{БМР}} - \text{К}_{\text{БМР5}}). \quad (6.2)$$

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (746460000 - 37050000) = 425646000 \text{ грн.}$$

$$\text{ОФ}_2 = K_5, \quad (6.3)$$

$$\text{ОФ}_2 = 390000000 \text{ грн.}$$

$$\text{ОФ}_3 = 0,4(K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}) + (K_{\text{обл.}} - K_{\text{обл5}}) + K_{\text{інш}} \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} \text{ОФ}_3 &= 0,4 \cdot (746460000 - 37050000) + (229164000 - 1950000) + 261456000 = \\ &= 772434000 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 6.2.

Таблиця 6.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot N_i, \quad (6.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

N_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 425646000 \cdot 0,07 + 390000000 \cdot 0,28 + 772434000 \cdot 0,20 = 195202020 \text{ тис.грн.}$$

6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції [31]:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}}, \quad (6.6)$$

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

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

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

$$P = 0,52 \cdot 60 = 31 \text{ чол.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	25 чол.
ІТР	4 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	6210
ІТР	9450
Службовці	6750
МОП	4050

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

$$S_{\text{зп}} = \sum 12 \cdot z_i \cdot n_i, \quad (6.7)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{зп} = 12 \cdot 25 \cdot 6210 = 1877904$ грн.;

ІТР $S_{зп} = 12 \cdot 4 \cdot 9450 = 453600$ грн.;

Службовці $S_{зп} = 12 \cdot 1 \cdot 6750 = 81000$ грн.;

МОП $S_{зп} = 12 \cdot 1 \cdot 4050 = 48600$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 6.4.

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 6.5 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп.роб.} + S_{зп.МОП}) + 1,80 \cdot (S_{зп.ІТР} + S_{зп.сл.})) \cdot K_K \cdot K_B, \quad (6.8)$$

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

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

$K_B = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

$$\begin{aligned} I_{зп} &= (1,57 \cdot (1877904 + 48600) + 1,80 \cdot (453600 + 81000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 3837382,857 \text{ грн.} \end{aligned}$$

6.2.3 Інші витрати

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

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зп}) \cdot I_{н}}{100}; \quad (6.9)$$

$$I_{\text{ін}} = \frac{(195202020 + 3837382,857) \cdot 48}{100} = 95538913,37 \text{ грн.},$$

де $I_{\text{н}}$ – процент інших витрат, що визначається з графіка [31].

6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$И = И_{\text{а}} + И_{\text{зп}} + И_{\text{ін}}; \quad (6.10)$$

$$И = 195202020 + 3837382,86 + 95538913,37 = 294578316,23 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{И \cdot 100}{E_{\text{відп.}} \cdot 1000}, \quad (6.11)$$

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

$$C = \frac{294578316,23 \cdot 100}{267740,9 \cdot 1000} = 110,024 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	195202020,00	66,26	72,91
Заробітна плата	3837382,86	1,30	1,43
Інші затрати	95538913,37	32,43	35,68
Разом	294578316,23	100	110,02

6.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 6.6.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

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

$$K_{\text{обс}} = \frac{60}{31} = 1,923 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 6.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	60
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	272012,3
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,923
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1237080
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	20618
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	110,024

У даному розділі були порашовані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 60 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 110,024$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС та дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів.

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

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

2. Запроектовано електричну частину ГЕС потужністю 60 МВт, яка має зв'язок з системою на напрузі 110 кВ і видає потужність в район на напрузі 35 кВ.

3. Обрано схему власних потреб електростанції. Основні споживачі системи ВП отримують живлення на напрузі 0,4 кВ від двох головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення механізмів власних потреб забезпечується від сторони 10 кВ трансформатора зв'язку.

4. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано грозозахист та заземлення ВРУ 110 кВ.

5. Досліджено основні завдання експлуатаційного персоналу, що обслуговує високовольтні вимикачі. Розглянуто програму основних профілактичних випробувань комутаційних апаратів, а також особливості обслуговування вимикачів залежно від способу гасіння дуги.

6. Виконано розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС. Собівартість виробленої на станції електроенергії становить 110,024 коп/кВт·год., що не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. [Електронний ресурс] Режим доступу: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8
2. Вовчак В. Мала гідроенергетика України. Технологічні особливості малих ГЕС. Том II / В. Вовчак, О. Тесленко, О. Самченко // Інститут проблеми екології та енергозбереження. – Київ, 2018. – 145 с.
3. Бегун С. В. Виклики та пріоритети розвитку гідроенергетики в Україні / С. В. Бегун // Стратегічні пріоритети. – 2013. – № 3 (28). – С. 70 – 77.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
7. Васильева В. Я. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учеб. пособие / В. Я. Васильева, Г. А. Дробиков, В. А. Лагутин. – Чебоксары: изд. Чуваш. Ун-та, 2000. – 864 с.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
9. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів: навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 93 с.
10. СОУ НЕК 20.261:2018. Стандарт підприємства технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж 2018 Київ 2018. – 114 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/about/merezhi-ukrenergo/>

11. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А. А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
12. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л. Н. Двоскин. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
13. Чернобровов Н. В. Релейная защита / Н. В. Чернобровов. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.
14. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: «Высшая школа», 1991. – 496 с.
15. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
16. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. – К.: Міністерство палива та енергетики, 2003.
17. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://bezremonta.net/elektrika/2285-.html>
18. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://leg.co.ua/arhiv/podstancii/sravnienie-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley-srednego-napryazheniya-2.html>
19. Бортник И. М., Характеристики зажигания заряда в шестифтористой сере при сверхвысоких напряжениях / И. М. Бортник, Ч. М. Кук. – ЖТФ.– 1972. – Т. 42.– №1.
20. Лежнюк П. Д. Электричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський. – Вінниця, ВДТУ, 2008 – 173 с.
21. Зелінський В. Ц. Фізичні основи електричних апаратів/ В. Ц. Зелінський. – Вінниця ВДТУ, 2001 – 133 с.
22. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – К.: Міністерство палива та енергетики, 2006.
23. Буряк В. М. Експлуатація високовольтних вимикачів / В. М. Буряк, Н. А. Дейнеко – Харків, 2006. – 51 с.
24. Грудинский П. Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / Грудинский П. Г.,

Мандрыкин С. А., Улицкий М. С. – М. : Энергия, 1974. – 576 с.

25. [Електронний ресурс]. Режим доступу:
https://forca.com.ua/knigi/pravila/normi-viprobuvannya-elektroobladnannya_9.html

26. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання. Харків, 2007. – 262 с.

27. НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок

28. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

29. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. Вінниця, ВНТУ, 2018. – 46 с.

30. Томчук М. А. Методичні вказівки з дисципліни «Цивільний захист» для студентів всіх напрямків / М. А. Томчук. Вінниця: ВНТУ, 2015. – 15 с.

31. Попов О. Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС / О. Я. Попов, Л. О. Попова – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16 с.

32. Положення про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті / О. Н. Романюк, Р. Р. Обертюх, Т. О. Савчук, Л. П. Громова – Вінниця : ВНТУ, 2015 – 27 с.

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

ДОДАТОК А**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 60 МВТ
З АГРЕГАТАМИ ВГС 850/110-64 З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ВИМИКАЧІВ**
08-13.МКР.009.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.:

_____ Тептя В.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

_____ Козій В. В.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання дипломної роботи (МКР)

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

б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 2 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини гідроелектричної станції потужністю 60 МВт та дослідження умов експлуатації електрообладнання розподільних установок;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. – К.: Міністерство палива та енергетики, 2003.

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

3. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 60 МВт з шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 20 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 40 км, потужність віддається по ЛЕП

110 кВ, в місцевий район – по ЛЕП 35 кВ.

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

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.19	05.09.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	06.09.19	15.09.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	16.09.19	19.10.19	розділ 2
4	Розрахунок релейного захисту та автоматики ГЕС	20.10.19	27.10.19	розділ 3
5	Дослідження питань експлуатації високовольтних вимикачів	28.10.19	5.11.19	розділ 4
6	Розроблення заходів безпеки	06.11.19	15.11.19	розділ 5

	життєдіяльності та цивільного захисту			
7	Техніко-економічні розрахунки	16.11.19	21.11.19	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	22.11.19	29.11.19	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.11.19	05.12.19	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК Б

Експлуатація вимикачів

Таблиця Б.1 – Заводські норми параметрів вимикачів, які визначаються приводом [26]

Назва параметра	ВВВ-10-2/320, 400 ВВВ-10-4/400	ВВЕ-М-10-20/630,1000, 1600 ВВЕ-М-10-31, 5/2000, 3150	ВВЕ-М-10-40/1600, 2000, 2500,3150	ВВМ-10/20-630,1000, 1250,1600 ВВ-М-10-31, 5/630, 1000,1600	ВВ-10-40/3 150 ВВ-10-31,5/2000, 3150	ВВТЕ-10-12,5/630	ВВ-М-10-4/400	ВВ/TEL-10/6-6,3/630	ВВ/TEL-10/6-8/800	КВ/TEL-10/6-3/630	КВ/TEL-10/6-8/800
Власний час вмикання, не більше, с	0,09	0,3	0,22	0,1	0,075	0,1	0,2	0,07			
Власний час вимикання, не більше, с	0,08	Повний час вимикання 0,07	Повний час вимикання 0,075	Час вимикання 0,055	0,055	0,018	0,01		0,135		
Найменша напруга вмикання, не більше	175 В 80 %	85 %		80 %		187 В 85 %	85 %	187 В 85 %			
Найменша напруга вимикання, не більше	143 В 65 %	70 %		При постійному струмі 70 % при змінному струмі 65 %	70 % 65 %	187 В 85 %	65 %	187 В 85 %			
Найменша напруга роботи двигуна заведення пружини приводу (для вимикача з пружинними приводами), не більше	-	-	-	При постійному струмі 85 % при змінному струмі 80 %	85 % 80 %	-	-	-	-	-	-

Продовження таблиці Б.1

Назва параметра	ВВВ-10-2/320, 400 ВВВ-10-4/400	ВВЕ-М-10-20/630,1000, 1600 ВВЕ-М-10-31, 5/2000, 3150	ВВЕ-М-10-40/1600, 2000, 2500,3150	ВВ-М-10/20-630,1000, 1250,1600 ВВ-М-10-31, 5/630, 1000,1600	ВВ-10-40/3 150 ВВ-10-31,5/2000, 3150	ВВТЕ-10-12,5/630	ВВ-М-10-4/400	ВВ/TEL-10/6-6,3/630	ВВ/TEL-10/6-8/800	КВ/TEL-10/6-3/630	КВ/TEL-10/6-8/800
Час заведення пружин приводу при найменшій напрузі, с, не більше	-	-	-	15	15	-	-	-	-	-	-
Опір обмоток електромагнітів управління, Ом:											
постійному струму 110 В	-	-	-	36,4 ± 10 %	36,4 ± 10 %	-	-	-	-	-	-
220 В	-	-	-	155 ± 10 %	155 ± 10 %	-	-	-	-	-	-
змінному струму 127 В	-	-	-	13,8 ± 10 %	13,8 ± 10 %	-	-	-	-	-	-
220 В	-	-	-	42,0 ± 10 %	42,0 ± 10 %	-	-	-	-	-	-
Перехідний опір струмопровідного контуру усього полюса, мкОм	300	-	-	-	-	100	-	100	60	100	60

Таблиця Б.2 – Заводські норми параметрів вимикачів

Назва параметра	Вимикачі			
	ВВ-М-20/630, 100	ВВ-М-10/1600 ВВ-М-10-31,5/1600	ВВ-М-10/31,5/630, 1000	ВВ-М-10/31,5/2000, 3150 ВВ-10-40/2500, 3150
Перехідний опір струмопровідного контура полюса, мкОм	75	65	70	20
Перехідний опір між виводами вакуумної дугогасної камери, мкОм	51	45	50	15
Хід рухомих контактів вакуумної дугогасної камери, мм	8 + 2		10 - 1	14 - 1
Різночасність ходу рухомих контактів трьох полюсів, не більше, мм	1			

Таблиця Б.3 – Норми на характеристики вакуумних вимикачів

Характеристика	ВВЕ-10*)	ВВВ-10-2/320	ВВ-TEL-10 ВВ-TEL-6
Власний час вимкнення, с, не більше	0,03/0,055	0,08	0,01
Власний час увімкнення, с, не більше	0,2/0,3	-	0,07
Безструмова пауза АПВ мінімальна, с, не більше	0,3/0,3	0,4	0,3
Хід рухомих контактів, мм	12-13	4-5	-
Втиск контактів, мм	5,5-7	2-2,5	-
Різночасність замикання контактів полюсів, мм, не більше	1,2/1,2	-	-
*) У чисельнику наведено значення для вимикачів, які виробляються Мінусінським заводом вакуумних вимикачів (Росія), у знаменнику - для вимикачів, які виробляються Рівненським заводом високовольтної апаратури			

ДОДАТОК В

Види й періодичність випробувань вимикачів

При проведенні випробувань високовольтних вимикачів виконують операції, наведені в таблиці В.1.

Періодичність і обсяг вимірювань і випробувань високовольтних вимикачів відповідають:

П – приймально-здавальні випробування після монтажу або реконструкції обладнання;

К – під час капітального ремонту;

Т – під час поточного ремонту;

М – міжремонтні (профілактичні) випробування проводять у строки, установлені прийнятою на підприємстві системою планово-попереджувальних ремонтів, але К – не рідше одного разу у вісім років..

Таблиця В.1 – Програма випробувань вакуумних та елегазових вимикачів [26]

Тип вимикача	Найменування випробування	Вид випробувань
1	2	3
Вакуумний Елегазовий	Вимірювання опору ізоляції: 1) рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів; 2) вторинних кіл, у тому числі вмикаючої і вимикаючої котушок приводу.	П, К, Т (вакуумні) П, К (елегазові)
Вакуумний Елегазовий	Випробування підвищеною напругою промислової частоти: 1) ізоляції вимикачів; 2) ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування	П, К
Вакуумний Елегазовий	Вимірювання опору постійному струму: 1) контактів вимикачів; 2) обмоток електромагнітів керування.	П, К, Т
Вакуумний Елегазовий	Перевірка часу руху рухомих частин вимикача.	П, К
Вакуумний Елегазовий	Вимірювання ходу рухомої частини вимикача, ходу контактів при вмиканні, контроль одночасності замикання й розмикання контактів.	К
Вакуумний Елегазовий	Перевірка дії механізму вільного розчіплювання.	П, К
Вакуумний Елегазовий	Перевірка мінімальної напруги спрацювання вимикача	П, К
Вакуумний Елегазовий	Випробування вимикача багаторазовими увімкненням й вимиканням.	П, К
Вакуумний	Допустиме зношення контактів	К
Елегазовий	Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування і додаткових резисторів у їх колі	П, К
Елегазовий	Випробування конденсаторів дільників напруги	П, К
Елегазовий	Перевірка характеристик приводів вимикачів	П, К
Елегазовий	Перевірка герметичності	П, К
Елегазовий	Перевірка чистоти і вологості елегазу	К
Елегазовий	Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміру)	П, К
Елегазовий	Випробування вбудованих трансформаторів струму	П, К

Засоби вимірювань та випробувань

При випробуваннях високовольтних вимикачів застосовують засоби вимірювань і випробувальне устаткування, зазначене в таблиці В.2.

Засоби вимірювання, що використовують при випробуваннях, повинні бути в справному стані, перевірені в органах Держстандарту й мати відповідну відмітку про перевірку відповідно ДСТ 8.513.

Таблиця В.2 – Засоби вимірювань і випробувальне устаткування

Найменування	Тип	Метрологічні характеристики	Призначення
1	2	3	4
1. Мегаомметр	М 4100/5	2500 В кл.т. 1,5	Вимірювання опору ізоляції рухомих і направляючих частин вимикача. Випробування підвищеною напругою ізоляції вторинних кіл.
2. Мегаомметр	М 4100/4	1000 В кл.т. 1,5	Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл.
3. Апарат для випробування ізоляції	АИИ-70		Випробування підвищеною напругою ізоляції вимикачів.
4. Мікроомметр	М-246	100 - 1000 мкОм 10 - 100мОм 100Ом кл.т. 3,5	Вимір опору контактів постійному струму.
5. Міст одинарний	Р-333	Межі виміру: 1- 10 ⁶ Ом, кл.т. 0,5- 5,0	Вимір опору постійному струму вмикаючої і вимикаючої котушок.
6. Секундомір електричний	ПВ-53Л	220 В Ціна розподілу 0,01 с	Перевірка часу руху рухомих частин.
7. Лінійка металева		0-500 мм	Вимір характеристик ходу рухомих частин.
8. Лампи сигнальні			Вимір ходу рухомих контактів, контроль одночасності замикання.
9. Амперметр	Э-59/3	5;10 А кл. т. 0,5	Перевірка спрацьовування привода при зниженій нарузі.

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4
10. Амперметр	М 109	10 А; кл. т. 0,5	Те ж
11. Вольтметр	Э-59/1	75, 150, 300, 600 В кл. т. 0,5	Те ж
12. Вольтметр	М 109	25, 150, 300 600 В кл. т. 0,5	Те ж
13. Реостат	РСП	50-100 Ом	Те ж
14. Автотранс- форматор	ЛАТР-2	0-250 В	Те ж

Випробувальне устаткування, що використовують при випробуваннях, повинне бути справним і мати відповідну технічну документацію, а також документи, що підтверджують проведення первинної або періодичної атестації відповідно до ДСТ 24555.

Можна застосовувати і інші засоби вимірювання і випробувальне устаткування, що не поступає по метрологічних характеристиках засобам і устаткуванню, наведеним у табл. В.2.

ДОДАТОК Г
Графічна частина