

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  
24 МВТ З АГРЕГАТАМИ ВГС 440/39-40 З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ  
ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-13.МКР.003.00.134 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»  
Бачинський Ю. В. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС  
Тептя В. В. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ABSTRACT .....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....	8
ВСТУП .....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС .	12
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....	16
2.1 Графіки електричних навантажень .....	16
2.2 Вибір основного обладнання .....	20
2.3 Проектування структурної схеми станції .....	21
2.4 Вибір схеми ВРУ 35 кВ .....	28
2.5 Вибір схеми власних потреб станції .....	37
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	38
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 вимірювальних трансформаторів .....	51
2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг .....	54
2.12 Вибір акумуляторної батареї .....	54
2.13 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-35 кВ.....	57
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ .....	60
3.1 Транспортування та зберігання трансформаторів .....	61
3.2 Монтаж трансформаторів.....	63
3.3 Вмикання трансформаторів .....	65
3.4 Експлуатація силових трансформаторів.....	66
3.4.1 Огляд трансформаторів .....	66
3.4.2 Режими роботи трансформаторів .....	67

3.4.3	Перевантаження трансформаторів .....	70
3.5	Ремонт трансформаторів .....	73
3.6	Випробування та вимірювання під час обслуговування силових трансформаторів.....	77
3.6.1	Вимірювання температури в трансформаторах.....	77
3.6.2	Вимірювання рівня шуму та вібрації при випробуваннях електричних машин і трансформаторів .....	77
3.6.3	Випробування трансформаторного масла .....	79
3.6.4	Вимірювання кута діелектричних втрат і ємності.....	82
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС .....	88
4.1	Вибір організаційної структури оперативного керування.....	88
4.2	Вибір засобів захисту двигунів власних потреб .....	91
4.3	Захист збірних шин .....	91
4.4	Захист трансформаторів зв'язку .....	92
4.5	Захист трансформаторів власних потреб з напругою 0,4 кВ.....	92
4.6	Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП .....	92
4.7	Вибір засобів регулювання частоти та активної потужності .....	93
4.8	Вибір системи дистанційного управління, сигналізації, телемеханіки та зв'язку .....	95
4.9	Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 440/39-40.....	97
4.9.1	Захист від багатофазних КЗ в обмотці статора і на його виводах ..	98
4.9.2	Захист від замикань на землю в обмотці статора .....	100
4.9.3	Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	101
4.9.4	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ.....	102
4.9.5	Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень.....	102
4.9.6	Захист обмотки статора від симетричних перевантажень.....	103
4.9.7	Захист від підвищення напруги на виводах гідрогенератора.....	104
4.9.8	Захист від втрат збудження.....	104
4.9.9	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора .....	105

4.9.10	Захист кіл ротора.....	105
4.9.11	Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі .....	106
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...	108
5.1	Задачі розділу .....	108
5.2	Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів ГЕС потужністю 24 МВт.....	109
5.3	Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування силових трансформаторів ГЕС потужністю 24 МВт .....	111
5.3.1	Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць... ..	111
5.3.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	114
5.3.3	Розрахунок параметрів заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ.. ..	117
6	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....	122
6.1	Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	122
6.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції .....	123
6.2.1	Амортизація основних фондів.....	124
6.2.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....	125
6.2.3	Інші витрати.....	127
6.2.4	Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	128
6.3	Аналіз отриманих результатів .....	129
	ВИСНОВКИ .....	130
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	131
	Додаток А Технічне завдання МКР.....	135
	Додаток Б Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 24 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	139
	Додаток В Графічна частина.....	147

## АНОТАЦІЯ

Бачинський Юрій Валентинович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 24 МВт з агрегатами ВГС 440/39-40 з дослідженням питань обслуговування силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2019. – 157 с. Бібліогр. : 37. Рис. : 17. Табл. : 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 24 МВт. Виконано техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. Проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано силове та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми ВРУ-35 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту ВРУ-35 кВ. Досліджено питання обслуговування силових трансформаторів. Проведено аналіз умов праці обслуговуючого персоналу ГЕС, розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування трансформаторів, обрано заземлювальний пристрій розподільної установки 35 кВ.

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

## ABSTRACT

Bachinsky Yuri «Electrical part of a 24 MW hydroelectric power plant with units BГC 440/39-40 with research into issues of maintenance of power transformers».

Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. 2019. – 157 pp.

Ref. : 37. Fig. :17. Table: 35.

In master's qualification thesis the electric part of hydroelectric power plant (HPP) with a power of 24 MW is designed. The feasibility study for the design of the hydroelectric power station has been completed. The calculation of electric load schedules was made, power and auxiliary equipment were selected, made a choice block diagram of the station scheme open distribution device (ODD) 35 kV circuits and their needs; switchgear, stub, instrument transformers, surge limitation means, battery, and has been calculated and lightning grounding device ODD 35 kV. The issue of maintenance of power transformers is investigated. The analysis of the working conditions of the personnel of the hydroelectric power station is carried out, organizational and technical decisions on labor protection during servicing of transformers are developed, the grounding device of the 35 kV switchgear is selected.

Key words: hydraulic power plant, open distribution system, own needs, maintenance, operation, transformer

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

АБ – акумуляторна батарея;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВП – власні потреби;  
ГАЕС – гідроакумуюча електрична станція;  
ГЕС – гідравлічна електрична станція;  
ГТВП – головний трансформатор власних потреб  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕК – енергетична компанія;  
ЕМ – електрична мережа;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
МГЕС – малагідроелектрична станція;  
РГ – розосереджене генерування;  
РДЕ – розосереджені джерела енергії;  
РУ – розподільна установка  
СШ – система шин;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму

## ВСТУП

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

Переваги гідроенергетики як найбільш безпечного з точки зору екології добування і перетворення енергоресурсів очевидні [2, 3]:

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

В умовах сучасного розвитку енергосистем актуальним залишається питання надійного і економічного електропостачання споживачів. Основними елементами електричних мереж, станцій та підстанцій є силові трансформатори. Вони призначені для перетворення електроенергії одного класу напруги в інший з метою зменшення втрат при передачі та розподілі.

Таким чином, будівництво нових електростанцій з використанням



сучасних технологій має позитивний вплив на функціонування ОЕС України. Тому дослідження методів проектування ГЕС та аналіз питань обслуговування силових трансформаторів є актуальною задачею.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини ГЕС потужністю 24 МВт та дослідження питань обслуговування силових трансформаторів.

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

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

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

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

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

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ГЕС

Ринок України в галузі гідроенергетики представлено сорока шістьма компаніями. ПрАТ «Укргідроенерго» – найбільша гідрогенеруюча компанія України, яка забезпечує покриття пікових навантажень, а також мобільний аварійний резерв в об'єднаній енергосистемі України [5].

До складу компанії входять десять станцій на річках Дніпро та Дністер: Київська ГЕС та Київська ГАЕС, Канівська ГЕС, Кременчуцька ГЕС, Середньодніпровська ГЕС, Дніпровська ГЕС-1 та Дніпровська ГЕС-2, Каховська ГЕС, Дністровська ГЕС та Дністровська ГАЕС. У процесі підготовки до будівництва знаходяться Канівська ГАЕС та Каховська ГЕС-2.

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

У той же час 4700 МВт гідроенергетичної потужності України складають біля 9% сумарної потужності енергосистеми, що недостатньо для забезпечення мобільного резерву енергосистеми, у якій для надійної і стабільної роботи регулюючі потужності повинні скласти, за даними світової практики, не менше 15%.

У денний і піковий час доби, включаючи і вихідні дні, 2/3 регулюючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України реалізується на Дніпровській ГЕС [6].

Україна має значний потенціал використання ресурсів малих річок (головним чином у західних регіонах), що складає майже 28% загального гідропотенціалу всіх рік України [7].

При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи,

чим вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості.

Силові трансформатори широко використовуються на електростанціях та в енергосистемах під час транспортування і розподілу електроенергії від джерел до споживачів, а також в різноманітних електропристроях для отримання напруги необхідної величини. Тому від надійності роботи трансформаторів залежить і надійність електропостачання. Тому питання обслуговування трансформаторів з метою їх безперебійної роботи в періоди між ремонтами залишається актуальним.

Таким чином, будівництво ГЕС потужністю 24 МВт і дослідження питань експлуатації та обслуговування силових трансформаторів є актуальною задачею, яка розв'язується в магістерській кваліфікаційній роботі..

## 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.

Постійні втрати підраховуються за формулами:

$$\Delta P_1 = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p.max}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_1 = 0,02 \cdot 18,0 = 0,36 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2t} = \frac{P'_{2*} \cdot P_{pt}^2}{P_{p.max}}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_2 = \frac{0,14 \cdot 18^2}{18} = 2,52 \text{ МВт};$$

Потужність яка видається до шин РУ в систему:

$$P_{\text{вид.}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.3)$$

$$P_{\text{с.вид1}} = 18 + 0,36 + 2,52 = 20,88 \text{ МВт};$$

Витрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВП}t} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.}max}, \quad (2.4)$$

$$P_{ВП1} = \left( 0,4 + 0,6 \frac{20,88}{24} \right) \cdot \frac{2}{100} \cdot 20,88 = 0,39 \text{ МВт},$$

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВПt}; \quad (2.5)$$

$$P_{вир.t} = 20,88 + 0,39 = 21,27 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для зими та літа (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Дані для побудови добового графіка навантаження

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-10	10-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження системи, %	Повновод	100	100	100	100	100	100	100	95
	Маловод	30	40	40	40	30	30	30	20
Навантаження системи, МВт	Повновод	18	18	18	18	18	18	18	18
	Маловод	5,4	7,2	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	3,6
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
	Маловод	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
	Маловод	0,23	0,4	0,4	0,4	0,23	0,23	0,23	0,1
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88	20,88
	Маловод	5,99	7,96	7,96	7,96	5,99	5,99	5,99	4,06
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
	Маловод	0,23	0,25	0,25	0,25	0,23	0,23	0,23	0,21
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	21,27	21,27	21,27	21,27	21,27	21,27	21,27	21,27
	Маловод	6,61	8,35	8,35	8,35	6,61	6,61	6,61	4,27

Примітки:

- 1) тривалість багатоводного сезону – 90 діб;
- 2) тривалість маловодного сезону – 275 діб;

3)  $P'_{ВП} = 2\%$ ;

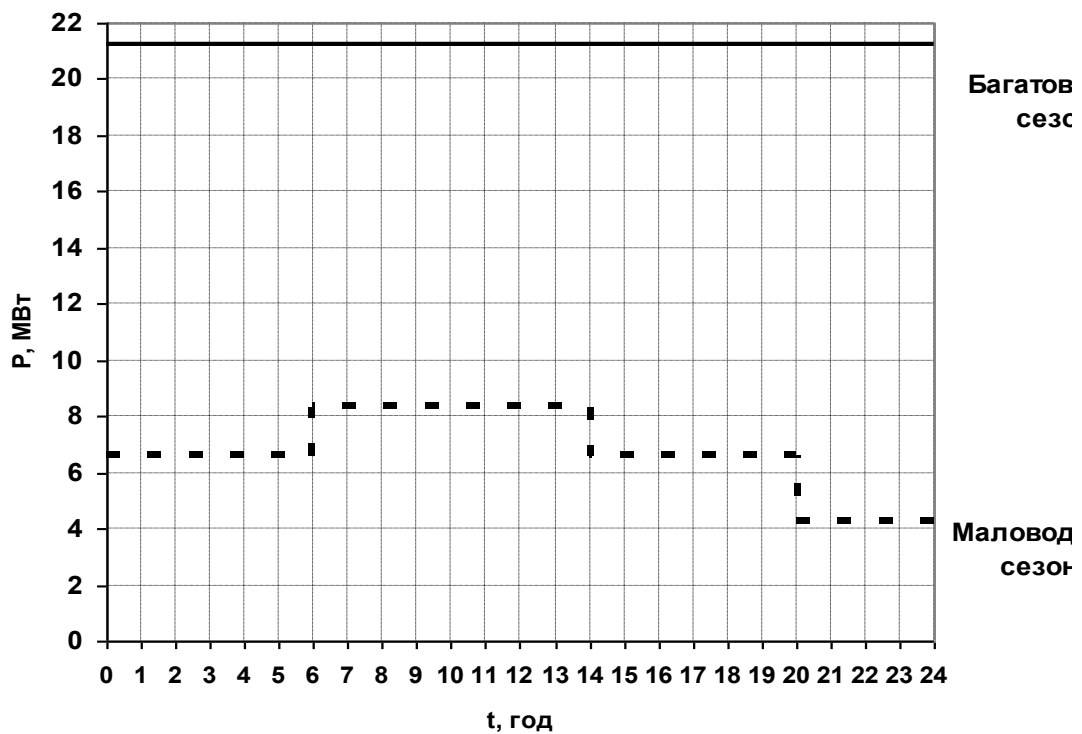
4) відносна величина постійних та змінних втрат потужності в мережах району:  $\Delta P_{I*} = 0,02$ ;  $\Delta P_{2*} = 0,14$ .

За даними розрахунку будуюмо 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).

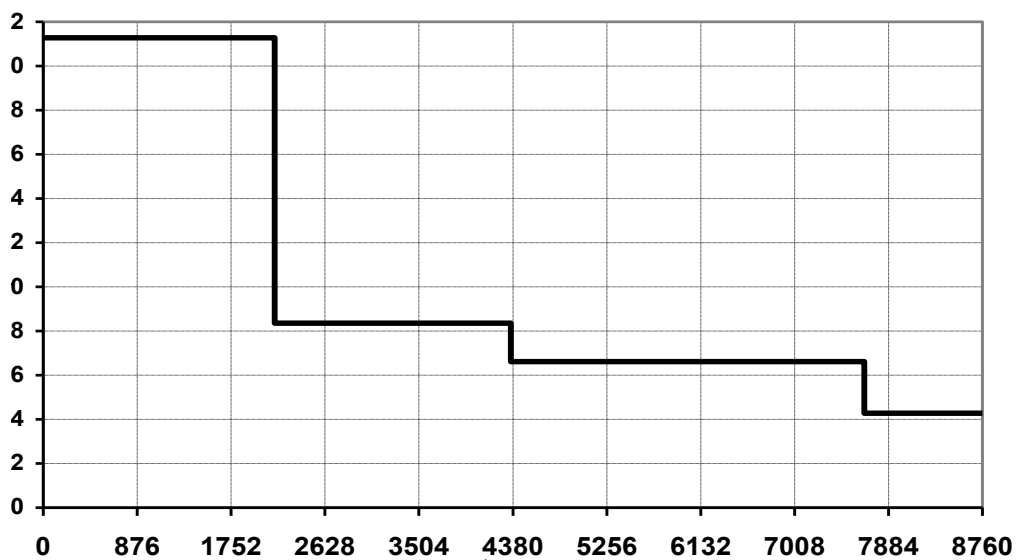
Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка навантаження

P, МВт	21,27	8,35	6,61	4,27
t, год	2160	2200	3300	1100
t <sub>Σ</sub> , год	2160	4360	7660	8760



а) добові графіки електричних навантажень станції

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 (продовження)

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
1	2	3
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	21,27
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	90823,2
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	24
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	10,37
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,488
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,432
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4270
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	3784,3

Продовження таблиці 2.3

1	2	3
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,128
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПР} = \sum_{i=1}^m P_{ВПИ_i} \cdot t_i$	2659,5
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.р} = E_p - E_{ВПР}$	2382,4
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	88440,8

## 2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори.

Згідно завдання обираємо гідрогенератор типу ВГС 440/39-40 [12]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри генератора

Тип гідрогенератора	ВГС 440/39-40
$S_{Г.ном}$ , МВА	3,0
$P_{Г.ном}$ , МВт	2,4
$U_{Г.ном}$ , кВ	6,3
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
$I_{Г.ном}$ , кА	0,275
$n_{ном}$ , об/хв	150
Опори в.о.:	
$x''_{d*}$	0,2
$x'_{d*}$	0,3
$x_{d*}$	1,1
ВКЗ	1,3



Система збудження:	статична напівпровідникова
$I_{\text{ном}}, \text{ A}$	360
$U_{\text{ном}}, \text{ В}$	130
$K_f$	2,0
турбіна	Радіально-осьова

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

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

$$n = \frac{P'_{\text{max}}}{P_{\text{ГР}}} + 1, \quad (2.6)$$

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

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

$$n_{35} = \frac{20,88}{15} + 1 = 2,39 \approx 3 \text{ (шт.)}$$

Розглянемо чотири варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [11]:

$$S_{\text{ГТВП.розр}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{\text{Г.ном}}; \quad (2.7)$$

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

$K_n$  – коефіцієнт попиту;

$n$  – кількість генераторів, шт;

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

а)

б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

в)

г)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 5 \cdot 2,4 = 0,168 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного ТВП [11]:

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ГТВП.розр}, \quad (2.8)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,168 = 0,265 \text{ МВА.}$$

Приймаємо для установлення ГТВП і TR трансформатори типу ТСЗ-160/10 [12] (таблиця 2.5).

Вибір блочних трансформаторів

$$S_{BT1} = 3,0 \text{ (МВА)};$$

$$S_{BT2} = 2 \cdot 3,0 = 6,0 \text{ (МВА)};$$

$$S_{BT3} = 5 \cdot 3,0 = 15,0 \text{ (МВА)};$$

$$S_{BT4} = 10 \cdot 3,0 = 30,0 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Приведені затрати [10, 13]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (2.9)$$

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

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

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

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

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.10)$$

де  $a$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %,  $a = 9,4\%$ ;  
 $B = 22,4$  коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається  
 в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{m.\text{ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.11)$$

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

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

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

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

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

Очікуваний збиток:

$$M(З) = y_0 \cdot \Sigma \omega_{Ti} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.12)$$

де  $y_0 = 16,8$  грн/кВ·год – питомий збиток;

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

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

$T_i$  – час простою, год.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.			
			I варіант	II варіант	III варіант	IV варіант
БТ-1	10/0/0/0	556	5560	-	-	-
БТ-2	0/5/0/0	672	-	3360	-	-
БТ-3	0/0/2/0	1022	-	-	2044	-
БТ-4	0/0/0/1	2128	-	-	-	2128
Вимикачі:						
- 35 кВ	15/6/6/4	308	4620	1848	1848	1232

- генераторні						
Q1	2/10/10/10	176	352	1760	1760	1760
Q2	0/5/0/0	252	-	1260	-	-
Q3	0/0/2/0	350	-	-	700	-
Q4	0/0/0/2	350	-	-	-	700
Сума			10532	8228	6352	5820

Таблиця 2.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	$\omega_{ти}$ , 1/рік	$\Delta P_i$ , МВт	$T_i$ , год	n, шт..
БТ1	0,07	0	65	10
БТ2	0,07	1,95	65	5
БТ3	0,012	9,15	70	2
БТ4	0,012	20,88	70	1

$$M(3)_I = 16,8 \cdot 0,007 \cdot 0 \cdot 65 \cdot 10 = 0 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{II} = 16,8 \cdot 0,007 \cdot 1,95 \cdot 65 \cdot 5 = 74,55 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{III} = 16,8 \cdot 0,012 \cdot 9,15 \cdot 70 \cdot 2 = 258,24 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{IV} = 16,8 \cdot 0,012 \cdot 20,88 \cdot 70 \cdot 1 = 294,66 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 10532 + 1179,89 + 0 = 2443,73 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 8228 + 944,33 + 74,55 = 2006,24 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{III} = 0,12 \cdot 6352 + 751,61 + 258,24 = 1772,09 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{IV} = 0,12 \cdot 5820 + 671,67 + 294,66 = 1664,73 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.8 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн			
	I вар.	II вар.	III вар.	IV вар.
Капіталовкладення	10532	8228	6352	5820
Щорічні експлуатаційні витрати	1179,89	944,33	751,61	671,67
Очікуваний збиток	0	74,55	258,24	294,66
Приведені затрати	2443,73	2006,24	1772,09	1664,73

$\Delta Z_{III-IV} = 6,06 \% > 5 \%$ , отже, приймаємо IV-й варіант структурної схеми станції.

## 2.4 Вибір схеми ВРУ 35 кВ

Для ВРУ-35 кВ намічаємо чотири варіанти (рисунок 2.3):

- схема чотирикутника;
- схема «дві системи шин з двома вимикачами на приєднання»;
- схема «шини-трансформатори»;
- схема «одна система шин з одним вимикачем на приєднання».

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

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

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (2.14)$$

$$U = a \cdot K/100, \quad (2.15)$$

де  $p_n = 0,15$ ;

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

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн;

$a = 9,4 \%$ .

Розрахунок приведених затрат наведено в таблицях 2.9 – 2.16.

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

Таблиця 2.9 – Показники надійності вимикачів 35 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра поточку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_n$ , год.
	$\omega_1$	$\omega_2$			
35	0,012	0,01	50	0,25	100

а) схема чотирикутника

б) схема «дві системи шин з двома  
вимикачами на приєднання»

в) схема «шини-трансформатори»

г) схема «одна система шин з одним  
вимикачем на приєднання»

Рисунок 2.3 – Варіанти схем ВРУ-35 кВ

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



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

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.16)$$

де  $y_0 = 16,8$  грн./кВт·год – питомий збиток;

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

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

$\Delta P_i$  – втрачаєма потужність, МВт;

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

Розрахунок  $M(З)$  проводиться за алгоритмом, наведеним в [10].

$$M(З)_I = 16,8 \cdot [0,008304(2 \cdot 1 \cdot 5,88 + 2 \cdot 1 \cdot 20,88) + 0,000024(4 \cdot 1 \cdot 5,88 + \\ + 4 \cdot 37,5 \cdot 5,88 + 8 \cdot 1 \cdot 20,88 + 2 \cdot 37,5 \cdot 20,88)] = 8,518 \text{ (тис грн);}$$

$$M(З)_{II} = 16,8 \cdot [0,007036(2 \cdot 1 \cdot 20,88) + 0,000021(14 \cdot 1 \cdot 20,88 + \\ + 2 \cdot 37,5 \cdot 20,88) + 0,000024(12 \cdot 1 \cdot 5,88 + 6 \cdot 1 \cdot 20,88)] = 5,678 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{III} = 16,8 \cdot [0,008256(3 \cdot 1 \cdot 20,88) + 0,000024(6 \cdot 1 \cdot 5,88 + \\ + 15 \cdot 1 \cdot 20,88)] = 8,82 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{IV} = 16,8 \cdot [0,007118(1 \cdot 1 \cdot 20,88) + 0,008304(3 \cdot 1 \cdot 20,88) + \\ + 0,000021(3 \cdot 1 \cdot 20,88 + 3 \cdot 37,5 \cdot 20,88) + 0,000024(6 \cdot 37,5 \cdot 5,88 + \\ + 9 \cdot 1 \cdot 20,88 + 3 \cdot 37,5 \cdot 20,88)] = 13,658 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.15 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-35 кВ

Таблиця 2.16 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти			
	1	2	3	4
Капітальні витрати	1232	2464	1848	1232
Щорічні витрати	115,808	231,616	173,712	115,808
Очікуваний збиток	8,518	5,678	8,820	13,658
Приведені затрати	309,126	606,894	459,732	314,266

$$\Delta Z_{I-IV} = 1,64 \% < 5\%;$$

$$\Delta Z_{I-II} = 49,06 \% > 5\%;$$

$$\Delta Z_{I-III} = 32,76 \% > 5\%$$

I та IV варіанти схем є рівноекономічними. Остаточо приймаємо для ВРУ-35 кВ I варіант схеми, який є більш надійним та зручним в експлуатації.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Схема власних потреб станції подана на рисунку 2.4.

Система власних потреб отримує живлення від двох головних трансформаторів власних потреб (ГТВП), які приєднуються до секцій блочного трансформатора БТ.

Секції 0,4 кВ ГТВП розділяються на дві напівсекції, до яких підключаються відповідальні і невідповідальні споживачі ВП.

Резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора TR через магістраль резервного живлення (МРЖ-0,4 кВ), який має зв'язок з підстанцією 10 кВ району, що обслуговується.

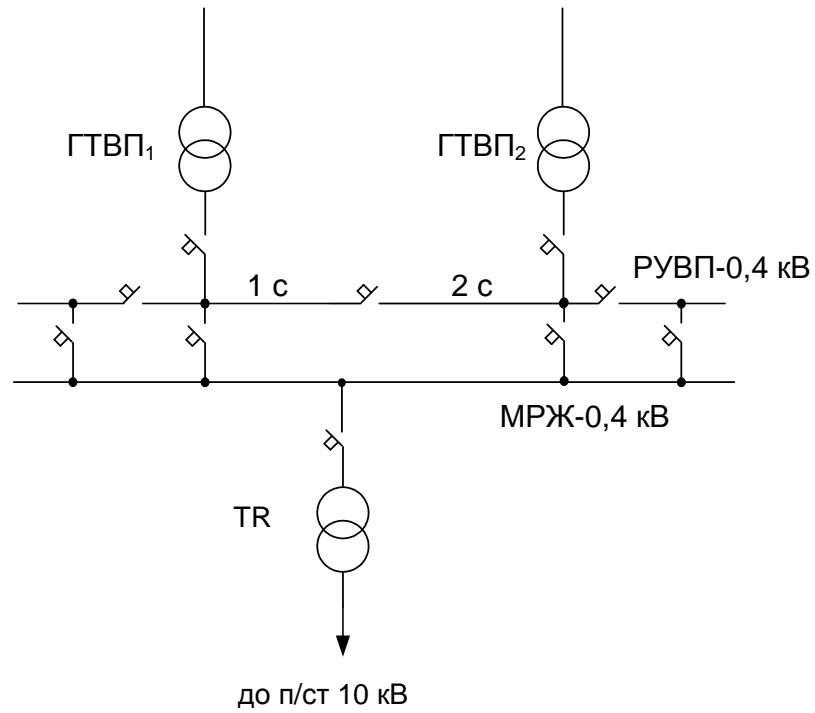


Рисунок 2.4 – Схема власних потреб станції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.5) та визначаємо параметри її елементів:  $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$ ;  $U_{\sigma} = U_{\text{сер.ном.}}$ .

Рисунок 2.5 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{C.ном}}; \quad (2.17)$$

$$x_c = 0,42 \cdot \frac{1000}{1000} = 0,42;$$

ЛЕП:

$$x_w = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2}; \quad (2.18)$$

$$x_w = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{37^2} = 5,844;$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\delta}}{S_{ном \Gamma}}; \quad (2.19)$$

$$x_{\Gamma} = 0,2 \cdot \frac{1000}{3} = 66,67.$$

Блочный трансформатор:

$$x_B = 0,125 \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}}; \quad (2.20)$$

$$x_H = 1,75 \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}};$$

$$x_B = 0,125 \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 0,525;$$

$$x_H = 1,75 \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 7,35;$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.6).

Рисунок 2.6 – Спрощена заступна схема електроустановки

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

$$x_1 = 0,42 + \frac{5,844}{3} = 2,368;$$

$$x_2 = \frac{x_\Gamma}{5};$$

$$x_2 = \frac{66,67}{5} = 13,334;$$

$$x_3 = x_2 + x_H;$$

$$x_3 = 13,334 + 7,35 = 20,684.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [10, 13]:

$$I_{\Pi, O_i} = \frac{E''_* \cdot I_{\bar{O}_i}}{x_{\text{рез}^*i}} \quad (2.21)$$

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

$I_{\bar{O}_i}$  – базовий струм, кА;

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

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сер.ном}}}; \quad (2.22)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Складові струми КЗ [10]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{ періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{ аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.23)$$

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

$\gamma_{n,\tau}$  – коефіцієнт;

$T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.24)$$

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

Таблиця 2.18 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-35 кВ

$$I_{maxW} = \frac{P_{гр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.36)$$

$$I_{maxBT} = \frac{S_{Г.НОМ\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.37)$$

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

$$I_{maxBT} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 521,5 \text{ А.}$$

Імпульс квадратичного струму [10]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.38)$$

$$B_k = 8,22^2 (0,2 + 0,05) = 16,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Генератор:

$$I_{maxG} = \frac{I_{Г.НОМ}}{0,95}; \quad (2.39)$$

$$I_{maxГТВП} = \frac{S_{ГТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}};$$

$$I_{maxG} = \frac{275}{0,95} = 289,5 \text{ А};$$

$$I_{maxГТВП} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 22,9 \text{ А.}$$



### Імпульс квадратичного струму

$$B_K = B_{KП} + B_{Ka} = (B_{пс} + B_{пг} + B_{пгс}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*пг} \cdot I_{п.,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{п.,о,г}) \cdot t_{вим} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п.,о,г}^2 \cdot T_{a,г} + 4 \cdot I_c \cdot I_{п.,о,г} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,г})), \quad (2.40)$$

де  $t_{вим} = 0,3$  с;  $B_{*пг} = 0,7$ ;  $T^* = 0,82$ ;  $T_{a,г} = 0,1$  с;  $I_{п.,о,г} = 7,78$  кА;  
 $I_c = 9,43$  кА;  $T_{a,c} = 0,05$  с.

$$B_K = (9,43^2 + 0,7 \cdot 7,78^2 + 2 \cdot 9,43 \cdot 7,78 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + (9,43^2 \cdot 0,05 + 7,78^2 \cdot 0,1 + \\ + (4 \cdot 9,43 \cdot 7,78) / (1/0,05 + 1/0,1)) = 95,76 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

### 2.8 Вибір комутаційних апаратів

Вибір комутаційного обладнання наведено в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані ВРУ-35 кВ	Каталожні дані	
	ВР35НС	РНД3.1-35/1000 У1
$U_{вст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max} = 521,5$ А	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,т} = 8,09$ кА	$I_{вим.ном} = 20$ кА	-
$i_{a,т} = 1,16$ кА	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49$ кА;	-
$I_{п,о} = 8,22$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	-
$i_y = 19,12$ кА	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{дин} = 63$ кА
$B_K = 16,9$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500$ кА <sup>2</sup> ·с
Генератор (блочний трансформатор)	Каталожні дані	
	ВР2-10	КРУ типу КУ10
$U_{вст} = 6,3$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 289$ А (1448,7 А)	$I_{ном} = 630$ А (1600 А)	$I_{ном} = 630$ А (2000 А)
$I_{п,т} = 14,6$ кА (9,43 кА)	$I_{вим.ном} = 20$ кА (31,5 кА)	-
$i_{a,т} = 5,94$ кА (1,12 кА)	$i_{a.ном} = 6,49$ кА (10,22 кА)	-
$I_{п,о} = 15,65$ кА (9,43 кА)	$I_{дин} = 20$ кА (31,5 кА)	-
$i_y = 38,62$ кА (21,77 кА)	$i_{дин} = 52$ кА (80 кА)	-
$B_K = 95,76$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с (2977 кА <sup>2</sup> ·с)	-

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

ГРУ-6,3 кВ.

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

$$\begin{aligned} U_{уст} = 6 \text{ кВ} &\leq U_{ном} = 6 \text{ кВ}; \\ I_{max} = 1448,7 \text{ А} &\leq I_{ном} = 1600 \text{ А}; \\ i_y = 42,83 \text{ кА} &\leq i_{дин} = 51 \text{ кА}. \end{aligned}$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ШЗК-0,4/1600-51У1.

$$\begin{aligned} U_{уст} = 0,4 \text{ кВ} &\leq U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}; \\ I_{max} = 578 \text{ А} &\leq I_{ном} = 1600 \text{ А}; \\ i_y = 11,526 \text{ кА} &\leq i_{дин} = 51 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А200L2У3:

$$P_{д.ном} = 45 \text{ кВт}; U_{д.ном} = 380 \text{ В}; \cos \varphi_{ном} = 0,90; I_{д.ном} = 79,4 \text{ А}.$$

$$v_0 = +30^\circ\text{С}; T_{max} = 3000 \text{ год}; B_k = 9,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; K_2 = 0,93.$$

Економічний переріз кабеля [10, 13]:

$$q_{ек} = \frac{79,4}{1,4} = 56,7 \text{ мм}^2.$$

Мінімальний переріз кабеля за термічною стійкістю:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{9,45 \cdot 10^6}}{82} = 37,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо алюмінієвий кабель перерізом  $3 \times 50 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп.ном} = 110 \text{ А}$ .

$$I_{\text{доп.}} = 0,93 \cdot 110 = 102,3 \text{ А} > 79,4 \text{ А.}$$

## 2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-35 кВ (таблиця 2.20).

Розрахунок вторинного навантаження ТС наведено в таблиці 2.21.

Таблиця 2.20 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35А

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

2) 0,5/10Р;

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

4)  $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 75 = 129,75 \text{ м.}$

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження трансформатора струму



активної енергії	I675	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							12	29

Вторинне навантаження:

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

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами 2,5 мм<sup>2</sup>.

### 2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [12]:

- |                               |           |
|-------------------------------|-----------|
| 1) ЛЕП – 35 кВ, сторона ВН БТ | ОПН-35У1; |
| 2) сторона НН БТ              | ОПН-6У1;  |
| 3) Сторона ВН ТР              | ОПН-10У1. |

Для забезпечення зв'язку та нормальної роботи релейного захисту і автоматики встановлюємо на ЛЕП-35 кВ високочастотні загороджувачі ВЗ-630-0,5У1.

### 2.12 Вибір акумуляторної батареї

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

Вихідні дані для розрахунку:

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

Таблиця 2.24 – Навантаження акумуляторної батареї

Типовий номер АБ [10, 13]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{аг}}{j}; \quad (2.46)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{233}{25} = 9,8,$$

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

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{\text{пощ}}}{46}; \quad (2.47)$$

$$N \geq \frac{280}{46} = 6,1.$$

Остаточно приймаємо типорозмір батареї:  $N = 10$ .

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{\text{пощ}}}{N}; \quad (2.48)$$

$$j_n = \frac{280}{10} = 28 \text{ A/N}.$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 88% (рисунок 7.2 [13]), що більше допустимого значення 85%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{нос}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.49)$$

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

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.дод}} &= 0,05 N; \\ U_{\text{ПЗП.дод}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}} \end{aligned} \right\}, \quad (2.50)$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= 5 \cdot N + I_{ном}; \\ U_{ЗП} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\} \quad (2.51)$$

$$I_{ЗП} = 25 + 5 \cdot 10 = 75 \text{ А};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Акумуляторна батарея типу "VARTA".

### 2.13 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ 35 кВ

Параметри блискавкозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.52)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.53)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.54)$$

$h$  – висота блискавковідводу, м;

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

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



$L$  – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані:

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

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

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

Таблиця 2.25 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ - 35 кВ

Пари блискавковідводів	$L$ , м	$h_0$ , м	$b_x$ , м	$r_x$ , м
1-2, 3-4	13,8	11,3	7,7	4,9
1-3, 2-4	20	10,6	5,6	4,9
1-4, 2-3	24,3	10	3,8	4,9

### **3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАНЬ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Силові трансформатори широко використовуються в енергосистемах під час транспортування і розподілу електроенергії від електростанцій до споживачів, а також в різноманітних електропристроях для отримання напруги необхідної величини [10, 13].

Трансформатори бувають:

- залежно від кількості фаз: однофазні та трифазні;
- за кількістю обмоток: двообмоткові та триобмоткові;
- за способом охолодження: трансформатори з масляним охолодженням (масляні), з природним повітряним охолодженням (сухі та з литою ізоляцією);
- за родом установки: для внутрішньої установки, для зовнішньої установки і для комплектних розподільних установок (КРУ);
- за призначенням: знижувальні та підвищувальні. Підвищувальний трансформатор – трансформатор, у якого первинною обмоткою є обмотка нижчої напруги. Знижувальний трансформатор – трансформатор, у якого первинною обмоткою є обмотка вищої напруги.

Крім того, силові трансформатори розрізняють за групами з'єднання обмоток. Також при виборі трансформаторів враховують кліматичні умови.

Трансформатори всіх типів виготовляють відповідно до шкали номінальних потужностей, встановленої ГОСТ. Цією шкалою охоплюються трансформатори потужністю від 10 кВА до 1000000 і 1250000 кВА.

Основними вимогами, що висуваються до трансформаторів, є надійність роботи і економічність.

#### **3.1 Транспортування та зберігання трансформаторів**

Масляні трансформатори відправляються заводом-виробником повністю складеними і залитими маслом. Крупні високовольтні трансформатори

відправляються частково демонтованими (без розширювача та високовольтних вводів), залитими маслом нижче кришки. Надмасляний простір усередині бака заповнюється інертним газом або сухим повітрям.

Масляні трансформатори, а також демонтовані на час транспортування великі вузли і деталі (розширювач, вихлопна труба, маслоочищуючі і термосифонні фільтри тощо) транспортуються без упаковки на відкритих залізничних платформах. Вони повинні бути надійно захищені від попадання вологи на усіх етапах перевезення до монтажу на місці встановлення. Вводи напругою до 35 кВ, комплектуюча апаратура та прилади, система охолодження, вироби кріплення та запасні частини відправляють упакованими разом з трансформатором. Маслонаповнені вводи класу напруги 66-750 кВ транспортують на місце встановлення трансформатора в упаковці заводу-виробника вводів [17].

### **3.2 Монтаж трансформаторів**

Монтаж трансформаторів і трансформаторних підстанцій виконується відповідно до вимог будівельних норм і правил (БНіП), Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), Правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС) та монтажних інструкцій заводів-виробників [17, 18]. Перед монтажем потрібно переконатися у відповідності виконання обладнання умовам його експлуатації. Необхідно детально ознайомитись з проектом обладнання, технічними даними машин і апаратів (за каталогом або з натури), з кресленнями та нормами заводу-виробника і з вимогами замовника.

Організація електромонтажних робіт включає інженерну підготовку, в ході якої розробляють [17]:

- технічний проект на базі вивчення проектно-кошторисної документації електричної частини відповідного енергетичного об'єкта;
- економічне обґрунтування;
- проект організації робіт;

- проект виконання робіт;
- необхідні креслення, монтажні схеми і технологічні карти на проведення робіт;
- мережеві графіки на проведення монтажних та пусконаладжувальних робіт.

При прийманні фундаментів під трансформатори повинні бути перевірені наявність і правильність установки анкерів для кріплення тягових пристроїв при перекочуванні трансформаторів і наявність фундаментів під домкрати для розвороту ковзанок [19].

В ході підготовчих робіт повинні бути підготовлені в необхідній кількості трансформаторне масло, ємності для його зберігання, індикаторний силікагель для термосифонних фільтрів і повітряосушувач.

### **3.3 Вмикання трансформаторів**

Перед вмиканням трансформатора проводяться його випробування, вимірювання та перевірки в обсязі, передбаченому нормами [22-24]:

- вимірювання опору ізоляції обмоток;
- вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;
- випробування ізоляції обмоток підвищеною напругою промислової частоти;
- вимірювання опору обмоток постійному струму;
- перевірка коефіцієнта трансформації;
- перевірка групи з'єднань обмоток;
- вимірювання втрат холостого ходу;
- випробування трансформаторного масла;
- випробування бака на герметичність;
- перевірка перемикаючого пристрою (РПН), пристроїв охолодження і засобів захисту масла.

### **3.4 Експлуатація силових трансформаторів**

#### **3.4.1 Огляд трансформаторів**

Огляди трансформаторів є засобом візуального контролю їх стану при експлуатації. Огляди проводяться без відключення трансформаторів з такою періодичністю [17, 19, 22, 23]:

- головних понижуючих трансформаторів підстанцій з постійним чергуванням персоналу – 1 раз на добу;
- інших трансформаторів електроустановок з постійним і без постійного чергування персоналу – не рідше 1 разу на місяць.

Позачергові огляди трансформаторів проводяться:

- після несприятливих кліматичних впливів, наприклад, після різкої зміни температури навколишнього повітря;
- після спрацьовування газового захисту на сигнал;
- після відключення трансформатора газової або диференціальним захистом.

Під час оглядів трансформаторів перевіряються:

- показання всіх вимірювальних приладів (термометрів,
- термосигналізатор, мановакуумметрів та інших);
- стан зовнішньої ізоляції трансформатора (відсутність тріщин і відколів порцеляни, ступінь забруднення поверхні);
- стан ошиновки, кабельних вводів і доступних для спостереження контактних з'єднань;
- стан фланцевих з'єднань маслопроводів і відсутність течі масла;
- наявність і рівень масла в розширювачі і маслonaповнених вводах;
- стан контуру заземлення;
- стан маслоприймальних пристроїв (гравійної засипки);
- при закритій установці трансформаторів перевіряється стан приміщення, справність вентиляції, наявність засобів пожежогасіння.

Одним з показників стану трансформатора служить характер шуму або гудіння, що видає трансформатор (прослуховування ведеться при відключених

вентиляторів). Не повинно бути потріскувань і клацань, пов'язаних з розрядами в баку трансформатора; гудіння має бути рівномірним без періодичних змін рівня або тону.

### 3.4.3 Перевантаження трансформаторів

Розрізняють допустимі систематичні та аварійні перевантаження. У зв'язку з можливістю систематичних перевантажень вводиться поняття навантажувальної здатності трансформатора.

В процесі експлуатації неминує виникати питання про допустимість тих або інших відхилень від номінального режиму. Ці відхилення наводяться у відповідних стандартах, технічних умовах або інструкціях. Так, усі силові трансформатори відповідно до ГОСТ 11677-85 повинні допускати тривале навантаження зі струмом, який дорівнює 1,05 від номінального, якщо напруга ні на одній з обмоток не перевищує номінальну [17].

Крім того, трансформатори класів напруги до 35 кВ включно (потужністю понад 630 кВ·А) та усі трансформатори класів напруги 110 – 1150 кВ допускають тривалу роботу при струмах не вище номінальних, якщо напруга на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки не перевищує 110% від її номінального значення. При цьому напруга на будь-якій з обмоток не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу  $U_m$ , яка залежить від класу напруги  $U_{кл}$ .

Навантаження трансформатора понад номінальне значення допускається тільки при справній та повністю увімкненій системі охолодження. Тривало допустимі систематичні навантаження (перевантаження) не викликають зниження розрахункового терміну служби трансформатора, тому що за період

графіка навантаження забезпечується нормальне або знижене зношування ізоляції.

Перевантаження поділяються на систематичні та аварійні. *Систематичні перевантаження* характерні для змінного графіка навантаження (годинного, добового, місячного), *аварійні перевантаження* виникають у випадках необхідності забезпечити електропостачання споживачів, незважаючи на перевантаження трансформатора і можливе зменшення його терміну служби [17].

Значення допустимих та систематичних перевантажень масляних трансформаторів потужністю до 100 МВА встановлено ГОСТ 14209-85, а для інших трансформаторів – технічними умовами, інструкціями або стандартами.

Величина систематичних перевантажень обмежується середнім зносом ізоляції  $F_{cp}$ , який не повинен бути більше 1:

$$F_{cp} = \sum F_i \cdot t_i / T \leq 1, \quad (3.5)$$

де  $F_i, t_i$  – відносний знос ізоляції при  $i$ -му навантаженні тривалістю  $t_i$ ;

$T = \sum t_i$  – тривалість графіка навантаження, який розглядається, (зазвичай 24 год.).

### 3.5 Ремонт трансформаторів

За об'ємом ремонтних робі розрізняють: поточний (експлуатаційний) ремонт, капітальний ремонт без заміни обмоток, капітальний ремонт з заміною обмоток, але без ремонту магнітної системи, капітальний ремонт з заміною обмоток і частковим або повним ремонтом магнітної системи.

Ремонт за типовою номенклатурою називають *ревізією*. При ревізії активну частину трансформатора виймають з бака (або піднімають знімну частину бака) і без розбирання активної частини (розшихтування магнітопровода та знімання обмоток) виконують її огляд (ревізію). Крім того,

виконують цілу низку інших обов'язкових робіт, в які входять: обробка масла, заміна сорбентів, ущільнень, а в деяких випадках – сушіння активної частини і контрольні випробування.

За призначенням ремонт може бути планово-попереджувальним (профілактичним) та післяаварійним, як і при ремонті електричних машин. Періодичність їх проведення залежить від результатів профілактичних випробувань та наявності дефектів, які виявлено в процесі експлуатації та при зовнішньому огляді трансформатора. Крім того, у зазначені терміни передбачається розкриття головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, через які передається основна частина електроенергії, і трансформаторів власних потреб підстанції. Розкриття здійснюють через вісім років після введення трансформаторів в експлуатацію. Трансформатори розкривають та оглядають також після тривалого транспортування до місця установлення. Планово-попереджувальний капітальний ремонт виконують за порівняно не тривалий час.

Терміни виконання післяаварійного ремонту визначаються такими обставинами: можливістю заміни трансформатора, наявністю резерву, категорією споживачів, яким трансформатор постачає електроенергією тощо. Капітальний ремонт із заміною обмоток і ізоляції, переізолюванням електротехнічної сталі потребує значних матеріальних, трудових затрат і часу.

### **3.6 Випробування та вимірювання під час обслуговування силових трансформаторів**

#### **3.6.1 Вимірювання температури в трансформаторах**

Вимірювання температури охолоджуючого середовища (трансформаторне масло, рідинний негорючий діелектрик, повітря, елегаз) здійснюється методом термометра, а температура обмоток – методом опору. У випадку неможливості застосування методу опору використовують метод термометра [21, 24].



У відповідності з нормативами за середню температуру обмоток масляного трансформатора або трансформатора з рідинним негорючим діелектриком, приймається температура масла (рідинного негорючого діелектрика) у верхніх шарах, якщо трансформатор не піддавався нагріву на протязі 20 год. і після заливання пройшло не менше 6 год. Температура середніх шарів масла не повинна перевищувати 40°C.

Температуру повітря вимірюють за допомогою трьох або більше термометрів, які розташовані з трьох сторін трансформатора приблизно на середині його висоти на відстані 1÷2 м від охолоджуючої поверхні. Кожний термометр розташовують у наповнену трансформаторним маслом посудину об'ємом не менше 1 л, яка добре відбиває зовнішні теплові випромінювання.

### **3.6.2 Вимірювання рівня шуму та вібрації при випробуваннях електричних машин і трансформаторів**

Звукові хвилі являють собою повздовжні механічні хвилі, які розповсюджуються у вигляді коливань тиску. Під шумом розуміють нерегулярні коливання тиску з самими різноманітними частотами. Реальні рівні шуму та вібрації, які створюються електричними машинами і трансформаторами, обмежені вимогами безпечного ведення робіт і фактором продуктивності праці.

*Шум трансформаторів обумовлений*, головним чином, явищем магнітострикції (зміна форми та розмірів феромагнітного тіла, яке розташовано у змінному магнітному полі). До інших джерел шуму, які характерні для трансформаторів з форсованими системами охолодження, належать вентилятори і масляні насоси. Крім того, шум створюється електродинамічними зусиллями в обмотках та електромеханічними пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН). Рівень шуму трансформаторів в значній мірі визначається величиною навантажень та габаритними розмірами [21].

Головною причиною шуму є вібрація осердя, яка виникає внаслідок

магніострижці. Вібрація передається баку через масло і безпосередньо через кріплення магнітопровода. В цілому можна сказати, що в трансформаторів переважає магнітний шум.

Для вимірювання рівня акустичного тиску в газовому середовищі використовується апарат, який називається шумомір. Він складається з вимірювального мікрофону, підсилювача, корегуючих кіл, детектора та індикатора, шкала якого відградує в децибелах відносно граничного значення акустичного тиску. В шумомірах передбачається декілька часових характеристик, які дозволяють вимірювати стабільні, стаціонарні та імпульсні шуми.

#### **3.6.4 Вимірювання кута діелектричних втрат і ємності**

*Тангенс кута діелектричних втрат* – характеристика ізоляційних властивостей діелектриків та конденсаторів, яка визначається як відношення активної потужності до реактивної. Оскільки для паралельного з'єднання напруги на елементах рівні, то потужності дорівнюють відношенню квадрата напруги на відповідний опір. Тому тангенс діелектричних втрат реального конденсатора в наближенні паралельно з'єднаних  $C$  та  $R$  дорівнює також відношенню ємнісного опору до активного опору.

Реальний діелектрик не є ідеальним ізолятором і проводить бодай невеликий постійний електричний струм. Еквівалентну схему конденсатора, заповненого діелектриком, приведено на рисунку 3.2. В ній до ємності паралельно під'єднаний опір. Ідеальний конденсатор не проводить постійний струм, а при проходженні через нього змінного струму, сила струму випереджає напругу на півперіод за фазою. Для реального конденсатора це випередження дещо менше. Різниця між ідеальним значенням випередження  $90^\circ$  та реальним його значенням називається *кутом діелектричних втрат  $\delta$*  (рис. 3.3).

Рисунок 3.2 – Еквівалентна схема конденсатора

За характеристику діелектрика приймають тангенс цього кута, як величину, яку легше обчислити. Оскільки опір конденсатора паралельний його ємності, то для паралельних сполучень зручніше використати адмітанс  $Y = G + jB$  тоді тангенс кута діелектричних втрат дорівнює відношенню активної провідності до ємнісної провідності, або, що теж саме відношенню ємнісного опору до активного опору. Отже тангенс кута діелектричних втрат реального конденсатора можна виміряти за допомогою резонансу струмів, якщо задана напруга генератора та індуктивність зразкової котушки і проведено експериментальне вимірювання резонансної частоти та мінімального струму генератора, який досягається при резонансі паралельно

з'єднаних елементів  $R, L, C$ . Тоді  $R = \frac{U}{I_{min}}$ ,

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{1}{\omega CR}, \quad (3.6)$$

де  $\omega$  – резонансна кутова частота,  $\omega = 2\pi f$ .

Рисунок 3.3 – Ілюстрація кута втрат

Зазвичай  $\operatorname{tg}\delta$  вимірюється у відсотках, тобто його значення множиться на 100%.

Таким чином  $\operatorname{tg}\delta$  показує, скільки % складає активна складова від ємнісної.

Вимірювання  $\operatorname{tg}\delta$  здійснюють містком Віна.

У відповідності з заступною схемою об'єкту, який вимірюється, схема порівняння являє собою послідовне коло зразкової ємності  $C_N$  з малими втратами та фазовирівнювальним опором  $R_N$ . Ємність та опір втрат конденсатора визначаються від частоти джерела:

$$C_x = \frac{R_4}{R_3} \cdot C_N; \quad R_x = \frac{R_3}{R_4} \cdot R_N. \quad (3.7)$$

За відомої частоті  $\omega$  джерела живлення отримують коефіцієнт втрат:

$$\operatorname{tg}\delta_x = \omega \cdot C_N \cdot R_N. \quad (3.8)$$

Як нульовий індикатор використовують вібраційний гальванометр, селективний мікровольтметр або осцилограф.

## 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ГЕС

### 4.1 Вибір організаційної структури оперативного керування

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 [26, 27].

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

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

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

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

Відносна простота технологічного процесу та високий ступінь його автоматизації на ГЕС дозволяють вибрати централізовану структуру оперативного обслуговування: з центрального ЩУ (здійснюється начальником зміни ГЕС) або з диспетчерського пункту енергосистеми (здійснює черговий диспетчер системи за допомогою засобів телемеханіки). В останньому випадку також передбачається ЦЩУ, так як в деяких ситуаціях (пошкодження засобів телемеханіки, відмова автоматики) необхідна передача функції керування

персоналу ГЕС або персоналу, який перебуває на ГЕС по аварійному виклику. Поряд з ЦЩУ у машинному залі біля кожного агрегату встановлюють агрегатні ЩУ для керування агрегатами під час ремонтів та випробувань або у випадку пошкодження пристроїв автоматики.

В пунктах централізованого керування наступні види сигналізації:

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

Вимірюваннями повинні бути охоплені всі параметри основного та допоміжного обладнання, які визначають режим об'єкта. На електричних станціях використовуються вимірювальні прилади чотирьох типів:

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

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

На асинхронних електродвигунах (ЕД) власних потреб 0,4 кВ встановлюють захист від міжфазних КЗ та захист від однофазних замикань на землю, а для ЕД, які можуть піддаватися перевантаженню – захист від

перевантаження з дією на вимикання. Також передбачається груповий захист мінімальної напруги.

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

### **4.3 Захист збірних шин**

Захист збірних шин РУ станцій здійснюють двома способами:

а) за допомогою основних або резервних захистів приєднань систем (секцій) шин, що захищаються;

б) за допомогою спеціальних швидкодіючих захистів.

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

- диференціальні струмові;
- диференціальні струмові з гальмуванням;
- диференціально-фазні.

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

### **4.6 Вибір засобів захисту та автоматики ЛЕП**

Для мереж 110 кВ захистом від міжфазних КЗ є дистанційний захист, який має блокування від коливання та асинхронного режиму. Від однофазних КЗ на землю використовують струмові ступінчаті захисти нульової послідовності (направлені на ненаправлені), які діють і при двохфазних КЗ на землю. В якості додаткових до дистанційних захистів передбачаються струмові відсічки та чутливі останні ступіні струмових захистів нульової послідовності.

Для захисту паралельних ліній можуть бути використані захисти для окремих ліній, а також поперечні диференціальні струмові направлені захисти. В якості резервних завжди використовуються струмові відсічки.

Для резервування відмов захистів та вимикачів в основних вузлах мережі використовуються поєднання дальнього резервування з ближнім.

Згідно з ПУЕ обов'язкове використання АПВ на усіх повітряних та змішаних лініях з напругою вище 1 кВ. Всі пристрої АПВ можна об'єднати у три групи [26, 27]: несинхронні, швидкодіючі та з уловлюванням синхронізму. Крім АПВ на електростанціях використовують і інші види протиаварійної автоматики:

- автоматика для запобігання порушення стійкості (АЗПС);
- автоматика для ліквідації асинхронного ходу (АЛАХ);
- автоматика для обмеження підвищення частоти (АОПЧ);
- автоматика для обмеження підвищення напруги (АОПН).

Для регулювання напруги та реактивної потужності на станціях використовують пристрої РПН трансформаторів та системи АРЗ генераторів.

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

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

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



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

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

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

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

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

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

#### **4.9 Розрахунок і вибір засобів релейного захисту гідрогенератора типу ВГС 440/39-40**

На гідрогенераторі передбачається релейний захист від наступних видів пошкоджень та аномальних режимів [27]:

- багатозначних КЗ в обмотці статора та на його виводах;

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

Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором типу ТРДНС-32000/35.

Гідрогенератор ВГС 440/39-40:

$$S_{ном} = 3 \text{ МВА}; P_{ном} = 2,4 \text{ МВт}; U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}; \cos \varphi_{ном} = 0,8; I_{ном} = 275 \text{ А};$$

$$f_{ном} = 50 \text{ Гц}; x''_{d*} = 0,20.$$

Блочний трансформатор ТРДНС-32000/35:

$$S_{ном} = 32 \text{ МВА}; U_{ном} = 36,75/6,3-6,3 \text{ кВ}; U_{\kappa} = 10,5 \text{ \%}.$$

Заданося базисними величинами:

$$S_{\sigma} = S_{Г.ном} = 3,0 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо опори схеми заміщення:

$$X_{Г} = X''_d = 0,2;$$

$$X_{БТ} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Г.ном}};$$

$$X_{БТ} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{3,0}{32} = 0,01.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E''_{q*} = \sqrt{(U_{ном*} \cdot \cos \varphi_{ном})^2 + (U_{ном*} \cdot \sin \varphi_{ном} + I_{ном*} \cdot X''_d)^2};$$

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

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

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

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

$$I_*^{(3)} = \frac{1,131}{0,2} = 5,655;$$

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

$$I^{(3)} = 5,655 \cdot 275 = 1555 \text{ А.}$$

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

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

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

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

#### 4.9.5 Захист обмотки статора від несиметричних перевантажень

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

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

Обидва ступеня діють на вимикання гідрогенератора.

Розрахункові уставки захисту:

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

Орієнтовно можуть бути рекомендовані такі уставки захисту:

- струм спрацьовування захисту першого ступеня:

$$I_{c3I} = 0,4 \cdot I_{2,ном}, \quad (4.10)$$

$$I_{c3I} = 0,4 \cdot 275 = 110 \text{ А};$$

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

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

$$I_{c3II} = 0,2 \cdot 275 = 55 \text{ А};$$

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

Струми спрацьовування реле:

$$I_{cpI} = 110/100 = 1,1 \text{ А};$$

$$I_{cpII} = 55/100 = 0,55 \text{ А}.$$

#### 4.9.6 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

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

Первинний струм спрацьовування захисту:

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

$$I_{c3} = 1,05 \cdot 275 / 0,85 = 340 \text{ А};$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cp} = 340/100 = 3,4 \text{ А.}$$

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

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

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

Первинна напруга спрацьовування

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

$$U_{cз} = 1,5 \cdot 6300 = 9450 \text{ В.}$$

Витримка часу:  $t_{cз} = 0,5 \text{ с.}$

Напруга спрацьовування реле:

$$U_{cp} = 9450/(6300/100) = 150 \text{ В.}$$

#### 4.9.8 Захист від втрат збудження

Тип захисту: максимальний струмовий захист в колі статора генератора та мінімальний струмовий захист в колі випрямляючого трансформатора.

При одночасному спрацьовуванні обох захистів генератор вимикається. В процесі самосинхронізації генератора захист виводиться з дії на час (2-9) с.

Розрахункові уставки захисту:

Захист повинен спрацьовувати при підвищенні струму статора до  $1,1 \cdot I_{г.ном}$ :

$$I_{cз1} = 1,1 \cdot I_{г.ном}. \quad (4.14)$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{cpl} = 1,1 \cdot 275 / 100 = 3,03 \text{ A.}$$

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

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

#### **4.9.11 Пристрій для гасіння пожеж в гідрогенераторі**

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

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

Таблиця 4.1 – Типи захистів, які встановлюються на обладнанні ГЕС

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **5.1 Задачі розділу**

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів електростанції, яка працює в складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [28].

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

3. Дослідити роботу електричної частини ГЕС потужністю 24 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити превентивні заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій..

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

### **5.2 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів ГЕС потужністю 24 МВт**

З урахуванням аналізу ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал, який обслуговує силові трансформатори, 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;

– гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;

- рухомі частини виробничого устаткування;
- 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;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- 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 небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

### **5.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування силових трансформаторів ГЕС потужністю 24 МВт**

#### **5.3.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць**

На основі аналізу літературних джерел [29-32] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту силових трансформаторів слід вживати організаційних заходів. Під час експлуатації трансформаторів, їхніх пускорегулювальних пристроїв і захистів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.



До організаційних заходів відносять видачу нарядів, розпоряджень і допуску до роботи, нагляд під час роботи, оформлення перерв в роботі, перекладів на інше робоче місце і закінчення роботи.

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

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

Організаційними заходами з безпеки робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, є:

- визначення необхідності і можливості безпечного виконання робіт у порядку поточної експлуатації;
- складання і затвердження переліку робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації, з урахуванням місцевих умов;
- призначення виконавців (виконавця) робіт з кваліфікацією, достатньою для виконання робіт у порядку поточної експлуатації [30].

### **5.3.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування і ремонту трансформаторів, при якій виключена дія небезпечних та шкідливих виробничих факторів.

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

Під час проведення зварювальних робіт, з метою усунення течі масла в трансформаторі, необхідно створити вакуум, який забезпечує припинення течі масла в місці зварки.

Для виконання монтажних або ремонтних робіт усередині бака трансформатора необхідно продутити бак трансформатора сухим чистим повітрям і забезпечити природну вентиляцію відкриттям верхніх і нижніх люків. В процесі виконання робіт необхідно здійснювати безперервний контроль за людьми, що знаходяться усередині бака трансформатора.

Під час заповнення трансформатора маслом або під час зливу масла бак трансформатора і виводи його обмоток повинні бути заземлені, щоб виключити появу електростатичних розрядів.

Необхідно уникати попадання і тривалої дії трансформаторного масла на шкіру.

#### **Висновки по розділу.**

В даному розділі проведено аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням силових трансформаторів ГЕС;

розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування трансформаторів;

запропоновано параметри заземлювального пристрою ВРУ-35 кВ, які відповідають нормам діючих вимог;

досліджено роботу електричної частини ГЕС потужністю 24 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсу. Розроблено заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини станції в умовах надзвичайних ситуацій.

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

## 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 [34].

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

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma} / N_{вст}. \quad (6.1)$$

$$k_{num} = \frac{532896000}{24000} = 22204 \text{ грн./кВт.}$$

## Таблиця 6.1 – Вартість основних виробничих фондів

## 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. 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 1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

$$O\Phi_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) \quad (6.2)$$

$$O\Phi_1 = 0,6 \cdot (37323000 - 15960000) = 183355200 \text{ тис. грн}$$

$$O\Phi_2 = K_5 \quad (6.3)$$

$$O\Phi_2 = 16800000 \text{ тис. грн}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини} \quad (6.4)$$

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (37323000 - 15960000) + (98716800 - 5040000) + 112627200 = \\ &= 332740800 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 6.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

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

де  $I_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 183355200 \cdot 0,07 + 16800000 \cdot 0,28 + 332740800 \cdot 0,20 = 84087024 \text{ тис.грн.}$$

### 6.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

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

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

$k_{ум}$  для ГЕС дорівнює 0,8.

$$P = 0,8 \cdot 24 = 19 \text{ чоловік.}$$

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

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

Приймаємо:

Робітники      15 чол.

ІТР              2 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	5750
ІТР	8750
Службовці	6250
МОП	4500

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

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (6.7)$$

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

$n_i$  – кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Робітники  $S_{zn} = 12 \cdot 15 \cdot 5750 = 1048800$  грн.;

ІТР  $S_{zn} = 12 \cdot 2 \cdot 8750 = 210000$  грн.;

Службовці  $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 6250 = 75000$  грн.;

МОП  $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 4500 = 54000$  грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	15	1048800
ІТР	2	210000
службовці	1	75000
МОП	1	54000

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

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 180 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_v, \quad (6.8)$$

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

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

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

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (1048800 + 54000) + 1,80 \cdot (210000 + 75000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 1387800 \text{ грн.}$$



### 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.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зн}) \cdot I_n}{100};$$

$$I_{ін} = \frac{(84087024 + 2160231,15) \cdot 50}{100} = 43123627,58 \text{ грн.}, \quad (6.8)$$

де  $I_n$  – процент інших витрат, що визначається по графіку [34].

### 6.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{зн} + I_{ін}; \quad (6.9)$$

$$I = 84087024 + 2160231,15 + 43123627,58 = 129370882,73 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{I \cdot 100}{E_{відп.} \cdot 1000}, \quad (6.10)$$

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

$$C = \frac{1129370883 \cdot 100}{88440,8 \cdot 1000} = 146,28 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

### 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:

$$K_{обс} = \frac{N_{вст.}}{Ч};$$

$$K_{обс} = \frac{24}{19} = 1,25 \text{ МВт/чол.}$$

У даному розділі були пораховані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 24 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії  $C = 146,28$  коп/кВт·год.

## **ВИСНОВКИ**

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання дослідження методів проектування гідроелектростанцій на прикладі електричної частини гідроелектростанції та дослідження її впливу на режими роботи розподільної електричної мережі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бегун С. В. Виклики та пріоритети розвитку гідроенергетики в Україні / С. В. Бегун // Стратегічні пріоритети. – 2013. – № 3 (28). – С. 70 – 77.
2. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, В. О. Негодуйко, П. Л. Пертко, І. В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.
3. Электрические системы и сети / под ред. Г. И. Денисенко. – К.: Вища школа, 1986. – 584 с.
4. Кривцов В. С. Неисчерпаемая энергия: Учебник. / В. С. Кривцов, А. М. Олейников, А. И. Яковлев. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь: Севастоп. нац. техн. ун-т, 2006. – Кн. 3. Альтернативная энергетика. – 643 с.
5. [Електронний ресурс] - Режим доступу: [https://uhe.gov.ua/stalyu\\_rozvytok](https://uhe.gov.ua/stalyu_rozvytok)
6. [Електронний ресурс] – Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article?art\\_id=93902&cat\\_id=35082](http://mpe.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article?art_id=93902&cat_id=35082)
7. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy>
8. Рассовський В. Л. Укргідроенерго 15 років / В. Л. Рассовський // Гідроенергетика України, № 3–4. – 2018. С. 4–7.
9. Відновлюване майбутнє. На всесвітньому конгресі гідроенергетики обговорили перспективи розвитку галузі // Гідроенергетика України, № 1–2. – 2019. С. 1–3.
10. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
11. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ,

2008. – 102 с.

12. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

13. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

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

15. Двоскин Л. Н. Схемы и конструкции распределительных устройств / Л. Н. Двоскин. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.

16. Электрическая часть станций и подстанций / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др.. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

17. 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.

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

19. Костин В. Н. Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения. Учеб. пособие / В. Н. Костин. – Санкт-Петербург, СЗТУ, 2005. – 177 с.

20. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. II. Ремонт електричних машин та трансформаторів. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 115 с.

21. Лагутін В.М. Випробування електричних машин і трансформаторів в електроенергетичних системах / В. М. Лагутін, В. Ц. Зелінський, О. Б. Бурикін. Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2008. – 114 с.

22. 7. ГОСТ 11677-85. Межгосударственный стандарт: Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – 1986. – 48 с.

23. 16. ГОСТ 14209-85. Межгосударственный стандарт: Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – 1985. – 60 с.

24. 17. Котеленец Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин / Котеленец Н. Ф., Акимова Н. А., Антонов М. В. – М. : Издательский центр “Академия”, 2003. – 384 с.
- 25 14. Півняк Г. Г. Електричні машини / Г. Г. Півняк, Ф. П. Шкрабець, В. П. Довгань. – Дніпропетровськ, 2003. – 329 с.
26. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: «Высшая школа», 1991. – 496 с.
27. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
28. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
29. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. – 46 с.
30. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охоронною праці. – Х.: Вид-во «Форт», 2008. – 144 с.
31. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охоронною праці. – Київ, 2008. – 150 с.
32. ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
33. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – Київ, 2000
34. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.
35. Попов О. Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи ЕС / О. Я. Попов, Л. О. Попова – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 16 с.
36. 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.

37. 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  
24 МВТ З АГРЕГАТАМИ ВГС 440/39-40 З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ  
ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ  
08-13.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Тептя В.В.

(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

\_\_\_\_\_ Бачинський Ю. В.

(підпис)

Вінниця 2019 р.



## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

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

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

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування ГЕС потужністю 24 МВт та дослідження питань експлуатації силових трансформаторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

2. Лежнюк П. Д. 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 24 МВт з десятьма гідроагрегатами одиничною потужністю 2,4 МВт. В систему,

приєднання до якої знаходиться на відстані 20 км, потужність віддається по ЛЕП 35 кВ.

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

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

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

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

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

## 5. Економічні показники

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

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.19	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	Дослідження питань обслуговування силових трансформаторів	20.10.19	27.10.19	розділ 3
5	Розрахунок релейного захисту	28.10.19	5.11.19	розділ 4

	та автоматики ГЕС			
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.11.19	15.11.19	розділ 5
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.

