

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 66 МВт з аналізом
перевантажень трансформаторів»**

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

(номер і назва навчальної підготовки, спеціальності)

Радига С. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

Тептя В. В.

(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Опонент: к.т.н. доцент ЕССЕН

(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

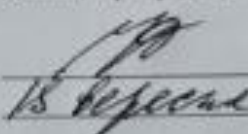
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

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

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


15 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Радізі Сергію Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 66 МВт з аналізом перевантажень трансформаторів
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до енергосистеми 35 км; вид промисловості району – кольорова металургія; максимальна потужність, що віддається в систему 50 МВт; номінальна потужність системи 19000 МВА; номінальний опір системи 0,3 в.о.; номінальна напруга системи 110 кВ; максимальне навантаження місцевого району 6 МВт; номінальна напруга мережі району 35 кВ
4. Зміст текстової частини: Вступ, 1. Електротехнічна частина, 2. Вибір струмоведучих частин та обладнання розподільних установок, 3. Перевантаження трансформаторів, 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях, 5. Економічна частина. Висновки, Список використаних джерел, Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вибір схем ГЕС, 2. Головна схема електричних з'єднань станції, 3. Поперечний розріз головної будівлі станції, 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-110 кВ, 5. План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ, 6. Перевантаження трансформаторів, 7. Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ, 8. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

С. О. Радига

Керівник роботи

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Радига Сергій Олександрович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 66 МВт з аналізом перевантажень трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 98 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 31 назв; рис.: 21; табл. 33.

В магістерській кваліфікаційній роботі використовуючи методи та засоби моделювання електричних мереж запроєктовано електричну частину ГЕС потужністю 66 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень, обрано гідроагрегат. Запропоновано структурну схему станції, схеми відкритих розподільних установок (ВРУ) 110 та 35 кВ, схему живлення власних потреб. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею. Виконано розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Проаналізовано перевантаження силових трансформаторів і визначено можливості роботи трансформаторів за заданим графіком навантаження. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЕС та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: гідроелектрична станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань, трансформатор, перевантаження

ABSTRACT

Serhiy O. Radyga "The electrical part of the 66 MW hydroelectric power station with analysis of transformer overloads" Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 98 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 31 titles; Fig.: 21; table 33.

In the master's qualification work, the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 66 MW was designed using the methods and means of modeling electrical networks. Schedules of electrical loads are calculated, hydraulic unit is selected. The structure diagram of the station, diagrams of open switchgears (OS) 110 and 35 kV, power supply diagram of own needs are proposed. Switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a storage battery are selected. Calculation of lightning protection and grounding device of OS -110 kV was performed. The overloading of power transformers was analyzed and the possibilities of operation of transformers according to the specified load schedule were determined. The analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the hydroelectric power plant was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations were proposed.

Keywords: hydroelectric plant, open switchgear, own needs, grounding device, electrical connection diagram, transformer, overload

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	7
1.1 Графіки електричних навантажень.....	7
1.2 Вибір гідрогенераторів.....	12
1.3 Проектування структурної схеми станції.....	13
1.4 Вибір схеми власних потреб станції	19
1.5 Вибір схем ВРУ 35 та 110 кВ.....	20
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	29
1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	43
2 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК	46
2.1 Вибір комутаційних апаратів.....	46
2.2 Вибір струмоведаччих частин	47
2.3 Вибір кабелів для живлення двигунів власних потреб	52
2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів	53
2.5 Вибір акумуляторної батареї	56
2.6 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів	59
2.7 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ.....	59
3 ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	63
3.1 Вплив навантаження трансформатора на зношування ізоляції. Навантажувальна здатність трансформаторів.....	63
3.2 Розрахунок відносного зносу ізоляції.....	66
3.2.1 Перетворення графіка навантаження	66
3.2.2 Розрахунок теплового режиму трансформатора для еквівалентного графіка навантаження	67
3.2.3 Розрахунок відносного зносу ізоляції.....	71
3.3 Графічний метод розрахунку температур трансформаторів	74

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ..	81
4.1 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням гідроагрегатів ГЕС потужністю 66 МВт.....	81
4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування гідроагрегатів ГЕС потужністю 66 МВт	83
4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	83
4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	84
4.3 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ.....	85
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	89
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС.....	89
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	90
5.2.1 Амортизація основних фондів.....	91
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	92
5.2.3 Інші витрати.....	95
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	95
5.3 Аналіз отриманих результатів.....	96
ВИСНОВКИ	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	103
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	104
Додаток В. Теплові характеристики трансформаторів	108
Додаток Г. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	19
Г.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	110
Г.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу	111
Г.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.....	114
Додаток Г. Ілюстративна частина	117

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

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

ВСТУП

Актуальність теми. Події останніх років показали, як важлива енергетична безпека країни. Енергетика відіграє важливу роль у розвитку держави, економічній безпеці й взагалі у житті людей. Особливо гостро це відчувається останні два роки. Всі ми переконалися, що енергетична структура є основою для інших галузей народного господарства країни та впливає на функціонування та економічне зростання держави[1].

Правильний підхід до відновлення й розбудови енергетичної галузі України дозволить зробити вагомий внесок у розвитку автономії Європейського Союзу на енергетичній незалежності країни.

Провіши аналіз літературних джерел [2-10], було виявлено, що тенденцією в світові стає зростання частки споживання електроенергії. Відповідно до прогнозів у всіх регіонах намічається збільшення використання екологічно чистих видів енергоносіїв. Наприклад, використання відновлюваних джерел енергії та енергетичного потенціалу річок. Тим самим намагаються дотримуватись курсу на декарбонізацію енергетичної системи. Не дивлячись на те, що основну частку в загальному генеруванні будуть становити традиційні атомні, теплові та гідравлічні електростанції, підвищується рівень конкуренції між традиційними та відновлюваними джерелами енергії.

Що стосується розвитку електроенергетичної галузі України, можна зазначити тенденцію до інтеграції об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України до європейської [5], забезпечення відповідності потужностей генерування режимам та обсягам електроспоживання в ОЕС України [2, 8-10].

Отже, проектування електричної частини гідроелектростанцій, розбудова нових екологічно чистих джерел енергії є актуальною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини електростанцій та підвищення ефективності функціонування

гідроелектростанцій в енергосистемі України за рахунок проектування та спорудження електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт, а також аналізу перевантажень трансформаторів.

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

- аналіз математичних методів та методик проектування електричної частини електростанцій;
- проектування головної схеми ГЕС потужністю 66 МВт; проектування схеми живлення власних потреб ГЕС;
- вибір високовольного комутаційного обладнання, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, установки постійного струму, проектування заземлювального пристрою та розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ;
- аналіз перевантажень силових трансформаторів і визначення можливості роботи трансформаторів за заданим графіком навантаження;
- розроблення організаційних і технічних заходів з охрони праці персоналу станції під час експлуатації гідроагрегатів, дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів;
- розрахунок техніко-економічних показників ГЕС потужністю 66 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідроелектростанцій.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС та підвищення ефективності роботи електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених завдань застосовуються методи математичного моделювання, узагальнювальні методи теорії подібності і моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ГЕС використовуються елементи теорії надійності.

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

1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

В Україні гострою залишається проблема дефіциту маневрових потужностей, оскільки основним джерелом електроенергії на сьогодні були й залишаються атомні електростанції. АЕС, частина КЕС, блок-станцій працюють в базовій частині графіка навантажень, а для покриття пікової частини й регулювання провалів доцільно й ефективно використовувати саме ГЕС та ГАЕС.

Отже, проектування та будівництво нової ГЕС потужністю 66 МВт може стати важливим кроком в забезпеченні енергетичної безпеки України.

1.1 Графіки електричних навантажень

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень району, в який видається потужність від джерел. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в електричних мережах, а також витрат на власні потреби (ВП) станції.

Приймаємо під час розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат [11]:

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

Постійні втрати визначаємо за формулами:

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

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

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

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

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

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

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

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

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

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

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

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

Розрахуємо електричні навантаження станції для інтервалу доби від 0 до 8 год. в багатоводний період.

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 6 = 0,06 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 50 = 1 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{5,7^2}{6} = 0,32 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{50^2}{50} = 7 \text{ МВт}.$$

$$P_{p.вид1} = 5,7 + 0,06 + 0,32 = 6,08 \text{ МВт}.$$

$$P_{c.вид1} = 50 + 1 + 7 = 58,0 \text{ МВт}.$$

$$P_{вид.1} = 6,08 + 58,0 = 64,08 \text{ МВт.}$$

$$P_{ВП.1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{64,08}{66} \right) \cdot \frac{2 \cdot 64,08}{100} = 1,27 \text{ МВт.}$$

$$P_{вир.1} = 64,08 + 1,27 = 65,35 \text{ МВт.}$$

За вище приведеним алгоритмом порахуємо добові графіки навантажень для повноводного й маловодного періодів (табл. 1.1). Побудуємо добові графіки навантаження ($P_{р.вид.t}$, $P_{с.вид.t}$, $P_{вир.t}$) і річний графік за тривалістю навантаження $P_{вир.p.}$ (таблиця 1.2).

Розрахуємо технічно – економічні показники роботи станції (таблиця 1.3).

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

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-8	8-10	10-12	12-17	17-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	95	100	95	100	95	95
	Маловод	25	40	30	40	30	25
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	5,7	6	5,7	6	5,7	5,7
	Маловод	1,5	2,4	1,8	2,4	1,8	1,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	Маловод	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	0,32	0,36	0,32	0,36	0,32	0,32
	Маловод	0,02	0,06	0,03	0,06	0,03	0,02
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	6,08	6,42	6,08	6,42	6,08	6,08
	Маловод	1,58	2,52	1,89	2,52	1,89	1,58
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	100	100	100	100	100	100
	Маловод	20	40	40	30	30	20
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	50	50	50	50	50	50
	Маловод	10	20	20	15	15	10
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	1	1	1	1	1	1
	Маловод	1	1	1	1	1	1

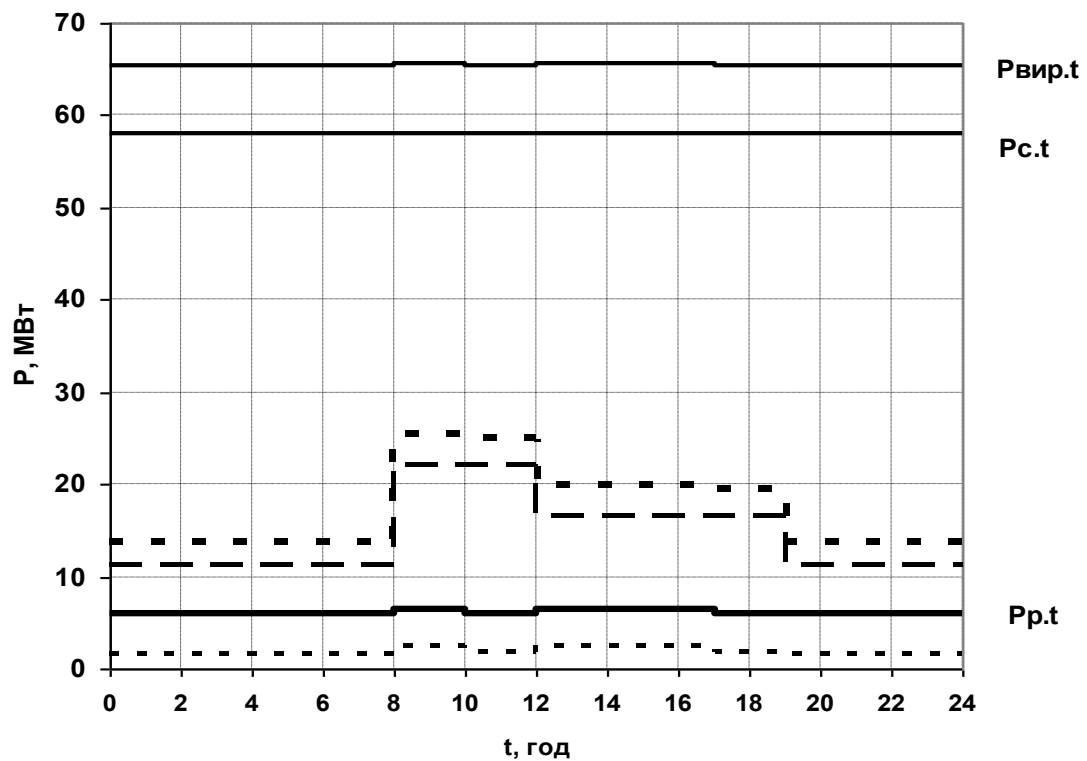
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
	Маловод	0,28	1,12	1,12	0,63	0,63	0,28
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Повновод	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
	Маловод	11,28	22,12	22,12	16,63	16,63	11,28
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	64,08	64,42	64,08	64,42	64,08	64,08
	Маловод	12,86	24,64	24,01	19,15	18,52	12,86
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
	Маловод	0,67	0,80	0,80	0,74	0,73	0,67
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	65,35	65,69	65,35	65,69	65,35	65,35
	Маловод	13,53	25,44	24,81	19,89	19,25	13,53

Примітки:

а) приймаємо тривалість маловодного сезону – 265 діб, тривалість багатоводного сезону – 100 діб;

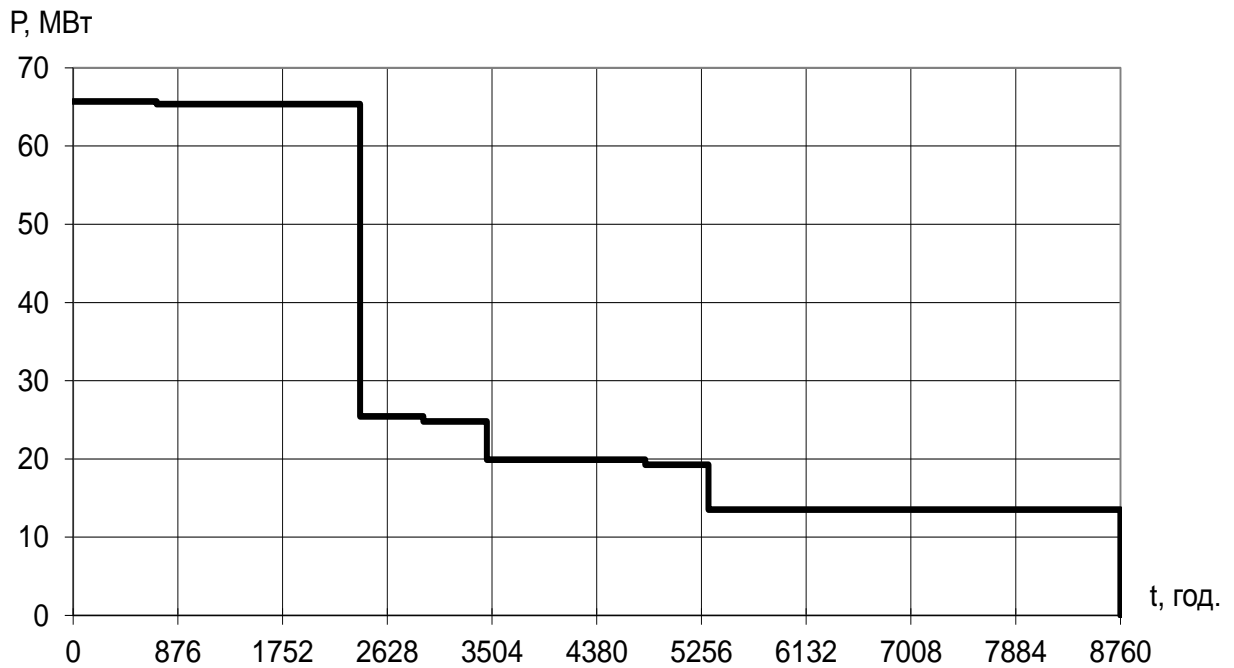
б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{ВП} = 2\%$;

в) коефіцієнт попиту $K_n = 0,7$.



а) добові графіки електричних навантажень

Рисунок 1.1 – Графіки електричних навантажень станції



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 1.1 (продовження)

Таблиця 1.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю

P, МВт	65,69	65,35	25,44	24,81	19,89	19,25	13,53
t, год	700	1700	530	530	1325	530	3445
t _Σ , год	700	2400	2930	3460	4785	5315	8760

Таблиця 1.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	65,69
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} \cdot t_i$	266878,1
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	66
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	30,47
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0,46
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0,46

Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	4062,7
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	4043,6
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1,005
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	6036,5
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	260841,64
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	2463,2

1.2 Вибір гідрогенераторів

Основне обладнання обираємо однотипним. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносять гідрогенератори.

Вибираємо гідрогенератор типу ВГС 525/84-32 відповідно до завдання. Основні характеристики генератора наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Основні характеристики генератора

Тип гідрогенератора	ВГС 525/84-32
$S_{Г.ном}$, МВА	13,75
$P_{Г.ном}$, МВт	11
$U_{Г.ном}$, кВ	10,5
$I_{Г.ном}$, кА	–
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
η , %	96
$n_{ном}$, об/хв	187,5
Опори в.о.:	
x_{d*}''	0,23

Продовження таблиці 1.4

x'_{d*}	0,35
x_{d*}	0,98
ВКЗ	1,05
$I_{\text{фном}}, \text{ А}$	880
$U_{\text{фном}}, \text{ В}$	120
K_f	1,8
Система збудження	електромашинна
турбіна	П-Л

1.3 Проектування структурної схеми станції

Проектування структурної схеми станції починаємо з розрахунку кількості ліній електропередачі (ЛЕП), які відходять від ВРУ станції в систему і в місцевий район. Визначаємо кількість ЛЕП за формулою:

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

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

$P_{\text{ГР}}$ – пропускна здатність ЛЕП [11], МВт.

$$n_{\text{лен}110} = \frac{58}{50} + 1 = 2,16 \approx 3 \text{ (шт.)};$$

$$n_{\text{лен}35} = \frac{6,42}{15} + 1 = 1,43 \approx 2 \text{ (шт.)}.$$

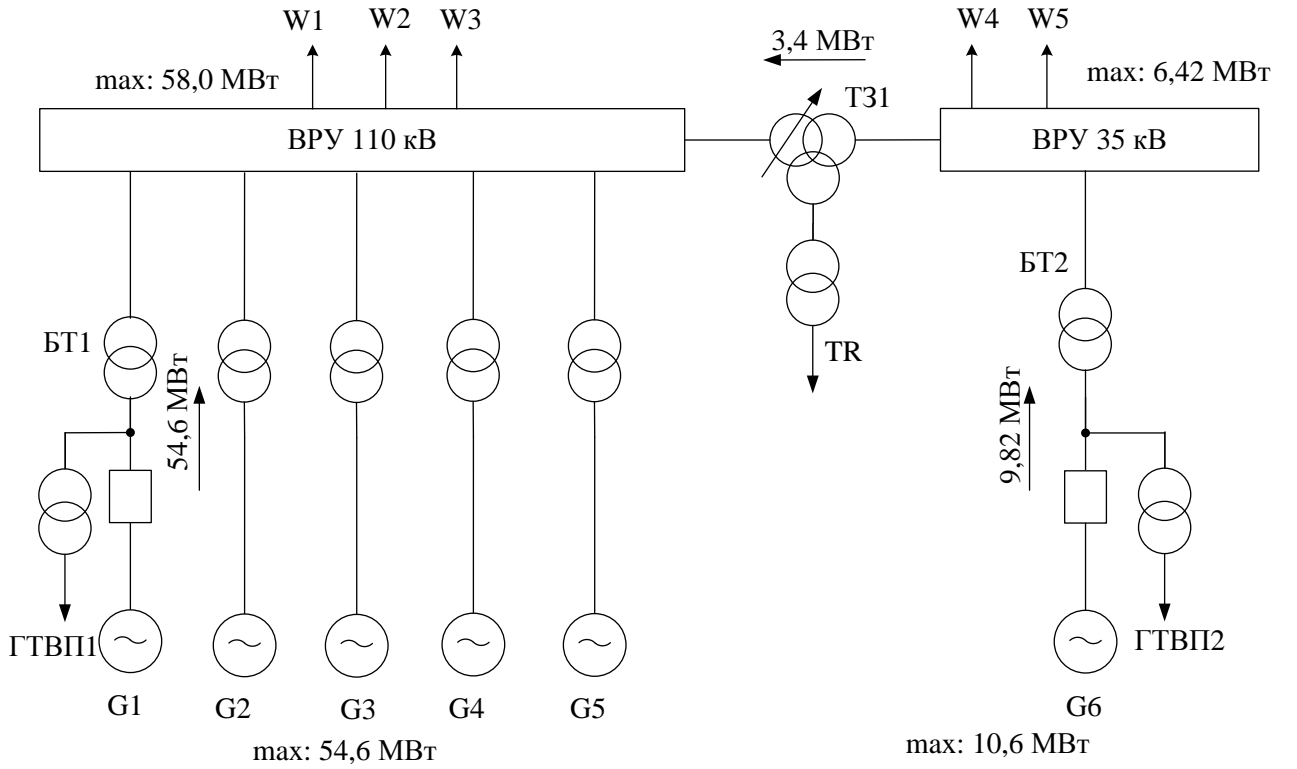
Розглянемо два варіанти структурної схеми ГЕС (рисунок 1.2).

Розрахункова потужність головного трансформатора власних потреб [12]:

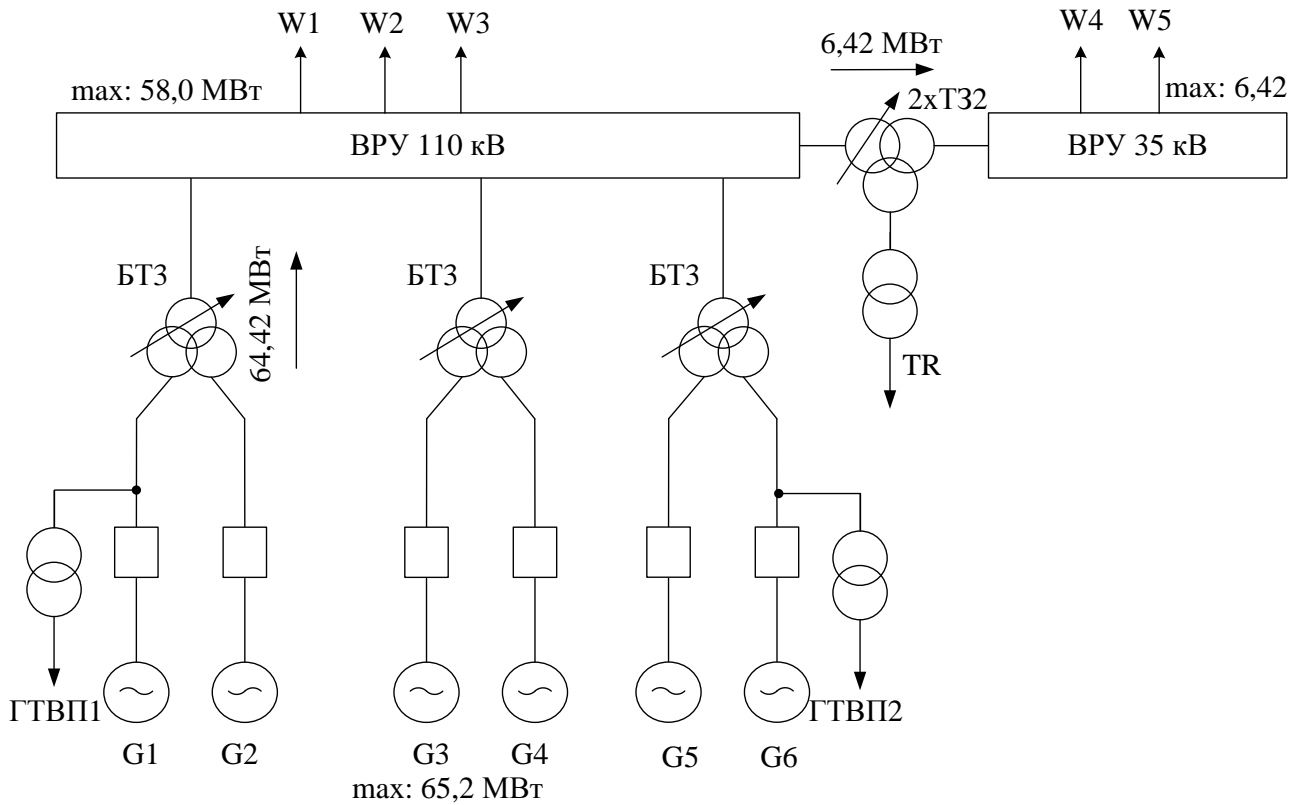
$$S_{\text{ГТВП.розр}} = \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{\text{Г.ном}}, \quad (1.8)$$

де n – кількість генераторів, шт;

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



а)



б)

Рисунок 1.2 – Структурні схеми ГЕС (варіанти)

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 11 = 0,462 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб [12]:

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

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,462 = 0,73 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{BT1,2.розр} = 13,75 \text{ МВА};$$

$$S_{BT3.розр} = 13,75 \cdot 2 = 27,5 \text{ МВА.}$$

Для вибору трансформаторів зв'язку (ТЗ) визначаємо перетоки потужності в максимальному, мінімальному та аварійному режимах їх роботи:

Вибір трансформатора зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{T3\max} = S_{Г.вст} - S_{B.П\max} - S_{p.\max}, \quad (1.10)$$

$$S_{T3\max 1} = 13,5 - 0,462 - 6,42/0,8 = 5,01 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T3\max 2} = 0 - 6,42/0,8 = 8,03 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{T3\min} = S_{Г.вст} - S_{B.П\max} - S_{p.\min}, \quad (1.11)$$

$$S_{T3\min 1} = 13,5 - 0,462 - 1,58/0,8 = 11,06 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T3\min 2} = 0 - 1,58/0,8 = 1,98 \text{ (МВА)};$$

в) аварійний режим:

$$S_{T3 авар} = S_{Г.вст-1} - S_{ВПmax} - S_{p,max}, \quad (1.12)$$

$$S_{T3 авар1} = 0 - 6,42/0,8 = -8,03 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T3 авар2} = -8,03 \text{ (МВА)}.$$

При установленні двох ТЗ розрахункова потужність складає:

$$S'_{max} = \frac{S_{max}}{1,4}; S'_{min} = \frac{S_{min}}{1,4}; S'_{ав} = \frac{S_{ав}}{2}. \quad (1.13)$$

$$S'_{max2} = \frac{8,03}{1,4} = 5,74 \text{ (МВА)}, S'_{min2} = \frac{1,98}{1,4} = 1,4 \text{ (МВА)}, S'_{ав2} = \frac{8,03}{2} = 4,02 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри трансформаторів

Позначення	Тип	$S_{НОМ}$ МВА	$U_{НОМ}$, кВ	U_k %	ΔP_x кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт	I_x , %	n, шт
БТ1	ТД-16000/110	16	121/10,5	10,5	18	85	0,7	5/0
БТ2	ТД-16000/35	16	38,5/10,5	7,5	17	85	0,7	1/0
БТ3	ТРДНС-40000/110	40	$\frac{115}{10,5-10,5}$	10,5	34	170	0,55	0/3
ГТВП	ТСЗ-630/10	0,63	10,5/0,4	5,5	2,0	7,3	1,5	2/2
TR	ТСЗ-1000/10	1,0	10/0,4	5,5	3,0	11,2	1,5	1/1
ТЗ1	ТДТН-1600/110	16	115/38,5/11	ВС-10,5 ВН-17,5 СН-6,5	21	100	0,8	1/0
ТЗ2	ТМТН-6300/110	6,3	115/38,5/11	ВС-10,5 ВН-17,0 СН-6,0	12,5	52	1,1	0/2

Визначимо приведені витрати [11]:

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

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

K – капіталовкладення, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(Z)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії споживачам;

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

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

$B = 22$ коп/кВт·год – вартість втраченої 1 кВт·год електроенергії в трансформаторах;

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

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

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

ΔP_{xx} , ΔP_k – втрати холостого ходу та КЗ трансформаторів, кВт;

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Розрахунок капіталовкладень наведено в табл. 1.6.

Таблиця 1.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	5/0	2100	10500	0
БТ-2	1/0	1300	1300	0
БТ-3	0/3	4600	0	13800
ТЗ 1	1/0	2900	2900	0
ТЗ 2	0/2	2230	0	4460
Вимикачі:				
- 110 кВ	10/9	2880	28800	25920
- 35 кВ	4/4	590	2360	2360
- генераторні	2/6	700	1400	4200
Сума			47260	50740

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{T31};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= (5 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 85 \cdot \left(\frac{68,25}{16}\right)^2 \cdot 2463,2) + (1 \cdot 17 \cdot 8760 + \\ &+ 1 \cdot 85 \cdot \left(\frac{12,28}{16}\right)^2 \cdot 2463,2) + (1 \cdot 21 \cdot 8760 + 1 \cdot 100 \cdot \left(\frac{4,25}{16}\right)^2 \cdot 2463,2) = \\ &= 2023919,41 \text{ (кВт·год);} \\ \Delta W_{II} &= \Delta W_{BT3} + \Delta W_{T32}; \\ \Delta W_{II} &= (3 \cdot 34 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 170 \cdot \left(\frac{80,53}{40}\right)^2 \cdot 2463,2) + (2 \cdot 12,5 \cdot 8760 + \\ &+ \frac{1}{2} \cdot 52 \cdot \left(\frac{8,03}{6,3}\right)^2 \cdot 2463,2) = 1782313,08 \text{ (кВт·год).} \end{aligned}$$

Таблиця 1.7 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{Ti} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
BT1	0,014	9,82	120
BT2	0,012	9,82	90
BT3	0,02	21,22	150
T31	0,018	3,4	140
T32	0,018	6,42	140

Очікуваний збиток:

$$M(3) = y_0 \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{Ti} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (1.17)$$

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

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

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

T_i – час простою елемента, год.

$$M(3)_I = 17 \cdot (0,014 \cdot 5 \cdot 9,82 \cdot 120 + 0,012 \cdot 1 \cdot 9,82 \cdot 90 +$$

$$+0,018 \cdot 1 \cdot 3,4 \cdot 140) = 2195,9 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{II} = 17 \cdot (0,02 \cdot 3 \cdot 21,22 \cdot 150 + 0,018 \cdot 2 \cdot 6,42 \cdot 140) = 4824,1 \text{ тис.грн.}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 47260 + 22 \cdot 10^{-5} \cdot 2023919,41 = 4887,7 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 50740 + 22 \cdot 10^{-5} \cdot 1782313,08 = 4941,67 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$З_I = 0,12 \cdot 47260 + 4887,7 + 2195,9 = 12754,8 \text{ (тис.грн);}$$

$$З_{II} = 0,12 \cdot 50740 + 4941,67 + 4824,1 = 15854,57 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 1.8 – Приведені витрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	47260	50740
Щорічні експлуатаційні витрати	4887.70	4941.67
Очікуваний збиток	2195.90	4824.10
Приведені витрати	12754.80	15854.57

$\Delta Z = 21,7\%$, отже, приймаємо I-й варіант структурної схеми станції.

1.4 Вибір схеми власних потреб станції

Система власних потреб отримує живлення від двох ГТВП, які під'єднуються до генераторів G1 та G6. Споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який підключено до трансформатора зв'язку. Для підвищення надійності системи електропостачання власних потреб 0,4 кВ на її шинах встановлюється пристрій АВР.

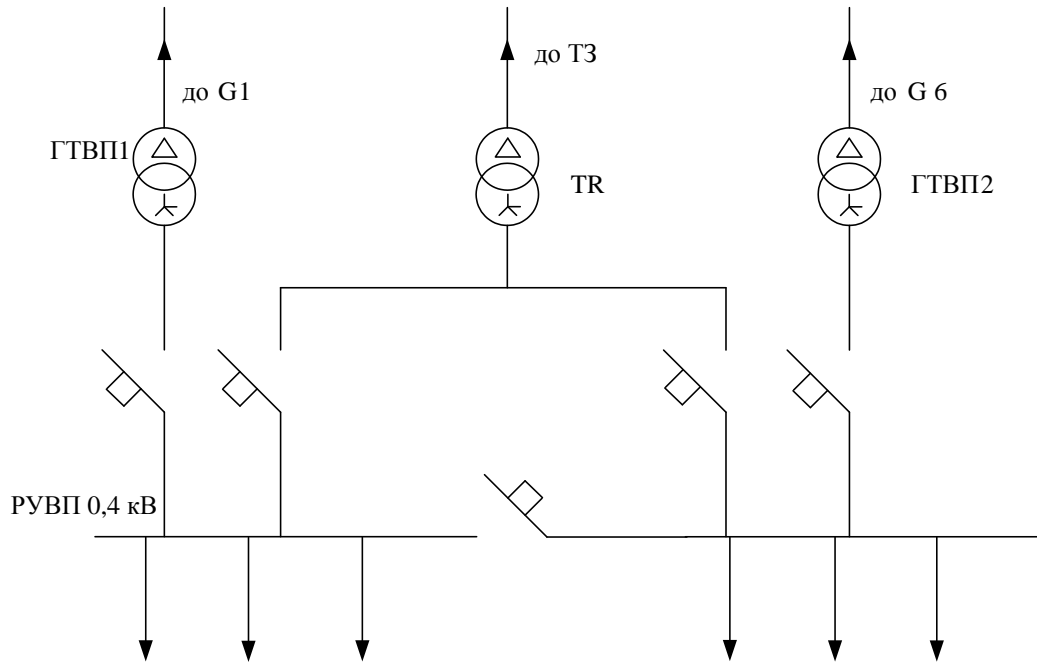


Рисунок 1.3 – Схема власних потреб станції

1.5 Вибір схем ВРУ 35 та 110 кВ

В даному підрозділі обираємо схеми електричних з'єднань розподільних установок. Для ВРУ-35 кВ приймаємо схему чотирикутника (див. рисунок 1.4). [13, 14].

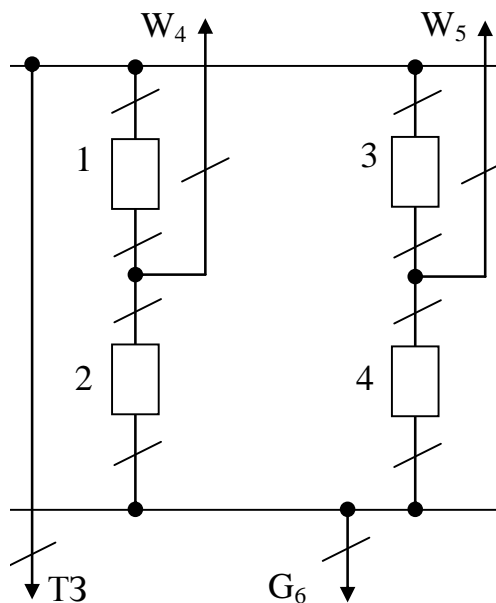
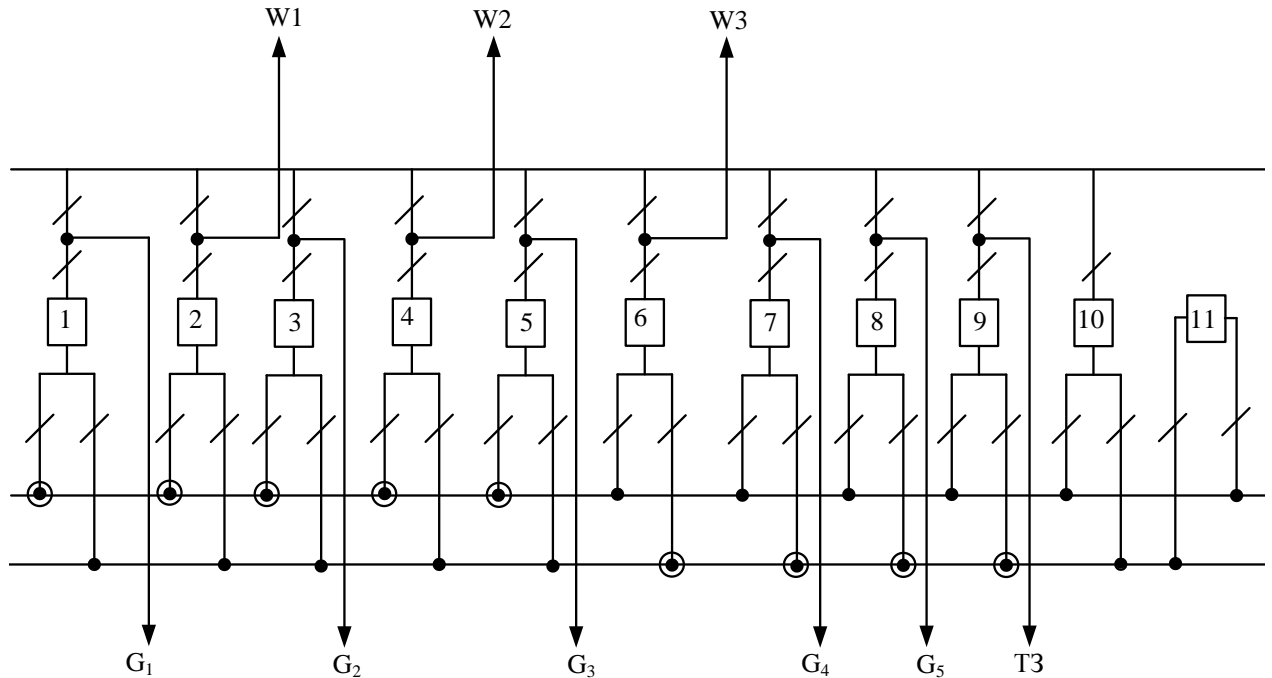


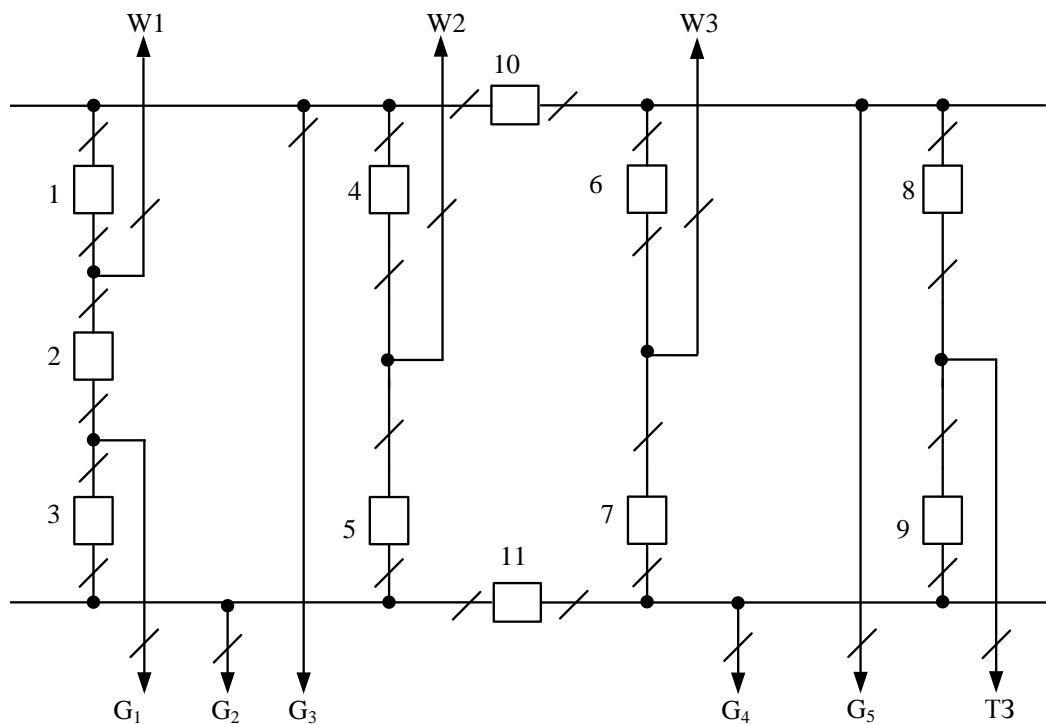
Рисунок 1.4 – Схема ВРУ-35 кВ

Для схеми ВРУ-110 кВ намічаємо два варіанти:

- а) дві системи збірних шин з обхідною;
- б) схема шестикутника (див. рис. 1.5) [13, 14].



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



б) схема зв'язаних багатокутників

Рисунок 1.5 – Варіанти схем ВРУ-110 кВ

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [11]:

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

де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;
 $M(Z)$ – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

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

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;
 C_k – вартість комірки, тис. грн;

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

де $a = 9,4 \%$.

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

Визначаємо очікуваний збиток через перерви живлення внаслідок відмови вимикачів [11]:

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

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок $M(Z)$ проводиться за алгоритмом, наведеним в [11].
 Результати розрахунків зведені в таблицях 1.9 – 1.14.

Таблиця 1.9 – Показники надійності елегазових вимикачів 110 кВ

Напруга, кВ	Складова параметра поточку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{в}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$, год.
	ω_1	ω_2			
110	0,01	0,006	50	0,2	100

Таблиця 1.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-110 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	11	11
Вартість комірки, тис.грн	C_k	2880	2880
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,0060	0,0060
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times$ $(\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0073	0,0073
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,0022831	0,0022831
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9748858	0,9748858
Час простою елемента, год:	$T_o = T_{вим} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{ВП} = T_{в} - T_{в}^2 / (2 \cdot T_{п})$	37,5	37,5
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0058493	0,0058493
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0070777	0,0070777
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000137	0,0000137
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000166	0,0000166

Таблиця 1.11 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (I варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q ₁ Г	0,006	2W,3G – T ₀	–	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}
Q ₂ Л	0,0073	2W,3G – T ₀	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	–	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}
Q ₃ Г	0,006	2W,3G – T ₀	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	–	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}
Q ₄ Л	0,0073	2W,3G – T ₀	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	–	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}
Q ₅ Г	0,006	2W,3G – T ₀	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	–	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}

Продовження таблиці 1.11

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_6 Л	0,0073	W,2G, T3 – T ₀	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	–	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}
Q_7 Г	0,006	W,2G, T3 – T ₀	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	–	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}
Q_8 Г	0,006	W,2G, T3 – T ₀	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	–	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}
Q_9 Г	0,006	W,2G, T3 – T ₀	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	–	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}
Q_{10} Л	0,0073	–	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ W – T _{ВП}	2W,3G – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ W – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ G – T _{ВП}	W,2G,T3 – T ₀ T3 – T _{ВП}	–

Таблиця 1.12 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-110 кВ (II варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	
Q_1 Л	0,0073	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, 2G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, 2G) - T_0$
Q_2 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Г	0,006	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{вп}}$	$2G - T_0$ $G - T_{\text{вп}}$	-	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G + D(2W, G) - T_0$
Q_4 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$2W, G - T_0$	$W, G + D(W, G) - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, 2G) - T_0$
Q_5 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, G) - T_0$	$W, 2G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(W, 2G) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{вп}}$	$W, G - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(G, T3) - T_0$	

Продовження таблиці 1.12

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p = 0,0022831$											
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}	Q_{11}	
Q_7 Л	0,0073	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	-	$W, G, T3 - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G + D(G, T3) - T_0$	$W, G - T_0$
Q_8 Г	0,006	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	-	$G, T3 - T_0$ $T3 - T_{вп}$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 + D(W, G) - T_0$
Q_9 Г	0,006	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$W, G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$	$G, T3 - T_0$ $T3 - T_{вп}$	-	$G, T3 + D(W, G) - T_0$	$G, T3 - T_0$
Q_{10} Г	0,006	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G + D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G, T3 - T_0$	-	$2G + D(W, G, T3) - T_0$ $A - T_{вп}$
Q_{11} Г	0,006	$2G - T_0$	$2G + D(W, G) - T_0$	$3G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$W, 2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G - T_0$	$2G, T3 - T_0$	$2G - T_0$	$2G + D(W, G, T3) - T_0$ $A - T_{вп}$	-

Таблиця 1.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-110 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{вп}$, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
І варіант						
2W,3G	31,8	1	3	2	27	23
		37,5	–	–	–	–
W,2G,T3	25	1	3	1	27	13
		37,5	–	–	–	–
G	9,8	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	45	5
T3	3	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	9	1
ІІ варіант						
3G	31,8	1	–	–	1	–
		37,5	–	–	–	–
2G,T3 W, G + D(G,T3)	25	1	–	–	2	2
		37,5	–	–	–	–
2G W, 2G 2G + D(2W,G) 2G + D(W,G) 2G + D(W,G, T3)	20,8	1	3	–	26	2
		37,5	–	–	–	–
W,G, T3 G, T3 + D(W,G)	14	1	2	–	20	–
		37,5	–	–	–	–
T3	3	1	–	–	–	–
		37,5	–	–	2	–
W, G + D(W,2G) W, G + D(W,G)	9,8	1	–	6	–	54
		37,5	–	–	1	1

Примітка – події, в яких втрати потужності дорівнюють нулю ($\Delta P=0$), в табл. 1.13 не вносимо.

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(3)_I &= 17 \cdot [0,0058493(3 \cdot 1 \cdot 31,8 + 3 \cdot 1 \cdot 25) + 0,0070777(2 \cdot 1 \cdot 31,8 + 1 \cdot 1 \cdot 25) + \\
 &+ 0,0000137 \cdot (27 \cdot 1 \cdot 31,8 + 27 \cdot 1 \cdot 25 + 45 \cdot 37,5 \cdot 9,8 + 9 \cdot 37,5 \cdot 3) + \\
 &+ 0,0000166 \cdot (23 \cdot 1 \cdot 31,8 + 13 \cdot 1 \cdot 25 + 5 \cdot 37,5 \cdot 9,8 + 1 \cdot 37,5 \cdot 3)] = 32,9 \text{ (тис грн)}.
 \end{aligned}$$

Для схеми I варіанта знаходимо додатковий збиток через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [11]:

$$M(З)_{\text{доод}} = y_0 \cdot [K_{2u} \cdot T_u \cdot P_{\Sigma} \cdot \Sigma \omega_i], \quad (1.22)$$

де $K_{2u} = 0,1$; $T_u = 2$ год – час погашення ліній;

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

$$M(З)_{\text{Д}} = 17 \cdot [0,05 \cdot 2 \cdot 58 \cdot (0,0073 \cdot 4 + 0,006 \cdot 7)] = 7,0 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(З)_{\text{Г}} = 32,9 + 7,0 = 39,9 \text{ (тис грн).}$$

$$\begin{aligned} M(З)_{\text{II}} = & 17 \cdot [0,0058493(3 \cdot 1 \cdot 20,8 + 2 \cdot 1 \cdot 14) + 0,0070777(6 \cdot 1 \cdot 9,8) + \\ & + 0,0000137 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 31,8 + 2 \cdot 1 \cdot 25 + 26 \cdot 1 \cdot 20,8 + 20 \cdot 1 \cdot 14 + 2 \cdot 37,5 \cdot 3 + 1 \cdot 37,5 \cdot 9,8) + \\ & + 0,0000166 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 25 + 2 \cdot 1 \cdot 20,8 + 54 \cdot 1 \cdot 9,8 + 1 \cdot 37,5 \cdot 9,8)] = 16,69 \text{ (тис грн).} \end{aligned}$$

Таблиця 1.14 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Числове значення, тис. грн	
	1 варіант	2 варіант
Капітальні витрати	31680.0	31680.0
Щорічні витрати	2977.92	2977.92
Очікуваний збиток	32.9	16.69
Приведені затрати	7762.82	7746.61

$\Delta Z = 0,2 \% < 5\%$, отже, приймаємо для ВРУ-110 кВ типову схему – схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною» (I варіант).

1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання (КЗ) складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 1.6) та визначаємо параметри її елементів:

$$S_{\bar{b}} = 1000 \text{ МВА}; U_{\bar{b}} = U_{\text{сер.ном.}}$$

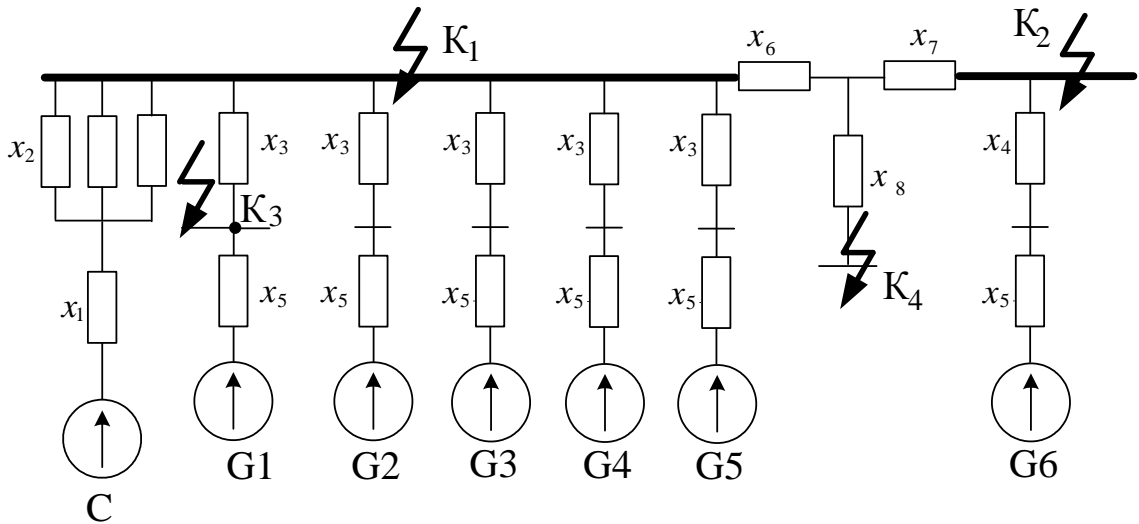


Рисунок 1.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_1 = x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{C.ном}} \quad (1.23)$$

$$x_1 = 0,3 \cdot \frac{1000}{19000} = 0,016;$$

ЛЕП:

$$x_2 = x_w = x_{шт} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.ном}^2} \quad (1.24)$$

$$x_2 = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,8;$$

Трансформатор:

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

$$x_3 = x_{BT1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56;$$

$$x_4 = x_{BT2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,69;$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{НОМ } G}}; \quad (1.26)$$

$$x_5 = 0,23 \cdot \frac{1000}{13,75} = 16,73.$$

Трансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB}\% &= 0,5 (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ в-н}\%} - u_{K \text{ с-н}\%}); \\ u_{KC}\% &= 0,5 (u_{K \text{ в-с}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-н}\%}) \\ u_{KH}\% &= 0,5 (u_{K \text{ в-н}\%} + u_{K \text{ с-н}\%} - u_{K \text{ в-с}\%}). \end{aligned} \right\} \quad (1.27)$$

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

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

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

$$x_6 = x_{*BH \text{ ТЗ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,72;$$

$$x_7 = x_{*CH \text{ ТЗ}} = 0;$$

$$x_8 = x_{*HH \text{ ТЗ}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,22.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 1.7).

$$x_9 = x_1 + \frac{x_2}{3};$$

$$x_9 = 0,016 + \frac{0,8}{3} = 0,283;$$

$$x_{10} = x_3 + x_5;$$

$$x_{10} = 6,56 + 16,73 = 23,29;$$

$$x_{11} = \frac{x_{10}}{4};$$

$$x_{11} = \frac{23,29}{4} = 5,823;$$

$$x_{12} = x_4 + x_5;$$

$$x_{12} = 4,69 + 16,73 = 21,42.$$

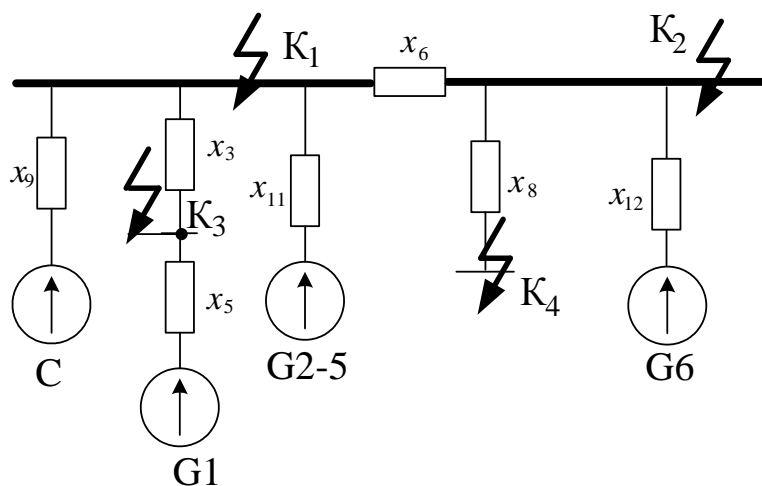


Рисунок 1.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [11]:

$$I_{\Pi, O_i} = \frac{E''_* \cdot I_{\delta i}}{x_{рез*i}} \quad (1.28)$$

де $E''_{*G} = 1,13$, $E''_{*C} = 1$;

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (1.29)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

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

Складові струмів КЗ [11]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{ періодична: } I_{n,t} = \gamma_{n,t} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{ аперіодична: } i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \\ - \text{ ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (1.30)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який визначає максимальне миттєве значення струму КЗ і залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт періодичної складової струму КЗ в момент відключення кола КЗ;

T_a – постійна затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (1.31)$$

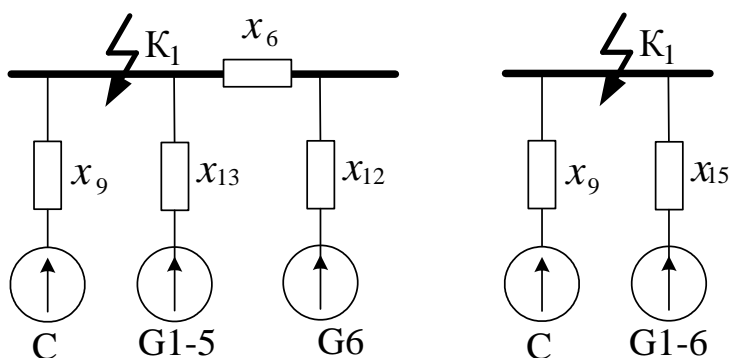
де t_{BB} – власний час вимикання вимикача, с.

Спрощення схем для точок КЗ наведено на рисунках 1.8 – 1.11.

Розрахунок точки К₁

$$x_{13} = x_{10} / 5;$$

$$x_{13} = 23,29 / 5 = 4,66;$$

Рисунок 1.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_{14} = x_6 + x_{12};$$

$$x_{14} = 6,72 + 21,42 = 28,14;$$

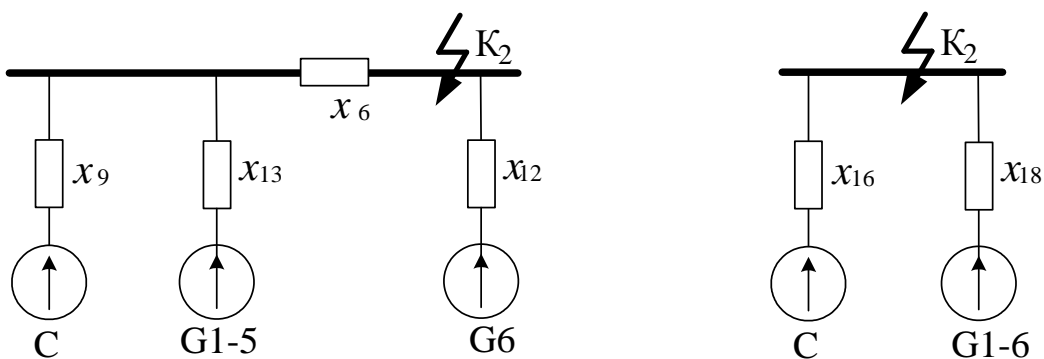
$$x_{15} = \frac{x_{13} \cdot x_{14}}{x_{13} + x_{14}};$$

$$x_{15} = \frac{4,66 \cdot 28,14}{4,66 + 28,14} = 4,0;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,283} = 17,739 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{4,0} = 1,418 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_2

Рисунок 1.9 – Спрощення схеми для точки K_2

Розподіляємо x_8 між x_{11} та x_{15} [4, 5].

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_6 \cdot (x_9 + x_{13}); \\ x_{16} &= x_9 + (x\Delta / x_{13}); \\ x_{17} &= x_{13} + (x\Delta / x_9); \end{aligned} \right\} \quad (1.32)$$

$$x\Delta = 6,72 \cdot (0,283 + 4,66) = 33,22;$$

$$x_{16} = 0,283 + (33,22 / 4,66) = 7,41;$$

$$x_{17} = 4,66 + (33,22 / 0,283) = 122,05;$$

$$x_{18} = \frac{x_{17} \cdot x_{12}}{x_{17} + x_{12}};$$

$$x_{18} = \frac{122,05 \cdot 21,42}{122,05 + 21,42} = 18,222;$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 15,6}{7,41} = 2,105 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 15,6}{18,222} = 0,967 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3

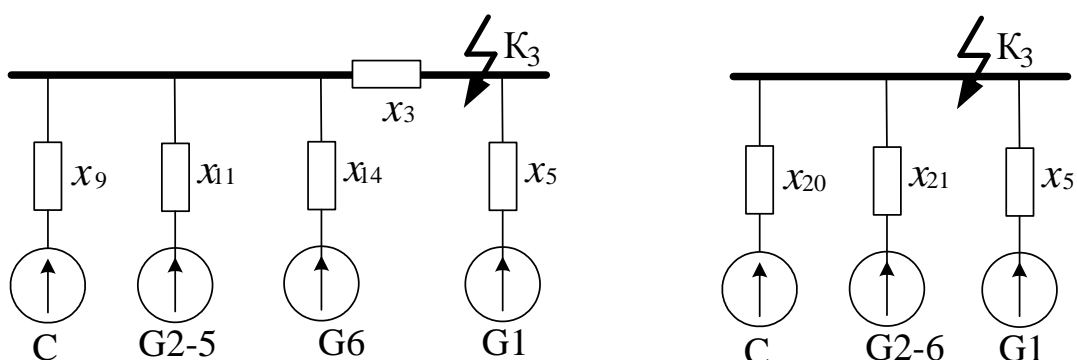


Рисунок 1.10 – Спрощення схеми для точки K_3

$$x_{19} = \frac{x_{11} \cdot x_{14}}{x_{11} + x_{14}};$$

$$x_{19} = \frac{5,823 \cdot 28,14}{5,823 + 28,14} = 4,825;$$

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_3 \cdot (x_9 + x_{19}); \\ x_{20} &= x_9 + (x_{\Delta} / x_{19}); \\ x_{21} &= x_{19} + (x_{\Delta} / x_9); \end{aligned} \right\} \quad (1.33)$$

$$x_{\Delta} = 6,56 \cdot (0,283 + 4,825) = 33,51;$$

$$x_{20} = 0,283 + (33,51 / 4,825) = 7,23;$$

$$x_{21} = 4,825 + (33,51 / 0,283) = 123,23;$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 54,99}{7,23} = 7,606 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G2-6} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{123,23} = 0,504 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G1} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{16,73} = 3,714 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_4

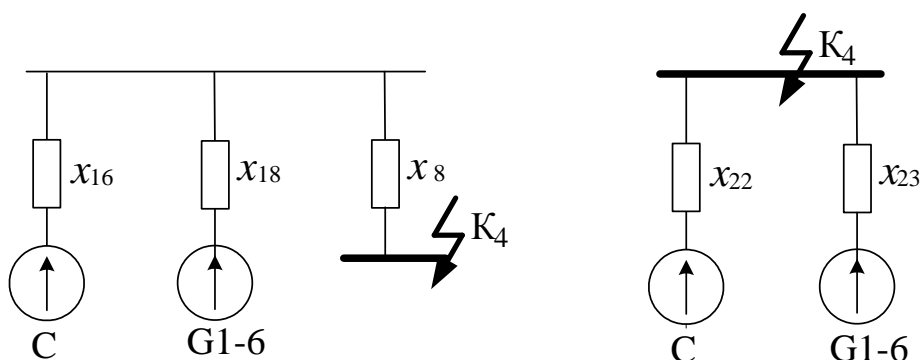


Рисунок 1.11 – Спрощення схеми для точки K_4

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_8 \cdot (x_{16} + x_{18}); \\ x_{22} &= x_{16} + (x_{\Delta} / x_{18}); \\ x_{23} &= x_{18} + (x_{\Delta} / x_{16}); \end{aligned} \right\}$$

$$x_{\Delta} = 4,22 \cdot (7,41 + 18,222) = 108,17;$$

$$x_{22} = 7,41 + (108,17 / 18,222) = 13,346;$$

$$x_{23} = 18,222 + (108,17 / 7,41) = 32,82;$$

$$I_{П,0C} = \frac{1 \cdot 54,99}{13,346} = 4,12 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 54,99}{32,82} = 1,893 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (табл.. 1.15).

Таблиця 1.15 – Вибір вимикачів для розрахунку струмів КЗ

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{В.В.}, \text{ с}$
ВРУ 110 кВ	121PM40-20В	0,035
ВРУ 35 кВ	ОВВ-VBF 35 (ABB)	0,035
Коло генератора	МГГ-10	0,12
НН ТЗ	КРУ типу КУ 10Ц з вимикачем ВР2	0,035

Визначаємо значення коефіцієнтів $\gamma_{n,\tau}$ для генераторних віток [11, 16]:

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{срном}}. \quad (1.34)$$

$K_1 \text{ } G_{1-6}$

$$I'_{ном} = 6 \cdot 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,414 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 1,418 / 0,414 = 3,4. \quad \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

$K_2 \text{ } G_{1-6}$

$$I'_{ном} = 6 \cdot 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1,287 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 0,967 / 1,287 = 0,75 < 1. \quad \gamma_{n,\tau} = 1.$$

$K_3 \text{ а) } G_1$

$$I'_{ном} = 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 0,756 \text{ кА}; \quad \tau = 0,13 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 3,714 / 0,756 = 4,9. \quad \gamma_{n,\tau} = 0,76.$$

$\text{б) } G_{2-6}$

$$I'_{ном} = 5 \cdot 0,756 = 3,78 \text{ кА};$$

$$I_{n.o}/I'_{ном} = 0,504/3,78 = 0,13 < 1. \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

K_4 Г1-6

$$I'_{ном} = 6 \cdot 13,75 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 4,536 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{n.o}/I'_{ном} = 1,893/4,536 = 0,4 < 1. \quad \gamma_{n.\tau} = 1.$$

Таблиця 1.16 – Розрахункові дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n.\tau}$
К ₁ шини 110 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,86	0,8	0,99
К ₂ шини 35 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,86	0,8	1
К ₃ генератор Г1	С-ма	0,13	0,02	1,608	0,002	1
	Г2-6		0,2	1,86	0,522	1
	Г1		0,2	1,86	0,522	0,9
К ₄ НН ТЗ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	Г1-6		0,2	1,86	0,8	1

Таблиця 1.17 – Зведена таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$, кА	i_y , кА	$i_{ат}$, кА	$I_{пт}$, кА	Примітка
К ₁ шини 110 кВ	Система	17,739	40,332	2,644	17,739	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	1,418	3,730	1,601	1,305	
	Сума	19,157	44,062	4,245	19,043	
К ₂ шини 35 кВ	Система	2,105	4,787	0,314	2,105	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	0,967	2,544	1,092	0,967	
	Сума	3,073	7,331	1,406	3,073	
К ₃ генератор Г1	Система	7,606	17,293	0,016	7,606	Ком.апарат. Шини
	Генератори 2-6	0,504	1,326	0,372	0,504	
	Сума (без Г1)	8,110	18,620	0,388	8,110	
	Генератор 1	3,714	9,769	2,742	2,823	
	Повна сума	11,824	28,388	3,130	10,933	
К ₄ НН ТЗ	Система	4,120	9,368	0,614	4,120	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-6	1,893	4,980	2,138	1,893	
	Сума	6,014	14,348	2,752	6,014	

Розраховуємо струми коротких замикань в РУВП-0,4 кВ (точка К-5) при живленні від ГТВП і ТР. Заступна схема наведена на рис. 1.12.

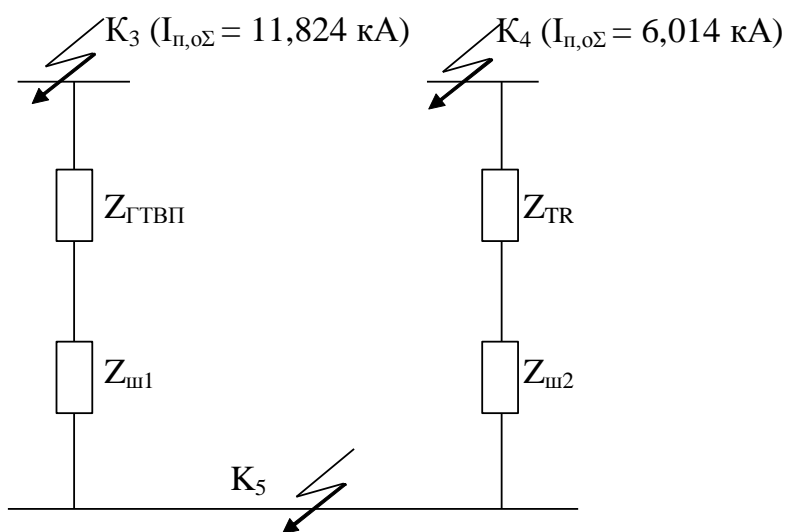


Рисунок 1.12 – Заступна схема електроустановки 0,4 кВ

Параметри трансформаторів [15]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (1.35)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (1.36)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} \quad (1.37)$$

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{max ГТВП} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,3 \text{ А};$$

$$I_{max ТР} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73:

$$I_{ном} = 1600 \text{ A}; q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2; r_{num} = 0,031 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,017 \text{ мОм/м}; l = 12 \text{ м}.$$

$$r_{u1} = 0,031 \cdot 12 = 0,372 \text{ мОм};$$

$$X_{u1} = 0,017 \cdot 12 = 0,204 \text{ мОм};$$

$$r_{u2} = 0,031 \cdot 15 = 0,465 \text{ мОм};$$

$$X_{u2} = 0,017 \cdot 15 = 0,255 \text{ мОм}.$$

Опір енергосистеми, приведений до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о_{\Sigma}}}; \quad (1.38)$$

$$X_{C.BH1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,824} = 0,513 \text{ Ом};$$

$$X_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,014} = 1,01 \text{ Ом}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (1.39)$$

$$X_{c1} = 0,513 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,744 \text{ мОм};$$

$$X_{c2} = 1,01 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,466 \text{ мОм}.$$

Опори ГТВП:

$$Z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{630} = 13,97 \text{ мОм};$$

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{7,3 \cdot 0,4^2}{630^2} = 2,943 \text{ мОм};$$

$$X_{ГТВП} = \sqrt{13,97^2 - 2,943^2} = 13,656 \text{ мОм}.$$

Опори TR:

$$Z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{1000} = 8,8 \text{ мОм};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{1000^2} = 1,792 \text{ мОм};$$

$$X_{TR} = \sqrt{8,8^2 - 1,792^2} = 8,981 \text{ мОм}.$$

Сумарні опори кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП:

$$X_{\Sigma 1} = X_{cl} + X_{ГТВП} + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma 1} = r_{ГТВП} + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,744 + 13,656 + 0,204 = 14,604 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 1} = 2,943 + 0,372 = 3,315 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{14,604^2 + 3,315^2} = 14,98 \text{ мОм};$$

б) при живленні від TR:

$$X_{\Sigma 2} = 1,466 + 8,981 + 0,255 = 10,7 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 1,792 + 0,465 = 2,257 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{10,7^2 + 2,257^2} = 10,94 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [11, 16, 19]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (1.40)$$

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,98} = 15,417 \text{ кА};$$

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,94} = 21,11 \text{ кА}.$$

За розрахунковий струм КЗ на стороні 0,4 кВ приймаємо більший струм при живленні від ТР.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (1.41)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 21,11 = 44,78 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (1.42)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 1,443 = 3,304 \text{ кА};$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot I_{т.ном}; \quad (1.43)$$

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot 1,443 = 4,646 \text{ кА}.$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 21,11 + 3,304 = 24,414 \text{ кА};$$

$$i_{y.\Sigma} = 44,78 + 4,646 = 49,426 \text{ кА}.$$

1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-110 кВ

Максимальні струми [11]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{зр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (1.44)$$

$$I_{maxBT} = \frac{2 \cdot S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (1.45)$$

$$I_{maxTЗ} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (1.46)$$

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

$$I_{max BT} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 76 \text{ А};$$

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

Імпульс квадратичного струму [11]:

$$B_k = I_{н,о}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (1.47)$$

$$B_k = 19,157^2 (0,2 + 0,20) = 146,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-35 кВ

$$I_{maxW} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 310 \text{ А};$$

$$I_{max BT} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 239 \text{ А};$$

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

$$B_{\kappa} = 3,073^2 (0,2 + 0,2) = 3,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Струм в колі генератора G_1 :

$$I_{\max G} = \frac{S_{\Sigma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (1.48)$$

$$I_{\max \Gamma T B \Pi} = \frac{S_{\Gamma T B \Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (1.49)$$

$$I_{\max G} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 796 \text{ A};$$

$$I_{\max \Gamma T B \Pi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa} = B_{\kappa n} + B_{\kappa a} = (B_{nc} + B_{n\epsilon} + B_{n\epsilon c}) + B_{\kappa a} = (I_c^2 + B_{*n\epsilon} \cdot I_{n,o,\epsilon}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{n,o,\epsilon}) \cdot t_{\text{вим}} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n,o,\epsilon}^2 \cdot T_{a,\epsilon} + 4 \cdot I_c \cdot I_{n,o,\epsilon} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,\epsilon})), \quad (1.50)$$

де $t_{\text{вим}} = 0,3 \text{ с}$; $B_{*n\epsilon} = 0,7$; $T^* = 0,82$; $T_{a,\epsilon} = 0,2 \text{ с}$; $I_{n,o,\epsilon} = 3,714 \text{ кА}$;

$I_c = 8,11 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,2 \text{ с}$.

$$B_{\kappa} = (8,11^2 + 0,7 \cdot 3,714^2 + 2 \cdot 8,11 \cdot 3,714 \cdot 0,82) \cdot 0,3 + (8,11^2 \cdot 0,2 + \\ + 3,714^2 \cdot 0,2 + (48,113,714)/(1/0,2 + 1/0,2)) = 65,4 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Сторона НН ТЗ.

$$I_{\max} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ A}.$$

$$B_{\kappa} = 6,014^2 \cdot (0,2 + 0,2) = 14,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{max} = 1443,4 \text{ А.}$$

$$B_K = I_{П.О.С.}^{(3)2} \cdot (t_{вим} + T_{a.ср}) + 1,5 \cdot I_{П.О.Д.}^{(3)2} \cdot T_{a.ср} + 4 \cdot I_{К.Д.}^{(3)} \cdot I_K^{(3)} \cdot T_{a.ср}, \quad (1.51)$$

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

$$t_{вим} = t_{св} + t_a$$

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

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат типу ЕО40С серії “Електрон” :

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

$$I_{a.ном} = 1000 \text{ А} > I_{max} = 909,3 \text{ А};$$

$$ГКС = 40 \text{ кА} > i_y = 31 \text{ кА};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_k = 21,11^2(0,31+0,03)+1,5 \cdot 3,304^2 \cdot 0,03+4 \cdot 21,11 \cdot 3,304 \cdot 0,03 = 160,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

2 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН ТА ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

2.1 Вибір комутаційних апаратів

За результатами розрахунків струмів навантаження у нормальному, обтяженому та аварійному режимах проведемо вибір комутаційних апаратів. Проводимо вибір вимикачів та роз'єднувачів в табличній формі (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

ВРУ – 110 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20B	РНДЗ.1-110/1000У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 328$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,т} = 19,043$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{а,т} = 4,245$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} =$ $= 16,925$ кА	—
$I_{п,о} = 19,157$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 44,062$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 146,8$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3200$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3969$ кА ² ·с
ВРУ – 35 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	OVB-VBF 35	РНДЗ.1-35/1000У1
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max} = 396$ А	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,т} = 3,073$ кА	$I_{вим.ном} = 25$ кА	—
$i_{а,т} = 1,046$ кА	$i_{а.ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} =$ $= 8,46$ кА	—
$I_{п,о} = 3,073$ кА	$I_{дин} = 25$ кА	—
$i_y = 7,331$ кА	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{дин} = 63$ кА
$B_k = 3,8$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2500$ кА ² ·с

Продовження таблиці 2.1

Генератор G1		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГГ-10-2000-45У3	РВР3-1-10/4000У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 796 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 8,11 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 45 \text{ кА}$	-
$i_{a,т} = 2,742 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 = 0 \text{ кА}$	-
$\sqrt{2} I_{п,т} + i_{a,т} = 14,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{вим.ном} (1 + \beta_H) =$ $\sqrt{2} \cdot 45 =$ $= 63,64 \text{ кА}$	
$I_{п,о} = 8,11 \text{ кА}$	$I_{дин} = 45 \text{ кА}$	-
$i_y = 18,62 \text{ кА}$	$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	180
$B_k = 65,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 4 = 81000$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 71^2 \cdot 4 = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-10 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР2	Комірка КРУ типу КУ 10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 55 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п,т} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	
$i_{a,т} = 2,138 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 20 = 9,87$ $\text{кА};$	
$I_{п,о} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_y = 9,368 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	
$B_k = 14,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	

2.2 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 328 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 19,157 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 44,062 \text{ кА} < 50 \text{ кА}..$$

Встановлюємо провід марки АС 120/19 [13]:

$$d = 15,2 \text{ мм}; I_{дон} = 390 \text{ А}; D = 300 \text{ см}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{max} = 328,4 \text{ A} < I_{дон} = 390 \text{ A}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

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

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

Перевірка на коронування [11].

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (2.1)$$

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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.2)$$

де $m = 0,82$ коефіцієнт жорсткуватості проводів;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}}, \quad (2.3)$$

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ кВ/см;}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,76 \cdot \lg \frac{378}{0,76}} = 20,9 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 20,9 = 22,363 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 33,368 = 30,031 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора

Визначаємо економічний переріз [11]:

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

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

$j_{ек}$ – економічна густина струму [11], А/мм².

$$I_{норм} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72,2 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{72,2}{1,3} = 55,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 70/11: $d = 11,4$ мм; $I_{дон} = 265$ А.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,686 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,633 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 26,633 = 28,497 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 34,686 = 31,217 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{норм} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{84}{1,3} = 64,6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 70/11: $d = 11,4 \text{ мм}$; $I_{дон} = 265 \text{ А}$.

ВРУ-35 кВ.

а) збірні шини:

$$I_{max} = 396 \text{ А};$$

$$I_{П,О} = 3,073 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 7,331 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Приймаємо провід марки АС 150/19: $d = 16,8 \text{ мм}$; $I_{дон} = 450 \text{ А}$.

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$I_{норм} = \frac{13,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 226,8 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{226,8}{1,3} = 174,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 185/24: $d = 18,9 \text{ мм}$; $I_{дон} = 520 \text{ А}$.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$I_{норм} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,9 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{263,9}{1,3} = 203 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 205/27.

Коло генератора.

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

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

$$I_{max} = 796 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 28,388 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-10 кВ.

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

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

$$I_{max} = 55 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 14,348 \text{ кА} \leq i_{дин} = 51 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо шинопровід марки ШМА73 [11]:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А}; > I_{max} = 1443,4 \text{ А};$$

$$q = 2(90 \cdot 8) = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c}; \quad (2.5)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{160,4 \cdot 10^6}}{90} = 140,7 \text{ мм}^2 < q = 1440 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Фази розташовуємо горизонтально, відстань між фазами: $a = 0,20 \text{ м}$, шини на ізоляторах встановлюємо на ребро.

Момент інерції та опору [11]:

$$I = h \cdot \frac{b^3}{6}; \quad (2.6)$$

$$W = h \cdot \frac{b^2}{3}; \quad (2.7)$$

$$I = \frac{9 \cdot 0,8^3}{6} = 0,77 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{9 \cdot 0,8^2}{3} = 1,92 \text{ см}^3.$$

Довжина прогону між ізоляторами:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}; \quad (2.8)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,77}{14,4}} = 0,2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 0,45 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 0,45 \text{ м}$.

Перевірка на механічну міцність

Напруженість в матеріалі шин:

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}; \quad (2.9)$$

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{49,426^2 \cdot 0,45^2}{0,2 \cdot 1,92} = 22,3 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 40 \text{ МПа}..$$

Умова виконується.

2.3 Вибір кабелів для живлення двигунів власних потреб

Вибираємо кабель для живлення електродвигуна власних потреб типу АИР 112М4: $P_{\text{д.ном}} = 5,5 \text{ кВт}$; $I_{\text{д.ном}} = 11,7 \text{ А}$; $U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В}$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,83$; $\nu_0 = 30^\circ$, $T_{\text{max}} = 2600 \text{ год}$.

Економічний переріз кабеля [4, 5]:

$$q_{ек} = \frac{11,7}{3,5} = 3,3 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо мідний кабель перерізом 10 мм^2 , $I_{доп.ном} = 95 \text{ А}$.

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{160,4 \cdot 10^6}}{160} = 79,1 \text{ мм}^2.$$

Остаточно приймаємо переріз кабеля 95 мм^2 , $I_{доп.ном} = 360 \text{ А}$.

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) для ЛЕП-110 кВ. Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму наведено в табл. 2.2, 2.3.

Таблиця 2.2 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму типу ІМВ 123-170

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{max} = 328 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А};$
$i_y = 44,062 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА};$
$B_k = 146,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,5 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 30 \text{ Ом}.$

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

2) схема з'єднань обмоток ТС: повна зірка;

3) $l_{розр} = 75 \text{ м}.$

Таблиця 2.3 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, ВА, фази		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	САЗ-І-670	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	С4Р-І676	2,5	-	2,5
РАЗОМ:		6,5	0,5	6,5

Загальний опір приладів [11, 18]:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (2.10)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{6,5}{1^2} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір проводів

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.11)$$

$$r_{\text{пр}} = 30 - 6,5 - 0,1 = 23,4 \text{ Ом.}$$

Розрахунковий переріз проводів

$$q_{\text{розр}} = \frac{S \cdot l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}; \quad (2.12)$$

$$q_{\text{розр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{23,4} = 0,09 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо за умовою міцності контрольний кабель марки АКРВГ перерізом $q = 2,5 \text{ мм}^2$, $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Вторинне навантаження

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 100}{2,5} + 6,5 + 0,1 = 7,5 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу СРВ 123 (табл. 2.4):

$$U_{1\text{ном}} = \frac{110000}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{дон}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{18^2 + 21,75^2} = 28,2 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{дон}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо кабель перерізом 2,5 мм².

Таблиця 2.4 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S _{обм} , ВА	n _{обм} , шт	cos φ	sin φ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3	–
Лічильник активної енергії	I-670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,25
Лічильник реактивної енергії	I-676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							18	21,75

Обираємо аналогічно вимірювальні трансформатори на станції та результати вибору наводимо в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Гідрогенератор	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: – сторона ВН – сторона НН	ТВТ110-III-2000/1 ТШЛ-10	– –
Блочний трансформатор БТ2: – сторона ВН – сторона НН	ТВТ35-III-600/5 ТШЛ-10	– –
Трансформатор зв'язку: – сторона ВН – сторона СН – сторона НН	ТВТ110-III-2000/1 ТФЗМ-35А ТПЛ-10	– – ЗНОЛ.06-10У3
ГТВП: – сторона ВН – сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	– –
Пускорезервний ТВП: – сторона ВН – сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	– –
ВРУ-110 кВ	ІМВ 123-170	СРВ 123
ВРУ-35 кВ	ІМВ 72	СРВ 72
ВРУ-0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.5 Вибір акумуляторної батареї

На гідроелектростанціях потужністю до 1000 МВт обирають одну акумуляторну батарею (АБ), яка має елементний комутатор для регулювання напруги і працює в режимі постійного підзаряду.

Вихідні дані для розрахунку (табл.. 2.6):

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_n = 220$ В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{нз} = 2,15$ В;
- напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75$ В;
- напруга наприкінці заряду: $U_з = 2,75$ В;

- кількість основних елементів батареї: $n_o = 108$;
- кількість додаткових елементів: $n_d = 22$;
- загальна кількість елементів: $n = 130$.

Розрахункова тривалість аварійного навантаження складає 0,5 год, а температура електроліту $+25\text{ }^\circ\text{C}$ ($j = 25\text{ A/N}$).

Таблиця 2.6 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	n, шт	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	200	-	120	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслососа ущільнень генератора	6	2	12	10	32,5	60	-
Електродвигун аварійного маслососа системи змащування турбіни	6	5	30	26	70	156	420
РАЗОМ:						391	475

Типовий номер АБ [11]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.13)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{391}{25} = 16,4.$$

Перевіряємо АБ за максимальним струмом поштовху

$$N \geq \frac{I_{ном}}{46}; \quad (2.14)$$

$$N \geq \frac{475}{46} = 10,3.$$

Приймаємо найближчий типорозмір $N = 18$, батарея типу Varta.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах короткочасового навантаження

$$j_n = \frac{I_{ном}}{N}; \quad (2.15)$$

$$j_n = \frac{475}{18} = 26,4 \text{ A/N.}$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 92% [11], що більше допустимого значення 85%.

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{noc} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.16)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 18 = 27,7 \text{ A.}$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.дод} &= 0,05 N; \\ U_{ПЗП.дод} &= U_{ПЗ} \cdot n_{дод} \end{aligned} \right\}, \quad (2.17)$$

$$I_{ПЗП.дод} = 0,05 \cdot 18 = 0,9 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{3П} &= 5 \cdot N + I_{noc} \\ U_{3П} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}; \quad (2.18)$$

$$I_{3П} = 25 + 5 \cdot 18 = 115 \text{ A};$$

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

Вибираємо ЗП типу ТППС-800.

2.6 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг [13]:

- | | |
|---|-----------|
| 1) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ3 та трансформатора зв'язку | ОПН-110У1 |
| 2) ЛЕП-35 кВ, сторона СН трансформатора зв'язку та сторона ВН БТ4 | ОПН-35 У1 |
| 3) сторона НН блочних трансформаторів | ОПН-10 У1 |
| 4) сторона НН трансформатора зв'язку | ОПН-10У1 |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП-110 кВ високочастотні загороджувачі типу : ВЗ-630-0,5 У1.

2.7 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з металевих горизонтальних полос 40×4 мм, яка доповнюється по периметру вертикальними заземлювачами діаметром 20 мм.

Вихідні дані для розрахунку (рис. 2.1):

- площа ЗП: $S = 52 \times 92 = 4784 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 700 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

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

- глибина закладання заземлення: $t = 0,7 \text{ м};$
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 32 \text{ шт};$
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 4,5 \text{ м}.$

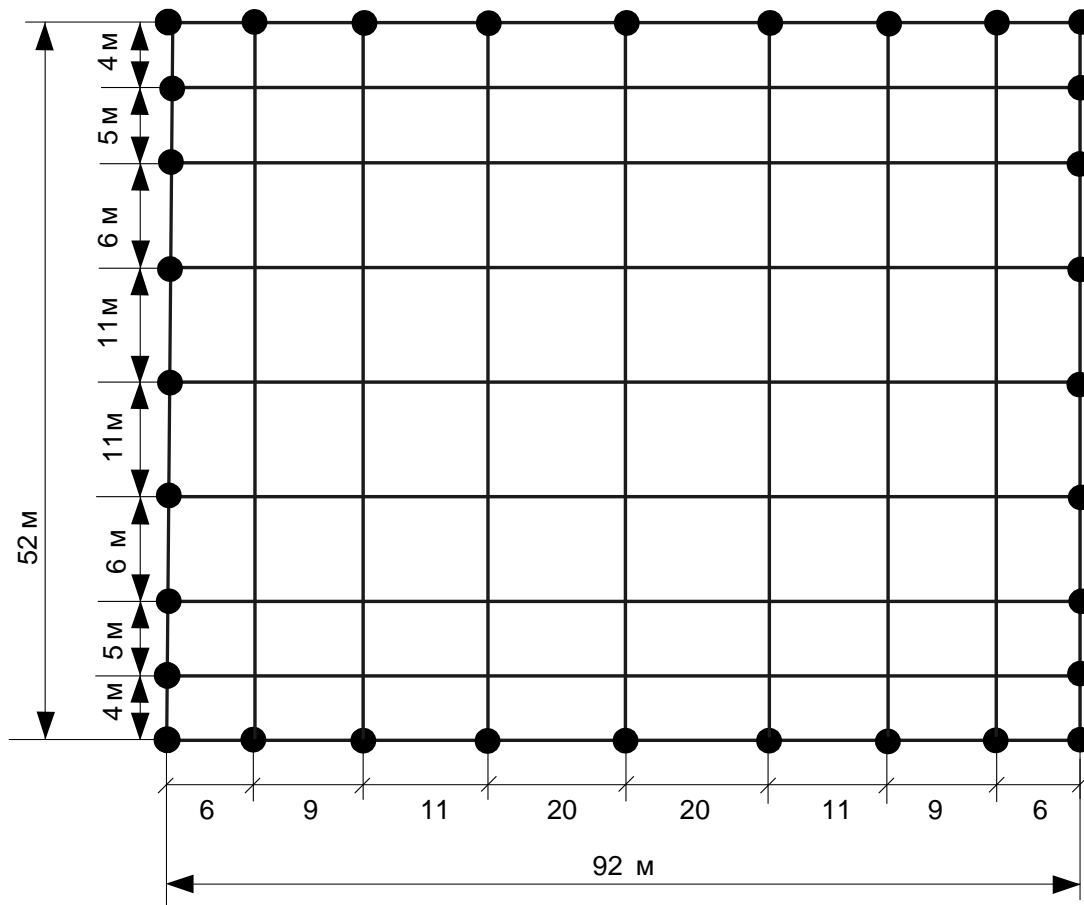


Рисунок 2.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g;$$

$$a = 2(52 + 92) / 32 = 9,0 \text{ м}.$$

Розрахуємо такі величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 700/140 = 5;$$

$$a/l_g = 9/45 = 2,0;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{4784} = 69,2 \text{ м};$$

$$\frac{h-t}{l_g} = \frac{2-0,7}{4,5} = 0,3.$$

Опір заземлювального пристрою [11, 13]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B} \leq R_{3,дон} = 0,5 \text{ Ом}, \quad (2.19)$$

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

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

L_2, L_g – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (2.20)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.21)$$

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,7}{69,2} = 0,075 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,075 = 0,321;$$

$$L_2 + L_g = (52 \cdot 9 + 92 \cdot 9) + 4,5 \cdot 32 = 1440 \text{ м.}$$

З [26] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,48$.

$$\rho_{екв} = 1,48 \cdot 140 = 207,2 \text{ Ом·м.}$$

$$R_3 = 0,321 \cdot \frac{207,2}{69,2} + \frac{207,2}{1440} = 1,105 > R_{3,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до штучних заземлювачів природні заземлювачі, які є на території ВРУ:

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

б) фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{1.105 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1.105 \cdot 1,1 + 1.105 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,38 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Обраний заземлювальний пристрій ВРУ-110 кВ задовольняє вимогам для мереж з ефективно-заземленою нейтраллю.

3 ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Вплив навантаження трансформатора на зношування ізоляції.

Навантажувальна здатність трансформаторів

Термін роботи (експлуатації) трансформаторів визначається його зносом ізоляції під впливом в першу чергу температури при змінних навантаженнях, напругах та умовах охолодження. До кінця терміну служби ізоляція повністю зношується, а трансформатор постійно може вийти в аварійний режим. Розрахунковий термін служби трансформатора в номінальному режимі становить приблизно 20 – 40 років.

Навантажувальна здатність трансформатора – це спроможність трансформатора працювати з навантаженнями, що перевищують номінальні значення, за певних умов експлуатації. Тут враховується температура навколишнього середовища, величина попереднього та подальшого навантаження, допустима температура окремих частин трансформатора [21].

Ізоляція масляних трансформаторів відноситься до класу нагрівостійкості А. За номінальну температуру θ_n найбільш нагрітої точки обмотки масляних трансформаторів, згідно рекомендацій Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), прийнята температура $\theta_n = 98^\circ\text{C}$.

МЕК рекомендує оцінювати термін служби ізоляції класу А за формулою [21]:

$$V = c \cdot e^{-\alpha \cdot \vartheta}, \quad (3.1)$$

де $c = (7,5 \div 1,5) \cdot 10^4$ років;

$\alpha = 0,115$ – постійні коефіцієнти (для діапазону температур 80–140 °C);

ϑ – температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки, °C.

На практиці користуються відносним терміном служби ізоляції, а не абсолютним:

$$v = \frac{V}{V_n} = e^{-\alpha(\vartheta - \vartheta_n)}, \quad (3.2)$$

або відносним зносом ізоляції

$$F = \frac{1}{v} = e^{\alpha(\vartheta - \vartheta_n)}, \quad (3.3)$$

де V_n – термін служби ізоляції при нормальній температурі ϑ_n в найбільш нагрітій точці ізоляції обмотки.

Відносний знос ізоляції F показує, у скільки разів знос ізоляції при заданій температурі у найбільш нагрітій точці обмотки ϑ відрізняється від зносу за нормальної температури ($\vartheta_n = 98^\circ\text{C}$) протягом однакового часу роботи. Оскільки відносний знос ізоляції $F = 1$ при $\vartheta_n = 98^\circ\text{C}$, то можна розрахувати, що при $\vartheta = 86^\circ\text{C}$ відносний знос $F = 0,25$ (відносний термін служби $v = 4$), а при $\vartheta = 110^\circ\text{C}$ – відносний знос $F = 8$ ($v = 0,125$).

Трансформатори зазвичай працюють за змінним графіком навантаження. При цьому якщо значення максимального навантаження не перевищує номінальної потужності трансформатора, то температура обмоток і масла змінюється в діапазоні температур, менших за нормальну. Тому знос ізоляції $F < 1$, що дає можливість без збитків відносно терміну служби трансформатора збільшувати його навантаження понад номінальне на деякий короткий час.

Розрахунки навантажувальної здатності проводять для визначення прогнозних можливих для конкретного трансформатора графіків навантаження за відомих значень часу та величини навантаження або для перевірки допустимості графіка навантаження, який задається. Ці задачі розв'язуються під час вибору трансформаторів за потужністю.

Робота трансформатора з потужністю більше номінальної називається перевантаженням. Перевантаження бувають систематичні й аварійні.

Систематичні перевантаження властиві для змінного графіка навантаження (річного, добового, місячного), *аварійні перевантаження* виникають у разі необхідності забезпечити споживачів електроенергією, незважаючи на перевантаження трансформатора і можливе зменшення його терміну служби [21].

Величина систематичних перевантажень залежить від середнього зносу ізоляції F_{cp} , який не має бути більшим 1:

$$F_{cp} = \sum F_i \cdot t_i / T \leq 1, \quad (3.4)$$

де F_i, t_i – відносний знос ізоляції, що відповідає i -му навантаженню тривалістю t_i ;

$T = \sum t_i$ – тривалість графіка навантаження, що розглядається; зазвичай це доба, 24 години.

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

При розрахунку зносу ізоляції для систематичних перевантажень використовують такі додаткові обмеження:

- максимальне перевантаження $K_m \leq 1,5$,
- максимальна температура обмотки в найбільш нагрітій точці $\vartheta_{o.ннт} \leq 140^\circ C$, температура масла у верхніх шарах $\vartheta_m \leq 95^\circ C$;

Для аварійних перевантажень ці обмеження такі:

- максимальне навантаження $K_m \leq 2,0$;
- температура обмотки в найбільш нагрітій точці $\vartheta_{o.ннт} \leq 160^\circ C$ (для класів напруги до 110 кВ) та $\vartheta_{o.ннт} \leq 140^\circ C$ (для класів напруги понад 110 кВ);
- температура масла у верхніх шарах $\vartheta_m \leq 115^\circ C$.

Обмеження за потужністю визначаються характеристиками вводів та пристроїв регулювання напруги.

3.2 Розрахунок відносного зносу ізоляції

Згідно стандарту ГОСТ 14209-85 розрахунок відносного зносу ізоляції трансформатора проводиться у такій послідовності:

1. Перетворюють добовий графік навантаження у двоступеневий.
2. Розраховують тепловий режим трансформатора для еквівалентного графіка навантаження.
3. Розраховують відносний знос ізоляції.

3.2.1 Перетворення графіка навантаження

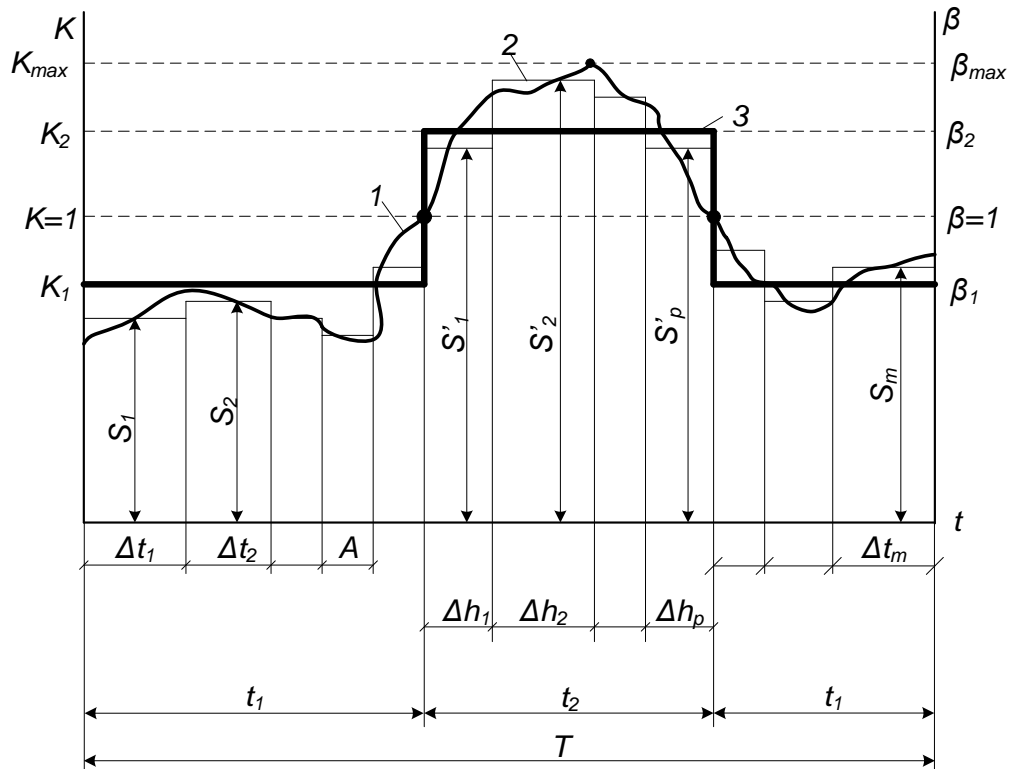
На безперервному або дискретному графіку навантаження $\beta(t)$, який отримується за даними вимірювань або розрахунків (рис. 3.1), виділяються інтервали часу t_1 та t_2 , на яких навантаження $K_1 \leq 1$ та $K_2 \geq 1$. Далі реальний графік навантаження 1 замінюється на еквівалентний в тепловому відношенні багатоступеневий графік 2, який потім зводиться до еквівалентного прямокутного двоступеневого графіка 3. Багатоступеневий графік отримують еквівалентуванням на інтервалах часу Δt , порівняних з постійною часу нагрівання обмотки (порядка 0,5 год.).

Потім визначають початкове еквівалентне навантаження K_1 на інтервалі t_1 :

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_n^2 \cdot \Delta t_m)}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (3.5)$$

де $S_i, \Delta t_i$ – навантаження та тривалість i -го інтервалу еквівалентного багатоступеневого графіка навантаження на інтервалі t_1 .

За формулою (3.5) визначають середнє навантаження K_2 на інтервалі t_2 та перевіряють обмеження з перевантаження $K_2 \leq K_m$.



1 – реальний графік навантаження;

2 – багатоступеневий еквівалентний графік навантаження;

3 – двоступеневий еквівалентний графік навантаження

Рисунок 3.1 – Перетворення графіка навантаження трансформатора

3.2.2 Розрахунок теплового режиму трансформатора для еквівалентного графіка навантаження

Визначають температуру масла у верхніх шарах:

$$\vartheta_m = \vartheta_{охл} + \theta_m, \quad (3.6)$$

де $\vartheta_{охл}$ – температура охолоджувального середовища (повітря, вода), °С;

θ_m – перевищення температури масла у верхніх шарах над температурою охолоджувального середовища, °С.

Визначають температуру обмотки в найбільш нагрітій точці:

$$\vartheta_{\text{ннт}} = \vartheta_{\text{охл}} + \theta_{\text{м}} + \theta_{\text{ннт.м}}, \quad (3.7)$$

де $\theta_{\text{ннт.м}}$ – перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою масла у верхніх шарах, °С.

Рівняння (3.6) діє (виконується) в усталеному і в перехідних теплових режимах. Якщо навантаження тривають більше 0,5 години можна не враховувати постійну часу нагрівання обмотки та вважати, що при стрибкоподібній зміні навантаження перевищення температури найбільш нагрітої обмотки над температурою масла у верхніх шарах $\theta_{\text{ннт.м}}$ також змінюється аналогічно.

Для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження визначають усталене значення перевищення температури масла $\theta_{1\text{м}}$ та $\theta_{2\text{м}}$ для кожного ступеня K_1 та K_2 :

$$\theta_{\text{м}} = \theta_{\text{м.ном}} \cdot \left[\frac{(1 + d \cdot K_1^2)}{1 + d} \right]^x, \quad (3.8)$$

де $\theta_{\text{м.ном}}$ – перевищення температури масла у верхніх шарах над температурою охолоджувального середовища в номінальному режимі (див. табл. В.1 дод. В);

$$d = \frac{P_{\text{кз}}}{P_{\text{хх}}} \text{ – відношення втрат короткого замикання до втрат холостого}$$

ходу трансформатора;

x – показник, який залежить від системи охолодження трансформатора:

- $x = 0,9$ для трансформаторів з охолодженням типу М та Д;

- $x = 1$ для трансформаторів з охолодженням типу Ц та ДЦ (див.

табл. В.1 дод. В).

Вважають відомим з розрахункових (заводських) даних трансформатора

усталене перевищення температури масла у верхніх шарах $\theta_{м.ном}$ над температурою навколишнього середовища при номінальному навантаженні:

Щоб визначити графік перевищення температури масла над температурою охолоджувального середовища в перехідному режимі, необхідно задатись початковим значенням θ_0 для першої сходинки і визначити кінцеві значення $\theta'_1, \theta'_2, \dots, \theta'_n$ для кожної сходинки, починаючи від першої до останньої за виразом:

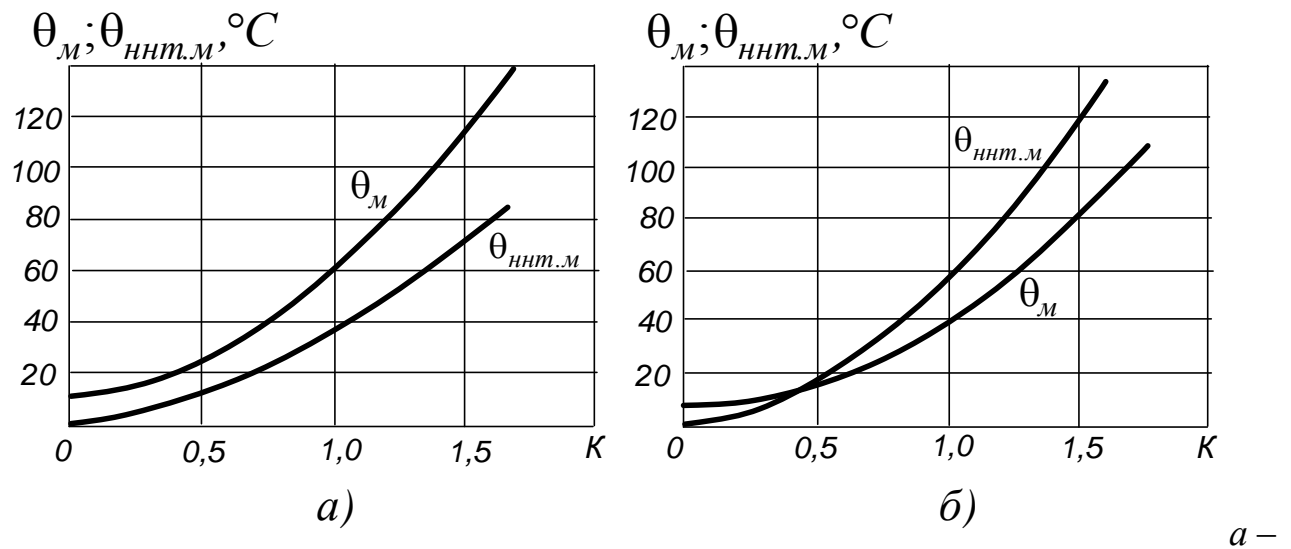
$$\left. \begin{aligned} \theta'_1 &= \theta_0 + (\theta_{y1} - \theta_0) \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_1}{\tau}\right)} \right] \\ \theta'_2 &= \theta'_1 + (\theta_{y2} - \theta'_1) \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_2}{\tau}\right)} \right] \\ \theta'_n &= \theta'_{n-1} + (\theta_{yn} - \theta'_{n-1}) \cdot \left[1 - e^{\left(\frac{-\Delta t_n}{\tau}\right)} \right] \end{aligned} \right\}, \quad (3.9)$$

де τ – теплова стала часу нагрівання трансформатора;

$\theta_{y1}, \theta_{y2}, \dots, \theta_{yn}$ – перевищення температури масла у верхніх шарах над температурою охолоджувального середовища в усталеному стані за навантажень $K_1, K_2 \dots K_n$, які можна визначити за відповідними кривими на рис. 3.2.

Теплова стала часу нагрівання трансформатора τ задається заводом-виробником. За відсутності таких даних слід прийняти τ залежно від системи охолодження трансформатора:

- $\tau = 3$ год. – для трансформаторів з охолодженням типу М та Д;
- $\tau = 2$ год. – для трансформаторів з охолодженням типу Ц та ДЦ.



a – трансформатори з системами охолодження M та D ;

b – трансформатори з системами охолодження Ц та ДЦ

Рисунок 3.2 – Залежність перевищень температури масла у верхніх шарах над температурою навколишнього середовища та перевищень температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою масла в усталеному режимі

За результатами розрахунків виконують побудову графіків зміни температури масла у верхніх шарах θ_M та температури найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки $\theta_{\text{ннт}}$. Вважають, що до початку інтервалу перевантаження t_2 (точка А на рисунку 3.1) температурний режим трансформатора є усталеним і визначається навантаженням K_1 . В кінці інтервалів нагрівання ($t = t_2$) та охолодження ($t = t_1$) справедливі вирази, які визначаються за (3.9).

За результатами будують графіки нагрівання (охолодження) трансформатора, які показано на рисунку 3.3, за якими перевіряють температурні обмеження за $\theta_{\text{ннт}}$ та t_2 та за допомогою яких виконують розрахунок відносного зносу ізоляції F .

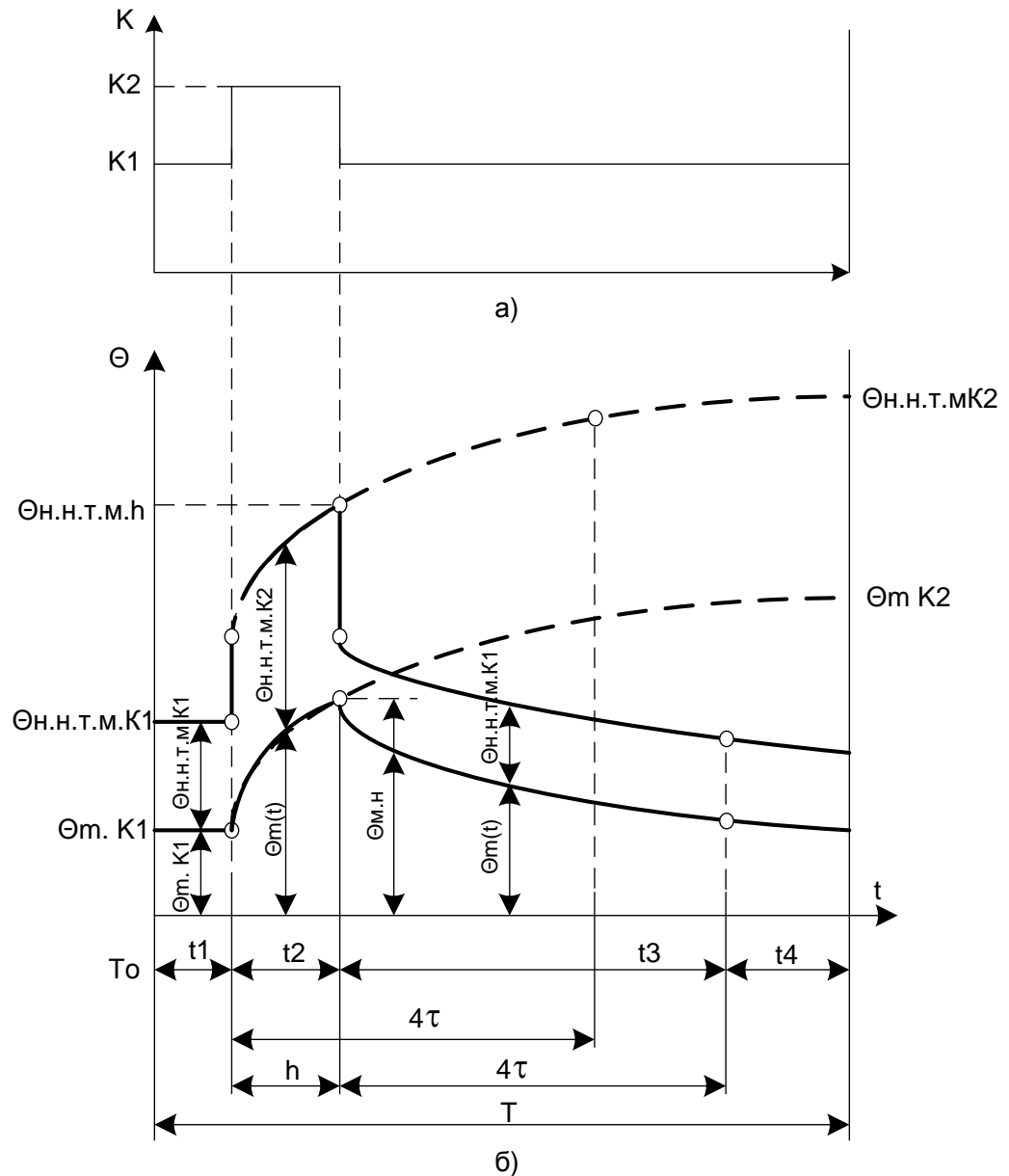


Рисунок 3.3 – Визначення теплового стану трансформатора (б) для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження (а)

3.2.3 Розрахунок відносного зносу ізоляції

Відповідно до формул (3.1)÷(3.3) термін служби та знос ізоляції визначається тільки температурою. Тому спочатку графік температури найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки трансформатора $\theta_{ннм}(t_2)$, який отримано за результатами теплового розрахунку і наведено на рисунку 3.3, розбивається на часові інтервали Δt_i так, щоб різниця температур на кінцях кожного інтервалу не перевищувала 6°C . Потім знаходять середні температури

найбільш нагрітої точки на кожному інтервалі θ_{icp} , за якими ведеться розрахунок відносного зносу ізоляції.

Загальний відносний знос за період часу T , що розглядається, складає:

$$F = \sum F_i, \quad (3.10)$$

де

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} \cdot 2^{\frac{(\theta_{icp} - \theta_{баз})}{\Delta}}, \quad (3.11)$$

де θ_{icp} – середня температура найбільш нагрітої точки обмотки на інтервалі Δt_i ;

$\theta_{баз} = 98 \text{ } ^\circ\text{C}$ – базисна температура для класу нагрівостійкості А;

$\Delta = 6 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температурний інтервал, при змінюванні на який, термін служби ізоляції класу А змінюється в два рази;

T – тривалість інтервалу повторювання навантаження, під час якого виникають систематичні перевантаження трансформатора.

Після розрахунку зносу виконують аналіз результатів розрахунку

1. *Еквівалентний графік навантаження.* Якщо $K_2 \leq 1,5$, то переходять до наступного етапу розрахунку. Якщо $K_2 > 1,5$, то навантаження, які відображає даний графік, не можуть належати до систематичних перевантажень, а трансформатор даної потужності не витримує вказаний графік навантаження. В цьому випадку необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора. Подальший розрахунок в цьому випадку не проводиться.

2. *Тепловий режим трансформатора.* Якщо температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки не перевищує $140 \text{ } ^\circ\text{C}$ і температура масла у верхніх шарах не перевищує $95 \text{ } ^\circ\text{C}$, то переходять до наступного етапу розрахунку. Якщо температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки перевищує $140 \text{ } ^\circ\text{C}$ і (або) температура масла у верхніх шарах перевищує $95 \text{ } ^\circ\text{C}$, то навантаження, які відображає даний графік, не є систематичними

перевантаженнями. Висновки збігаються з висновками попереднього етапу розрахунку.

3. *Розрахунок відносного зносу ізоляції.* Якщо відносний знос ізоляції $F \leq 1$, то трансформатор даної потужності витримує заданий графік навантаження без зменшення терміну служби. Якщо $F > 1$, то необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора або погодитись зі зменшенням терміну його служби. Вибір правильного рішення в останньому випадку визначається економічними розрахунками.

Під час експлуатації трансформаторів можна, використовуючи описану методику, визначати поточний знос ізоляції обмоток трансформатора шляхом прямого (вимірювання температури найбільш нагрітої точки обмотки та масла у верхніх шарах) або непрямого (вимірювання струму та напруги трансформатора з наступним розрахунком теплового режиму) контролю температури. Така математична модель може використовуватись при технічному обслуговуванні, яке передбачає ремонт за потребою.

В додатку Д [22] наведені таблиці допустимих навантажень трансформаторів. Вони розраховані за такими параметрами номінального режиму:

а) для трансформаторів з системами охолодження М і Д $\theta_{нтт.м.ном} = 60^{\circ}\text{C}$; $\tau = 3$ год; $x = 0,9$; $y = 1,6$; допускається використання таблиць і для трансформаторів, у яких $\theta_{нтт.м.ном} = 55^{\circ}\text{C}$;

б) для трансформаторів з системами охолодження ДЦ і Ц $\theta_{нтт.м.ном} = 40^{\circ}\text{C}$; $\tau = 2$ год; $x = 1,0$; $y = 1,8$; $d = \frac{P_{кз}}{P_{хх}} = 5$.

Таблиці Д.1 – Д.7 [22] визначають допустимі систематичні навантаження (перевантаження) трансформаторів під час роботи за двоступеневим графіком при температурах навколишнього середовища від -20°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Позначення + означає, що $K_2 > 2,0$, що неприпустимо. Підкреслені значення

вказують на те, що $1,5 < K_2 \leq 2,0$. Такі режими допустимі, але потребують узгодження із заводом-виробником.

Таблиці Д.8 – Д.14 [22] визначають допустимі аварійні перевантаження трансформаторів під час роботи за двоступеневим графіком при температурах навколишнього середовища від -20°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Відповідний знос ізоляції може бути визначений за табл. Д.16 – Д.31 [22], в яких наведені значення відносного зносу ізоляції F_* за температури охолоджувального середовища $+20^{\circ}\text{C}$, а також межі гранично допустимих значень K_2 при різних $\vartheta_{охл}$ і K_1 . Для визначення відносного добового зносу ізоляції при температурі $\vartheta_{охл} \neq 20^{\circ}\text{C}$ необхідно помножити знос, знайдений за таблицями, на коефіцієнт f , значення якого наведені в таблиці Д.15 [22].

3.3 Графічний метод розрахунку температур трансформаторів

Перевищення температури масла θ_m і найбільш нагрітої точки обмотки $\theta_{нтт}$ можна знайти за допомогою графіків, наведених на рис. 3.4.

Вихідними даними є : коефіцієнти навантаження K_1 , K_2 , тривалість навантаження Δt_2 , температура охолоджувального середовища $\vartheta_{охл}$, відношення втрат КЗ до втрат ХХ $d = \frac{P_{кз}}{P_{хх}}$, перевищення температури масла $\theta_{м.ном}$, перевищення температури обмотки над температурою масла $\theta_{нтт.ном}$, тривалість перевантаження T .

Перевищення температури масла визначається за трьома графіками (рис. 3.5 для трансформаторів М і Д, рис. 3.6 для трансформаторів ДЦ і Ц). Для цього з точки K_1 вертикальної шкали лівого графіка потрібно провести горизонтальну лінію до перетину з лінією d . Потім опустити вертикаль до перетину з лінією $\theta_{м.ном}$ і знову провести горизонтальну лінію лівої шкали середнього графіка. На правому графіку відзначення K_2 ведуть лінію до

перетину з d і потім через $\theta_{м.ном}$ - до лівої шкали середнього графіка. Отримані таким чином точки правої та лівої шкал середнього графіка з'єднують між собою прямою лінією. Із точки T на шкалі значень постійних часу середнього графіка провести горизонтальну лінію до перетину з лінією тривалості перевантаження Δt , та з точки їх перетину опускають вертикаль до перетину з прямою, що з'єднує знайдені точки на правій та лівій шкалах. Проекція точки на ліву шкалу вказує на перевищення температури масла $\theta_{м}$.

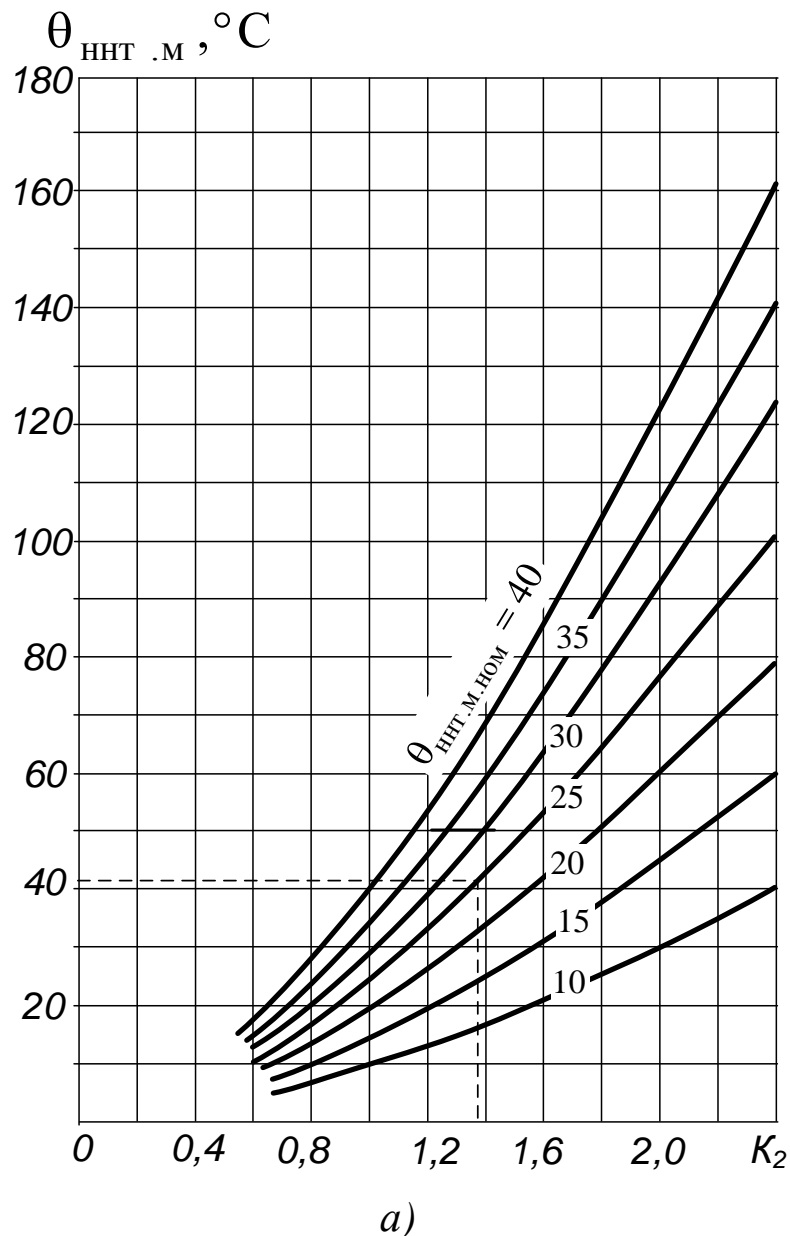


Рисунок 3.4 – Графік для визначення перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки трансформатора $\theta_{ннт.м.ном}$ за допустимих перевантажень: a – для системи охолодження М і Д; b – для системи охолодження ДЦ і Ц

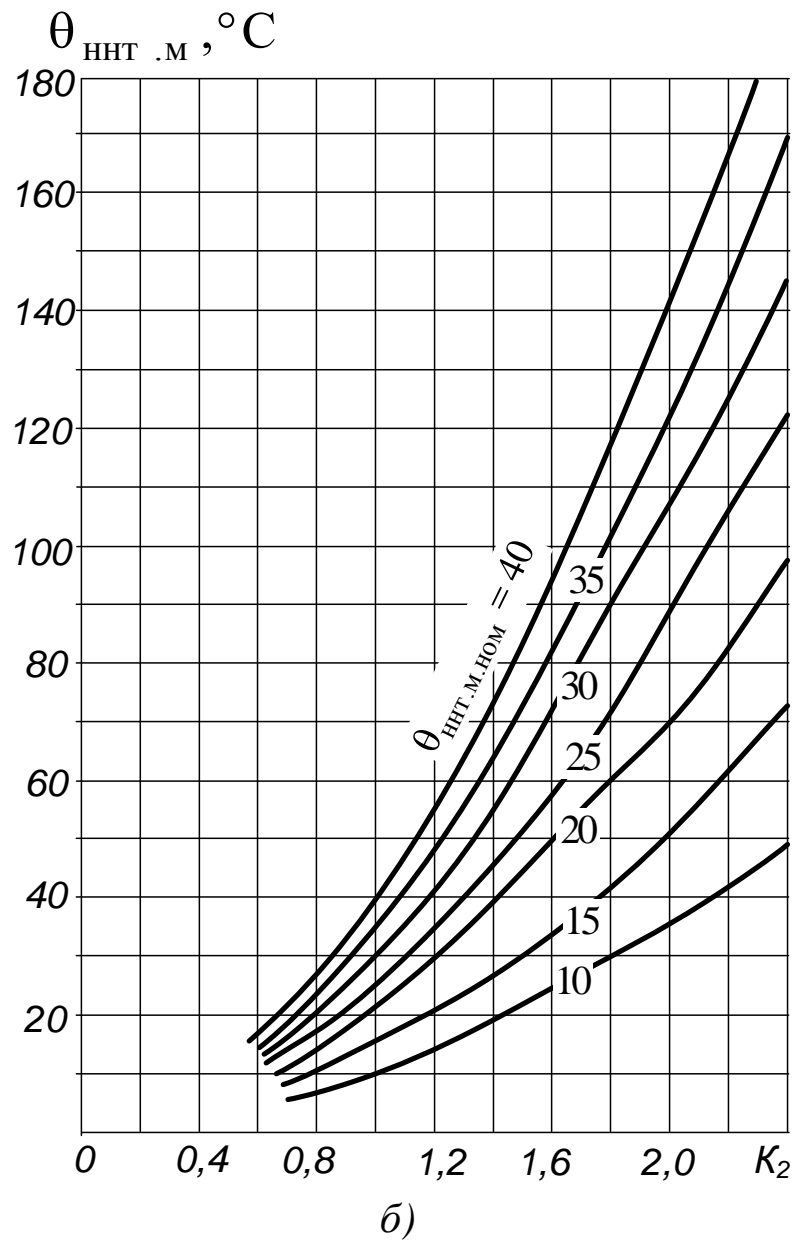


Рисунок 3.4 – Графік для визначення перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки трансформатора $\theta_{\text{ННТ.М.НОМ}}$ за допустимих перевантажень: *a* – для системи охолодження М і Д; *б* – для системи охолодження ДЦ і Ц

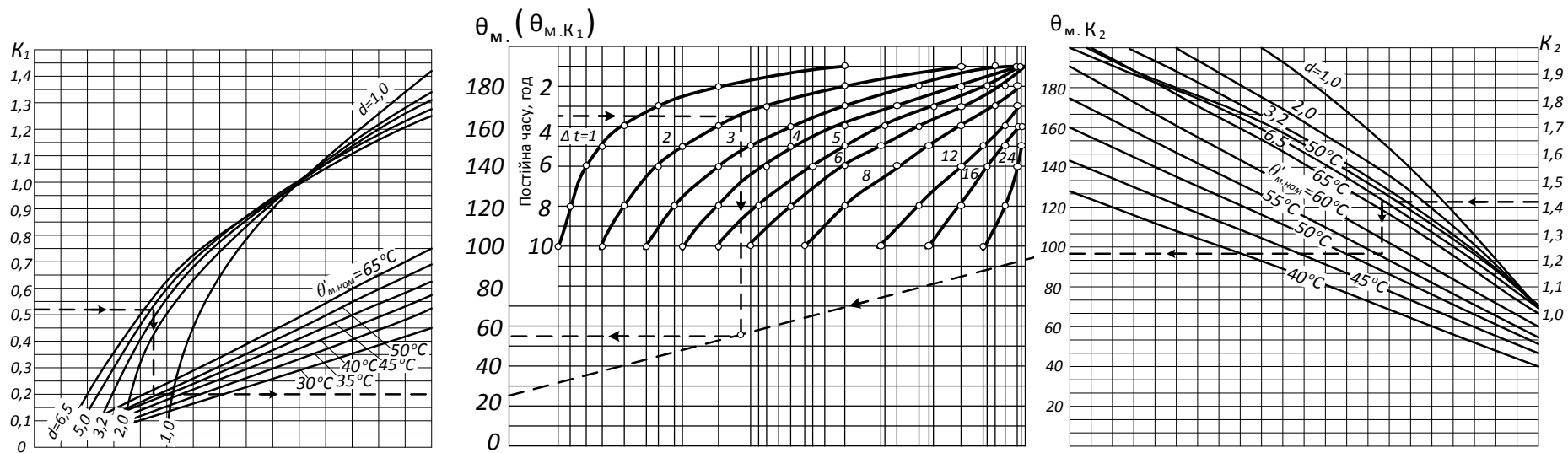


Рисунок 3.5 – Графіки для визначення перевищення температури масла θ_M за допустимих перевантажень для системи охолодження *М і Д*

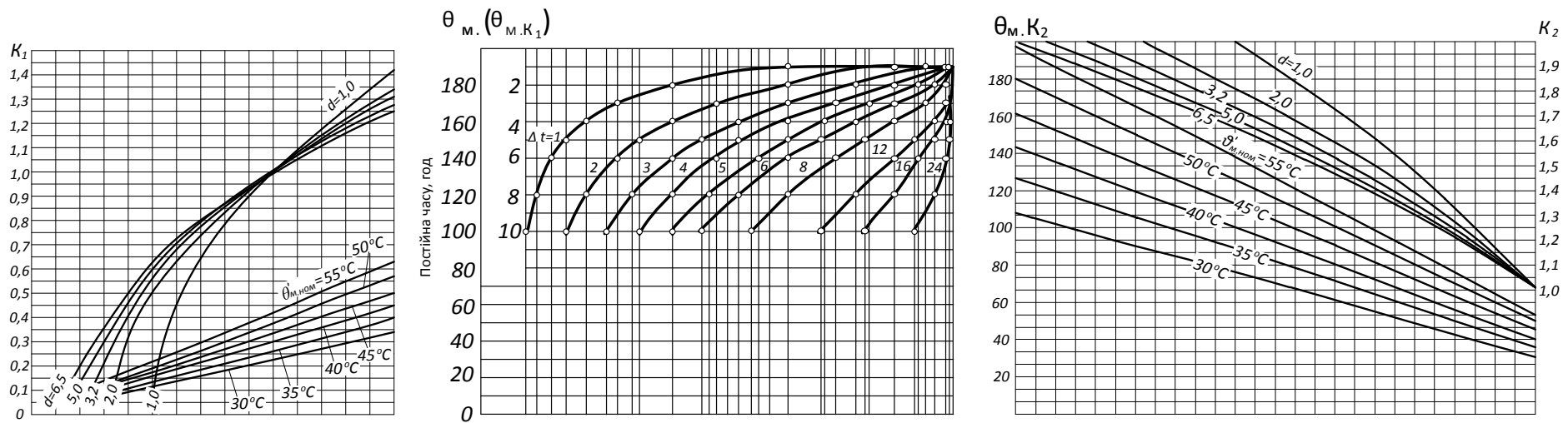


Рисунок 3.6 – Графіки для визначення перевищення температури масла θ_m за допустимих перевантажень для системи охолодження ДЦ і Ц

Приклад 1. Визначимо допустиму тривалість h систематичного навантаження блочного трансформатора БТ1 типу ТД-16000/110 (з системою охолодження Д) при $K_1 = 0,5$ і $K_2 = 1,2$ та температурі повітря $\vartheta_{охл.} = 20^\circ\text{C}$, а також допустиму тривалість аварійного перевантаження $K_2 = 1,7$ при попередньому навантаженні $K_1 = 0,5$ і температурі повітря $\vartheta_{охл.} = 0^\circ\text{C}$.

Розв'язання:

Для розв'язання задачі користуємось довідниковими таблицями [22].

По табл. Д.5 [22] визначаємо час при $K_1 = 0,5$ і $K_2 = 1,2$. Тривалість складає 6 годин, при $K = 1,23$.

По табл. Д.10 [22] знаходимо допустиму тривалість аварійного перевантаження: 4 години.

Знос ізоляції при аварійному перевантаженні може бути визначений за табл. Д.15 і Д.19 [22]. За табл. Д.19 [22] для $K_1 = 0,5$ та $K_2 = 1,7$ визначаємо $F_* = 151$.

За табл. Д.15 [22] коефіцієнт $f = 151$.

Знос ізоляції складає:

$$F_* = 151 \cdot 0,1 = 15,1 \text{ «нормальних діб»}.$$

Приклад 2. Оцінити допустимість такого режиму роботи трансформатора за критерієм зносу ізоляції: якщо блочний трансформатор БТ1 типу ТД-16000/110 працює в зимовий період 213 днів з постійним навантаженням $K_2 = 1,17$, а влітку 152 дні – з постійним навантаженням $0,8 \cdot S_H$ ($K_1 = 0,8$).

Зимова еквівалентна температура $\vartheta_{охл.з} = 0^\circ\text{C}$; а літня $\vartheta_{охл.л} = +15^\circ\text{C}$, Відношення втрат КЗ до ХХ $d = 5$.

Розв'язання:

Критерій допустимості заданого річного режиму навантаження трансформатора: річний знос ізоляції не повинен перевищувати нормальний :

$$F_{*добр.з} \cdot 213 + F_{*добр.л} \cdot 152 \leq 365 \text{ днів} = 8760 \text{ год.},$$

де $F_{*добр.з}, F_{*добр.л}$ – відносний знос ізоляції за зимову та літню добу.

Розрахуємо температуру обмотки трансформатора, і відповідний їй знос ізоляції за зимову і літню добу (формули (3.8), (3.11)).

Зимова доба:

$$\theta_M = \theta_{M.ном} \cdot \left(\frac{1+d \cdot K^2}{1+d} \right)^x = 55 \cdot \left(\frac{1+5 \cdot 1,17^2}{1+5} \right)^{0,9} = 70^\circ \text{C};$$

$$\theta_{ннт} = \theta_M + \theta_{ннт.м.ном} \cdot K^y = 70 + 23 \cdot 1,17^{1,6} = 100,5^\circ \text{C};$$

$$\vartheta_{ннт} = \theta_{ннт} + \vartheta_{охл} = 100,5 + 0 = 100,5^\circ \text{C};$$

$$F_{*добр.з} = 2^{\frac{\vartheta_{ннт} - \vartheta_{ном}}{\Delta}} = 2^{\frac{100,5 - 98}{6}} = 1,18.$$

Літня доба:

$$\theta_M = 55 \cdot \left(\frac{1+5 \cdot 0,8^2}{1+5} \right)^{0,9} = 41^\circ \text{C};$$

$$\theta_{ннт} = 41 + 23 \cdot 0,8^{1,6} = 54,7^\circ \text{C};$$

$$\vartheta_{ннт} = 54,7 + 15 = 69,7^\circ \text{C};$$

$$F_{*добр.л} = 2^{\frac{69,7 - 98}{6}} = 0,04.$$

Річний знос ізоляції складе:

$$F_{*добр.з} \cdot 213 + F_{*добр.л} \cdot 152 = 1,18 \cdot 213 + 0,04 \cdot 152 = 258 \text{ днів},$$

що менше нормального (365 днів).

Висновок: Робота трансформатора за заданим графіком допустима.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням гідроагрегатів ГЕС потужністю 66 МВт

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

Завданням даного розділу МКР є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на електричних станціях. Розглянемо питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів з їх зниження, з техніки безпеки, з цивільного захисту, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Аналіз умов праці під час виконання робіт, пов'язаних з обслуговуванням гідроагрегатів (за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»).

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування гідроагрегатів. Розрахувати параметри грозозахисту ВРУ-110 кВ.

3. Дослідити роботу електричної частини ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розробити заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах надзвичайних ситуацій.

Вхідні дані для розв'язання вище зазначених задач з охорони праці використовуємо з попередніх розділів МКР.

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів при роботах з гідроагрегатами виконується з врахуванням літературних джерел [23-25].

Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

- 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 безпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

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

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування гідроагрегатів ГЕС потужністю 66 МВт

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

Для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту гідроагрегатів слід вживати такі організаційні заходи [23, 24].

– призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;

- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

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

– член бригади.

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

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

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

Послідовність виконання технічних заходів

Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмовідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмовідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмовідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмоведучі частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмоведучі частини огорожують до або після їх заземлення [24].

Під час обслуговування генераторів необхідно дотримуватись таких технічних заходів, що створюють безпечні умови виконання робіт.

Незбуджений генератор, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП слід розглядати як такий, що перебуває під напругою (за винятком обертання від валоповоротного пристрою).

У разі випробування генератора встановлення і знімання спеціальних закороток на окремих ділянках його схеми або схеми блока після їхнього заземлення допускається при робочій частоті обертання генератора зі знятим збудженням та вимкненим пристроєм АГП.

У разі виконання робіт у схемі зупиненого блочного генератора заземлювати його виводи не вимагається, якщо підвищувальний трансформатор заземлено з боку вищої, а трансформатори власних потреб на відгалуженні – з боку нижчої напруги.

У колах статора незбудженого генератора, що обертається, з вимкненим пристроєм АГП допускається вимірювати значення залишкової напруги, визначати порядок чергування фаз тощо.

Ці роботи повинні виконувати працівники спеціальних служб, лабораторій, налагоджувальних організацій із застосуванням електрозахисних засобів за нарядом або під наглядом оперативних працівників.

Вимірювати напругу на валу та опір ізоляції ротора генератора, що перебуває в роботі, дозволяється працівнику зі складу оперативних працівників одноособово або двом працівникам з групами IV та III зі складу працівників спеціалізованих підрозділів за розпорядженням.

Обточування та шліфування контактних кілець ротора, шліфування колектора збудника може виконувати за розпорядженням одноособово працівник зі складу неелектротехнічних працівників. Під час роботи слід користуватись захисними окулярами.

Обслуговувати щітковий апарат на генераторі, що перебуває в роботі, допускається одноособово працівнику зі складу оперативних працівників або

призначеному для цього працівнику з групою III. У цьому разі необхідно дотримуватись таких запобіжних заходів:

- працювати в головному уборі та застебненому спецодязі, остерігаючись, щоб його не захопило обертовими частинами машини;
- користуватись діелектричними калошами або гумовими діелектричними килимками, не застосовуючи діелектричних рукавичок;
- не торкатись руками одночасно струмовідних частин двох полюсів або струмовідних та заземлених частин.

4.3 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-110 кВ

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу (r_x):

$$\begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (4.1)$$

- ширина зони захисту:

$$\begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3h; \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (4.3)$$

де 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 для розрахунку:

а) висота блискавковідводу: $h = 23$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 13$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 23 = 15,3 \text{ м} > h_x = 13 \text{ м},$$

План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ подано на рис. 4.1.

Зона захисту блискавковідводів показана на рис. 4.2.

Таблиця 4.1 – Дані для визначення зони захисту блискавковідводів

Пари блискавковідводів	L,м	h ₀ ,м	b _x ,м	r _x ,м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	18	22,4	18,5	10,125
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	30	21,4	15,4	10,125
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	35	20,8	13,7	10,125

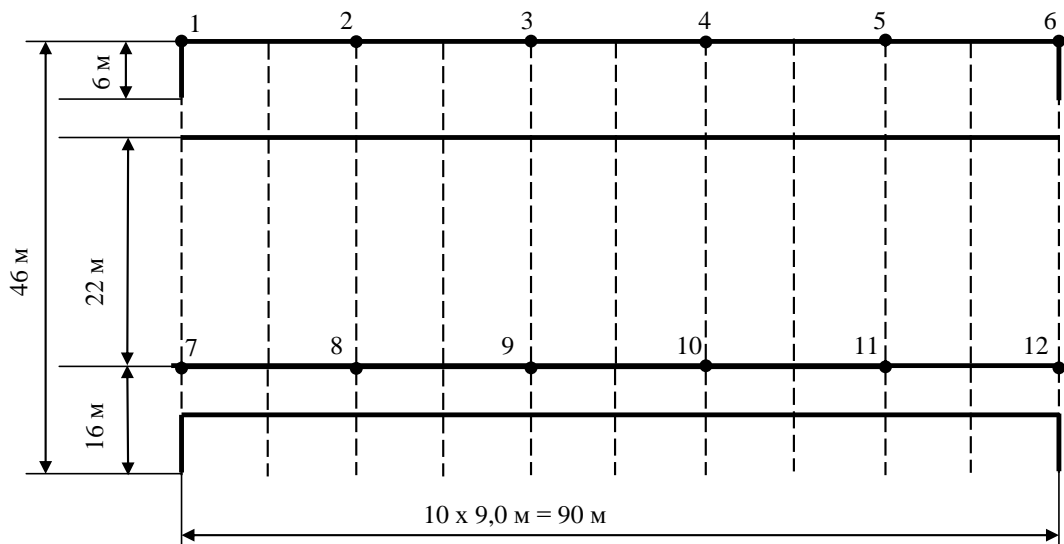


Рисунок 4.1 – План розташування блискавковідводів на ВРУ-110 кВ

Безпека в надзвичайних ситуаціях, дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій розглянуто в додатку Г.

Таким чином, в даному розділі розглянуто питання охорони праці робітників ГЕС та розв'язано всі поставлені задачі, а саме:

1. Проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з гідрогенераторів електростанції;
2. Розроблені організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування гідроагрегатів.

3. Розраховано блискавкозахист ВРУ 110 кВ.

3. Досліджено роботу електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів. Розроблено заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації пристроїв РЗА.

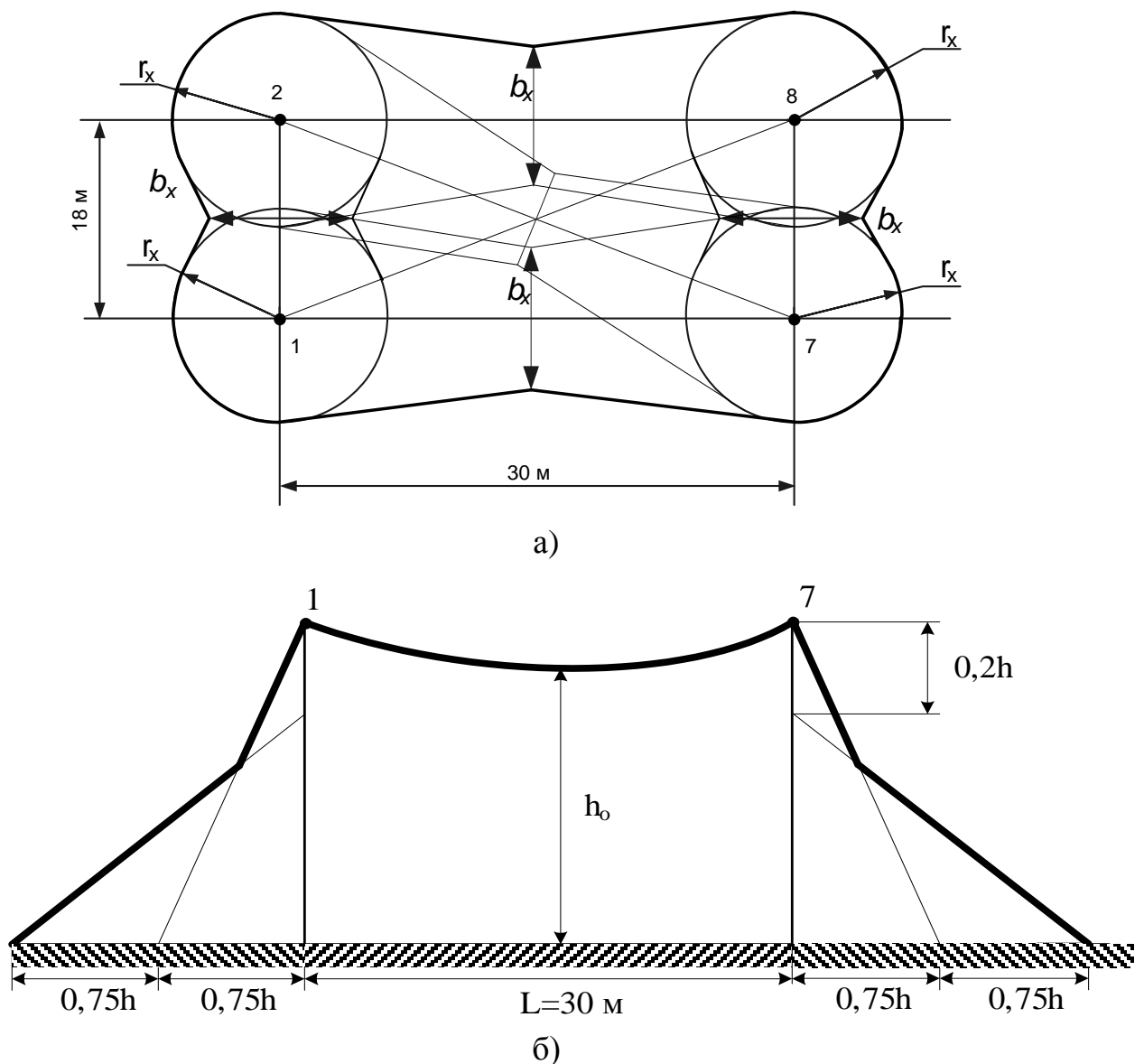


Рисунок 4.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 110 кВ
зверху (а) та збоку (б)

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 5.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [27].

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

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст} \tag{5.1}$$

$$k_{num} = \frac{1570140000}{66000} = 23790 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	19800000	2,0	792000	48	19008000	39600000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	15000	72,5	717750000	27	267300000	0,5	4950000	990000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	15840000	20	3960000	-	-	19800000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	8910000	10	990000	-	-	9900000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	47025000	5,0	2475000	-	-	49500000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0	95	9405000	5	495000	-	-	9900000
7	Упорядкування території	1,0	100	9900000	-	-	-	-	9900000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	118800000	10	14850000	10	14850000	148500000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	99000000	99000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	4950000	4950000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	990000	990000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	99000000	99000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	89100000	89100000
	Всього			947430000		290862000		331848000	1570140000

5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

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

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

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

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

Розрахуємо зазначені показники:

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

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (947430000 - 47025000) = 540243000 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$O\Phi_2 = 49500000 \text{ тис. грн.}$$

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

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (947430000 - 47025000) + (290862000 - 2475000) + 331848000 = \\ &= 980397000 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	540243000	7	37817010
ОФ2	49500000	28	13860000
ОФ3	980397000	20	196079400
Разом	1570140000		247756410

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

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 37817010 \cdot 0,07 + 13860000 \cdot 0,28 + 196079400 \cdot 0,20 = 247756410 \text{ тис. грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

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

виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

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

$k_{шт}$ для ГЕС дорівнює 0,6.

$P = 0,6 \cdot 66 = 40$ чол.

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

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

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	33 чол.
ІТР	5 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

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

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

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	8280
ІТР	12600
Службовці	9000
МОП	6480

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

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

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 33 \cdot 8280 = 3239136$ грн.;

ІТР $S_{zn} = 12 \cdot 5 \cdot 12600 = 756000$ грн.;

Службовці $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 9000 = 108000$ грн.;

МОП $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 6480 = 77760$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	81	8942400
ІТР	12	2016000
службовці	2	240000
МОП	1	86400

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

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 1,80 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_\theta, \quad (5.8)$$

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

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

$k_b = 1,375$ – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд соціального страхування тощо).

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (3239136 + 77760) + 1,80 \cdot (756000 + 108000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 4180896 \text{ грн.}$$

5.2.3 Інші витрати

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

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} = \\ I_{in} = \frac{(247756410 + 4180896) \cdot 50}{100} = 127132767,23 \text{ грн.}, \quad (5.9)$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається з [30].

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (5.10) \\ I = 247756410 + 4180896 + 127132767,23 = 381398301,7 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

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

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

$$C = \frac{381398301,7 \cdot 100}{260841,64 \cdot 1000} = 146,2 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	247756410.00	64.96%	94.98
Заробітна плата	6509124.47	1.71%	2.50
Інші затрати	127132767.23	33.33%	48.74
Разом	381398301.70	100%	146.22

5.3 Аналіз отриманих результатів

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

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	66
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	266878,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1570140
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	146,22

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Ч};$$

$$K_{обс} = \frac{66}{40} = 1,67 \text{ МВт/чол.}$$

Таким чином, у даному розділі були пораховані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 66 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 146,22$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було розв'язано актуальне завдання підвищення ефективності функціонування гідроелектростанцій в енергосистемі України за рахунок проектування та спорудження електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт, а також аналізу перевантажень трансформаторів.

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

1. Проведено аналіз методів та методик, які використовують під час проектування електричної частини електростанцій.

2. Спроектовано електричну частину гідроелектричної станції встановленою потужністю 66 МВт, яка зв'язана з місцевим районом лініями електропередачі 35 кВ та з системою – напругою 110 кВ. Розроблено головну схему електричних з'єднань ГЕС та схему власних потреб. Споживачі власних потреб отримують живлення на напрузі 0,4 кВ від двох головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення споживачів ВП забезпечується від резервного ТВП, що підключений до обмотки низької напруги трансформатора зв'язку, що дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання відповідальних споживачів власних потреб у разі зникнення напруги від головних ТВП.

3. Обрано високовольтне комутаційне обладнання, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, установку постійного струму. Розраховано грозозахист та параметри заземлювального пристрою ВРУ 110 кВ.

4. Проведено аналіз перевантажень силових трансформаторів і визначено можливості роботи трансформаторів за заданим графіком навантаження.

5. Запропоновано організаційні й технічні заходи з охрони праці персоналу станції під час експлуатації гідроагрегатів, дослідженостійкість роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів

6. Розраховано основні техніко-економічні показники ГЕС. Собівартість виробленої електроенергії становить 146,22 коп/кВт·год..

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Салашенко Т. І. Порівняльний аналіз стратегічних орієнтирів розвитку електроенергетики в Україні та світі / Економіка та управління національним господарством Вип. 2, 2016. С. 100-107. URL: <https://chmnu.edu.ua/wp-content/uploads/2019/07/Salashenko-T.-I..pdf>
3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
4. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017.
6. Салашенко Т. І. Енергетична безпека України в сфері електроенергетики: системні проблеми та пріоритети / Ефективна економіка, № 5, 2016. URL: <http://www.economy.nauka.com.ua/?op=1&z=4970>
7. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Біла книга енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність» URL: <https://ips.ligazakon.net/document/NT1513>
8. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії / Техн. електродинаміка. 2022. № 4. С. 42-47.
9. Кваша Т. К., Рожкова Л. В. Перспективні напрями інноваційного розвитку енергетики в світі та Україні / Економічний вісник, 2018, № 3. С. 21 – 31. URL: https://ev.nmu.org.ua/docs/2018/3/EV20183_021-031.pdf
10. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості

збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.

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

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

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

14. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

15. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

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

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

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

19. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Ч. 2 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,13 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2012.

20. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

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

22. Методичні вказівки до виконання практичних та самостійних робіт з дисципліни «Експлуатація електричних станцій» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – Електричні станції) / Уклад. В. В. Тептя, В. О. Лесько, В. А. Гриник. Вінниця: ВНТУ, 2023. 115 с.

23. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 120 с.

24. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

25. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.

26. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

27. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

28. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. Київ, 2016. 42 с.

29. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

30. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

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

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 66 МВт з аналізом перевантажень трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Радига С. О.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Тептя В.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ**66 МВТ З АНАЛІЗОМ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-21.МКР.012.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи ІЕС-22м

_____ Радига С. О.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Реконструкція старих та розвиток нових ГЕС дозволить підвищити стійкість, надійність роботи ОЕС України, підвищити енергоефективність за рахунок покращення технічного стану обладнання електростанцій, запровадження АСК безпеки гідротехнічних споруд, зменшенню екологічних ризиків;
- б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – є підвищення рівня теоретичних та практичних знань з проектування електричної частини електростанцій та підвищення ефективності функціонування гідроелектростанцій в енергосистемі України за рахунок проектування та спорудження електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт, а також аналізу перевантажень трансформаторів;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 66 МВт з шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 11 МВт. Потужність видається в систему, яка знаходиться на відстані 35 км, на напрузі 110 кВ; потужність в місцевий район видається на напрузі 35 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на ГЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський

завод високовольтної апаратури”, “Siemens”, “ABB” та ін.)

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	21.09.23	05.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1,2 ПЗ
3	Перевантаження силових трансформаторів	06.10.23	25.10.23	розділ 3 ПЗ
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	26.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
5	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	плакати, презентація
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук

				керівника
9	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
10	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт, а також одержання результатів аналізу перевантажень трансформаторів, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В
Теплові характеристики трансформаторів

Таблиця В.1 – Теплові характеристики трансформаторів за номінальних умов

Показник	Трансформатори			
	Розподільні	Середньої та великої потужності		
		М (ONAN)	Д (ON)	ДЦ, Ц (OF)
Показник ступеня масла x	0,8	0,9	1,0	1,0
Показник ступеня обмотки y	1,6	1,6	1,8	2,0
Відношення втрат d	5	6	6	6
Теплова стала часу масла τ_0 , год.	3,0	2,5	1,5	1,5
Температура охолоджувального середовища $\vartheta_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$	20	20	20	20
Перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою охолоджувального середовища $\theta_{\text{ннт.ном}}, ^\circ\text{C}$	78	78	78	78
Перевищення температури масла в верхніх шарах над температурою охолоджувального середовища $\theta_{\text{м.ном}}, ^\circ\text{C}$	55	55	40	40
Перевищення температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою масла $\theta_{\text{ннт.м.ном}}, ^\circ\text{C}$	23	23	38	38
Температура обмотки в найбільш нагрітій точці $\vartheta_{\text{ннт}}, ^\circ\text{C}$	98	98	98	98

ДОДАТОК Г

Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

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

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

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

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

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

Г.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань

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

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

Визначаємо можливу дозу опромінення [30]:

$$D_{м} = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{осл}}; \quad (\text{Г.1})$$

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

t_{II} – час початку опромінення, 1 год

t_K – максимальна тривалість роботи, 10 років.

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

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

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,3 (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 3126,71 (P).$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

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

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,3} \right)^2 = 9089,6 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{дон}} = \frac{9089,64}{24 \cdot 365} = 1,04 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{zp} = 10^3 < D_m = 3126,71 (P).$$

Висновок. Оскільки $D_{zp} = 10^3 P < D_m = 3126,71 P$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{\text{осл}}$ потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,04 року (9089,6 годин).

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

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

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

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

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

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1} = 3,8$ м, $l_{B2} = 3,1$ м, $l_{B3} = 1,7$ м, $l_{Г1} = 2,7$ м, $l_{Г2} = 2,5$ м, $l_{Г3} = 1,3$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\sigma}^{e,\varepsilon} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(e,\varepsilon)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (\Gamma.3)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\varepsilon} = E_{\varepsilon} \cdot l_{\varepsilon}, \quad U_{\varepsilon} = E_{\varepsilon} \cdot l_{\varepsilon}, \quad (\Gamma.4)$$

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

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

Визначаємо U_{ε} та U_{ε} .

Для центрального щита управління:

$$U_{\varepsilon 1} = 12,85 \cdot 2,7 = 34,7 \text{ (В)};$$

$$U_{\varepsilon 1} = 0,01285 \cdot 3,8 = 0,049 \text{ (В)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$U_{\varepsilon 2} = 12,85 \cdot 3,1 = 32,125 \text{ (В)};$$

$$U_{\epsilon 2} = 0,01285 \cdot 2,5 = 0,04 \text{ (В)}.$$

Для блока живлення:

$$U_{\epsilon 3} = 12,85 \cdot 1,7 = 16,71 \text{ (В)};$$

$$U_{\epsilon 3} = 0,01285 \cdot 1,3 = 0,022 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

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

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

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

Таблиця Г.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_{ϵ} (м)	l_z (м)	U_{ϵ} (В)	U_z (В)	K_{σ}^{ϵ} (дБ)	K_{σ}^z (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	3.8	2.7	0.049	34.695	48.23	-8.80	не стійкий
2	Агрегатний щит керування	3.1	2.5	0.040	32.125	50.00	-8.13	не стійкий
3	Блок живлення	1.7	1.3	0.022	16.71	55.22	-2.45	не стійкий

Для центрального щита управління:

$$K_{\sigma 1}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{34,7} = -8,8 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 1}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,049} = 48,23 \text{ (дБ)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$K_{\sigma 2}^{\Gamma} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{32,125} = -8,13 \text{ (дБ)}$$

$$K_{\sigma 2}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,04} = 50 \text{ (дБ)};$$

Для блока живлення:

$$K_{63}^G = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{16,71} = -2,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{63}^B = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,022} = 55,22 \text{ (дБ)}.$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки $K_6^{e,z} < 40$ дБ, тому потрібно проводити екранування.

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

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

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

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

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

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

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

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,1$.

Центральний щит управління:

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

$$t_1 = \frac{40 - (-8,8)}{5,1\sqrt{15000}} = 0,078 \text{ (см);}$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{40 - (-8,13)}{5,1\sqrt{15000}} = 0,077 \text{ (см);}$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-2,45)}{5,1\sqrt{15000}} = 0,068 \text{ (см).}$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,078 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит керування буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,077 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,068 см.

Висновки. Отже, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на

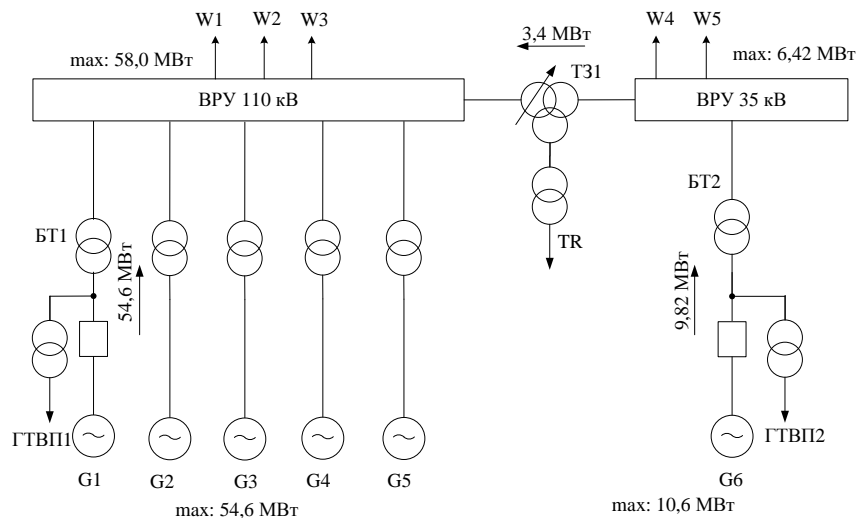
стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи електричної частини ГЕС 66 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті дослідження роботи електричної частини ГЕС потужністю 66 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить 10^3 , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит управління; агрегатний щит управління та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ($K_0^e < 40$ (дБ) і $K_0^z < 40$ (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

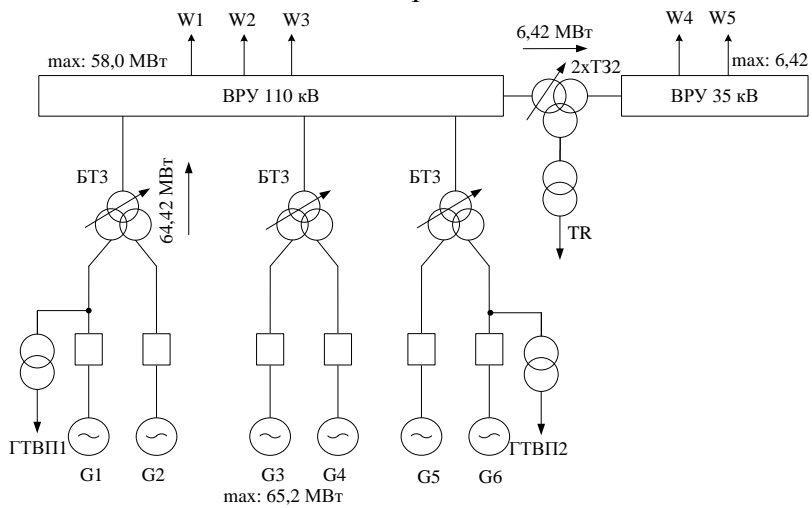
ДОДАТОК Д**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА****ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
66 МВт З АНАЛІЗОМ ПЕРЕВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

ВИБІР СХЕМ ГЕС

ВАРІАНТИ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС



I-й варіант



II-й варіант

ВАРІАНТИ ГОЛОВНИХ СХЕМ ВРУ-110 кВ ГЕС

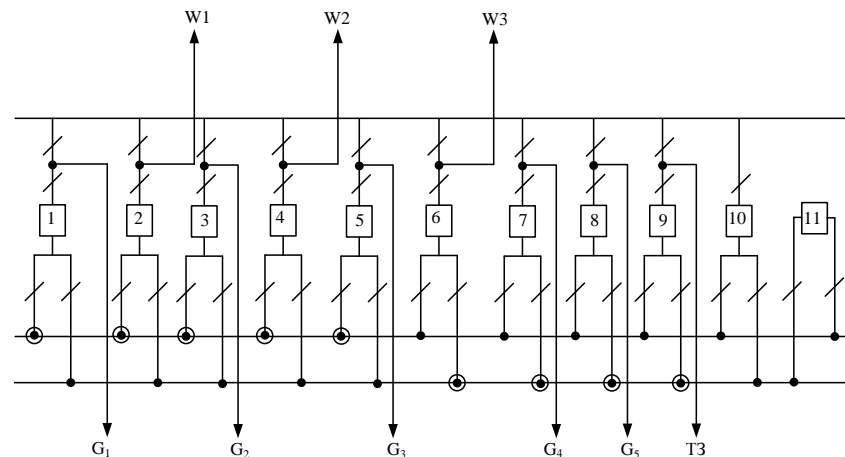


Схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»
I варіант схеми ВРУ-110 кВ

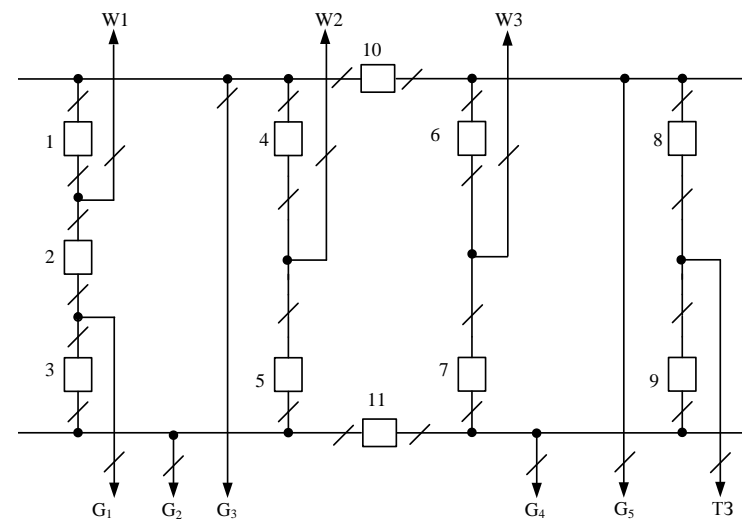
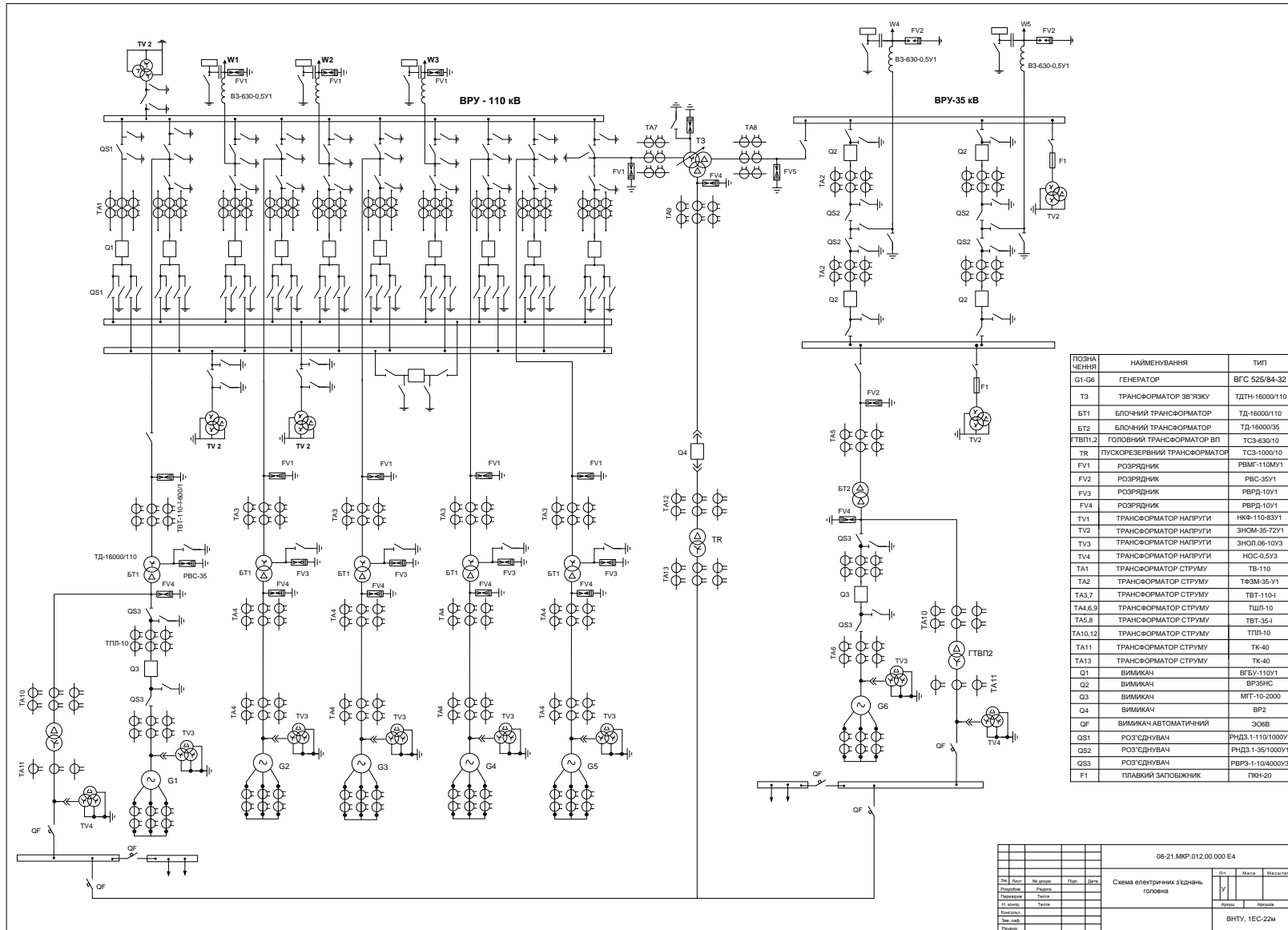
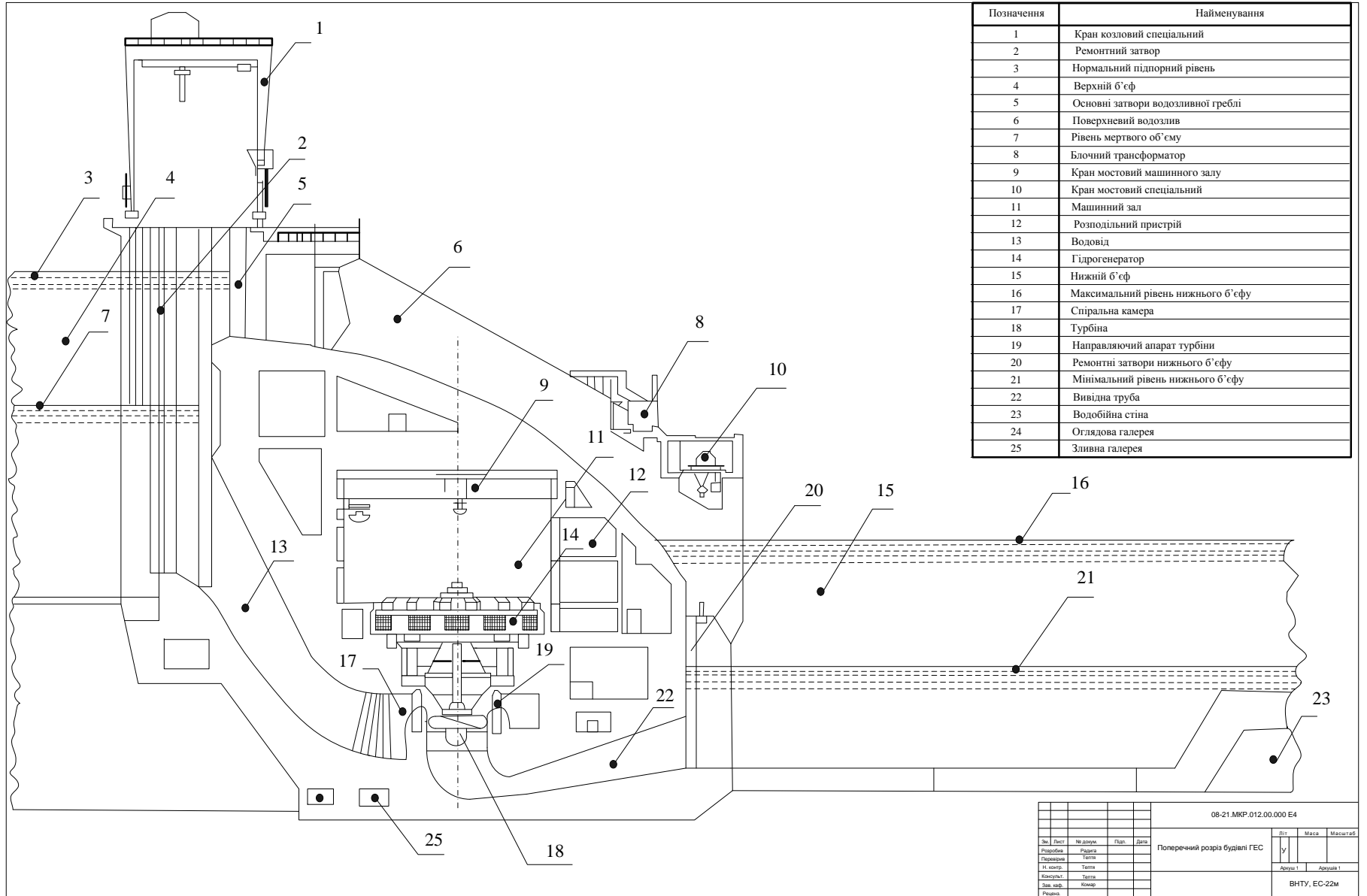


Схема зв'язаних багатокутників
II варіант схеми ВРУ-110 кВ

ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ



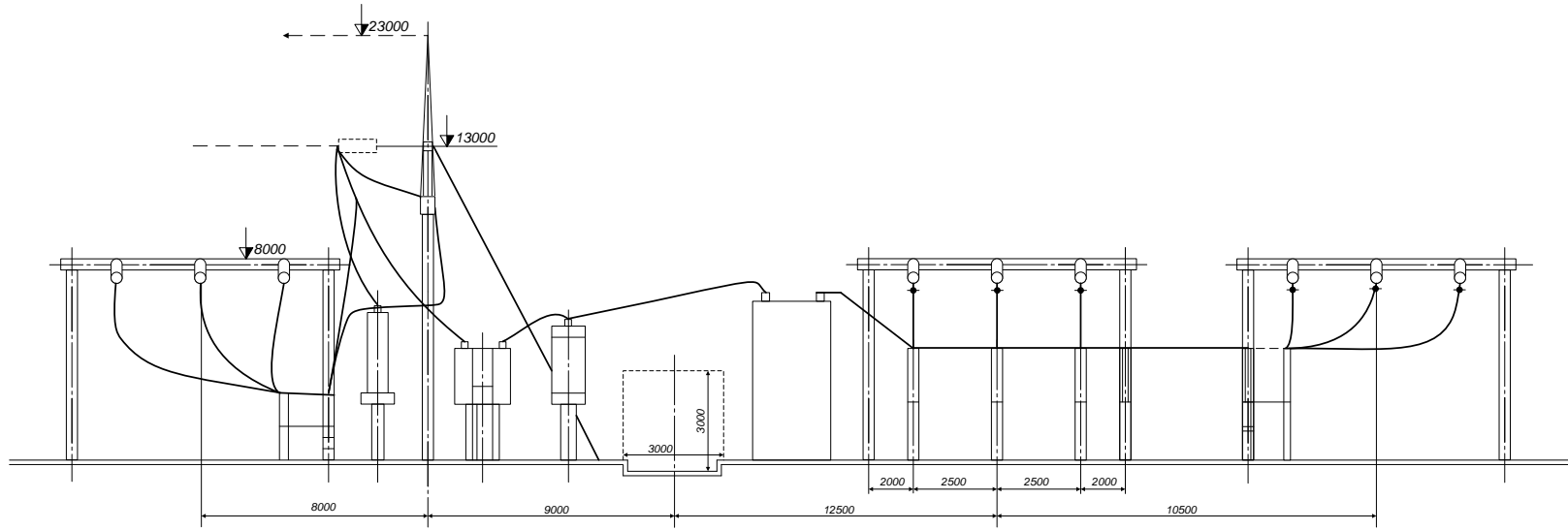
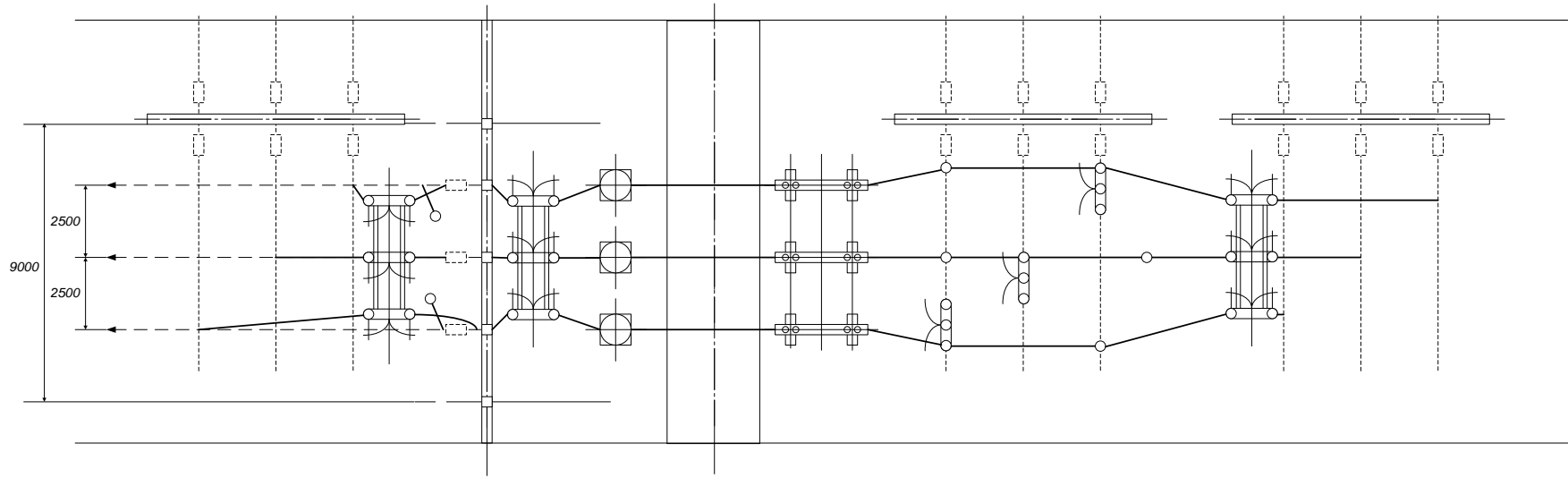
ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛІ СТАНЦІЇ



Позначення	Найменування
1	Кран козловий спеціальний
2	Ремонтний затвор
3	Нормальний підпорний рівень
4	Верхній б'єф
5	Основні затвори водозливної греблі
6	Поверхневий водозлив
7	Рівень мертвого об'єму
8	Блочний трансформатор
9	Кран мостовий машинного залу
10	Кран мостовий спеціальний
11	Машинний зал
12	Розподільний пристрій
13	Водовід
14	Гідрогенератор
15	Нижній б'єф
16	Максимальний рівень нижнього б'єфу
17	Спіральна камера
18	Турбіна
19	Направляючий апарат турбіни
20	Ремонтні затвори нижнього б'єфу
21	Мінімальний рівень нижнього б'єфу
22	Вивідна труба
23	Водобійна стіна
24	Оглядова галерея
25	Зливна галерея

				08-21.МКР.012.00.000 Е4						
Зап. лист	№ документа	План	Дата	Поперечний розріз будівлі ГЕС ВНТУ, ЕС-22м				Лист	Масштаб	Масштаб
Розробив	Рядив							у		
Перевірив	Тестив							Архив 1	Архив 1	
Н. копир	Тестив									
Копія	Тестив									
Зав. кат.	Копир									
Рисув.										

ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-110 КВ

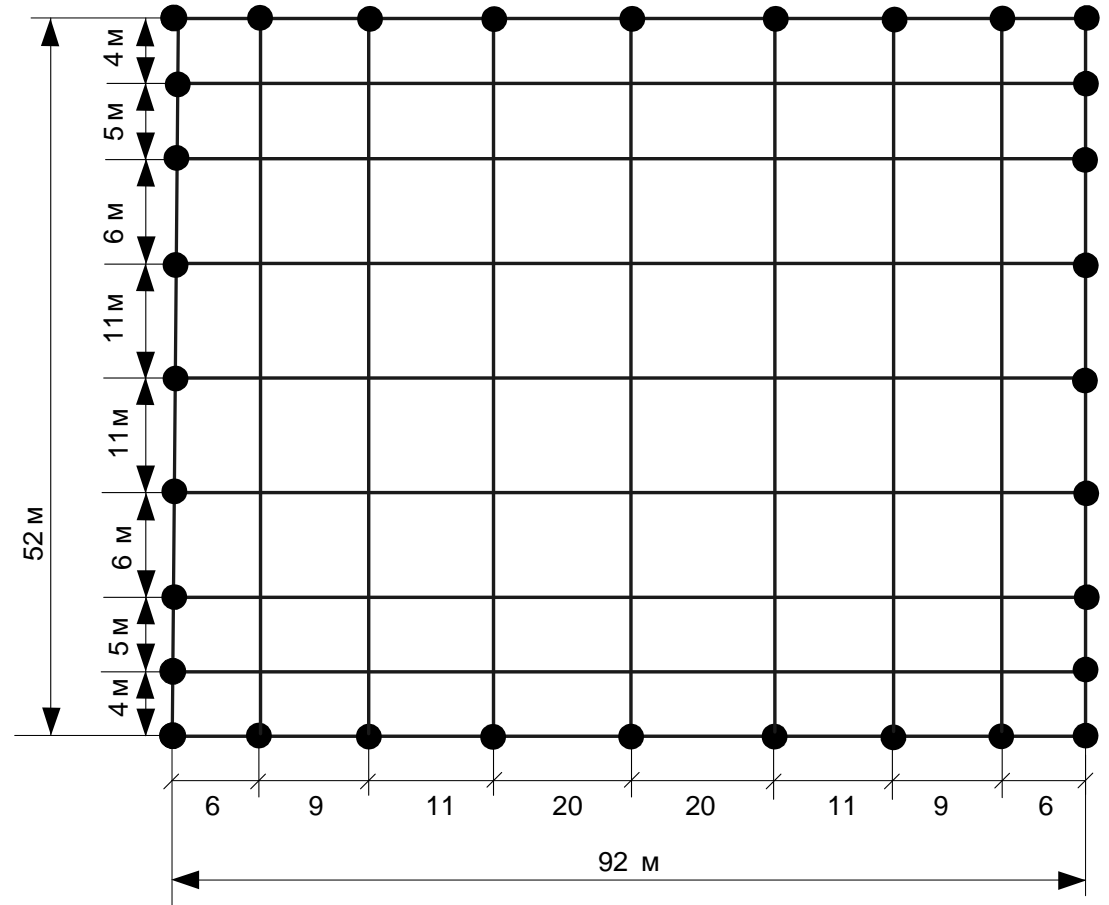


РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (104 \times 60) = 6240 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
 $\rho_1 = 700 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 140 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна;
- кліматична зона – III.
- глибина закладання заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів:
 $n_B = 32$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів:
 $l_B = 4,5 \text{ м}$.

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

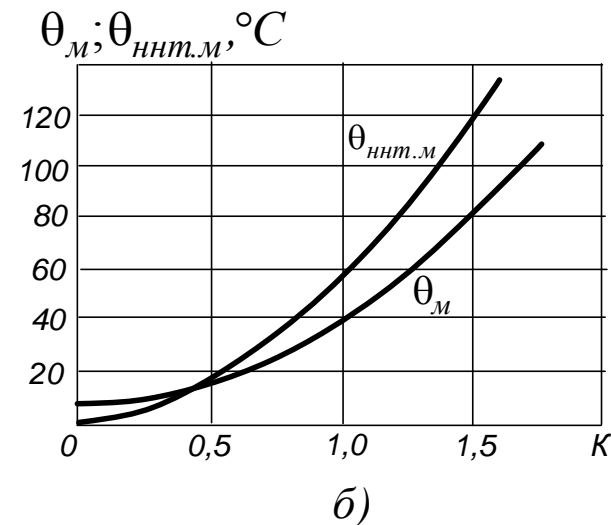
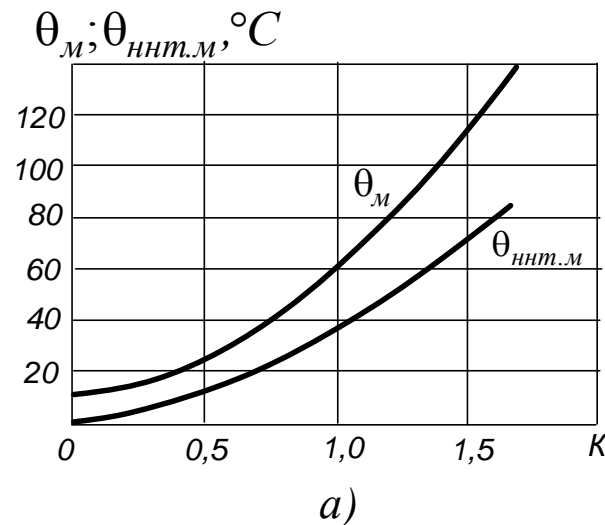


План заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ

ПЕРЕВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ РОЗРАХУНОК ВІДНОСНОГО ЗНОСУ ІЗОЛЯЦІЇ

Розрахунок відносного зносу ізоляції трансформатора проводиться у такій послідовності:

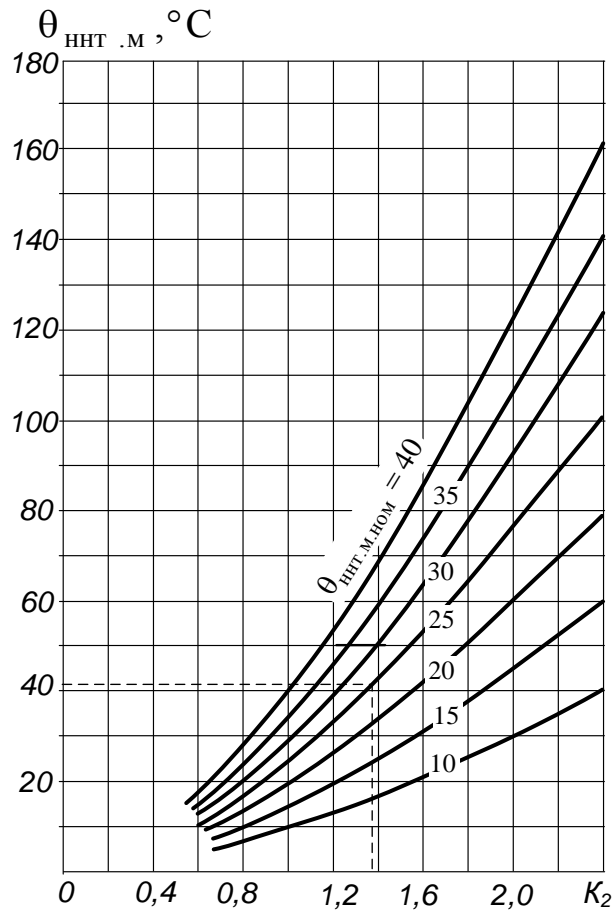
1. Перетворюють добовий графік навантаження у двоступеневий.
2. Розраховують тепловий режим трансформатора для еквівалентного графіка навантаження.
3. Розраховують відносний знос ізоляції.



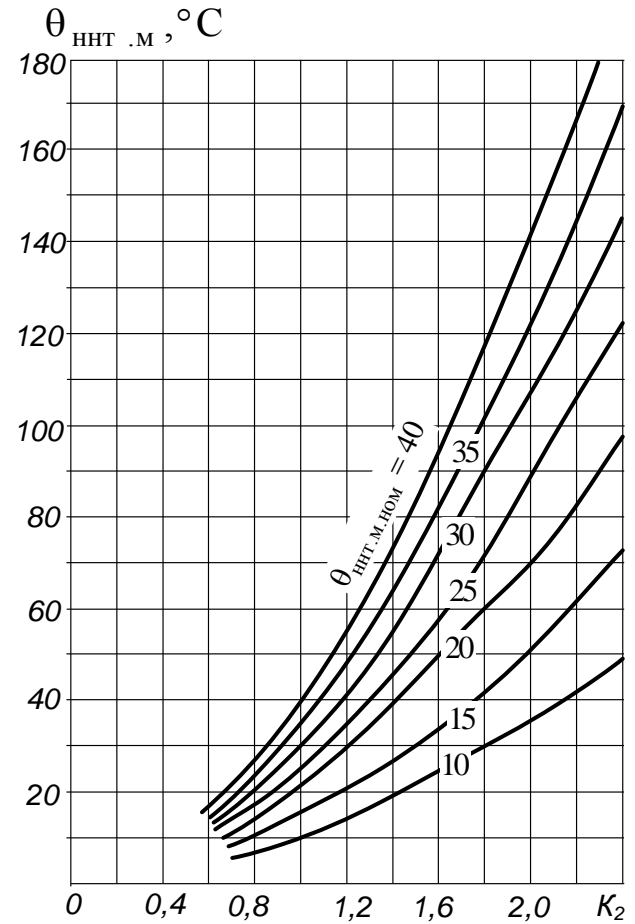
a – трансформатори з системами охолодження M та D ; b – трансформатори з системами охолодження Ц та ДЦ

Залежність перевищень температури масла у верхніх шарах над температурою навколишнього середовища та перевищень температури обмотки в найбільш нагрітій точці над температурою масла в усталеному режимі

ГРАФІЧНИЙ МЕТОД РОЗРАХУНКУ ТЕМПЕРАТУР ТРАНСФОРМАТОРІВ

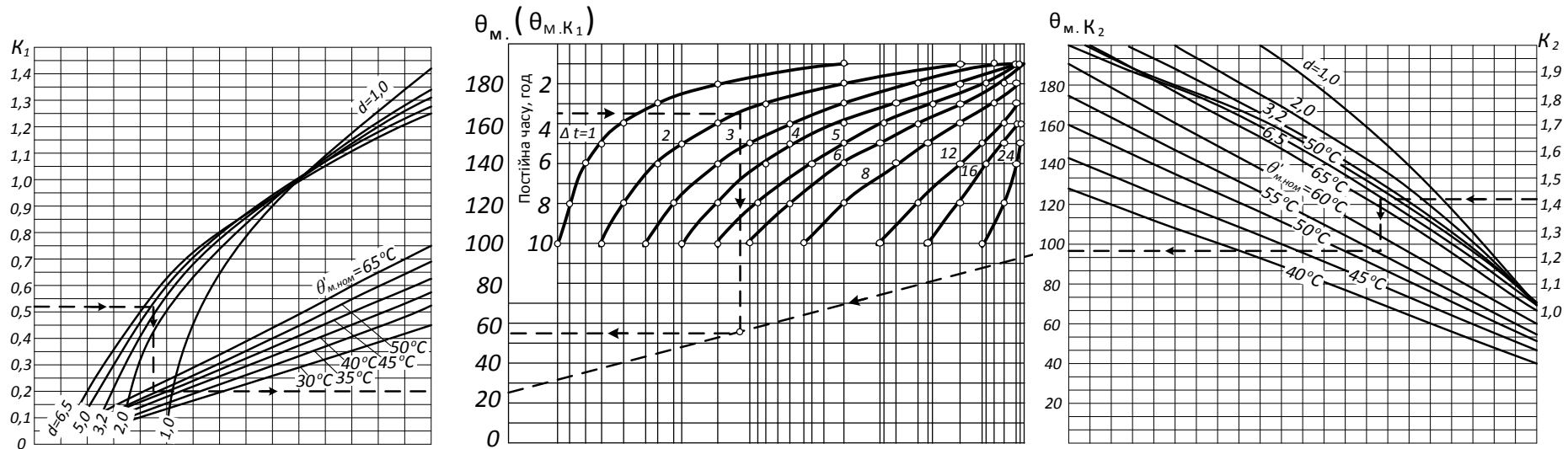


a)

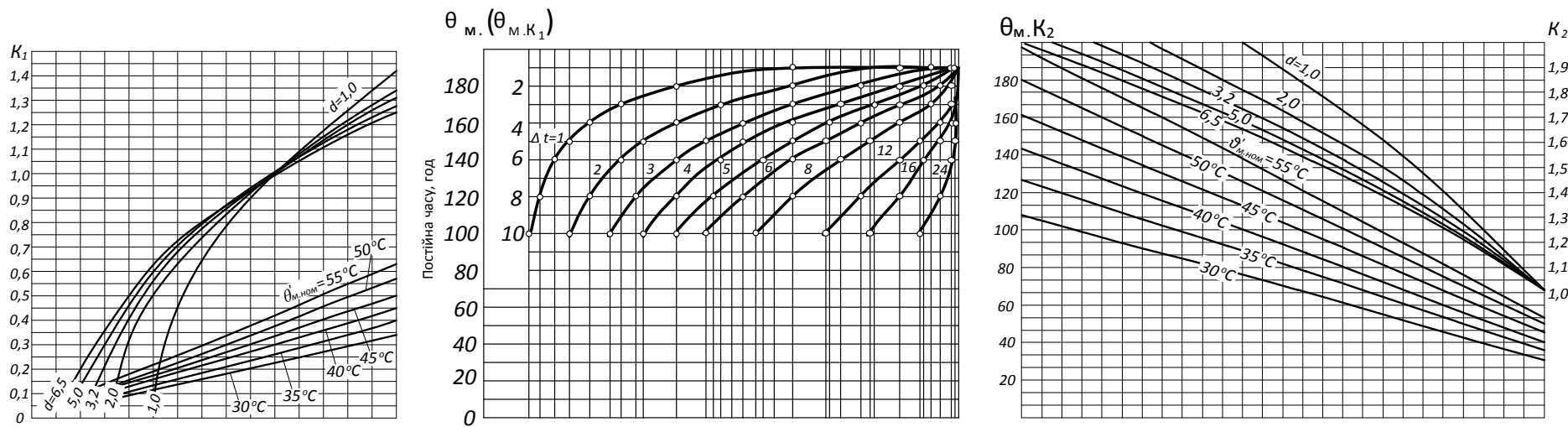


b)

Графік для визначення перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки трансформатора $\theta_{\text{HHT.M.HOM}}$ за допустимих перевантажень: *a* – для системи охолодження М і Д; *b* – для системи охолодження ДЦ і Ц



Графіки для визначення перевищення температури масла θ_m за допустимих перевантажень для системи охолодження **МіД**



Графіки для визначення перевищення температури масла θ_m за допустимих перевантажень для системи охолодження **ДЦ і Ц**

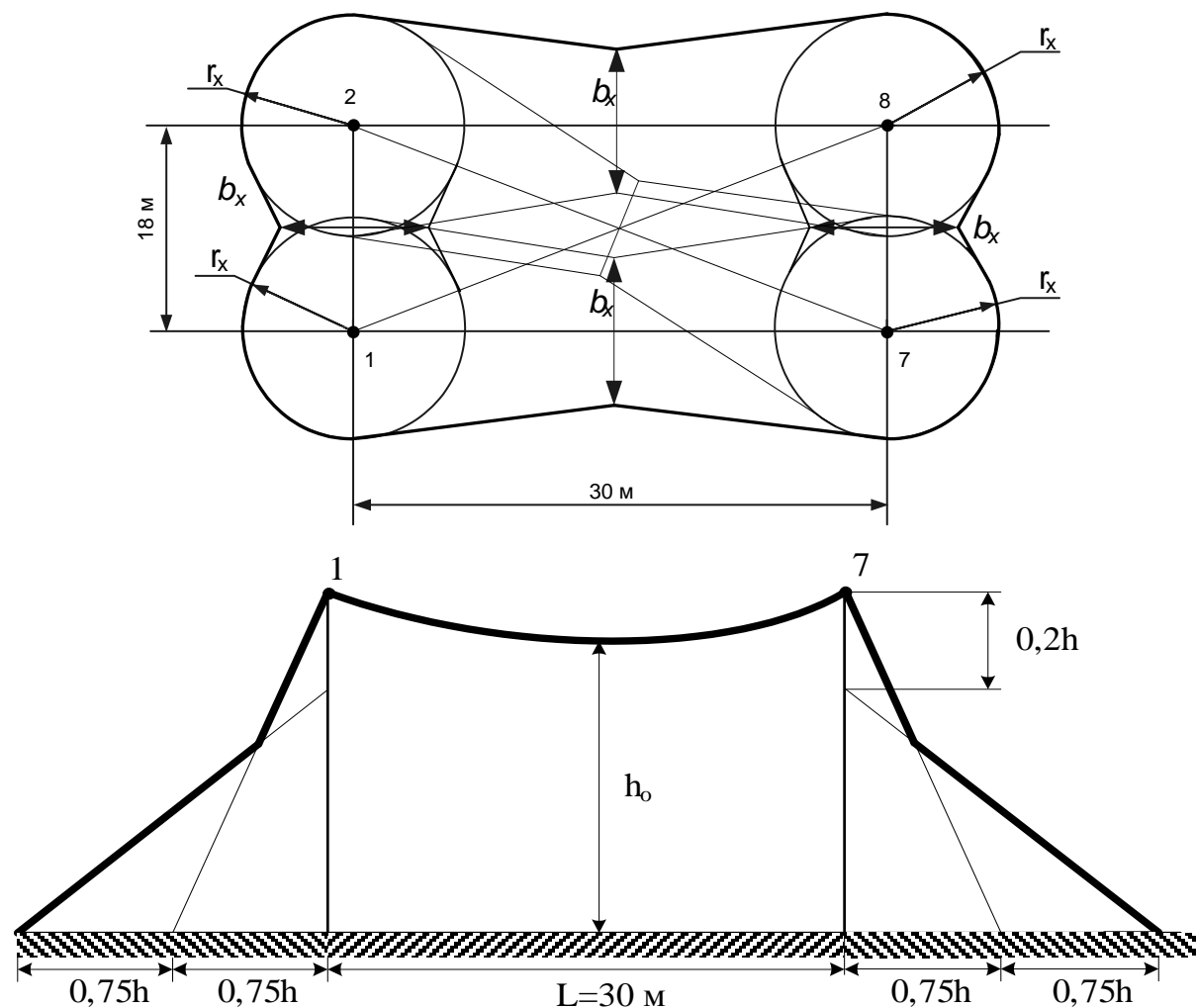
РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ-110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- висота блискавковідводу: $h = 23$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 13$ м.

Таблиця 1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-110 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	18	22,4	18,5	10,125
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	30	21,4	15,4	10,125
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	35	20,8	13,7	10,125



Вид на зону блискавковідводів зверху та збоку

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ СТАНЦІЇ

Таблиця 1 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	247756410.00	64.96%	94.98
Заробітна плата	6509124.47	1.71%	2.50
Інші затрати	127132767.23	33.33%	48.74
Разом	381398301.70	100%	146.22

Таблиця 2 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	66
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	266878,1
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чел.	1,67
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	1570140
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	23790
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	146,22