

MR-5754

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

621.31
Е 50

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт з дослідженням
власних потреб гідроелектростанції»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Бузурний Є. О.
(прізвище та ініціали)

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

Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕССЕМ

Бабенко О. В.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

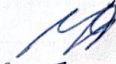
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18.03 2024 року

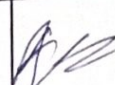
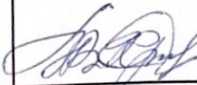
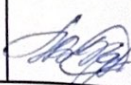
З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бузурному Євгенію Олександровичу.
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт з дослідженням власних потреб гідроелектростанції
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від №81 від 11.03.2024р
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Відстань до енергосистеми 180 км; вид промисловості району – целюлозно-паперова; паливо – вода; максимальне навантаження району 120 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 600 МВт; номінальна потужність системи 14500 МВА; номінальний опір системи 0,4 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту.
2. Електротехнічна частина. 3. Власні потреби ГЕС. 4. Охорона праці та безпека життєдіяльності в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-економічна частина. Висновки.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Схема електричних з'єднань головна. 2. Розріз гідроагрегату. 3. План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 4. Схема установки постійного струму. 5. Релейний захист і автоматика. 6. Лист до спеціальної частини. 7. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	к.т.н., доц. каф. ЕСС Лесько В. О.		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	ви
2	Обґрунтування проектування ГЕС	21.01.24	01.03.24	ви
3	Електротехнічна частина	02.03.24	22.03.24	ви
4	Дослідженням власних потреб гідроелектростанції	23.03.24	15.04.24	ви
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	ви
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	ви
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	ви
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	ви
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	ви
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	ви
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи

(підпис)

Є. О. Бузурний

В. О. Лесько

Анотація

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт з дослідженням власних потреб гідроелектростанції». Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця : ВНТУ, 2024.

Робота складається з 5 розділів: техніко-економічного обґрунтування, електротехнічної частини, релейного захисту і автоматики ГЕС, спеціальної частини, охорони праці, а також техніко-економічної частини.

В першому розділі подано техніко-економічне обґрунтування проекту. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано силове та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схем ВРУ-330 кВ та 110 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї; виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.

В деталі роботи розглянуто питання власних потреб ГЕС та ГАЕС.

Також розглянуто, питання охорони праці та безпеки життєдіяльності в надзвичайних ситуаціях, визначено собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, заробітної плати та інших витрат.

Бібліографій – 19, рисунків – 30, таблиць – 35

SUMMARY

"The electrical part of the HPP with a capacity of 900 MW with units of the type SV-1190/250-48". Master's thesis - Vinnytsia: VNTU, 2024.

The work consists of 5 sections: technical and economic justification, electrotechnical part, relay protection and automation of hydropower plants, special part, labor protection, as well as technical and economic part.

The technical and economic justification of the project is presented in the first section. In the electrical engineering part, the calculation of electrical load schedules was performed, the power and auxiliary equipment was selected, the structural scheme of the station, the schemes of VRU-330 kV and 110 kV and the scheme of own needs were selected; switching equipment, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, battery; calculation of lightning protection and grounding device VRU-330 kV was performed.

In the details of the project, the issue of own needs of HPPs and HPPs is considered.

The issues of labor protection and life safety in emergency situations were also considered, the cost of produced electricity was determined, taking into account depreciation deductions, wages and other expenses.

Bibliographies – 19, figures – 30, tables – 35

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	10
2.1. Графіки електричних навантажень.....	10
2.2. Вибір основного обладнання.....	15
2.3. Вибір структурної схеми станції.....	16
2.4. Вибір схеми власних потреб станції.....	26
2.5. Розрахунок струмів короткого замикання	27
2.6. Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ	37
2.7. Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	41
2.8. Вибір комутаційних апаратів	44
2.9. Вибір струмоведучих частин.....	46
2.10. Вибір кабелів.....	52
2.11. Вибір вимірювальних трансформаторів.....	53
2.12. Вибір акумуляторної батареї.....	57
3 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ГЕС.....	61
3.1. Гідросилове устаткування ГЕС і ГАЕС	61
3.2. Електричне устаткування ГЕС і ГАЕС	63
3.3 Допоміжне устаткування ГЕС і ГАЕС	65
3.4. Електричні схеми системи власних потреб ГЕС.....	68
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	75
4.1. Визначення кошторисної вартості проекрованої ГЕС.....	75
4.2. Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	77
4.2.1. Амортизація основних фондів	77
4.2.2. Розрахунок фонду заробітної плати	79
4.2.3. Розрахунок інших затрат	80

4.2.4. Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	81
4.3. Аналіз отриманих результатів.....	82
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	83
5.1. Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	84
5.1.1. Електробезпека	84
5.1.2. Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	86
5.2. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	88
5.2.1. Виробниче освітлення.....	89
5.2.2. Виробничий шум	90
5.2.3. Виробнича вібрація	91
5.3. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка стійкості роботи ГЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	93
5.3.1. Оцінювання стійкості роботи ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	95
5.3.2. Оцінювання стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	96
5.3.3. Розроблення заходів по підвищенню стійкості роботи ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій.....	98
5.4. Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ	100
5.5. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ	102
ВИСНОВКИ	105
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	106
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	108
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР.....	109
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина.....	

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АСК – автоматизована система керування;
БТ – блочний трансформатор;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;
ГГ – гідрогенератор;
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.
ЩУ – щит управління

ВСТУП

Актуальність теми. Рівень розвитку електроенергетичного комплексу має визначальний вплив на стан економіки в державі, на вирішення проблем соціальної сфери і рівень життя людей.

Електроенергетичній галузі притаманні специфічні особливості, пов'язані з одномоментністю генерування та споживання електричної енергії, що зумовлює необхідність централізованого диспетчерського оперативно-технологічного управління всім комплексом в цілому, реалізацію функцій системної та протиаварійної автоматики для забезпечення надійності і безпеки функціонування обладнання.

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах відсутності маневрових генеруючих потужностей і високої долі базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для вирішення цієї проблеми необхідне введення нових мобільних потужностей, які забезпечать оптимальну роботу ОЕС. Таку функцію виконують гідро та акумулюючі електростанції, потужність яких сьогодні недостатня.

Мета: проектування та розрахунок електричної частини ГЕС потужністю 900 МВт. Відповідно до поставленої мети в проекті розв'язуються такі **задачі**:

1. Техніко-економічне обґрунтування вибору станції для виконання магістерської кваліфікаційної роботи;
2. Розрахунок електричної частини станції ГЕС;
3. Дослідження власних потреб станції;
4. Дослідження питань щодо охорони праці на ГЕС;
5. Розрахунок та аналіз техніко-економічних показників проекрованої ГЕС.

Об'єкт дослідження – електрична частина ГЕС, власні потреби.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. При проектуванні головної схеми електричних з'єднань ЕС використовуються елементи теорії надійності.

Практична цінність проекту полягає в тому, що виконані розрахунки можуть бути використанні під час будівництва нової ГЕС

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспектив будівництва нових ГЕС.

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені у 11, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Стратегічною метою розвитку електроенергетичного комплексу є його перебудова на засадах новітніх технологій із забезпеченням маневреності, енергетичної та економічної ефективності, екологічної прийнятності, зовнішньої конкурентоспроможності та ринкових умов функціонування, що забезпечить стале, надійне, безпечне, якісне постачання електроенергії галузям економіки і соціальної сфери країни [3].

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах недостатності маневрових генеруючих потужностей і високої долі базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для вирішення проблеми поліпшення структури генеруючих потужностей необхідне введення нових потужностей.

Завданням даного дипломного проекту є проектування електричної частини гідравлічної електростанції. Проектування нових ГЕС на сьогодні залишається актуальною темою. ГЕС споруджуються тільки для вироблення електроенергії або в складі водогосподарських комплексів, які однозначно вирішують задачі покращення пароплавства та зрошення. Стікання більшості річок характеризується суттєвою нерівномірністю, в зв'язку з чим при ГЕС створюються водосховища сезонного та багаторічного регулювання. Водноенергетичні характеристики ГЕС визначаються шляхом водогосподарських розрахунків, які базуються на статично оброблених даних багаторічних спостережень за стіканням річок.

Собівартість електроенергії, яка виробляється на ГЕС, значно нижче собівартості електроенергії теплових станцій, оскільки до складу експлуатаційних витрат не входить вартість палива. В електричній частині ГЕС подібні конденсаційним електростанціям. Вони звичайно віддалені від центрів споживання, так як місце будівництва визначається в основному природними

умовами. Тому електроенергія видається на власних напругах. Особливістю ГЕС є мале споживання енергії на власні потреби, ККД складає $85 \div 90$ %. Енергетичні та техніко-економічні показники ГЕС суттєво залежать від природних умов і у різних станцій можуть суттєво відрізнятись.

Структура генеруючих потужностей потребує суттєвої зміни, так як через відсутність необхідних обсягів маневрових та пікових потужностей електроенергетична система не в змозі забезпечити оптимальний графік навантаження, вимоги по частоті, рівнях напруги та ефективну роботу з енергосистеми інших країн.

Слід зазначити, що розвиток і нормальне функціонування електроенергетики неможливе без розвитку власного енергомашинобудування і суміжних галузей промисловості, здатних забезпечити енергетику сучасним високоефективним устаткуванням. Очевидно, що зношене, фізично і морально застаріле енергетичне обладнання породжує основні проблеми в електроенергетиці: відносно низьку ефективність генерування, перетворення, передачі та розподілу енергії, необхідність подовження ресурсу енергоблоків електростанцій.

Тільки на основі сучасного енергообладнання електроенергетику України можна вивести на світовий рівень, який би забезпечив високу ефективність, надійність і безпеку функціонування при екологічній сприятливості всього паливно-енергетичного комплексу України.

Особливої актуальності в Україні, враховуючи її велику енергетичну залежність, набуває питання розвитку відновлювальних джерел енергії. Отже, розвиток і будівництво нових ГЕС є актуальним питанням на даний час.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Графіки електричних навантажень

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

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [4, 5]:

- 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 підраховуються за формулами:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 120 = 1,2 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 600 = 12 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{84^2}{120} = 3,53 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{570^2}{600} = 75,81 \text{ МВт}.$$

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

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

$$P_{p.вуд1} = 84 + 1,2 + 3,53 = 88,73 \text{ МВт};$$

$$P_{c.вуд1} = 570 + 12 + 75,81 = 657,81 \text{ МВт}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

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

$$P_{вуд.1} = 88,73 + 657,81 = 746,54 \text{ МВт}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{БП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вуд.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{БП} \cdot P_{вуд.маx}}{100}, \quad (2.5)$$

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

$P'_{БП}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P_{вуд.маx}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

$$P_{БП.1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{746,54}{900} \right) \cdot \frac{1 \cdot 824,4}{100} = 7,4 \text{ МВт}.$$

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{вир.t} = P_{вуд.t} + P_{БП.t}, \quad (2.6)$$

$$P_{вир.1} = 746,54 + 7,4 = 753,94 \text{ МВт}.$$

Графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби розраховуються за наведеним алгоритмом. Дані розрахунків зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{p.вид. t}$, $P_{с.вид. t}$, $P_{вир. t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.р}$) (рис. 2.1, таблиця 2.2).

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

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-10	10-15	15-16	16-18	18-19	19-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	80	100	100	90	95	85	95	95
	Маловод	75	95	95	85	90	80	90	90
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	96	120	120	108	114	102	114	114
	Маловод	90	114	114	102	108	96	108	108
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Маловод	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	4,61	7,20	7,20	5,83	6,50	5,20	6,50	6,50
	Маловод	4,05	6,50	6,50	5,20	5,83	4,61	5,83	5,83
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	101,81	128,40	128,40	115,03	121,70	108,40	121,70	121,70
	Маловод	95,25	121,70	121,70	108,40	115,03	101,81	115,03	115,03
Потужність, що віддається в систему, %	Повновод	95	100	100	100	100	100	100	95
	Маловод	30	40	50	50	50	40	40	30
Потужність, що віддається в систему, МВт	Повновод	570	600	600	600	600	600	600	570
	Маловод	180	240	300	300	300	240	240	180
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	12	12	12	12	12	12	12	12
	Маловод	12	12	12	12	12	12	12	12
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Повновод	75,81	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	75,81
	Маловод	7,56	13,44	21,00	21,00	21,00	13,44	13,44	7,56
Потужність, що віддається в систему	Повновод	657,81	696,00	696,00	696,00	696,00	696,00	696,00	657,81
	Маловод	199,56	265,44	333,00	333,00	333,00	265,44	265,44	199,56
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Повновод	759,62	824,40	824,40	811,03	817,70	804,40	817,70	779,51
	Маловод	294,81	387,14	454,70	441,40	448,03	367,25	380,47	314,59
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	7,47	7,83	7,83	7,76	7,79	7,72	7,79	7,58
	Маловод	4,92	5,43	5,80	5,72	5,76	5,32	5,39	5,03
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	767,09	832,23	832,23	818,79	825,49	812,12	825,49	787,09
	Маловод	299,73	392,56	460,49	447,13	453,79	372,56	385,86	319,62

Примітки:

- а) тривалість багатоводного сезону – 100 діб, маловодного сезону – 265 діб;
- б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{BII} = 1\%$;
- в) коефіцієнт попиту $K_n = 0,8$.

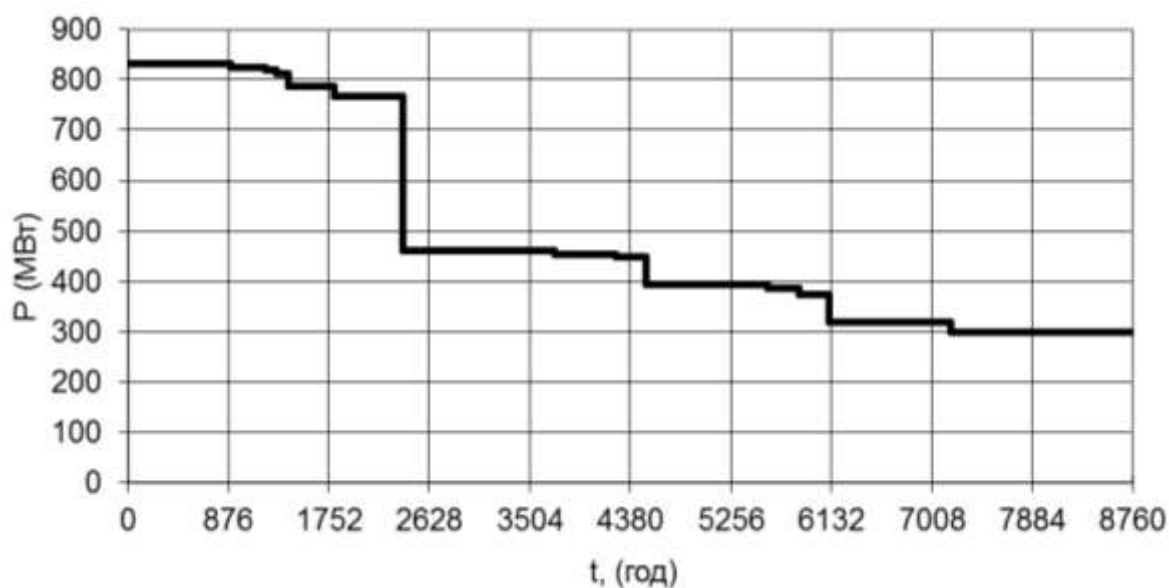
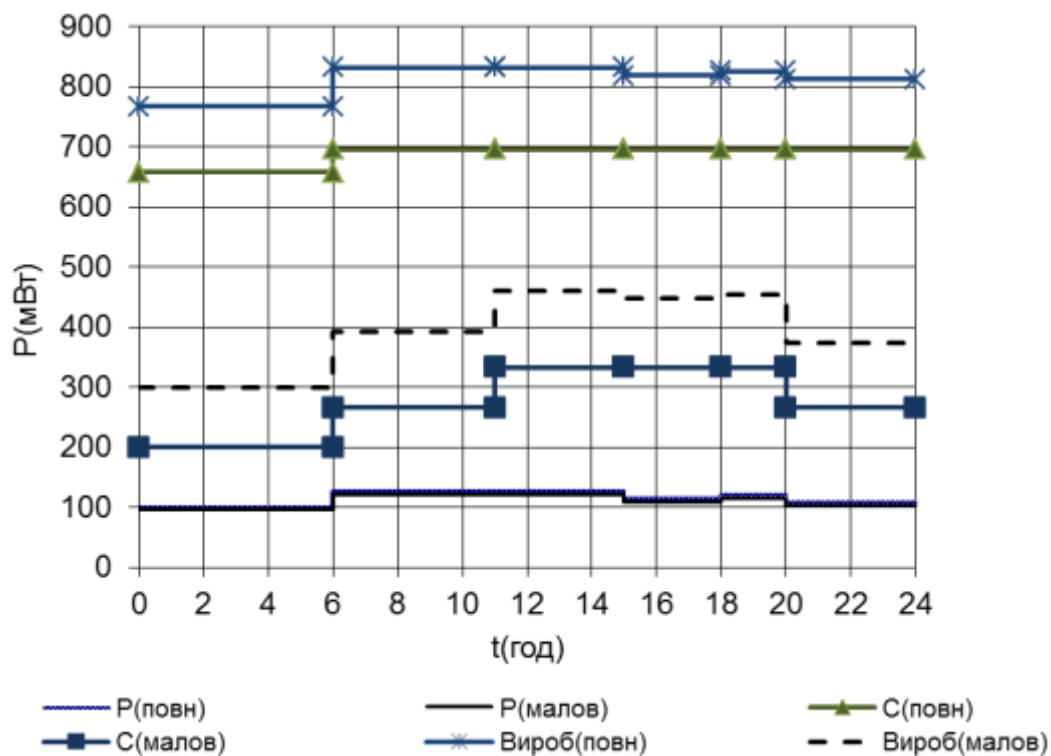


Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Дані для побудови річного графіка за тривалістю навантаження

P, МВт	832,23	832,23	825,49	825,49	818,79	812,12	787,09	767,09
t, год	400	500	200	100	100	100	400	600
tΣ, год	400	900	1100	1200	1300	1400	1800	2400
P, МВт	460,49	453,79	447,13	392,56	385,86	372,56	319,62	299,73
t, год	1325	530	265	1060	265	265	1060	1590
tΣ, год	3725	4255	4520	5580	5845	6110	7170	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	832,23
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир}t_i} \cdot t_i$	4336445,20
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	900
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = \frac{E_p}{8760}$	495,03
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$	0,59
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_6 = \frac{P_{cp}}{P_{\text{вст}}}$	0,55
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	5210,64
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4818,27
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,08
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВЛП}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВЛП}i} \cdot t_i$	57098,3
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВЛП}}$	4279346,9
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	3594

2.2. Вибір основного обладнання

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

Вибираємо гідрогенератор типу СВ-1190/250-48 відповідно до завдання. Основні параметри даного типу генератора беремо з [6]. Основні характеристики генератора приведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Основні характеристики генератора

Тип гідрогенератора	СВ-1190/250-48
$S_{Г.ном}$, МВА	264,7
$P_{Г.ном}$, МВт	225
$U_{Г.ном}$, кВ	15,75
$I_{Г.ном}$, кА	9,72
$\cos \varphi_{ном}$	0,85
η , %	98,2
$n_{ном}$, об/хв	125
Опори в.о.:	
x''_{d*}	0,24
x'_{d*}	0,35
x_{d*}	1,07
ВКЗ	1,04
$I_{fном}$, А	1595
I_{fx} , А	738,4
$U_{fном}$, В	430
K_f , об/хв	4

2.3. Вибір структурної схеми станції

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

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

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

P_{GP} – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{\text{леп}330} = \frac{696}{400} + 1 = 2,74 \approx 3 \text{ шт.};$$

$$n_{\text{леп}110} = \frac{128,4}{50} + 1 = 3,6 \approx 4 \text{ шт.}$$

Розглянемо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність агрегатних трансформаторів власних потреб [8]:

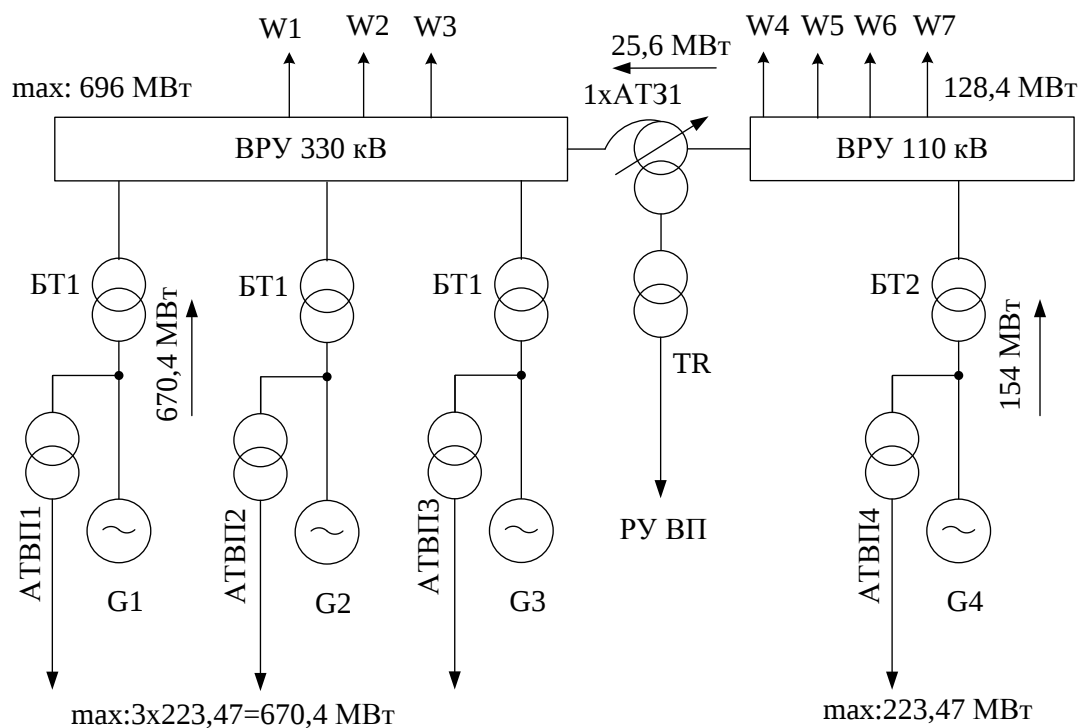
$$S_{\text{АТВП.розр}} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot P_{Г.ном}, \quad (2.8)$$

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

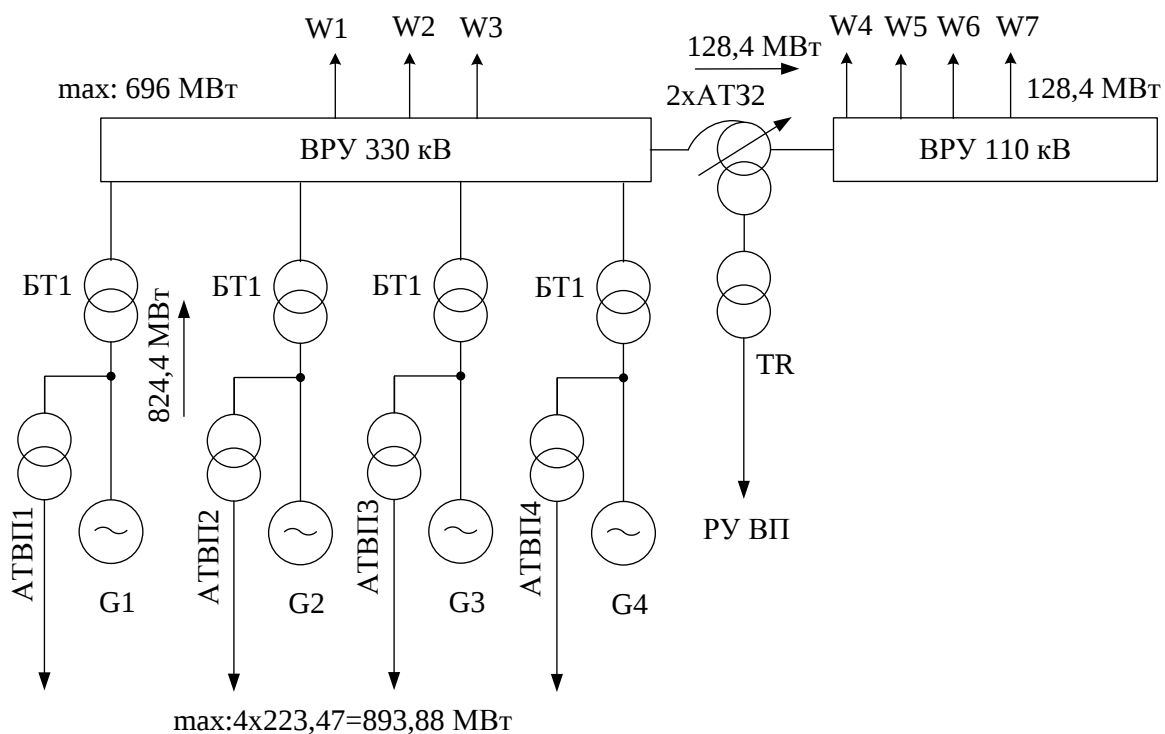
K_n – коефіцієнт попиту;

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

$$S_{\text{АТВП.розр}} = \frac{1}{100} \cdot 0,8 \cdot 225 = 1,8 \text{ МВА.}$$



а)



б)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми ГЕС

Розрахункова потужність резервного трансформатора власних потреб [7]:

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ATBП.розр}; \quad (2.9)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 1,8 = 2,844 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{БТ.розр} = S_{г.вст} - S_{вп.мах}; \quad (2.10)$$

$$S_{БТ.розр} = 264,7 - 1,8 = 262,9 \text{ МВА.}$$

Вибір автотрансформатора зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{ТЗмах} = S_{Г.вст} - S_{Б.Пмах} - S_{р.мах}, \quad (2.11)$$

$$S_{ТЗмах1} = 264,7 - 1,8 - 128,4 / 0,85 = 111,84 \text{ МВА;}$$

$$S_{ТЗмах2} = 0 - 0 - 128,4 / 0,85 = -151,06 \text{ МВА;}$$

б) мінімальний режим:

$$S_{ТЗmin} = S_{Г.вст} - S_{Б.Пмах} - S_{р.min}, \quad (2.12)$$

$$S_{ТЗmin1} = 264,7 - 1,8 - 82,24 / 0,85 = 166,15 \text{ МВА;}$$

$$S_{ТЗmin2} = 0 - 82,24 / 0,85 = -96,75 \text{ МВА;}$$

в) аварійний режим:

$$S_{ТЗ авар} = S_{Г.вст-1} - S_{БПмах} - S_{р.мах}, \quad (2.13)$$

$$S_{ТЗавар1} = S_{ТЗавар2} = 151,06 \text{ МВА.}$$

При установленні двох АТЗ розрахункова потужність одного з них:

$$\left. \begin{aligned} S'_{max} &= S_{max} / 1,4; \\ S'_{min} &= S_{min} / 1,4; \\ S'_{ав} &= S_{ав} / 2; \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

$$S'_{max2} = 151,06/1,4 = 107,9 \text{ МВА}; S'_{min2} = 96,75/1,4 = 69,1 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав2} = 151,06/2 = 75,53 \text{ МВА}.$$

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип	S _{ном} МВА	U _{ном} , кВ	U _к %	ΔP _х кВт	ΔP _{кз} кВт	I _х , %
БТ1	ТДЦ-250000/330	250	$\frac{347}{15,75}$	11	214	605	0,5
БТ2	ТДЦ-250000/110	250	$\frac{121}{15,75}$	10,5	200	640	0,5
АТЗ1	АТДЦТН-200000/330/110	200	$\frac{330}{115}$ 11	ВС-10,5 ВН-38 СН-25	155	560	0,45
АТЗ2	АТДЦТН-125000/330/110	125	$\frac{330}{115}$ 11	ВС-11 ВН-35 СН-24	100	345	0,45
АТВП	ТМН-2500/35	2,5	15,75/0,4	6,5	3,85	23,5	1,4
TR	Обмотка НН АТЗ	–	11	–	–	–	–

Приведені затрати [4, 5, 7]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З); \quad (2.15)$$

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

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

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(З)$ – очікуваний збиток;

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.16)$$

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

$B = 16$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

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

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{m.ном.}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.17)$$

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

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

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.6– Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, I вар./II вар., шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	3/4	6600	19800	26400
БТ-2	1/0	5140	5140	0
АТЗ-1	1/0	6400	6400	0
АТЗ-2	0/2	5260	0	10520
Вимикачі:				
- 330 кВ (схема 3/2)	11/14	6400	70400	89600
- 110 кВ (схема дві СШ з обхідною)	8/8	1680	13440	13440
Сума			115180	139960

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

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

$$\begin{aligned} \Delta W_I = & (3 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{3} \cdot 605 \cdot \left(\frac{788,71}{250}\right)^2 \cdot 3594) + (1 \cdot 155 \cdot 8760 + \\ & + 1 \cdot 640 \cdot \left(\frac{181,18}{200}\right)^2 \cdot 3594) + (1 \cdot 155 \cdot 8760 + 1 \cdot 560 \cdot \left(\frac{30,12}{200}\right)^2 \cdot 3594) = \\ & = 17486650,82 \text{ (кВт·год)}; \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} = & (4 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 605 \cdot \left(\frac{969,9}{250}\right)^2 \cdot 3594) + \\ & + (2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left(\frac{151,06}{125}\right)^2 \cdot 3594) = 18337743,42 \text{ (кВт·год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,084 \cdot 96600 + 0,094 \cdot 18580 + 16 \cdot 10^{-5} \cdot 17486650,82 = 11259,85 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = 0,084 \cdot 126520 + 0,094 \cdot 13440 + 16 \cdot 10^{-5} \cdot 18337743,42 = 13358,06 \text{ (тис.грн)}.$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 115180 + 11259,85 = 25081,85 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 139960 + 13358,06 = 30153,26 \text{ (тис.грн)}.$$

$\Delta Z = 18,4\% > 5\%$, отже, приймаємо І-й варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схем ВРУ 110 та 330 кВ

Для ВРУ–110 кВ приймаємо схему «дві робочі системи збірних шин з обхідною» (рисунок 2.3).

Для ВРУ – 330 кВ намічаємо два варіанти:

а) дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (3/2);

б) дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання (4/3)

(рисунок 2.4).

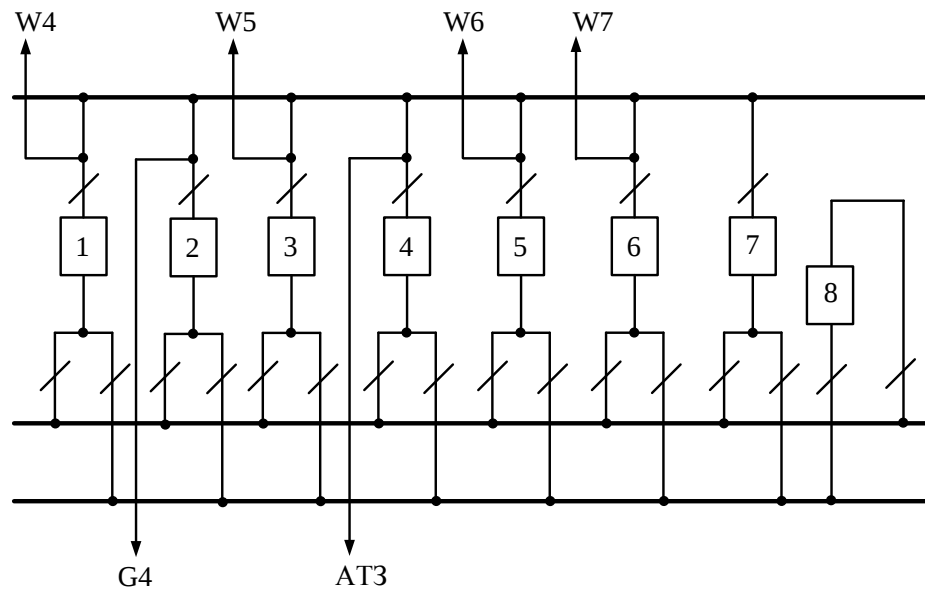


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

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

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

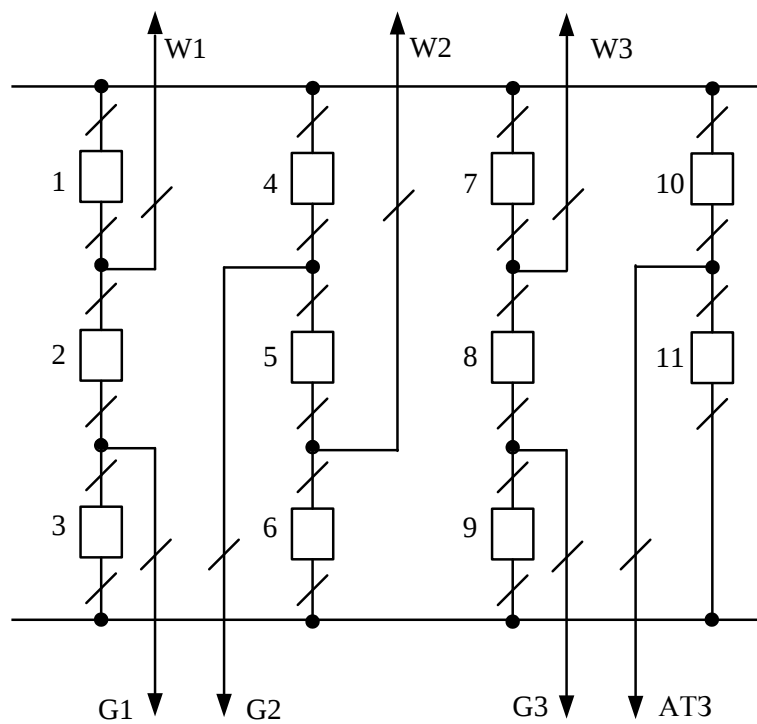
де $p_n = 0,15$ – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

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

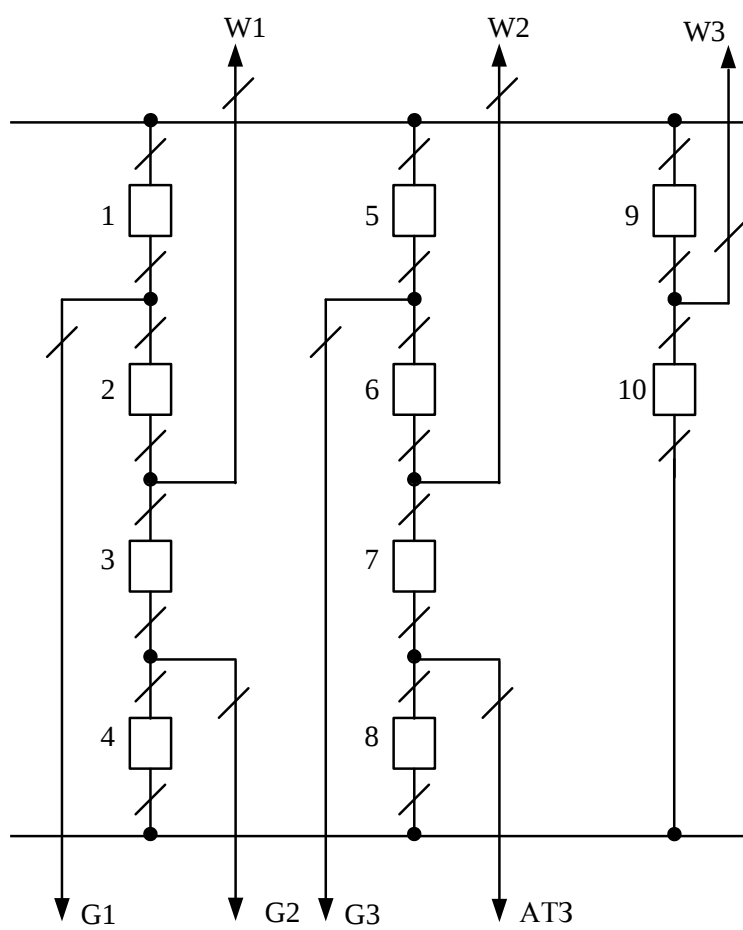
$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.19)$$

де n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн;



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.4 – Схеми ВРУ-330 кВ

$$U = a \cdot K / 100, \quad (2.20)$$

де $a = 8,4 \%$.

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

Показники надійності елегазових вимикачів наведено в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Показники надійності елегазових вимикачів 330 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потoku відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{в}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$, год.
	ω_1	ω_2			
330	0,015	0,005	100	0,2	200

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

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.21)$$

де $y_0 = 12$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – втрачаємо потужність, МВт;

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

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

Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Параметр		Числове значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	11	10
Вартість комірки, тис.грн	C_k	6400	6400
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{ГВ}$) та лінійних ($\omega_{ЛВ}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100)$	0,0144	0,0144
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\Pi} / 8760$	0,0045662	0,0045662
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9497717	0,9543379
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	1	1
	$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\Pi})$	75,0	75,0
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0085479	0,0085890
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0136767	0,0137425
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000411	0,0000411
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0000658	0,0000658

Для двох варіантів складаємо таблиці станів (таблиці 2.8, 2.9).

В таблиці 2.9 наведено розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ.

Очікуваний збиток через відмови вимикачів.

$$M(3)_I = 12 \cdot [0,0085479 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 153,99 + 0,0136767 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 153,99 +$$

$$+ 0,0000411 \cdot (25 \cdot 1 \cdot 153,99 + 3 \cdot 75 \cdot 153,99 + 6 \cdot 1 \cdot 249,06 + 2 \cdot 1 \cdot 377,46) +$$

$$+ 0,0000658 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 296 + 37 \cdot 1 \cdot 153,99 + 3 \cdot 75 \cdot 153,99)] = 175,63 \text{ тис грн.}$$

$$M(3)_{II} = 12 \cdot [0,0085479 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 153,99 + 0,0137425 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 153,99 +$$

$$+ 0,0000411 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 200,93 + 23 \cdot 1 \cdot 153,99 + 3 \cdot 75 \cdot 153,99 + 2 \cdot 1 \cdot 249,06 +$$

$$+ 2 \cdot 1 \cdot 377,46) + 0,0000658 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 200,93 + 28 \cdot 1 \cdot 153,99 + 3 \cdot 75 \cdot 153,99$$

$$+ 2 \cdot 1 \cdot 249,06 + 2 \cdot 1 \cdot 377,46)] = 175,03 \text{ тис грн.}$$

Таблиця 2.9 – Приведені затрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис. грн..	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	70400	64000
Щорічні експл. витрати	5913,6	5376
Очікуваний збиток	175,63	175,03
Приведені затрати	16649,23	15151,03

$\Delta Z = 9,4 \% > 5\%$, отже, приймаємо II варіант схеми ВРУ-330 кВ – схему «4/3».

2.4. Вибір схеми власних потреб станції

Схема власних потреб станції наведена на рисунку 2.5.

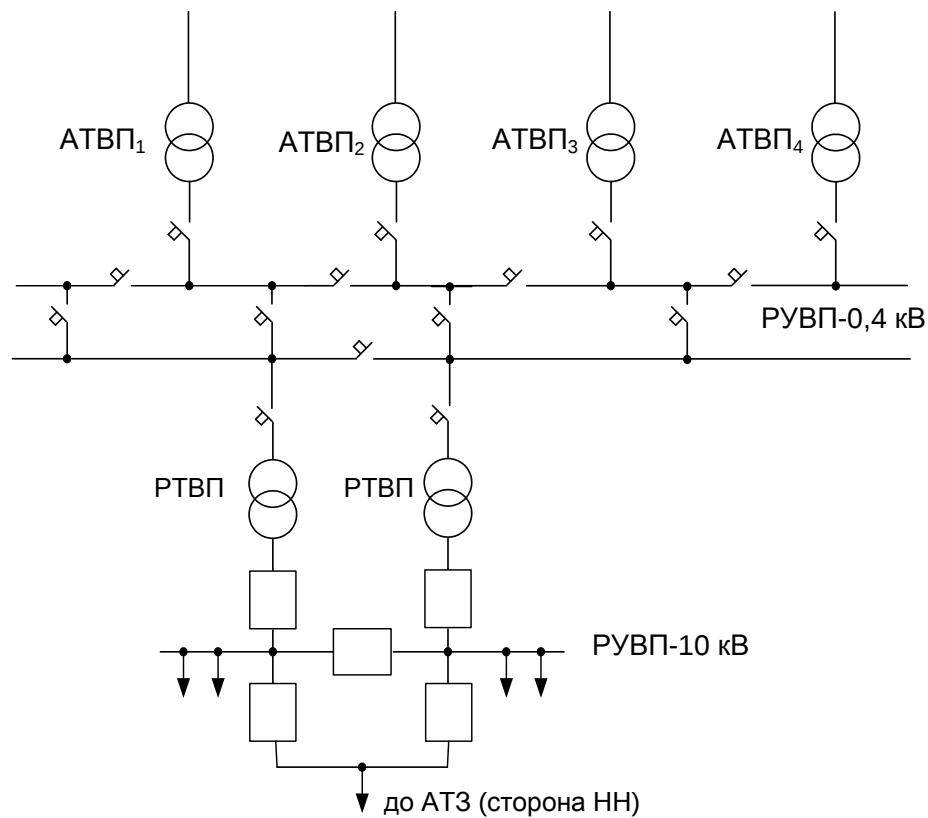


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

Кожний гідрогенератор має агрегатний трансформатор власних потреб (АТВП), від якого отримують живлення споживачі власних потреб 0,4 кВ. До шин РУВП-0,4 кВ приєднано два резервних трансформатора власних потреб (РТВП), які зв'язують РУВП-0,4 кВ з РУВП-10 кВ. До шин РУВП-10 кВ приєднано споживачі 10 кВ та автотрансформатор зв'язку (АТЗ), сторона НН якого виконує функції пускорезервного трансформатора власних потреб (ТР).

Кожна секція 0,4 кВ розділяється на дві напівсекції, до яких підключаються відповідальні та невідповідальні споживачі. Відповідальні споживачі приймають участь в самозапуску електродвигунів.

2.5. Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів: $S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}$; $U_{\delta} = U_{\text{сер.ном.}}$.

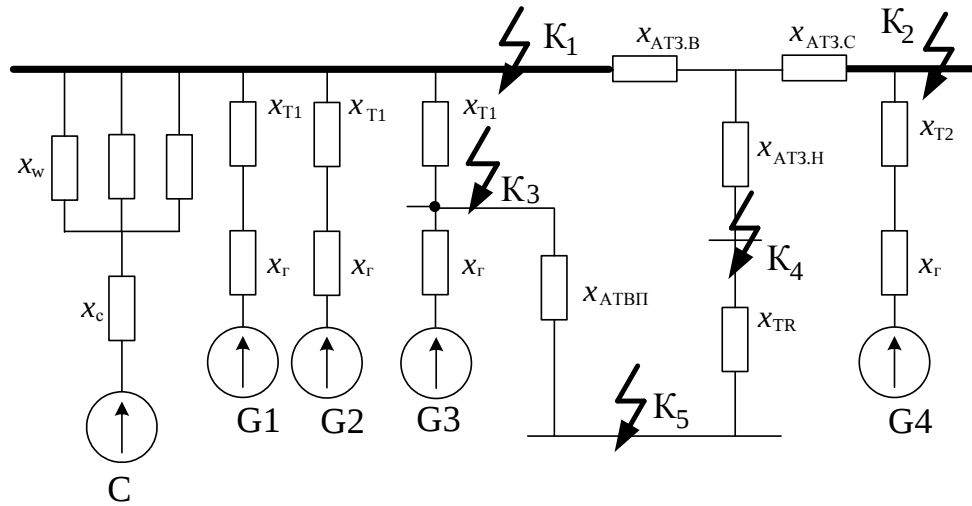


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = x_{c.ном*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{C.ном}}; \quad (2.22)$$

$$x_c = 0,4 \cdot \frac{1000}{14500} = 0,03;$$

ЛЕП:

$$x_W = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.ном}^2}; \quad (2.23)$$

$$x_W = 0,32 \cdot 180 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,5;$$

Блочний трансформатор:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}}; \quad (2.24)$$

$$x_{T1} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

$$x_{T2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,42;$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном\ G}}; \quad (2.25)$$

$$x_{\Gamma} = 0,24 \cdot \frac{1000}{264,7} = 0,91.$$

Трансформатор зв'язку:

$$\left. \begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-H\%} + u_{K\ B-C\%} - u_{K\ C-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-C\%} + u_{K\ C-H\%} - u_{K\ B-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{K\ B-H\%} + u_{K\ C-H\%} - u_{K\ B-C\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (38 + 10,5 - 25) = 11,75\ %;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 25 - 38) = -1,25 = 0\ %;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (38 + 25 - 10,5) = 26,25\ %.$$

$$x_{AT3.B} = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,47;$$

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

$$x_{AT3.H} = \frac{26,25}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 1,05.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

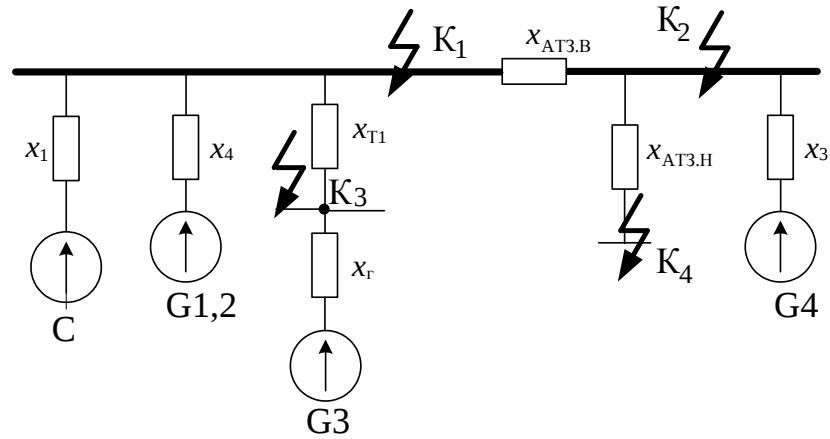


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

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

$$x_1 = 0,03 + \frac{0,5}{3} = 0,2;$$

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

$$x_2 = 0,91 + 0,44 = 1,35;$$

$$x_3 = x_{\Gamma} + x_{T2};$$

$$x_3 = 0,91 + 0,42 = 1,33.$$

$$x_4 = x_2 / 2;$$

$$x_4 = 1,35 / 2 = 0,675.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [4, 5]:

$$I_{\Pi, Oi} = \frac{E''_* \cdot I_{\delta i}}{x_{pez* i}} \quad (2.27)$$

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

$I_{\delta i}$ – базовий струм, кА;

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

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.28)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,66 \text{ кА};$$

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

Складові струмів КЗ [4]:

$$\left. \begin{array}{l} - \text{періодична: } I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} I_{n,0}; \\ - \text{аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{array} \right\} \quad (2.29)$$

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

$\gamma_{n,\tau}$ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.30)$$

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

Розрахунок точки K_1

Спрощуємо заступну схему відносно точки K_1 (рисунок 2.8).

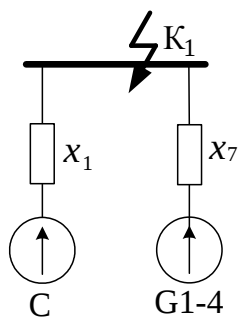


Рисунок 2.8 – Спрощення схеми для точки K_1

$$x_5 = \frac{x_2}{3};$$

$$x_5 = \frac{1,35}{3} = 0,45;$$

$$x_6 = x_3 + x_{AT3.B};$$

$$x_6 = 1,33 + 0,47 = 1,8.$$

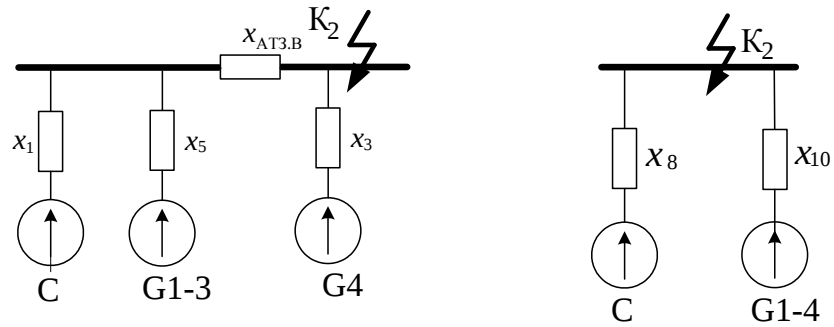
$$x_7 = \frac{x_5 \cdot x_6}{x_5 + x_6};$$

$$x_7 = \frac{0,45 \cdot 1,8}{0,45 + 1,8} = 0,36;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 1,7}{0,2} = 8,5 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 1,7}{0,36} = 5,336 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_2 (рисунок 2.9).

Рисунок 2.9 – Спрощення схеми для точки K_2

Розподіляємо $x_{AT3.B}$ між x_1 та x_5 [4, 5]:

$$\left. \begin{aligned} x\Delta &= x_{AT3.B} \cdot (x_1 + x_5); \\ x_8 &= x_1 + (x\Delta / x_5); \\ x_9 &= x_5 + (x\Delta / x_1); \end{aligned} \right\}$$

$$x\Delta = 0,47 \cdot (0,2 + 0,45) = 0,31;$$

$$x_8 = 0,2 + (0,31 / 0,45) = 0,89;$$

$$x_9 = 0,45 + (0,31 / 0,2) = 2;$$

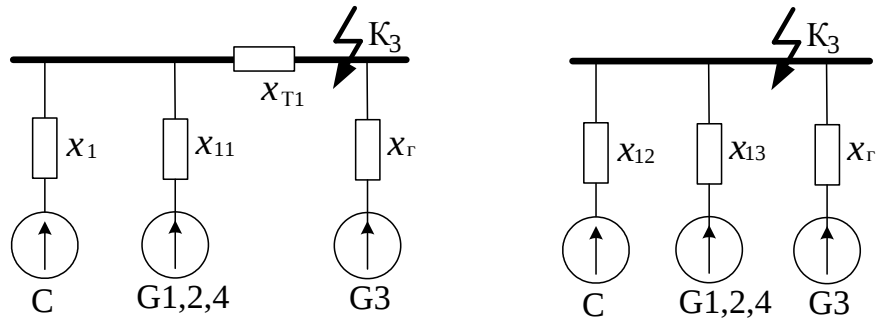
$$x_{10} = \frac{x_9 \cdot x_3}{x_9 + x_3};$$

$$x_{10} = \frac{2 \cdot 1,33}{2 + 1,33} = 0,8;$$

$$I_{П,0C} = \frac{1 \cdot 5,02}{0,89} = 5,64 \text{ кА};$$

$$I_{П,0G\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 5,02}{0,8} = 7,091 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_3

Рисунок 2.10 – Спрощення схеми для точки K_3

$$x_{11} = \frac{x_4 \cdot x_6}{x_4 + x_6};$$

$$x_{11} = \frac{0,675 \cdot 1,8}{0,675 + 1,8} = 0,49;$$

$$x\Delta = x_{T1} \cdot (x_1 + x_{11});$$

$$x_{12} = x_1 + (x\Delta / x_{11});$$

$$x_{13} = x_{11} + (x\Delta / x_1);$$

$$x\Delta = 0,44 \cdot (0,2 + 0,49) = 0,304;$$

$$x_{12} = 0,2 + (0,304 / 0,49) = 0,82;$$

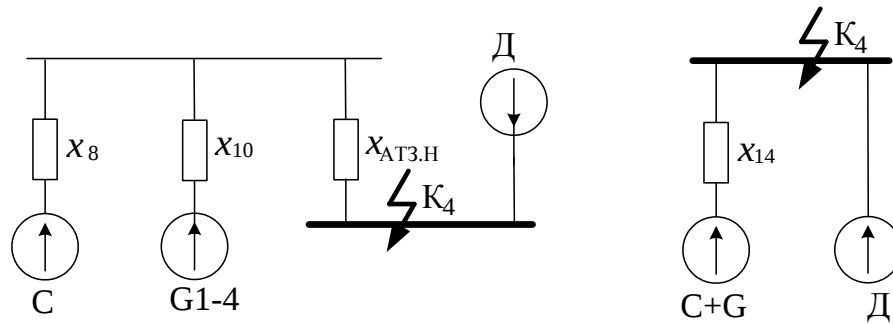
$$x_{13} = 0,49 + (0,304 / 0,2) = 2,01;$$

$$I_{\Pi,0C} = \frac{1 \cdot 36,66}{0,82} = 44,707 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G1,2,4} = \frac{1,13 \cdot 36,66}{2,01} = 20,61 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi,0G3} = \frac{1,13 \cdot 36,66}{0,91} = 45,523 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки K_4

Рисунок 2.11 – Спрощення схеми для точки K_4

$$x_{14} = \frac{x_8 \cdot x_{10}}{x_8 + x_{10}} + x_{AT.H};$$

$$x_{14} = \frac{0,89 \cdot 0,8}{0,89 + 0,8} + 1,05 = 1,47;$$

$$I_{П,0C+G} = \frac{1 \cdot 54,99}{1,47} = 37,408;$$

$$I_{П,О,Д} = 4 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{U_{ном}} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot S_{ТР.розр}}{U_{ном}}; \quad (2.31)$$

$$I_{П,О,Д} = 4 \cdot \frac{1,25 \cdot 2,5}{10} = 1,25 \text{ кА.}$$

Попередньо встановлюємо вимикачі (таблиця 2.10).

Таблиця 2.10 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{B.B.}, \text{с}$
ВРУ 110 кВ	ВГБ-110У1	0,035
ВРУ 330 кВ	ВГБ-330У1	0,035
РУВП 10 кВ	ВР0-10 (комірка КРУ типу КУ 10)	0,04

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

$$I'_{ном} = \frac{S_{Г.ном\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср ном}}; \quad (2.32)$$

К₁ G₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 264,7 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,8 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 5,336 / 1,8 = 2,96; \quad \gamma_{н. \tau} = 0,94.$$

К₂ G₁₋₄

$$I'_{ном} = 4 \cdot 264,7 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 5,316 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 7,091 / 5,316 = 1,33; \quad \gamma_{н. \tau} = 0,98.$$

К₃ а) G₃

$$I'_{ном} = 9,72 \text{ кА}; \quad \tau = 0,045 \text{ с};$$

$$I_{н.о} / I'_{ном} = 45,523 / 9,72 = 4,7; \quad \gamma_{н. \tau} = 0,88.$$

б) G_{1,2,4}

$$I'_{ном} = 3 \cdot 9,72 = 29,16 \text{ кА}; \quad I_{н.о} / I'_{ном} = 20,61 / 29,16 = 0,7 < 1; \quad \gamma_{н. \tau} = 1.$$

Таблиця 2.11 – Дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	k_y	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{н. \tau}$
К ₁ шини 330 кВ	С-ма	0,045	0,04	1,78	0,325	1
	G1-4		0,2	1,85	0,91	0,94
К ₂ шини 110 кВ	С-ма	0,045	0,02	1,608	0,105	1
	G1-4		0,2	1,85	0,799	0,98
К ₃ генератор G ₃	С-ма	0,045	0,04	1,78	0,325	1
	G1,2,4		0,2	1,85	0,799	1
	G3		0,3	1,9	0,861	0,88
К ₄ РУВП 10 кВ	С-ма+ G1-4	0,05	0,05	1,82	0,368	1
	Двигуни		0,04	1,65	0,287	1

Визначаємо складові струмів КЗ від двигунів ВП [2]:

$$\left. \begin{aligned} I_{П, \tau, Д} &= I_{П, 0, Д} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{a, \tau, Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{П, 0, Д} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{y, Д} &= \sqrt{2} \cdot K_{y, Д} \cdot I_{П, 0, Д}; \end{aligned} \right\}$$

$$I_{П, \tau, Д} = 1,25 \cdot e^{-0,05/0,07} = 0,612 \text{ кА};$$

$$i_{a,\tau,\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot e^{-0,05/0,04} = 0,506 \text{ кА};$$

$$i_{y,\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 1,25 = 2,916 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.12 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}, \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}, \text{ кА}$	Примітка
К ₁ шини 330 кВ	Система	8,500	21,394	3,902	8,500	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	5,336	13,959	6,025	5,016	
	Сума	13,836	35,353	9,927	13,516	
К ₂ шини 110 кВ	Система	5,640	12,825	0,841	5,640	Ком.апаратура та шини
	Генератори 1-4	7,091	18,549	8,006	6,949	
	Сума	12,731	31,373	8,847	12,589	
К ₃ генератор G3	Система	44,707	112,525	20,523	44,707	Ком.апарат.
	Генератори 1,2,4	20,610	53,913	23,271	20,610	
	Сума (без G3)	65,317	166,438	43,794	65,317	
	Генератор 3	45,523	122,302	55,403	40,060	Шини
	Повна сума	110,840	288,740	99,197	105,377	
К ₄ РУВП 10 кВ	С+Генератори	37,408	96,269	19,459	37,408	Ком.апаратура та шини
	Двигуни	1,250	2,916	0,506	0,612	
	Сума	38,658	99,186	19,965	38,020	

2.6. Розрахунок струмів КЗ в РУВП-0,4 кВ

Визначимо величину струму КЗ при живленні РУВП-0,4 кВ від АТВП та РТВП.

а) при живленні від РТВП

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п.о}_\Sigma}}; \quad (2.33)$$

$$X_{C.BH} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 38,658} = 0,157 \text{ Ом};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.34)$$

$$X_c = 0,157 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,251 \text{ Ом};$$

Параметри трансформаторів [7]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}}{S_{T.ном}}; \quad (2.35)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (2.36)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}. \quad (2.37)$$

Опори РТВП:

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

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

$$X_{TR} = \sqrt{3,52^2 - 0,64^2} = 3,461 \text{ мОм}.$$

Номінальний струм:

$$I_{max TR} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3608,4 \text{ А}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА68Н :

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

$$q = 2(160 \cdot 12) = 3840 \text{ мм}^2;$$

$$r_{num} = 0,013 \text{ мОм/м};$$

$$X_{num} = 0,020 \text{ мОм/м};$$

$$l = 20 \text{ м.}$$

$$r_{ul} = 0,013 \cdot 20 = 0,26 \text{ мОм.}$$

$$X_{ul} = 0,020 \cdot 20 = 0,4 \text{ мОм.}$$

Сумарний опір кола КЗ:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_T + X_{ul};$$

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{ul};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,251 + 3,461 + 0,4 = 4,112 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,64 + 0,26 = 0,9 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{4,112^2 + 0,9^2} = 4,21 \text{ мОм.}$$

Струм трифазного металевого КЗ [7]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (2.38)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 4,21} = 54,86 \text{ кА.}$$

Мінімальний струм трифазного КЗ з урахуванням струмообмежуючої дії дуги ($R_{nep} = 15 \text{ мОм}$):

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{nep})^2}}; \quad (2.39)$$

$$r_{\Sigma}' = 0,9 + 15 = 15,9 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma}' = \sqrt{4,112^2 + 15,9^2} = 16,47 \text{ мОм};$$

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,47} = 14,022 \text{ кА}.$$

Середнє значення струму трьохфазного КЗ:

$$I_{K.ср}^{(3)} = \frac{54,86 + 14,022}{2} = 34,441 \text{ кА}.$$

б) при живленні від АТВП

$$X_{C.BH} = \frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot 110,84} = 0,082 \text{ Ом};$$

$$X_c = 0,082 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{15,75} \right)^2 = 0,053 \text{ Ом};$$

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

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

$$X_{ATBП} = \sqrt{3,52^2 - 0,64^2} = 3,461 \text{ мОм}.$$

Сумарний опір кола КЗ:

$$X_{\Sigma 2} = 0,053 + 3,461 + 0,4 = 3,914 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,64 + 0,26 = 0,9 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{3,914^2 + 0,9^2} = 4,02 \text{ мОм}.$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 4,02} = 57,445 \text{ кА}.$$

$$z_{\Sigma}' = \sqrt{3,912^2 + 15,9^2} = 16,37 \text{ мОм};$$

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,37} = 14,107 \text{ кА}.$$

$$I_{K.ср}^{(3)} = \frac{57,445 + 14,107}{2} = 35,776 \text{ кА}.$$

За розрахунковий струм КЗ на стороні 0,4 кВ приймаємо більший струм КЗ: $I_{K.cр}^{(3)} = 35,776$ кА.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.cр}^{(3)} \quad (2.40)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 35,776 = 65,773 \text{ кА.}$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.41)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 3,608 = 8,262 \text{ кА;}$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.42)$$

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot 3,608 = 11,618 \text{ кА.}$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 35,776 + 8,262 = 44,038 \text{ кА;}$$

$$i_{y.\Sigma} = 65,773 + 11,618 = 77,391 \text{ кА.}$$

2.7. Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-330 кВ

Максимальні струми [4]:

$$I_{maxW} = \frac{P_{zp.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.43)$$

$$I_{max BT} = \frac{S_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.44)$$

$$I_{max AT3} = 1,5 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.45)$$

$$I_{maxW} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823 \text{ A};$$

$$I_{max BT1} = \frac{264,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 488 \text{ A};$$

$$I_{max AT3} = 1,5 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 525 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [4]:

$$B_{\kappa} = I_{н,о}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (2.46)$$

$$B_{\kappa} = 13,836^2 (0,2 + 0,2) = 76,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

де $t_{вим}$ – час вимикання КЗ, с.

ВРУ-110 кВ

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

$$I_{max BT2} = \frac{264,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1462 \text{ A};$$

$$I_{max AT3} = 1,5 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1575 \text{ A};$$

$$B_{\kappa} = 12,731^2 (0,2 + 0,2) = 65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор

$$I_{\max G} = \frac{I_{\varepsilon.ном}}{0,95}; \quad (2.47)$$

$$I_{\max ATBII} = \frac{S_{ATBII}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.48)$$

$$I_{\max G} = \frac{9720}{0,95} = 10231,6 \text{ A};$$

$$I_{\max BT2} = \frac{111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 4283 \text{ A};$$

$$I_{\max ATBII} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 91,6 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa} = B_{Kn} + B_{Ka} = (B_{nc} + B_{n\kappa} + B_{n\kappa c}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{n\kappa}^* \cdot I_{n,o,\kappa}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{n,o,\kappa}) \cdot t_{вум} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{n,o,\kappa}^2 \cdot T_{a,\kappa} + 4 \cdot I_c \cdot I_{n,o,\kappa} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,\kappa})), \quad (2.49)$$

де $t_{вум} = 4 \text{ с}$; $B_{n\kappa}^* = 0,5$; $T^* = 0,7$; $T_{a,\kappa} = 0,3 \text{ с}$; $I_{n,o,\kappa} = 45,523 \text{ кА}$;

$I_c = 65,317 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,2 \text{ с}$.

$$B_{\kappa} = (65,317^2 + 0,5 \cdot 45,523^2 + 2 \cdot 65,317 \cdot 45,523 \cdot 0,7) \cdot 4 + (65,317^2 \cdot 0,2 + 45,523^2 \cdot 0,3 + \\ + (4 \cdot 65,317 \cdot 45,523) / (1/0,2 + 1/0,3)) = 39333 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП 10 кВ

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

$$B_K = 38,658^2 (0,3 + 0,05) = 523 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ

$$I_{\max} = 3608,4 \text{ А}.$$

$$B_K = I_{\text{П.О.С}}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а.ср}}) + 1,5 \cdot I_{\text{П.О.Д}}^{(3)^2} \cdot T_{\text{а.ср}} + 4 \cdot I_{\text{К.Д}}^{(3)} \cdot I_{\text{К}}^{(3)} \cdot T_{\text{а.ср}}, \quad (2.50)$$

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

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_{\text{а}},$$

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

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

Приймаємо для установки автомат типу ЭО40С серії “Електрон” :

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

$$I_{\text{а.ном}} = 6300 \text{ А} > I_{\max} = 3608,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{КС}} = 115 \text{ кА} > i_y = 77,391 \text{ кА};$$

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

Імпульс квадратичного струму

$$B_K = 35,776^2 (0,31 + 0,03) + 1,5 \cdot 8,262^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 35,776 \cdot 8,262 \cdot 0,03 = 474 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2.8. Вибір комутаційних апаратів

Вибір вимикачів та роз'єднувачів наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів

ВРУ – 330 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ – 330У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330$ кВ	$U_{ном} = 330$ кВ	$U_{ном} = 330$ кВ
$I_{max} = 823$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 3200$ А
$I_{п.т} = 13,516$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{a.т} = 9,927$ кА	$I_{a,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 19,74$ кА	—
$I_{п.о} = 13,836$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_y = 35,353$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 160$ кА
$B_k = 76,6$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 7938$ кА ² ·с
ВРУ – 110 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ – 110У1	РНДЗ.1 – 110/2000У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 1575$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{п.т} = 12,589$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	—
$i_{a.т} = 8,847$ кА	$I_{a,ном} = \sqrt{2} I_{вим.ном} \beta_{ном} = 19,74$ кА	—
$I_{п.о} = 12,731$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	—
$i_y = 31,383$ кА	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{дин} = 100$ кА
$B_k = 65$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² ·с
РУВП 10 кВ		
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРЗ-10У2	Комірка КРУ типу КУ10С
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 144$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 2000$ А
$I_{п.т} = 37,408$ кА	$I_{вим.ном} = 40$ кА	
$i_{a.т} = 19,459$ кА	$i_{a.ном} = 19,8$ кА	
$I_{п.о.} = 37,408$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	
$i_y = 96,269$ кА	$i_{дин} = 128$ кА	$i_{дин} = 128$ кА
$B_k = 523$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	

2.9. Вибір струмоведучих частин

ВРУ-330 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 823 \text{ A};$$

$$I_{n,o} = 13,836 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 35,353 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 300/204 [6]:

$$d = 29,2 \text{ мм}; \quad I_{don} = 700 \text{ A}; \quad D = 450 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середньгеометрична відстань між фазами:

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 823 \text{ A} < I_{don} = 2 \cdot 700 = 1400 \text{ A}.$$

Перевірка на коронування [4]

- початкова критична напруженість електричного поля:

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

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

r_0 – радіус проводу, см.

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

- напруженість електричного поля біля поверхні проводів:

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

де κ – коефіцієнт підсилення поля;

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус проводу, см;

U_{max} – максимальна допустима напруга електроустановки, кВ;

n – кількість проводів у фазі, шт.;

При $n = 2$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}; \\ r_{ек} &= \sqrt{r_0 \cdot a}; \end{aligned} \right\} \quad (2.53)$$

де $a = 40$ см – відстань між проводами в розщепленій фазі.

$$\kappa = 1 + 2 \cdot \frac{1,46}{40} = 1,073;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,46 \cdot 40} = 7,64 \text{ см};$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{567}{7,64}} = 24,1 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 24,1 = 25,8 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз [4]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.54)$$

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

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

$$q_{ек} = \frac{488 \cdot 0,95}{1,1} = 421,5 \text{ мм}^2.$$

За умовою відсутності корони приймаємо провід марки АС 450/56:
 $d = 29,1 \text{ мм}; I_{дон} = 860 \text{ А}.$

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{525 / 1,5}{1,1} = 318,2 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки АС 330/30: $d = 24,8 \text{ мм}; I_{дон} = 680 \text{ А}.$

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1575 \text{ А};$$

$$I_{n,o} = 12,731 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 31,373 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо два проводи марки АС 400/22 [6]:

$$d = 26,6 \text{ мм}; I_{дон} = 830 \text{ А}; D = 300 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

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

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 1575 \text{ A} < I_{don} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ A}.$$

Перевірка на коронування [4]:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,29 \text{ кВ/см};$$

$$\kappa = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{20} = 1,133;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,33 \cdot 20} = 5,158 \text{ см};$$

$$E = 1,133 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \frac{378}{5,156}} = 9,782 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 9,782 = 10,467 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,29 = 28,16 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

$$q_{ек} = \frac{1462 \cdot 0,95}{1,1} = 1263 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо три проводи марки АС 450/56: $d = 28,8 \text{ мм}$; $I_{don} = 860 \text{ А}$.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку:

$$q_{ек} = \frac{1575 / 1,5}{1,1} = 954,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо два проводи марки АС 400/22: $d = 26,6 \text{ мм}$; $I_{don} = 830 \text{ А}$.

Генератор.

Встановлюємо пофазно екранований струмопровід генераторної напруги типу ТЕКН-Е-20-12500-400.

$$U_{yct} = 15,75 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 10231,6 \text{ А} \leq I_{ном} = 12500 \text{ А};$$

$$i_y = 166,438 \text{ кА} \leq i_{дин} = 400 \text{ кА}.$$

РУВП-10 кВ.

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-2000-125.

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

$$I_{max} = 144 \text{ А} \leq I_{ном} = 2000 \text{ А};$$

$$i_y = 99,186 \text{ кА} \leq i_{дин} = 125 \text{ кА}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{П,0} = 44,038 \text{ кА};$$

$$i_y = 77,391 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa} = 474 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШМА68Н [4]:

$$I_{ном} = 3608,4 \text{ А}; > I_{max} = 4000 \text{ А};$$

$$q = 2(160 \cdot 12) = 3840 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c}; \quad (2.55)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{474 \cdot 10^6}}{90} = 242 \text{ мм}^2 < q = 3840 \text{ мм}^2.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість.

Шини на ізоляторах встановлюємо «плашмя», то момент інерції та опору визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} I_{\phi} &= \frac{b \cdot h^3}{6}; \\ W_{\phi} &= \frac{b \cdot h^2}{3}; \end{aligned} \right\} \quad (2.563)$$

$$I_{\phi} = 1,2 \cdot 16^3 / 6 = 819,2 \text{ см}^4;$$

$$W_{\phi} = 1,2 \cdot 16^2 / 3 = 38,4 \text{ см}^3;$$

Довжина прогону:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{I_{\phi}}{q}} \quad (2.57)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{819,2}{38,4 \cdot 2}} = 2,83 \text{ м}^2;$$

$$l \leq 1,68 \text{ м.}$$

Приймаємо $l = 1,6 \text{ м}$; відстань між фазами: $a = 0,2 \text{ м}$.

Момент інерції полоси:

$$I_n = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.58)$$

$$I_n = 1,2 \cdot 16^3 / 12 = 409,6 \text{ см}^4;$$

Коефіцієнт форми: $\kappa_{\phi} = 0,34$.

Сила взаємодії між полосами:

$$f_n = \frac{\kappa_{\phi} \cdot i_y^2}{4b} \cdot 10^{-1}; \quad (2.59)$$

$$f_n = \frac{0,34 \cdot 77,391^2}{4 \cdot 0,012} \cdot 10^{-1} = 4242,5 \text{ Н/м.}$$

Напруженість в матеріалі полоси:

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12W_n}; \quad (2.60)$$

$$W_n = \frac{b \cdot h^2}{6};$$

$$W_n = 1,2 \cdot 16^2 / 6 = 51,2 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_n = \frac{4242,5 \cdot 0,8^2}{12 \cdot 51,2} = 4,42 \text{ МПа.}$$

Напруженість в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_\phi \cdot a} \cdot 10^{-2}; \quad (2.61)$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{77,391^2 \cdot 1,6^2}{38,4 \cdot 0,2} \cdot 10^{-2} = 34,6 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{розр} = \sigma_\phi + \sigma_n;$$

$$\sigma_{розр} = 34,6 + 4,42 = 39,2 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 40 \text{ МПа.}$$

2.10. Вибір кабелів

Вибираємо кабель для електродвигуна власних потреб типу 4А315S4У3:

$P_{\text{д.ном}} = 160 \text{ кВт}$; $U_{\text{д.ном}} = 380 \text{ В}$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,91$; $\nu_0 = 30^\circ$; $T_{\text{max}} = 2500 \text{ год.}$

Приймаємо алюмінієвий кабель. Економічний переріз кабеля [4, 5]:

$$I_{\partial.ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}};$$

$$I_{\partial.ном} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,91} = 267,1 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{267,1}{1,6} = 167 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель марки ААШВ перерізом 185 мм², $I_{доп.ном} = 525 \text{ А}$;

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{474 \cdot 10^6}}{160} = 136 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо переріз кабеля 185 мм².

2.11. Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-330 кВ.

Встановлюємо трансформатор типу ТВ-330, розрахункові та каталожні дані наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-330

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{max} = 823 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 35,353 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 76,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 8,3 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1) $I_{2ном} = 1 \text{ А}$;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) 0,2/10Р;
- 4) $I_{розр} = 150 \text{ м}$

Проведемо розрахунок вторинного навантаження ТС. Результати розрахунку наведені в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	И674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- загальний опір приладів [4]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2, \quad (2.62)$$

$$r_{прил} = 6,5 / 1^2 = 6,5 \text{ Ом};$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k, \quad (2.63)$$

$$r_{пр} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = \rho \cdot l_{розр} / r_{np} , \quad (2.64)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 150 / 13,4 = 0,32 \text{ мм}^2.$$

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

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 150 / 2,5 + 6,5 + 0,1 = 8,3 \text{ Ом} < r_{2ном} = 20 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-330-73У1 [6]:

$$U_{Iном} = 330000 / \sqrt{3} \text{ В};$$

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

$$U_{2доод} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2ном} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.20.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2ном} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами $2,5 \text{ мм}^2$. Проведемо розрахунок вторинного навантаження ТН. Результати розрахунку наведені в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	И676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФИП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Аналогічно виконаємо вибір решти вимірювальних трансформаторів (таблиця 2.17).

Таблиця 2.17 – Вимірювальні трансформатори

Місце встановлення	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
1	2	3
ВРУ 330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1
ВРУ 110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Генератор	ТШ-20-12500/5	ЗОМ-1/15; ЗНОМ-15
Автотрансформатор зв'язку: - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ-330-I-600/1 ТВТ-110-I-2000/1 ТШЛ-10-2000/5	- - ЗНОЛ.06-10У3
Блочний трансформатор БТ1: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-330-I-600/1 ТШ-20-12500/5	- -
Блочний трансформатор БТ2: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ-110-I-2000/1 ТШ-20-12500/5	- -
Агрегатний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТК-40	- НТС-0,5
Пускорезервний трансформатор власних потреб: - сторона ВН - сторона НН	ТШЛ-10 ТК-40	- -
РУВП-10 кВ	ТШЛ-10-2000/5	ЗНОЛ.06-10У3
РУ ВП 0,4 кВ	ТК-40	НТС-0,5У3

2.12. Вибір акумуляторної батареї

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

Вихідні дані для розрахунку:

- напруга на шинах в режимі аварійного розряду: $U_{ш} = 230$ В;
- номінальна напруга: $U_n = 220$ В;
- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15$ В;
- напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75$ В;
- напруга наприкінці заряду: $U_3 = 2,75$ В;
- кількість основних елементів батареї: $n_o = 108$;
- кількість додаткових елементів: $n_d = 22$;
- загальне кількість елементів: $n = 130$.

Таблиця 2.18 – Навантаження акумуляторної батареї

Електроприймач	п, шт	Р _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр} , А	I _{пуск} , А	Навантаження	
						I _{ав}	I _{пит}
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	150	-	150	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масло-насоса ущільнень генератора	4	11	60	50	150	200	-
Електродвигун аварійного масло-насоса системи змащування турбіни	4	14	90	73	184	292	736
РАЗОМ:						697	791

Типовий номер АБ [4, 5]:

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.65)$$

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{697}{25} = 29,3,$$

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

Перевіряємо АБ на струм поштовху

$$N \geq \frac{I_{\text{пошх}}}{46}; \quad (2.66)$$

$$N \geq \frac{791}{46} = 17,2.$$

Вибираємо типорозмір $N = 30$.

Перевіряємо АБ за допустимою напругою в умовах коротко часового навантаження

$$j_n = \frac{I_{\text{пошх}}}{N}; \quad (2.67)$$

$$j_n = \frac{791}{30} = 26,4 \text{ A / N}.$$

Напруга у споживачів з врахуванням втрат напруги в кабелі складає 91 % (рисунки 6.2 [5]), що більше допустимого значення 85%:

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= I_{\text{noc}} + 0,15 \cdot N; \\ U_{\text{ПЗП}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0 \end{aligned} \right\}, \quad (2.68)$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 30 = 29,5 \text{ A}.$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{ПЗП.доп}} &= 0,05 N; \\ U_{\text{ПЗП.доп}} &= U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{доп}} \end{aligned} \right\}, \quad (2.69)$$

$$I_{ПЗП.доо} = 0,05 \cdot 30 = 1,5 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою

$$\left. \begin{aligned} I_{3П} &= 5 \cdot N + I_{ном}; \\ U_{3П} &= n \cdot U_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.70)$$

$$I_{3П} = 25 + 5 \cdot 30 = 175 \text{ A};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

3 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ГЕС

3.1. Гідросилове устаткування ГЕС і ГАЕС

Гідросилове устаткування ГЕС включає гідротурбіну й гідрогенератор; допоміжне устаткування на агрегатному рівні; систему автоматичного регулювання роботи гідротурбіни; систему автоматичного керування допоміжним устаткуванням; систему збудження гідрогенератора.

Гідротурбіна з гідрогенератором утворюють гідроагрегат, або агрегат ГЕС.

Система автоматичного регулювання (САР) призначена для керування гідротурбіною шляхом зміни відкриття направляючого апарата й розвороту лопатей робочого колеса поворотно-лопатевих і діагональних турбін, направляючого апарата – у радіально-осьових, регулювання витрати в ковшових турбінах. Вона забезпечує автоматичну підтримку заданої частоти обертання агрегату, охороняє його від виходу в розгін при аварійних відключеннях навантаження й забезпечує протиаварійний захист агрегату. САР включає регулятор швидкості (РШ), що складається з гідромеханічної й електричної частин, маслонапірну установку для постачання масла під тиском (зазвичай 4,0 або 6,3 МПа), сервомотори (С) і сполучний мастилопровід. Регулятор швидкості керує частотою обертання ротора агрегату електрично за допомогою безконтактних датчиків разом зі спеціальним пристроєм (зубчастим колесом), який встановлено на валу агрегату.

Гідрогенератор призначений для перетворення механічної енергії від гідротурбіни в електричну, яка передається в енергосистему. Синхронний гідрогенератор складається з ротора, як правило, жорстко з'єднаного з валом турбіни, що створює магнітне поле, і статора, в обмотках якого індукується змінний струм. Для забезпечення стандартної частоти струму, рівної 50 Гц (у

ряді країн 60 Гц), частота обертання ротора повинна бути постійною, рівною синхронній частоті обертання.

Система збудження (СЗ) призначена для постачання ротора постійним струмом і є однією з відповідальних систем, що визначають надійність роботи гідроелектростанції.

Залежно від джерела енергії, використовуваного для збудження гідрогенератора, системи збудження підрозділяються на електромашинні системи зі збудником постійного струму, системи з генератором змінного струму з наступним його перетворенням у постійний і статичні тиристорні системи самозбудження, в яких частина енергії гідрогенератора перетворюється в енергію постійного струму й використовується для його збудження.

Гідросилове устаткування ГАЕС відрізняється тим, що воно призначене для роботи у двох режимах – турбінному й насосному. Відповідно гідромашини ГАЕС повинні виконувати функції турбіни й насоса, а електричні машини – генератора й двигуна.

Найбільш широке застосування в сучасних ГАЕС одержали оборотні гідроагрегати, що складаються з оборотної гідромашини (насос-турбіни) і двигуна-генератора. При високих (більше 700 м) напорах застосовуються трьохмашинні агрегати, що складаються з насоса, турбіни й двигуна-генератора, об'єднаних загальним валом.

Основною особливістю оборотних агрегатів є те, що напрямок обертання в насосному й турбінному режимах протилежний. Для пуску агрегату в насосний режим до включення двигуна-генератора в мережу його необхідно синхронізувати з мережею, довівши частоту його обертання до номінальної. Для цього на сучасних ГАЕС в основному для потужних оборотних агрегатів використовується частотний пуск за допомогою спеціального пристрою – тиристорного перетворювача частоти (ТПЧ). В окремих випадках застосовується прямий асинхронний пуск: для агрегатів значної потужності (< 200 МВт) як основний і, як правило, в якості аварійного способу пуску незалежно від

потужності агрегату. При цьому двигун-генератор включається в мережу й розганяється в режимі асинхронного ходу, що вимагає посилення конструкції двигуна-генератора, створює важкий режим для мережі при повній напрузі в момент включення. Для зменшення потужності ТПЧ при пуску в насосний режим вода віджимається з камери робочого колеса стисненням повітрям.

Особливістю трьохмашинного агрегату є однаковий напрямок обертання в насосному й турбінному режимах, у зв'язку із чим пуск у насосний режим легко виконується за допомогою турбіни, але ГАЕС із трьохмашинними агрегатами вимагають більших витрат.

Склад іншого устаткування аналогічний устаткуванню ГЕС.

Система охолодження (СО) призначена для постійного відводу втрат тепла, які можуть становити в сучасних генераторах до 2% (при к.к.д. генератора 98%), запобігання нагрівання обмоток і активної сталі генератора понад допустимий рівень. В основному застосовується водяна система охолодження генератора, що використовує воду із системи технічного водопостачання агрегату.

3.2. Електричне устаткування ГЕС і ГАЕС

Електричне устаткування ГЕС і ГАЕС аналогічне й включає струмопроводи від генератора або двигуна-генератора; силові трансформатори; розподільну установку (РУ); систему власних потреб (ВП); систему контролю й керування (СКК) із центральним пунктом керування.

Струмопроводи, призначені для передачі електричної потужності від генератора або двигуна-генератора, напруга яких відносно невелика (6–24 кВ), до трансформатора, у випадку великої сили струму виконуються відкритими при потужності до 100 МВ·А і екранованими або у вигляді спеціального кабелю при більш високій потужності.

Силові трансформатори для передачі електроенергії в енергосистему підвищують напругу зазвичай до 110–750 кВ при довжині високовольтних ліній електропередач 50–2000 км. За числом обмоток і їх з'єднанням трансформатори розподіляються на дво- і триобмоткові, а за числом фаз – на одно- і трифазні. Трансформатори, як правило, встановлюються відкрито (за винятком деяких підземних ГЕС і ГАЕС), виконуються з повітряним або водяним охолодженням.

ВРУ (ЗРУ) забезпечує розподіл виробленої електроенергії між повітряними лініями (ПЛ) електропередачі, що відходять, через розподільні шини, включає роз'єднувачі, вимикачі, електричні захисти, протиаварійну автоматику, які забезпечують захист устаткування і ліній електропередач.

Система власних потреб (ВП) призначена для забезпечення електроенергією САР, систем технічного водопостачання, дренажу, автоматики, керування й захистів, пожежної сигналізації тощо. Для досягнення високої надійності СП виконується резервованою, що включає не менше двох незалежних джерел постачання, у тому числі постачання від енергосистеми.

Як джерело оперативного постійного струму для пристроїв автоматики, керування, сигналізації, релейного захисту й інших використовуються спеціальні перетворювальні агрегати й акумуляторні батареї.

Система моніторингу й автоматизована система керування технологічним процесом. До системи моніторингу відносяться пристрої контролю за станом агрегату й іншого устаткування (вимірювання потужності, напруги, тиску, віброконтролю, температури різних елементів, охолодження, подачі масла й ін.), які дають сигнал, а за необхідності імпульс на автоматичну зупинку агрегату при відхиленнях параметрів, що перевищують допустимі значення. Система моніторингу виконується разом з автоматизованою системою керування технологічним процесом (АСК ТП).

Автоматизації підлягають технологічні процеси виробництва, видачі, а на ГАЕС і споживання електроенергії.

Автоматизація загальностанційних процесів керування, роботи основного

й допоміжного устаткування виконується у вигляді взаємопов'язаних систем, що забезпечують централізоване автоматизоване (разом з персоналом і технічними засобами) або автоматичне (без персоналу, тільки технічними засобами) керування.

Система керування ТП на великих ГЕС (ГАЕС) зазвичай має два рівні – агрегатний (нижній) і станційний (верхній). Щити керування агрегатів розташовуються в приміщенні машзали. Станційний рівень здійснюється із приміщення головного щита керування (ГЩК).

АСК ТП зазвичай виконується на основі мікропроцесорної техніки і являє собою ієрархічну структуру збору, обробки, зберігання, подання інформації, забезпечення заданих режимів, контролю робочих процесів і прийняття керуючих впливів за заданими алгоритмами або по команді оперативного персоналу. Обмін даними між компонентами системи (агрегатними й станційним контролером) організовується по локальній мережі, яка для забезпечення надійності, як правило, виконується резервованою.

На ГЕС і ГАЕС автоматичні пристрої системи керування забезпечують пуск і зупинку агрегатів, переведення їх з одного режиму в інший залежно від умов і режимів роботи енергосистеми з урахуванням наявних обмежень у роботі агрегатів, а також задавання каналами телемеханіки режимів ТП ГЕС і ГАЕС диспетчером центральної диспетчерської служби (ЦДС) об'єднання або об'єданого диспетчерського керування (ОДК) енергосистеми, для ГЕС каскаду – диспетчером каскаду; оперативне керування ТП ГЕС і ГАЕС із центрального пункту керування; автоматичне керування ТП ГЕС потужністю до 200 МВт, як правило, диспетчером ЦДС або каскаду ГЕС, тобто без участі оперативного персоналу ГЕС.

3.3 Допоміжне устаткування ГЕС і ГАЕС

Допоміжне устаткування ГЕС і ГАЕС включає системи технічного водопостачання, пневматичного господарства, масляного господарства, відкачки води із проточної частини, дренажу тощо.

Технічне водопостачання (ТВ) призначене для постачання очищеною водою вузлів гідроагрегату й іншого устаткування, у тому числі направляючих підшипників турбін (насос-турбін), повітроохолоджувачів або теплообмінників генераторів (двигунів-генераторів), маслоохолоджувачів трансформаторів й ін. Система ТВ, як правило, виконується автономною для кожного агрегату, а також забезпечує резервування подачі води.

Пневматичне господарство (ПГ) призначене для забезпечення стисненим повітрям гідросилового, електричного й іншого устаткування й зазвичай включає дві системи стисненого повітря – низького тиску (0,8 МПа) для гальмування агрегату, пневмоприводів та ін. і високого тиску (4,0 або 6,3 МПа) для зарядки повітрям котлів МНУ, повітряних вимикачів, віджиму повітря з камери робочого колеса при переведенні агрегату в режим синхронного компенсатора або пуску оборотних агрегатів в насосний режим й ін. Система ПГ включає компресори, повітрязбірники й трубопроводи.

Масляне господарство (МГ) забезпечує устаткування турбінним і трансформаторним (ізоляційним) маслом, включає ємності для зберігання оперативних резервів масла, маслонасосні агрегати, трубопроводи, апаратуру для очищення масла.

Система відкачки води (СВВ) призначена для видалення води з напірних трубопроводів, проточної частини гідромашини (турбінної камери, відсмоктувальної труби), різних ємностей будинків ГЕС або ГАЕС при проведенні оглядів, ремонтних робіт і включає зливальні трубопроводи, водоприймальну ємність (галерею) і насосні агрегати для відкачки води в нижній б'єф.

Протипожежні й санітарно-технічні пристрої. На ГЕС і ГАЕС є устаткування з підвищеною пожежною й вибухопожежною небезпекою.

Протипожежні пристрої призначені для виявлення пожежі, сигналізації про неї, а для певного устаткування (генератори, трансформатори й ін.) – для автоматичного пожежогасіння за допомогою стаціонарних водяних і пінних установок. На ГЕС (ГАЕС), як правило, виконується окрема система протипожежного водопостачання. У будинках ГЕС (ГАЕС) встановлюються системи питного водопостачання, опалення, вентиляції, кондиціювання повітря та ін.

Механічне устаткування. До складу механічного устаткування входять сміттєзатримуючі ґрати, затвори й підйомнотранспортне устаткування, включаючи крани, підйомники для встановлення затворів, сміттєзатримуючих ґрат, головні крани (мостові, козлові) для монтажу та ремонту гідросилового устаткування в будинку ГЕС (ГАЕС).

Затвори, що встановлюються на водоприймачах, виконуються аварійно-ремонтними (зазвичай плоскими) для перекриття водоприймального отвору й припинення надходження води до гідромашини у випадку аварії. Їх закриття або відкриття може виконуватися кранами або за допомогою індивідуальних підймальних механізмів (лебідок, гідроприводів) з дистанційним керуванням (швидкодіючі аварійно-ремонтні затвори).

Ремонтні плоскі затвори виконуються на водоприймачах і відсмоктувальних трубах і встановлюються зазвичай кранами.

У дериваційних ГЕС при підключенні до одного водоводу декількох агрегатів або при високих напорах (більше 200 м) перед спіральною камерою гідромашини встановлюються оперативні передтурбінні затвори (дискові або кульові затвори з гідроприводом), що забезпечують захист агрегату від розгону, направляючого апарату – від кавітації при високих напорах, а також є останнім щаблем протиаварійного захисту агрегату. Ці затвори закриваються при зупинці й відкриваються при пуску агрегату. Останнім часом також знаходять застосування гідромашини з вбудованим кільцевим затвором, що виконується між статорними колонами й направляючим апаратом.

Передтурбінні оперативні затвори залежно від конструктивного виконання (типу) застосовуються при напорах у діапазоні 50–800 м і вище.

3.4. Електричні схеми системи власних потреб ГЕС

Споживачів ВП ГЕС поділяють на агрегатні та загальностанційні. Вони зазвичай живляться від мережі змінного струму 380/220 В. На потужних ГЕС можуть бути споживачі напругою 6 кВ. Застосовуються дві основні схеми живлення ВП ГЕС – з загальним і окремим живленням агрегатних і загальностанційних електроспоживачів. Перша схема з одним ступенем напруги ВП використовується на ГЕС малої і частково середньої потужності. Друга схема з двома ступенями напруги використовується на ГЕС середньої та великої потужності.

Живлення системи ВП здійснюється від трансформаторів, приєднаних:

- до струмопроводів генератор-трансформатор без вимикача з боку генераторної напруги;
- до шин генераторної напруги;
- до виводів нижчої напруги автотрансформатора зв'язку;
- до місцевої підстанції.

Доцільність встановлення окремих трансформаторів, приєднаних до РУ 220 кВ і більше, повинна бути обґрунтована. Потужність трансформаторів агрегатних ВП вибирається за сумарним навантаженням ВП відповідних агрегатів. Трансформатори розраховуються на роботу без перевантаження і мають явний резерв. Головні трансформатори ВП приймаються з неявним резервом і з можливістю аварійного перевантаження. Для електропостачання агрегатних і більшості загальностанційних електроприймачів ВП застосовують сухі трансформатори, увімкнені за схемою глибокого введення. Одинична

потужність таких трансформаторів не повинна перевищувати 1000 кВ·А при $u_k = 8\%$.

Для ГЕС, згідно з прийнятою структурою схем живлення ВП, використовується така термінологія трансформаторів ВП [5]:

- *головні трансформатори ВП* (ГТВП), що живлять всі власні потреби при загальному їх живленні, і трансформатори, що живлять загальностанційні потреби при окремому живленні ВП;

- *блочні трансформатори ВП* (БТВП), що живлять всі власні потреби, розташовані на території блока в силовій частині будівлі ГЕС, тобто агрегатні ВП і частину загальностанційних ВП;

- *агрегатні трансформатори ВП* (АТВП), що живлять агрегатні ВП;

- *резервні агрегатні трансформатори ВП* (РАТВП);

- *загальностанційні трансформатори ВП* (ЗТВП).

Потужність ГТВП вибирається з урахуванням аварійного перевантаження:

$$S_{ГТВП} = K_{ав} \cdot S_{ГТВП,розр}, \quad (3.1)$$

де $K_{ав}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження, який береться для масляних трансформаторів – 1,4 і для сухих трансформаторів – 1,3;

$S_{ГТВП,розр}$ – розрахункова потужність ВП.

Кількість ГТВП при живленні ВП від станції рекомендується НТП не більше двох, необхідність третього ГТВП потребує відповідного обґрунтування. У всіх випадках можливості живлення ВП від місцевої мережі, ним замінюється живлення від одного з ГТВП.

Блочні ВП живляться двома трансформаторами, один з яких під'єднаний до блока, а інший до РУ 6-10 кВ загальностанційних ВП. Обидва трансформатори є робочими (неявний резерв) і потужність їх вибирається з урахуванням аварійного перевантаження. Можлива також схема, в якій робоче

живлення блочних ВП здійснюється від блока, а від РУ 6-10 кВ загальностанційних ВП живиться загальний (на всі або половину блочних ВП) резервний трансформатор РБТВП (явний резерв). Тоді при виборі потужності цих трансформаторів не враховується перевантаження. Потужність їх всіх вибирається однаковою.

Робоче живлення агрегатних ВП виконується від АТВП, а їх резервування здійснюється від загальних на декілька АТВП резервних трансформаторів (РАТВП), що живляться від загальностанційних ВП 6-10 кВ. Потужність робочого АТВП вибирається без перевантаження, потужність РАТВП – за режимом заміни одного АТВП і одночасного пуску агрегата, що відповідає приблизно $1,58 \cdot S_{розр. АТВП}$.

При проектуванні схем електричних з'єднань ВП ГЕС, згідно з НТП ГЕС, необхідно враховувати:

- головну схему електричних з'єднань ГЕС (кількість і потужність агрегатів, структурна схема, кількість і значення підвищених напруг);
- режими роботи ГЕС в системі;
- вимоги до електропостачання ЕП ВП відповідних технологічних систем, напруги двигунів ВП, територіальне розташування ЕП ВП;
- наявність зовнішніх споживачів, живлення яких повинно здійснюватись від системи ВП ГЕС;
- наявність місцевої електричної мережі 6-20 кВ;
- компоновальні і конструктивні міркування.

Таким чином, на ГЕС застосовують живлення від системи через трансформаторну обмотку автотрансформаторів зв'язку і від генераторної напруги, а також від місцевої мережі.

Для живлення ЕП ВП в більшості випадків потрібна напруга 0,4/0,23 кВ. Необхідність в вищій напрузі 6 або 10 кВ, крім 0,4/0,23 кВ, виникає на ГЕС з таких причин [13]:

- наявність потужних двигунів, що потребують більш високої напруги;

- наявність ЕП ВП, розташованих на більшій відстані від будівлі ГЕС;
- живлення зовнішніх споживачів;
- велика потужність, що споживається ВП ЕС, яка потребує більшої кількості трансформаторів з вторинною напругою 0,4 кВ. Останнє визначається тим, що потужність цих трансформаторів обмежена значенням 1000 кВА за умовою допустимого рівня струмів КЗ в розподільній мережі 0,4 кВ, а також великої довжиною споруди.

Вибір напруги 6 або 10 кВ визначається такими міркуваннями:

- при наявності двигунів ВП, що потребують напруги більше 0,4 кВ, береться напруга 6 кВ;
- якщо напруга генераторів 6 кВ або 10 кВ, то береться напруга генератора;
- якщо напруга місцевої мережі 6 кВ або 10 кВ, то береться напруга цієї мережі.

У решті випадків вибір напруги визначається радіусом обслуговування цієї мережі і економічними міркуваннями.

В практиці проектування ГЕС склались три структури живлення ВП [8, 13, 14]:

1) об'єднане централізоване живлення агрегатних і загальностанційних ВП на одній напрузі, що застосовується на малопотужних малоагрегатних ГЕС (рисунок 3.1);

2) об'єднане централізоване живлення агрегатних і загальностанційних ВП на двох напругах, характерне для малоагрегатних ГЕС середньої потужності, що має віддалене місцеве навантаження (рисунок 3.2);

3) окреме живлення агрегатних і загальностанційних ВП, типове для малогабаритних ГЕС середньої і великої потужності (рисунок 3.3).

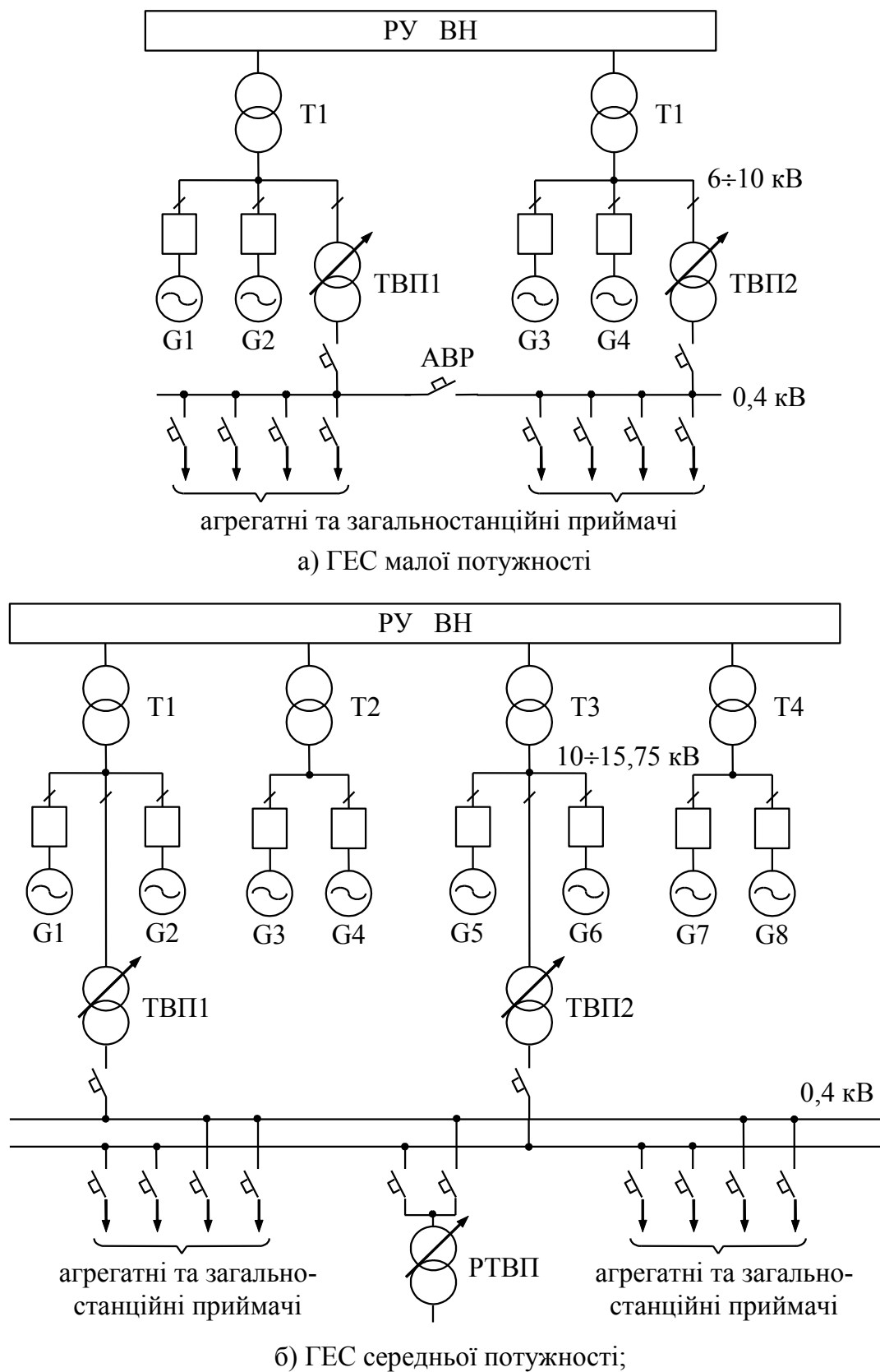


Рисунок 3.1 – Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС на одній напрузі

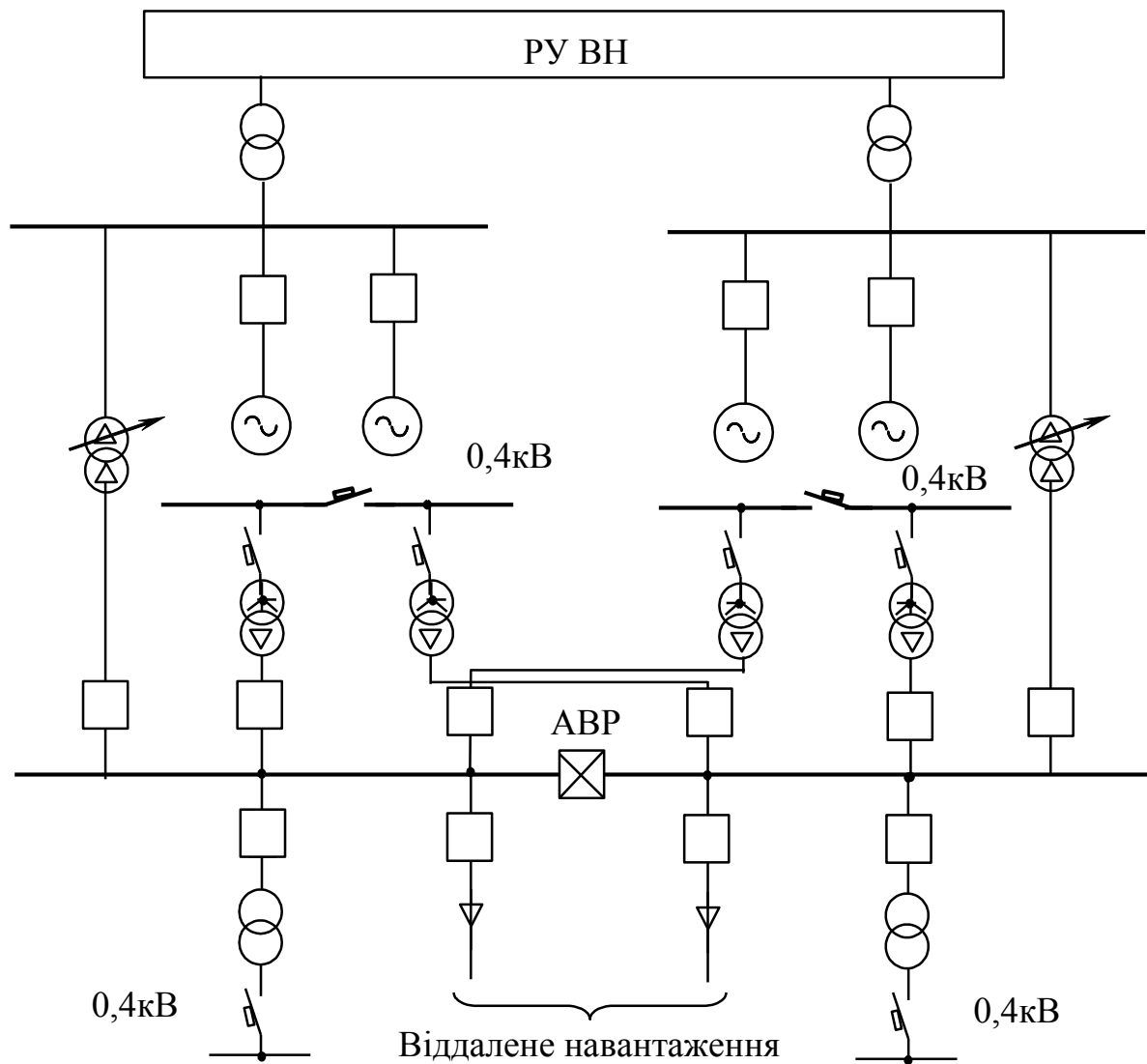


Рисунок 3.2 – Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС на двох напругах

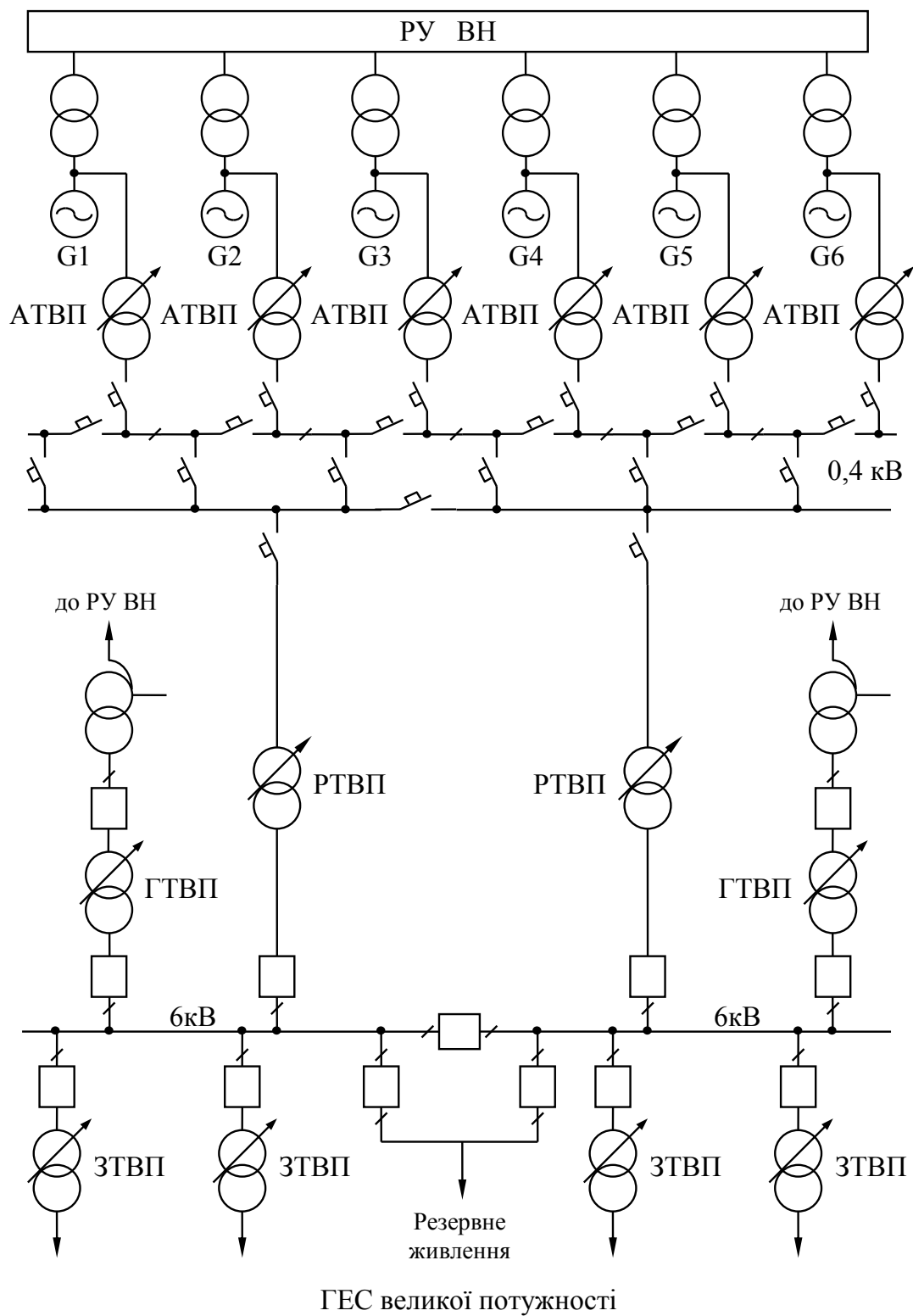


Рисунок 3.3 – Схема окремого живлення агрегатних та загальностанційних власних потреб ГЕС

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Визначення кошторисної вартості проекрованої ГЕС

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

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

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

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

Таблиця 4.1 – Капіталовкладення в промислове будівництво ГЕС

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, в.о.
			Будівельно-монтажні роботи, % / в.о.		Обладнання, % / в.о.		Інші затрати, % / в.о.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	15300000	2,0	612000	48	14688000	30600000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	850	72,5	554625000	27	206550000	0,5	3825000	765000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і обсл. призначення	2,0	80	12240000	20	3060000	-	-	15300000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	6885000	10	765000	-	-	7650000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	36337500	5,0	1912500	-	-	38250000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	7267500	5	382500	-	-	7650000
7	Упорядкування території	1,0	100	7650000	-	-	-	-	7650000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	91800000	10	11475000	10	11475000	114750000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	76500000	76500000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	3825000	3825000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	765000,00	765000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	76500000	76500000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	68850000	68850000
	Всього			732105000		224757000		256428000	1213290000

Питомі капіталовкладення [19]:

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

$$k_{num} = 1213290000/900000 = 1348,1 \text{ (грн/кВт)}.$$

4.2. Розрахунок собівартості електроенергії на станції

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

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

4.2.1. Амортизація основних фондів

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

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

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

$$ОФ2 = K_5; \quad (4.3)$$

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, в.о.	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, в.о.
ОФ1	417460500	7	29222235
ОФ2	38250000	28	10710000
ОФ3	757579500	20	151515900
Разом	1213290000		191448135

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

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 417460500 \cdot 7\% + 38250000 \cdot 28\% + 757579500 \cdot 20\% = 191448135 \text{ в.о.}$$

4.2.2. Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

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

$$P = 0,52 \cdot 900 = 468 \text{ (чол.)}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	84%	392 чол.
ІТР	13%	59 чол.
Службовці	2,5%	12 чол.
МОП	1,0%	5 чол.

Таблиця 4.3 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія персоналу	Кількість чоловік	Зарплата за місяць одному робітнику	Нарахована за рік зарплата, в.о.
Робітники	392	2100	9878400
ІТР	59	3100	2194800
Службовці	12	2100	302400
МОП	5	1300	78000
Разом за рік	468		12453600

Річний фонд зарплати підприємства:

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

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ ИТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot \kappa_{\kappa} \cdot \kappa_{\theta}, \quad (4.8)$$

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

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

$$I_{зп} = (1,57(9878400 + 78000) + 1,8(2194800 + 302400)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 19371763,95 \text{ грн.}$$

4.2.3. Розрахунок інших затрат

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

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

З графіка вибираємо для ГЕС з встановленою потужністю 900 МВт $I_n \approx 21\%$.

Розраховуємо інші затрати:

$$I_{ін} = \frac{(191448135 + 19371763,95) \cdot 21}{100} = 44272178,78 \text{ грн.}$$

4.2.4. Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

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

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати :

$$I = 191448135 + 19371763,95 + 44272178,78 = 255092077,73 \text{ грн.}$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{255092077,73 \cdot 10^2}{4279346,9 \cdot 10^3} = 5,96 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.в.о.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	60062160,00	75,05%	4,47
Заробітна плата	6489506,10	7,59%	0,45
Інші затрати	24624116,46	17,36%	1,03
Разом	91175782,56	100%	5,96

4.3. Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 4.5.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

$$K_{обс} = \frac{N_{вст}}{Ч} = \frac{900}{468} = 1,9 \text{ МВт/чол.}$$

Таблиця 4.5 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	900
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	4336445,2
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	1
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,9
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. в.о.	1213,29
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	1348,1
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	5,96

У даному дипломному проекті були підраховані економічні показники спроектованої ГЕС потужністю 900 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 5,96$ коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на ГЕС.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Проектована ГЕС потужністю 900 МВт, працюватиме на енергосистему напругою 330 кВ та місцевий район напругою 110 кВ. Через особливості процесу виробництва ГЕС не створює забруднення та викидів шкідливих речовин. Але на станції знаходиться велика кількість обладнання під напругою (особливо на ВРУ), у приміщенні машинної зали має місце високий рівень вібрації. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Питання охорони праці передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з техніки безпеки, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників.

В подальшому плануються нові тенденції поліпшення умов праці шляхом збільшення одиничної потужності, застосуванням більш досконалих засобів контролю, апаратів безпеки, автоматизації управління, зменшення потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на виробництві.

Згідно [16] до основних небезпечних та шкідливих факторів, які діють на оперативний персонал машинної зали (рисунок 5.1), відносять:

1) фізичні:

- підвищений рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбуватись через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці (через роботу вентиляційних систем);
- машини і механізми, що рухаються;
- недостатня освітленість робочої зони;
- недостатній рівень природного освітлення;
- підвищена та знижена температура робочої зони;
- підвищений рівень вібрації;

- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість повітря робочої зони;

2) психофізіологічні:

- нервово-психічні перевантаження (перенапруга аналізаторів, монотонність праці);
- фізичні перевантаження (динамічні).

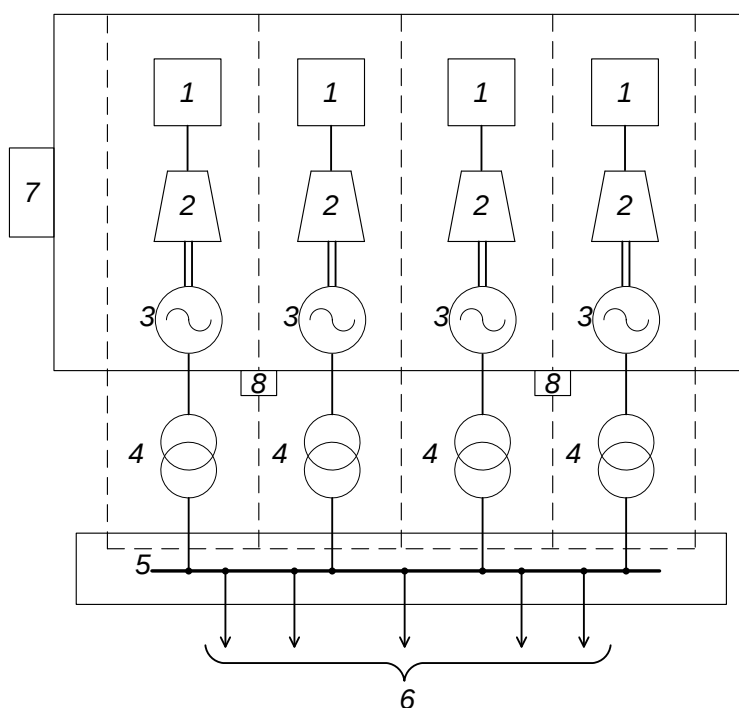


Рисунок 5.1 – План машзали та розміщення оперативних ділянок і щитів керування на станції:

1 – котел; 2 – турбіна; 3 – генератор; 4 – блочний трансформатор; 5 – РУ підвищеної напруги; 6 – лінії електропередачі; 7 – центральний щит керування; 8 – блочний щит керування

5.1. Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1. Електробезпека

Важливою задачею охорони праці є забезпечення безпеки оперативно-ремонтного персоналу у машинній залі, при якій виключена дія небезпечних та

шкідливих виробничих факторів. Напруга живлення допоміжного обладнання здійснюється від чотирипровідної трифазної мережі 380/220 В. Категорія приміщення по небезпеці ураження електричним струмом з підвищеною небезпекою; так як існує імовірність одночасного дотику до металевих корпусів обладнання та металоконструкцій, що має зв'язок із землею.

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

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін..) і силові кола приводу;
- закрити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось у цьому разі; спуски, пробки (клапани) залишити у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вантаж, вмикаючий або вмикаючий пружини;
- вивісити плакати “Не вмикати! Працюють люди” – на ключах дистанційного керування і “Не відкривати! Працюють люди” – на закритих засувках;

Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування може з дозволу чергового працівник, який проводить налагодження та регулювання. В електроустановках без місцевих оперативних працівників такий дозвіл не потрібен.

Величина напруги оперативних кіл управління становить 380/220 В (фазна напруга “фаза - нуль” – 220 В), а лінійна (“фаза - фаза” – 380 В). Так як повітряні вимикачі знаходяться на відкритому повітрі, то категорія з умов безпеки електротравматизму є особливо небезпечним.

5.1.2. Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вимикання і вмикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробувальних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як усі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

Категорія умов з небезпеки електротравматизму на КРУ є особливо небезпечною, так як присутні наступні фактори підвищеної небезпеки: підвищена температура повітря (більше 35°C), струмопровідна підлога, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металевих конструкцій, що мають зв'язок з землею.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- закрити на замок шторку відсіку, в якому струмопровідні частини залишилися під напругою, та вивісити плакат “Стій! Напруга”;
- вивісити плакат “Працювати тут” у відсіку, де будуть проводитись роботи.

У разі виконання роботи за межами КРУ, на підключеному до нього обладнанні або на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, необхідно:

- викотити з комірки візок з вимикачем;
- шторку або двері закрити на замок та вивісити на них плакат “Не вмикати! Працюють люди ” або “Не вмикати! Робота на лінії ”.

У такому разі допускається:

- за наявності блокування між заземлюючими ножами та візком з вимикачем – встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;

- за відсутності такого блокування або заземлюючих ножів у комірках КРУ:

- встановлювати візок у проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні;

- встановлювати в контрольне положення візок з викоченим для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи за межами КРУ на ПЛЕП і КЛЕП, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднанні з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення на КРУ.

Приміщення РУ з електризовим обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією.

Групи технічних рішень:

1) до технічних рішень із запобіганням електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – що передбачено проектом для запобігання контакту персоналу з нормально струмопровідними елементами або ж зменшення тяжкості наслідків при такому контакті:

- ізоляція нормально струмопровідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів (згідно з ПВЕ опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги);

- забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів (розміщення їх на недосяжній висоті, в недосяжних місцях, в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах, закриті клемові з'єднання);

2) технічними рішеннями щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально не струмопровідні елементи електроустаткування є: захисне заземлення, в якості якого використовуються природні заземлювачі; захисне занулення в мережі 380/220 В;

3) під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисті засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту згідно ГОСТ 12.4.011.

5.2. Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Інструменти, матеріали і органи управління повинні бути розташовані дугою навколо робочого місця і по можливості ближче до оператора, інструменти і матеріали повинні знаходитись на відповідних місцях, щоб виключити зайві рухи на їх пошук і вибір.

В процесі експлуатації енергетичного обладнання на ЕС з'являються ряд небезпечних і шкідливих факторів. До них належать і наявність поверхонь з високою температурою, конвенсійних і променевих теплових потоків, велике виділення вологи, застосування пожежонебезпечних матеріалів, наявність шуму і вібрації від генератора; вплив електромагнітних полів, які наводяться високою напругою; наявність балонів під тиском. Досить значний вплив на організм людини мають електромагнітні поля, які наводяться високою напругою і діють, як фізіологічне так і електричне. Фізіологічна дія сприймається людиною з такими симптомами: відчуття переляку поколювання відкритих частин тіла, загальна недуга, головні болі.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт та допустиме опромінення.

Для підвищення уваги працівника, для покращення самопочуття і збереження здоров'я необхідно створити оптимальні кліматичні умови для комфортного перебування на робочому місці.

До категорії робіт Пб відносяться роботи, які виконуються стоячи, пов'язані з ходьбою, перенесення невеликих (до 10 кг) вантажів, і які супроводжуються помірним фізичним напруженням.

Нормування параметрів в робочій зоні ЕС, згідно з [16, 17], наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування мікроклімату в робочій зоні ЕС

Період року	Допустимі		
	t, °C	W, °C	V, м/с
Холодний	13-23	75	Не більше 0,4
Теплий	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачена штучна приточна загальнообмінна вентиляція, яка забезпечує створення необхідного мікроклімату та чистоти повітряного середовища у всьому об'ємі робочої зони.

5.2.1. Виробниче освітлення

Задачею освітлювальної установки виробничого приміщення є забезпечення достатньої освітленості робочої поверхні і створення сприятливого розподілу яскравості стін та стелі в полі зору. Електричне освітлення подається на робоче, аварійне, евакуаційне, охоронне. Штучне освітлення проектується двох систем: загальне і комбіноване, коли до загального освітлення додають місцеве. Робоче освітлення слід встановлювати у всіх приміщеннях споруди, а також на ділянках територій, де виконуються роботи, рухається транспорт.

Штучне освітлення

Нормується величина освітленості E в люксах (ДБН В.2.5-28-2005. Природне і штучне освітлення).

Для умов, що розглядаються в проекті (розряд робіт V, підрозряд робіт б), система освітлення – загальне, тип джерела освітлення люмінесцентні лампи, нормативне значення освітленості 200 лк (табл. 5.2).

Для забезпечення наведеного значення Е передбачено: встановлення додаткових світильників.

Таблиця 5.2 – Нормування освітлення

Характеристики зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристики фона	Освітленість, лк
						Штучне освітлення
						При загальному освітленні
Малої точності	1-5	V	б	середній великий	світлий середній	200

5.2.2. Виробничий шум

Відповідно до ГОСТ 12.1.003-83. нормуються допустимі рівні звукового тиску $L = 201g(P_1/P_0)$, дБА (P_1 – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і P_0 значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A = 201g(P_A/P_0)$, дБА (P_A – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Для умов виконання роботи (встановлення обладнання) – дивись табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для непостійного широкополосного шуму

Вид трудової діяльності	Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	80

Джерелами шуму в умовах, що розглядаються в проекті є: повітряні та масляні вимикачі, вода, трансформатори, генератори.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні передбачено:

- 1) усунення, коливань у джерелі виникнення, ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються;
- 2) усунення коливань на шляху розповсюдження, звукоізоляція, звукопоглинання, багатошарові огорожі;
- 3) проектно-архітектурні методи передбачають розташування обладнання, вибір перекриття;
- 4) організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувального ремонту; контроль за правильною експлуатацією, вибір мал шумного обладнання та технологій.

На підприємствах повинно бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не менше одного разу в рік.

5.2.3. Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл, що проявляються в їх переміщенні у просторі, або зміні їх форми. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 15...20 Гц і більше - одночасно як вібрація і звук. Джерелами вібрацій є

різні технологічні процеси, станки, установки, вібростенди, механізми, машини (електродвигуни трансформатори, насоси, компресори, і т д), і їх робочі органи. В одних випадках причиною збудження вібрації є зворотно-поступальні рухи системи в інших - неврівноважені маси, які обертаються. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну.

Основними гігієнічними характеристиками вібрації, що визначають її дію на людину, є середньоквадратичні значення віброшвидкості V , м/с або логарифмічні рівні, дБ в октавних смугах частот.

Логарифмічні рівні віброшвидкості, дБ визначаються за формулою

$$L_v = 20 \cdot gV / 5 \cdot 10^{-8} \quad (5.1)$$

V – середньоквадратичне значення віброшвидкості, м/с;

$5 \cdot 10^{-8}$ – опорна віброшвидкість, м/с.

Наведемо в таблиці 5.4 допустимі рівні вібрації на постійних робочих і місцях.

Основними методами колективного вітрозахисту є зниження вібрації дією на джерела збудження, відстрочка від режиму резонансу; вібродемпферування, динамічне гасіння коливань і зміна конструктивних елементів установок та будівельних конструкцій.

Відстрочка від режиму резонансу досягається за рахунок відстрочки власних частот установки або її окремих вузлів і деталей від частоти вимушеної сили або зміни маси жорсткості установки, або встановлення нового робочого режиму.

Таблиця 5.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги зі середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях	1,3/ 108	0,45/ 99	0,22/ 93	0,2/ 92	0,2/ 92	0,2/ 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	2,8/ 115	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109	1,4/ 109

5.3. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка стійкості роботи ГЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Оцінка стійкості роботи об'єкта 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.

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

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

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

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

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

5.3.1. Оцінювання стійкості роботи ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Експозиційні дози елементів електричної частини ГЕС

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

Самий уразливий елемент – трансформатор центрального щита управління, $D_{гр}=10^3 P$.

Визначаємо можливу дозу опромінення [18]:

$$D_m = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{носл}}; \quad (5.2)$$

де $K_{носл}$ – коефіцієнт послаблення, 1;

t_K – час початку опромінення, 1 год

t_{II} – максимальна тривалість роботи, 20 років

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,43(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 3699,7 \text{ (Р)},$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

$$t_{don} = \left(\frac{D_{zp} \cdot K_{nosl} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2 t, [\text{год}] \quad (5.3)$$

$$t_{don} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,43 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,43} \right)^2 = 12965,65 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{don} = \frac{12965,65}{24 \cdot 365} = 1,48 \text{ (р.)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{zp} = 10^3 < D_m = 3699,7.$$

Висновок. Оскільки $D_{zp} = 10^3 < D_m = 3699,7$, то для забезпечення стійкості роботи K_{nosl} потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,48 років (12965,65 годин).

5.3.2. Оцінювання стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ має горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинен 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 $K_{\phi}=40$ (дБ).

Електрична частина ГЕС розподіляється на такі блоки:

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

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{B1}=2,5$ м, $l_{B2}=1,8$ м, $l_{B3}=1,7$ м, $l_{\Gamma1}=2,2$ м, $l_{\Gamma2}=1,55$ м, $l_{\Gamma3}=1,5$ м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\phi(\phi, \epsilon)} = 20 \lg \frac{U_{\phi on}}{U_{(\phi, \epsilon)}} \geq 40 (\text{дБ}), \quad (5.4)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{\phi} = E_{\epsilon} \cdot l_{\phi}, \quad U_{\epsilon} = E_{\phi} \cdot l_{\epsilon}, \quad (5.5)$$

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

Приймаємо $E_{\phi} = 7,77$ (кВ/м).

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При $U_{\phi c1} = 12$ (В), $U_{\phi on1} = 12,6$ (В).

При $U_{\phi c2} = 380$ (В), $U_{\phi on2} = 399$ (В).

При $U_{\phi c3} = 127$ (В), $U_{\phi on3} = 132$ (В).

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.6. Всі елементи схеми блоків нестійкі, тобто потрібно проводити екранування.

Таблиця 5.6 – Результати розрахунків коефіцієнтів безпеки блоків ГЕС

№	Елемент системи	l_{ϵ} (м)	l_z (м)	U_{ϵ} (В)	U_z (В)	K_{ϵ}^{ϵ} (дБ)	K_z^z (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит управління	2,5	2,2	19,4	17094	-3,76	-62,65	не стійкий
2	Агрегатний щит управління	1,8	1,55	13,99	12044	29,11	-29,60	не стійкий
3	Блок живлення	1,7	1,5	13,21	11655	19,99	-38,92	не стійкий

5.3.3. Розроблення заходів по підвищенню стійкості роботи 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).

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

Центральний щит управління:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.6)$$

$$t_1 = \frac{-62,65 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,161 \text{ (см);}$$

Агрегатний щит управління:

$$t_2 = \frac{-29,6 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,11 \text{ (см);}$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{-38,92 - 40}{5,2\sqrt{15000}} = 0,124 \text{ (см).}$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,161 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит управління буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,11 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,124 см.

Висновки. Таким чином, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи на ГЕС 900 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті оцінки роботи електричної ГЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є трансформатор центрального щита управління. 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 трансформатор в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи блоків електричної частини ГЕС закрити захисним екраном. При оцінці роботи даної 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 ($K_B^B < 40 \text{ (дБ)}$) і $K_B^F < 40 \text{ (дБ)}$). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було вибрано сталь.

5.4. Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

План розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ подано на рис. 5.12–5.13.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

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

$$r_x = 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h;$$

- ширина зони захисту:

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

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.

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

Вихідні дані (таблиця 5.7):

а) висота блискавковідводу: $h = 40$ м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 24$ м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 40 = 26,7 \text{ м} > h_x = 24 \text{ м},$$

Таблиця 5.7 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h ₀ , м	b _x , м	r _x , м
1-2, 2-3, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12	24	39,4	28,20	15
1-4, 2-5, 3-6	32	38,94	26,81	15
4-7, 5-8, 6-9	48	37,62	22,87	15
7-10, 8-11, 9-12	56	36,78	20,33	15
1-5, 2-4, 2-6, 3-5	40	38,34	25,03	15
4-8, 5-7, 5-9, 6-8	53,7	37,03	21,1	15
7-11, 8-10, 8-12, 9-11	60,9	36,20	18,59	15

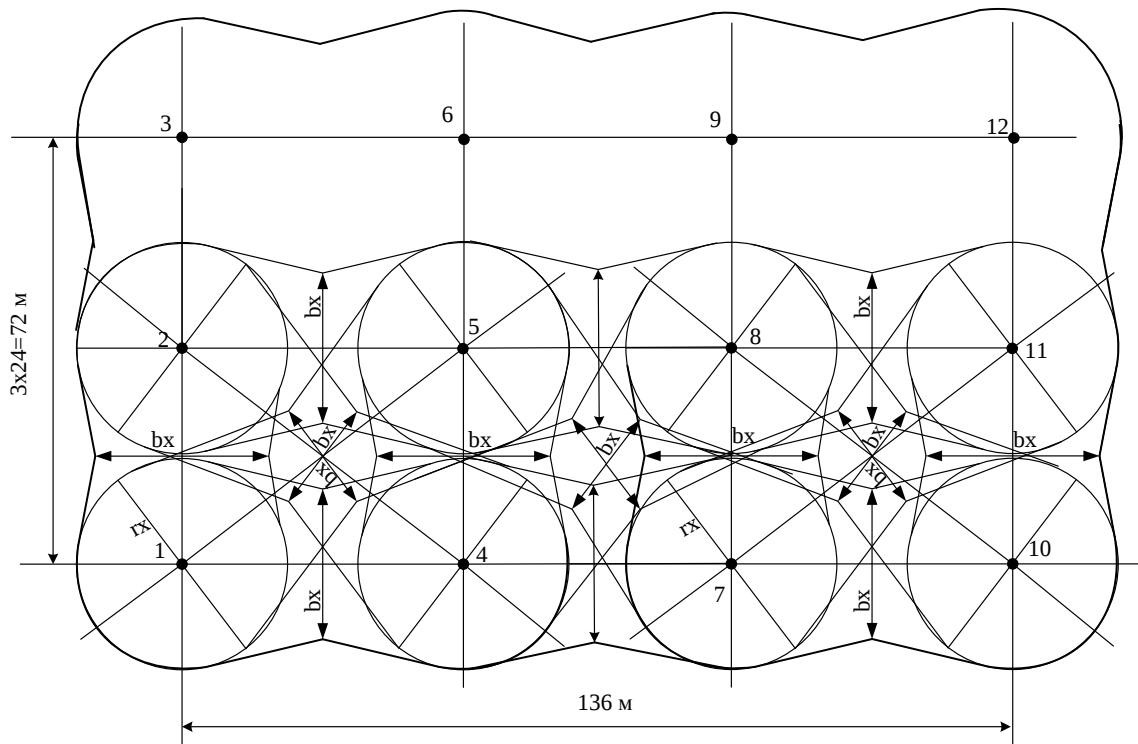


Рисунок 5.2 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ зверху

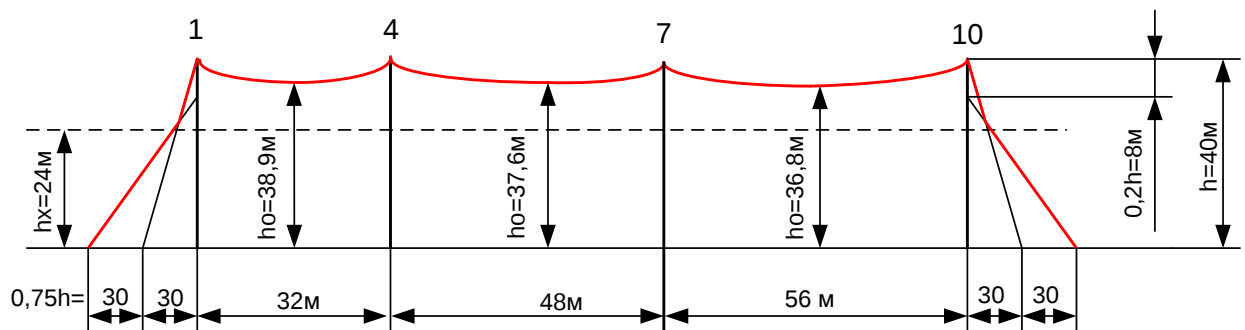


Рисунок 5.3 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ збоку

5.5. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (140 \times 80) = 11200 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 900 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad \rho_2 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$
- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2$ м;
- число вертикальних заземлювачів: $n_g = 36$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_g = 3$ м.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм (рисунок 5.4).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_g = 2 \cdot (140 + 80) / 36 = 12,2 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 900 / 180 = 5;$$

$$a / l_g = 12,2 / 3 = 4;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{11200} = 105,8 \text{ м;}$$

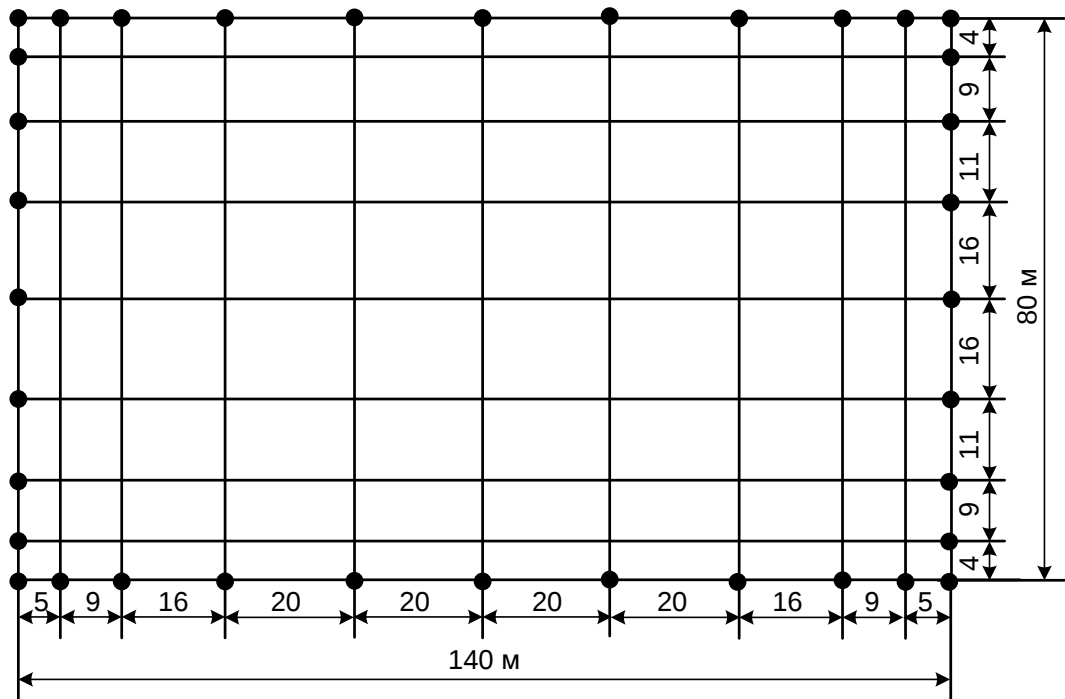


Рисунок 5.4 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Опір заземлюючого пристрою [4, 5]:

$$R_{uu} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B},$$

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

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

L_2, L_{ϵ} – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1,$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,5}{105,8} = 0,033 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,033 = 0,416;$$

$$\frac{h - t}{l_{\epsilon}} = \frac{2 - 0,5}{3} = 0,5.$$

$$L_2 + L_{\epsilon} = (9 \cdot 140 + 11 \cdot 80) + 36 \cdot 3 = 2248 \text{ м.}$$

З таблиці 5.6 [5] визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 2$.

$$\rho_{екв} = 2 \cdot 180 = 360 \text{ Ом·м.}$$

$$R_3 = 0,416 \cdot 360 / 105,8 + 360 / 2248 = 1,58 \text{ Ом} > R_{3,дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,2 \text{ Ом};$

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,0 \text{ Ом.}$

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

$$R'_3 = \frac{1,58 \cdot 1,2 \cdot 1,0}{1,58 \cdot 1,2 + 1,58 \cdot 1,0 + 1,2 \cdot 1,0} = 0,405 \text{ (Ом)} < R_{3,дон} = 0,5 \text{ (Ом)}.$$

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину ГЕС, встановлена потужність якої 900 МВт.

В електротехнічній частині розраховано графіки навантаження електростанції, а також обчислено основні показники роботи станції.

На спроектованій станції було обрано основне обладнання, а також структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ, а в місцевий район – 110 кВ. Була обрана схема власних потреб ЕС. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. На підставі розрахунків струмів КЗ здійснено вибір сучасної комутаційної апаратури, гнучких та жорстких шин, кабелів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів на ЛЕП високої напруги, акумуляторних батарей. Для ВРУ-330 кВ виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою.

В було розраховано основні техніко-економічні показники електростанції. Собівартість електроенергії станції становить 5,96 у.о./(кВт·год).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Стогній Б. С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44 – 50.
2. Кривцов В. С., Олейников А. М., Яковлев А. И. Неисчерпаемая энергия: Учебник. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь: Севастоп. нац. техн. ун-т, 2006. – Кн. 3. Альтернативная энергетика. – 643 с.
3. Шидловський А. К. Проблеми електроенергетики України / А. К. Шидловський // Технічна електродинаміка. Тем. Випуск. – 2006. – С. 3-7.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
6. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
7. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
8. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
9. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
- 10.ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;

- 11.СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
- 12.ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
- 13.Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
- 14.Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;
15. Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
16. Шалагінов В. І., Кочергін О. І. Трансформаторні підстанції та їх будівництво. К.: Вища школа, 1988.
17. Міщенко М. Трансформаторні підстанції. Теорія та практика: Навч. посіб. К.: Аспект-Поліграф, 2010.
18. Праховник М.В. Електроенергетичні системи та мережі: Підручник. К.: Видавничий дім "Сам", 2015.
19. Коваль А. О. Вимірювальні перетворювачі : конспект лекцій. Харків, 2018. 40 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт з дослідженням власних потреб гідроелектростанції.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

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 Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____

(підпис)

Бузурний Є.О.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Лесько В. О.

(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.

" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт з
дослідженням власних потреб гідроелектростанції**

08-21.МКР.001.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи ЕС-22мз

_____ Бузурний Є.О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в впровадженні новітніх енергетичних технологій для забезпечення сталого розвитку. В зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій.

б) наказ ректора ВНТУ наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та спорудження Електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт з дослідженням власних потреб гідроелектростанції;

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.

3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс].

4. Технічні вимоги до виконання МКР

ПЕРЕДБАЧАЄТЬСЯ СПОРУДЖЕННЯ АТОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ У ЗАХІДНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ.

– технічне завдання: проектування електрична частина гідроелектростанції потужністю 900 МВт.;

– 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	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування ГЕС	21.01.24	01.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	02.03.24	22.03.24	розділ 2 ПЗ
4	Дослідження власних потреб гідроелектростанції	23.03.24	15.04.24	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	Результат перевірки на

				плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	Відгук опонента
	Захист МКР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини ГЕС потужністю 900 МВт, а також одержання результатів аналізу перспектив розвитку малих модульних реакторів, які можуть використовуватись на станціях 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 Г. Ілюстративна частина

Таблиця 2.9 – Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ (І варіант)

Відмова елемента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,0045662$										
			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	0,014 4	$W - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_2 Л	0,014 4	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Г	0,009	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_4 Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$
Q_5 Л	0,014 4	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	–	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,014 4	$W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
Q_7 Л	0,014 4	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_8 Л	0,014 4	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_9 Г	0,009	$G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$2G - T_0$	$G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
Q_{10} Г	0,009	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	–	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$
Q_{11} Г	0,009	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT - T_0$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	–

Таблиця 2.10 – Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ (II варіант)

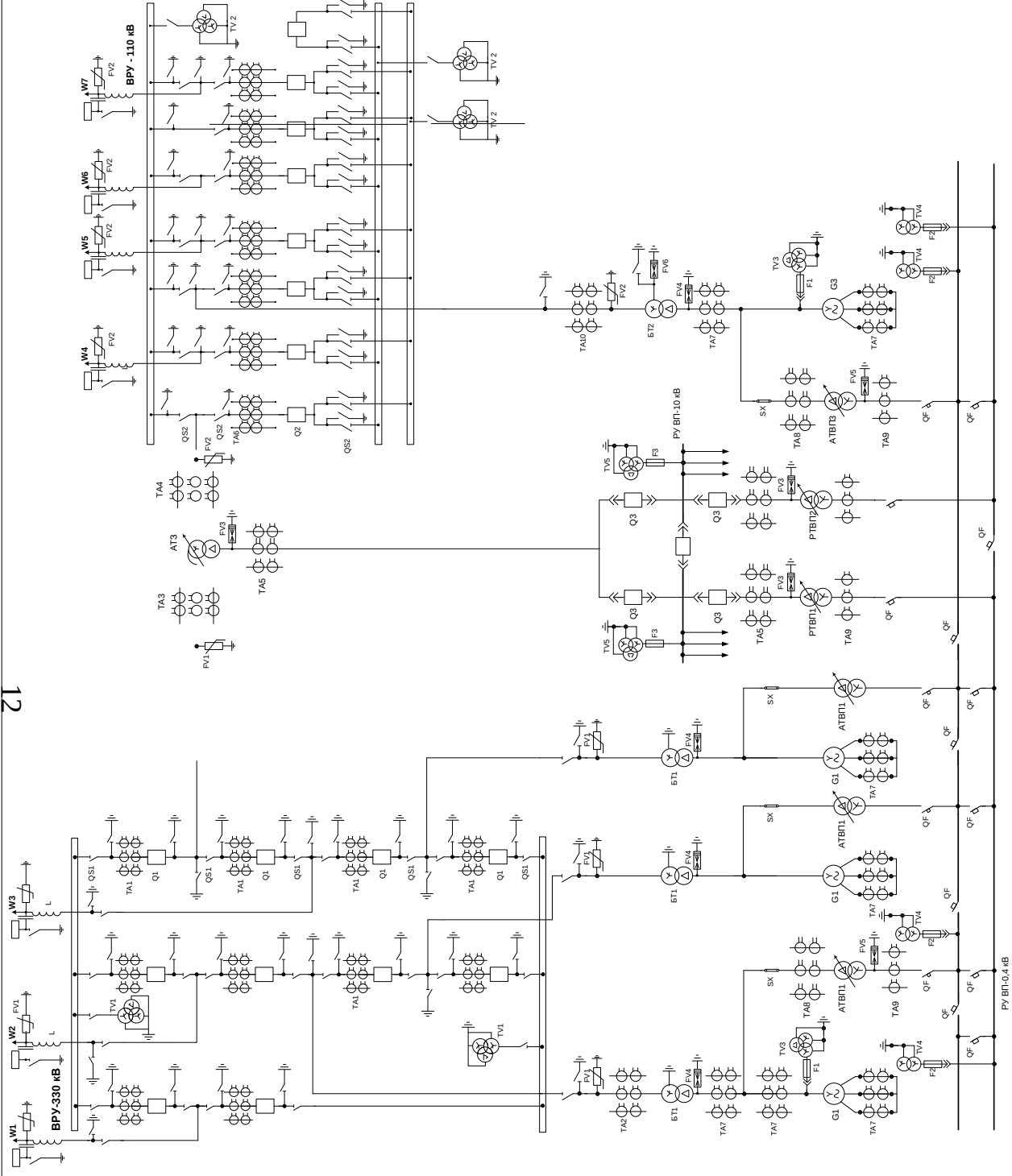
Відмов а еле- мента	ω_i	K_0	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,0045662$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_1 Г	0,009	$G - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_2 Л	0,0144	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_3 Л	0,0144	$W, G - T_0$	$2G, W - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_4 Г	0,009	$G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$ $D(W, 2G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
Q_5 Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$2G - T_0$	$G + D(W, G) - T_0$	$G + D(W, 2G) - T_0$	–	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_6 Л	0,0144	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	–	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
Q_7 Л	0,0144	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_8 Г	0,009	$AT - T_0$	$AT + D(W, 2G) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
Q_9 Л	0,0144	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	–	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
Q_{10} Л	0,0144	$W - T_0$	$W + D(W, 2G) - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	–

Таблиця 2.11– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	ΔP , МВт	Час простою, Т0/Твп, год	К0		Кр	
			ωГВ	ωЛВ	ωГВ	ωЛВ
І варіант						
2W	296	1	—	—	—	2
		75	—	—	—	—
G W, G G+D(W, G)	153,99	1	3	3	25	37
		75	—	—	3	3
G, AT	249,06	1	—	—	6	—
		75	—	—	—	—
2G	377,46	1	—	—	2	—
		75	—	—	—	—
II варіант						
W+D(W,AT) G+D(W, 2G)	200,93	1	—	—	1	1
		75	—	—	—	—
G G+D(W,G) G+D(W, G, AT) W,G	153,99	1	3	3	23	28
		75	—	—	3	3
G, AT W, G, AT	249,06	1	—	—	2	2
		75	—	—	—	—
2G 2G, W	377,46	1	—	—	2	2
		75	—	—	—	—

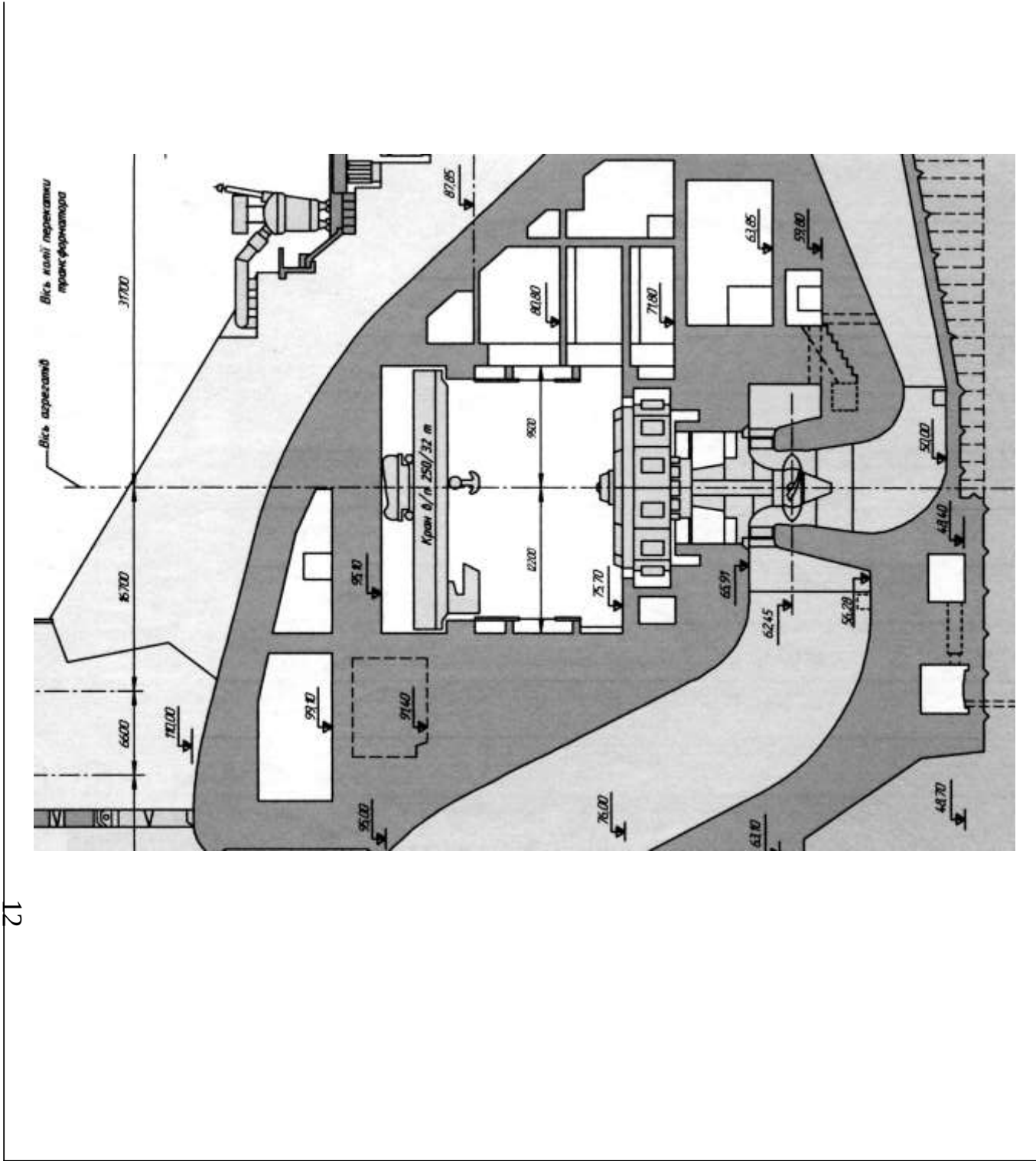
Примітка: інші події та ділення не призводять до втрати потужності ($\Delta P=0$), тому в таблицю не внесені.

1 Схема електричних з'єднань головна



ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	ТИП
Г1-Г3	ПЕРСОНЕЛ	СБ-110/330-48
АТ3	АВТОТРАНСФОРМАТОР ЗВ'ЯЗКУ	АТН-110/330-48
БТ1	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЛ-250000/330
БТ2	БЛОЧНИЙ ТРАНСФОРМАТОР	ТДЛ-250000/110
АТВ1	АВТОТРАНСФОРМАТОР ВП	ТМ-25000/330
Р1В1	РЕЗЕРВНИЙ ТРАНСФОРМАТОР ВП	ТМТ-2500/330
Q1	ВИМКАЧЕЛЕЗАВОДИ	ВГЕ-330/1
Q2	ВИМКАЧЕЛЕЗАВОДИ	ВГЕ-110/1
Q3	ВИМКАЧЕЛЕЗАВОДИ	ВГЕ-10
Q4	АВТОМАТ	ЭОА0С (Електрон)
Q5	РОЗ'ЄДНУВАЧ	Р1-330/13200 X111
Q6	РОЗ'ЄДНУВАЧ	Р4Д3-110/2000/2
Л	ЗАГОРОДЖУВАЧ ВИСОКОНАСТОЙЛИЙ	В3-1250-03/1
F1	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	ОПН-110/1
F2	ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ	РВ0-10/1
F3	РОЗВІДНИК	РВМ-15/1
F4	РОЗВІДНИК	РГ-0,4
F5	РОЗВІДНИК	НМБ-330-73/1
F6	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	НМБ-110-50/1
F7	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ЗНОП-06-10/3
F8	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-330
F9	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-1-330-400/1
F10	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-1-330-400/1
F11	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-1-110-2000/1
F12	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-1-110-2000/5
F13	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-110
F14	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-20-1250/5
F15	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-20-1250/5
F16	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-20
F17	ТРАНСФОРМАТОР НАПРУГИ	ТБ-40
F18	ПАВНИЙ ЗАПЕВНИК	ПН-15
F19	ПАВНИЙ ЗАПЕВНИК	ПН-2
F20	ПАВНИЙ ЗАПЕВНИК	ПН-10

2 Розріз гідроагрегату



Схеми власних потреб ГЕС та ГАЕС

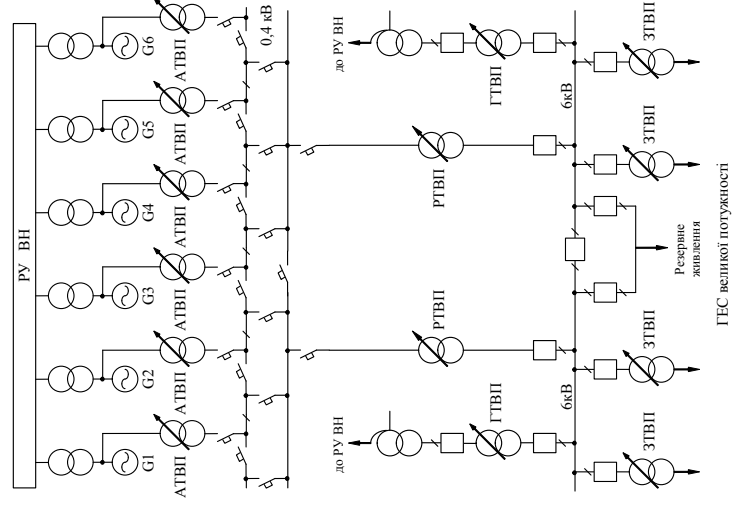
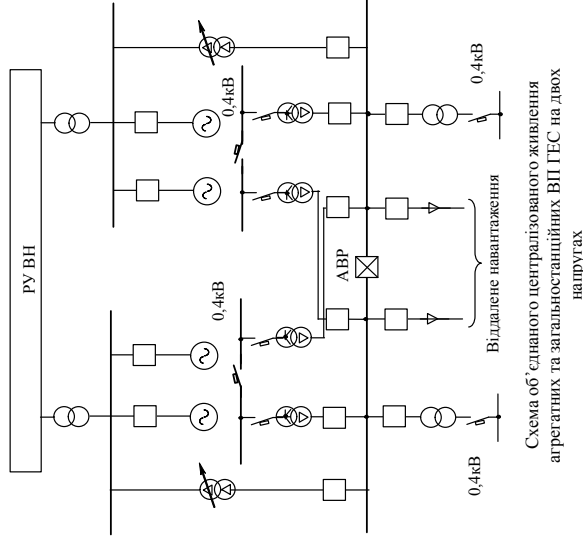
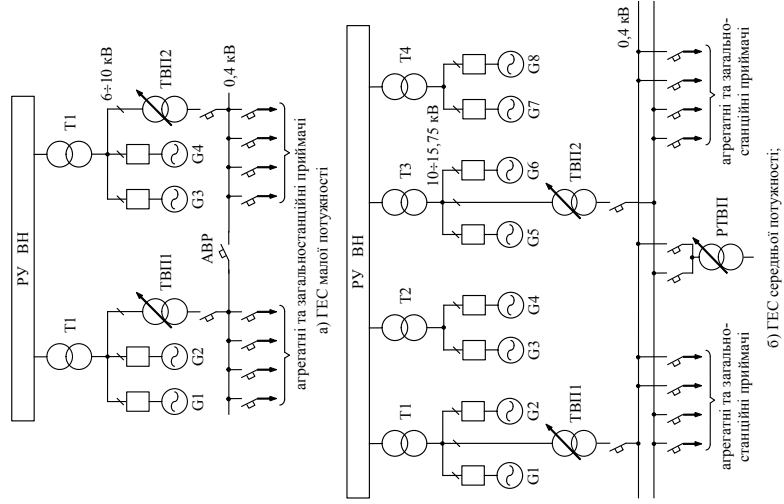


Схема окремого живлення агрегатних та загальностанційних власних потреб ГЕС

Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС на одній напрузі

Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС на двох напругах

12

