

Хмельницький національний університет
Факультет інженерії, транспорту та архітектури
Кафедра машин і апаратів, електромеханічних та енергетичних систем

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Проект електричної частини гідро електростанції (ГЕС)

Галузь знань 14 Електрична інженерія
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

Шифр БРМА 23.00.00.000 ПЗ

Виконав студент
3 курсу група ЕТс-20-1


Підпис


Паламарчук А.Ю.
Ініціали, прізвище

Керівник


Підпис, дата

к.т.н., доц. Майдан П.С.
Ініціали, прізвище

Нормоконтролер


Підпис, дата


Ініціали, прізвище

До захисту допускаю:
Зав. кафедри МАЕЕС


Підпис, дата

д.т.н., проф. Поліщук О.С.
Ініціали, прізвище

20 06 2023 р.

ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії, транспорту та архітектури

Кафедра машин і апаратів, електромеханічних та енергетичних систем

Освітній рівень бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Шифр і назва

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Шифр і назва

Спеціалізація Електропобутова техніка

Освітня програма _____

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри МАЕЕС


20.06.2023

ЗАВДАННЯ
НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Паламарчук Антон Юрійович

Прізвище, ім'я, по батькові студента

1. Тема роботи Проект електричної частини гідро електростанції (ГЕС)

керівник роботи Майдан Павло Сергійович, к.т.н., доцент

Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання

Затверджено наказом ректора університету від 1 03 2023 р. № 5

2. Строк подання студентом роботи на кафедру 20.06.23

3. Вихідні дані до роботи енергетичні характеристики силового обладнання та мережі

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проєкту ГЕС. 2. Проєктування головної схеми підключення ГЕС. 3. Розрахунки, що підтверджують працездатність Загальні висновки. Перелік джерел посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень)

1. Проєкт головної структурної схеми ГЕС (Д1, А1). 2. Схеми розрахунків та заміщень для струмів КЗ (Д1, А1). 3. Шафа комплектної розподільчої установки на 10 кВ (МК, А1). 4. Викатна комірка для шафи КРУ (ГК, А1). 5. Розподільча установка на 10 кВ (МК, А1).

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН


Назва етапів (розділів) кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Техніко-економічне обґрунтування проекту ГЕС	1.06.23	
2. Проектування головної схеми підключення ГЕС	8.06.23	
3. Розрахунки, що підтверджують працездатність	15.06.23	
4. Оформлення пояснювальної записки та графічного матеріалу	22.06.23	

Студент


Підпис

А.Ю. Паламарчук
Ініціали, прізвище

Керівник роботи


Підпис

П.С. Майдан
Ініціали, прізвище

АНОТАЦІЯ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи студента спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

1. Прізвище, ім'я та по батькові Паламарчук Антон Юрійович

2. Тема магістерської роботи Проект електричної частини гідро електростанції (ГЕС)

3. Прізвище, ініціали, вчена ступінь та звання опонента _____

4. Об'єм бакалаврської роботи: креслень 5 арк., сторінок записки 69

5. Основні розділи розрахунково-пояснювальної записки: Вступ. 1 Техніко-економічне обґрунтування проекту ГЕС. 2. Проектування головної схеми підключення ГЕС. 3. Розрахунки, що підтверджують працездатність. Висновки.

Підпис студента 

"26" 06 2023 р.

РІШЕННЯ ЕК:

Протокол №1 від "27" 06 2023 р.

Оцінка проекту ЕК добре 4.0/5
Рекомендації ЕК _____

Особливі відмітки _____

Технічний секретар 

"27" 06 2023 р.

Зміст

Вступ	с. 5
1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту ГЕС	7
1.1 Підбір структурної схеми проєкту ГЕС	7
1.2 Вибір схеми РУ 110 кВ та трансформаторів ВП	12
1.3 Розрахунок економічної доцільності проєкту ГЕС	15
Висновки до розділу	18
2 Проєктування головної схеми підключення ГЕС	19
2.1 Розрахунок можливих струмів КЗ	19
2.2 Підбір комутаційних апаратів для розподільчих установок	37
Висновки до розділу	47
3 Розрахунки, що підтверджують працездатність	48
3.1 Розрахунок та підбір кабелів, струмопроводів та шин для проєкту ГЕС	48
3.2 Розрахунок та вибір вимірювальних трансформаторів	59
Висновки до розділу	64
Загальні висновки	65
Перелік джерел посилань	67
Додатки	69

БРМА 23.00.00.000 ПЗ

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата	Літера	Аркуш	Аркушів
Виконав		Таламарчук А.			у	4	69
Перевір.		Майдан П.С.			ХНУ гр. ЕТс-20-2		
Н.контр.		Пундик С.І.					
Затвер.		Поліщук О.С.			Проект електричної частини гідро електростанції (ГЕС)		

Вступ

Наразі на гідроелектростанціях (ГЕС) виробляється близько двадцяти відсотків усієї електроенергії, що виробляється у світі. Загально відомо, що електроенергію на ГЕС отримують за рахунок перетворення механічної енергії водяних потоків. Нині ведеться, в основному, будівництво саме потужних ГЕС, оскільки питомі витрати малих за розміром ГЕС можуть значно перевищувати відповідні витрати у великих.

Первинними двигунами на ГЕС є саме гідротурбіни, які в свою чергу приводять в обертання синхронні гідрогенератори. Потужність електростанції визначається напором та величиною витрати води. Напір води створюється за допомогою греблі. Водний простір перед греблею носить назву верхній б'єф, а нижче греблі, відповідно, нижній б'єф. Саме різниця рівнів верхнього (РВБ) та нижнього б'єфа (РНБ) і буде визначати напір [1, 2].

В електричній частині ГЕС досить подібні до конструкцій конденсаційних електростанцій. Як і КЕС, гідроелектростанції зазвичай розташовуються далеко від центрів споживання, оскільки місце їх монтажу залежить здебільшого від природних умов. Тому електроенергія, що виробляється на ГЕС, видається лише на високих та надвисоких напругах. Відмінною характеристикою всіх конструкцій ГЕС є невелике споживання електроенергії на власні потреби (ВП).

Технологія виробництва електроенергії на ГЕС досить легка і проста в автоматизації. Пуск агрегату на ГЕС триває не більше однієї хвилини тому резерв потужності в загальній енергосистемі (ЕС) доцільно забезпечувати такими агрегатами.

ККД більшості конструкцій ГЕС становить близько 85-90%. Завдяки меншим експлуатаційним витратам собівартість електроенергії виробленої на ГЕС, як правило, у кілька разів нижча, ніж собівартість електроенергії виробленої на теплових електростанціях (ТЕС).

Багато ГЕС вмикають саме у піковій частині графіка навантаження, тому

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						5
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

часто виконуються планові вмикання та вимикання, що потребує установку вимикачів на генераторній напрузі [2-4].

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту ГЕС

1.1 Підбір структурної схеми проєкту ГЕС

Нам необхідно організувати живлення споживачів на 110 кВ, представлених трьома незалежними лініями довжиною 40 км кожна, а крім того споживачів на генераторній напрузі (ГН) в 10 кВ із максимальною сумарною потужністю не більше 50 МВт. Базуючись на величині даної потужності, спроектуємо споживачів на ГН у вигляді десяти кабельних ліній потужністю по 5 МВт та відповідною довжиною в десять кілометрів.

Запропонуємо два варіанти виконання головної структурної схеми:

1. Усі генератори працюють на розподільчу установку (РУ) ГН, є трансформатори зв'язку від РУ ГН та відповідно РУ 110 кВ ;

2. Два генератори працюють на РУ ГН, пов'язане з РУ 110 кВ за допомогою трансформатору зв'язку та один окремий генератор у блоці на РУ 110 кВ .

Вибір необхідних генераторів.

Відповідно до технічного завдання - загальна потужність гідрогенератору становить 41,6 МВт у довідниковій літературі відповідає лише один із типових гідрогенераторів, а саме СВ-1030/120-68.

Технічні характеристики гідрогенератора, відповідно до довідникової літератури [2, 4]:

$$S_{ном} = 52 \text{ МВА}; P_{ном} = 41,6 \text{ МВт}; U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}; I_{ном} = 2,87 \text{ кА}; \\ \cos \varphi = 0,8; X_d = 0,74; X'_d = 0,28; X''_d = 0,2.$$

Необхідно також врахувати і власні потреби (ВП) гідрогенератору.

Для ГЕС потужністю менше ніж 200 МВт витрата на ВП становить на рівні 2-3% від загальної потужності всієї електростанції. Зробимо вибір

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

відсотку витрат на ВП на рівні 2,5%. Таким чином, знайдемо необхідну потужність ВП згідно наступної формули:

$$S = \frac{0,025 \cdot 3 \cdot P_{ном}}{\cos \varphi}; \quad (1.1)$$

$$S = \frac{0,025 \cdot 3 \cdot 52}{0,8} = 4,9 \text{ МВА.}$$

Варіант виконання головної структурної схеми №1 - усі гідрогенератори підключені на РУ ГН, є трансформатори зв'язку між РУ ГН та РУ 110 кВ.

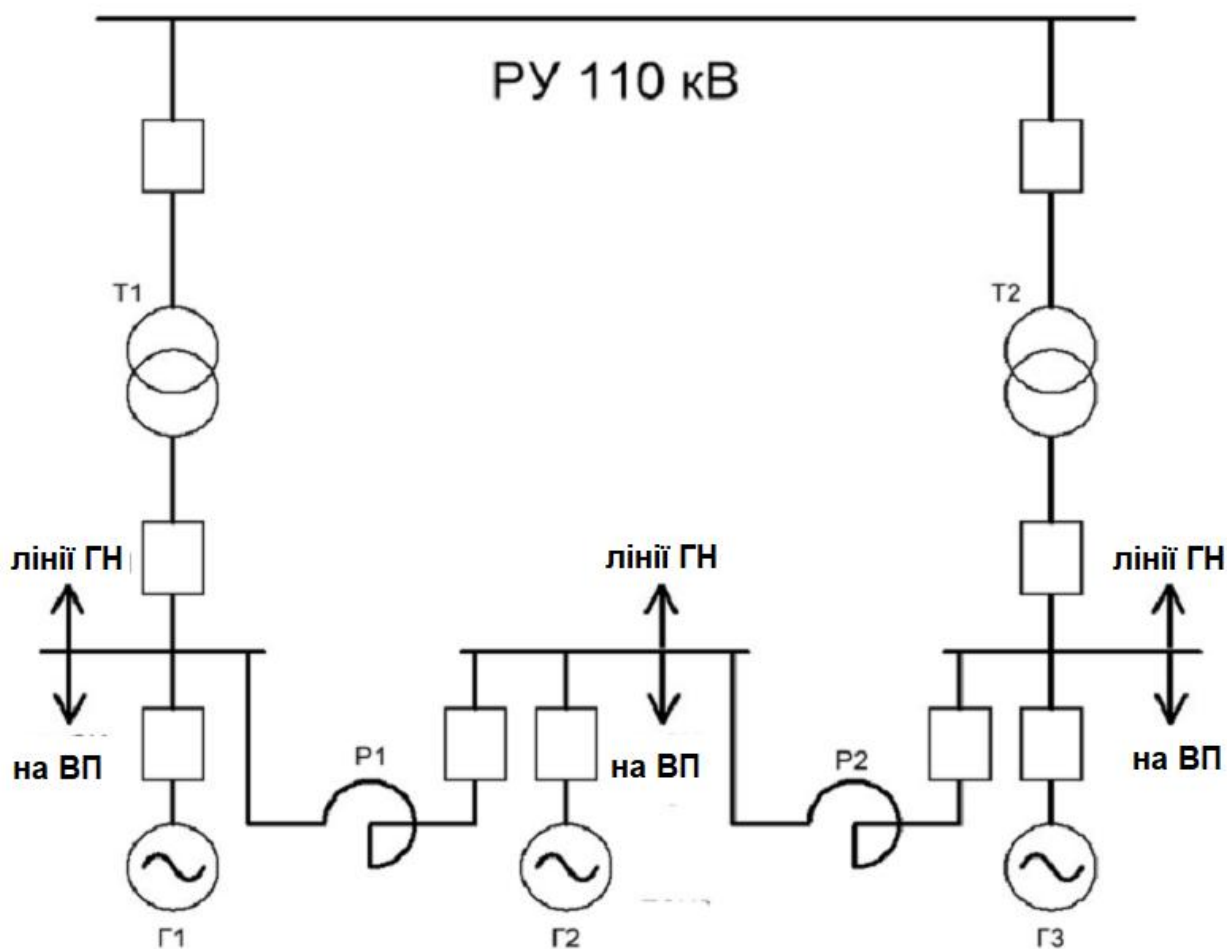


Рисунок 1.1 – Головна структурна схема згідно першого варіанту виконання

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

У запропонованій схемі всі гідрогенератори підключені до ГРУ, від якого відходять два трансформатора зв'язку та, відповідно, лінії до споживачів. На відміну від другого варіанту виконання, де трансформатори різні, у даному варіанті виконання необхідно підібрати два абсолютно однакові трансформатори. Виконаємо розрахунок для трьох режимів роботи, а саме:

1. Режим мінімального навантаження згідно наступної формули:

$$S_1 = \frac{n \cdot (P_{ном} - P_{ВП}) - P_{min}}{\cos \varphi}. \quad (1.2)$$

2. Режим максимального навантаження:

$$S_2 = \frac{n \cdot (P_{ном} - P_{ВП}) - P_{max}}{\cos \varphi}. \quad (1.3)$$

3. Аварійний режим роботи:

$$S_3 = \frac{(n - 1) \cdot (P_{ном} - P_{ВП}) - P_{max}}{\cos \varphi}, \quad (1.4)$$

де n - число генераторів підключених до Т1, $n = 3$.

Аварійний режим роботи відповідає відключенню одного із паралельно підключених генераторів.

Підставивши відоме значення потужності генератора $P_{ном}$, значення потужності ВП одного генератора $P_{ВП} = 41,6 \cdot 0,025 = 1,04$ МВт та відомі значення максимальної та мінімальної потужності для ліній ГН, отримаємо наступні значення до написаних вище формул.

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$S_1 = \frac{3 \cdot (41,6 - 1,04) - 30}{0,8} = 114,6 \text{ МВА};$$

$$S_2 = \frac{3 \cdot (41,6 - 1,04) - 50}{0,8} = 89,6 \text{ МВА};$$

$$S_3 = \frac{2 \cdot (41,6 - 1,04) - 50}{0,8} = 38,9 \text{ МВА}.$$

Також слід врахувати можливість досить тривалого перевантаження в 40% одного із двох трансформаторів на час відключення іншого. Тому прийmemo для обох трансформаторів розрахункову потужність на рівні - $S_{розр} = S_1/1,4 = 81,9 \text{ МВА}$. Відповідно до довідкової літератури [5, 6] підберемо два однакових трансформатори типу ТДЦ-80000/110/10 технічні характеристики наведено в додатку А, табл. А.1.

Варіант виконання головної структурної схеми №2 - два гідрогенератори працюють на РУ ГН, підключені до РУ 110 кВ за допомогою трансформатору зв'язку та один гідрогенератор у блоці на РУ 110 кВ (рис. 1.2).

У даній схемі на ГРУ працюють два гідрогенератори, третій гідрогенератор розташований окремим блоком. Трансформатор зв'язку Т1 виберемо, виходячи з розрахунку для трьох режимів роботи відповідно до формул (1.2-1.4):

$$S_1 = \frac{2 \cdot (41,6 - 1,04) - 30}{0,8} = 63,9 \text{ МВА};$$

$$S_2 = \frac{2 \cdot (41,6 - 1,04) - 50}{0,8} = 38,9 \text{ МВА};$$

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

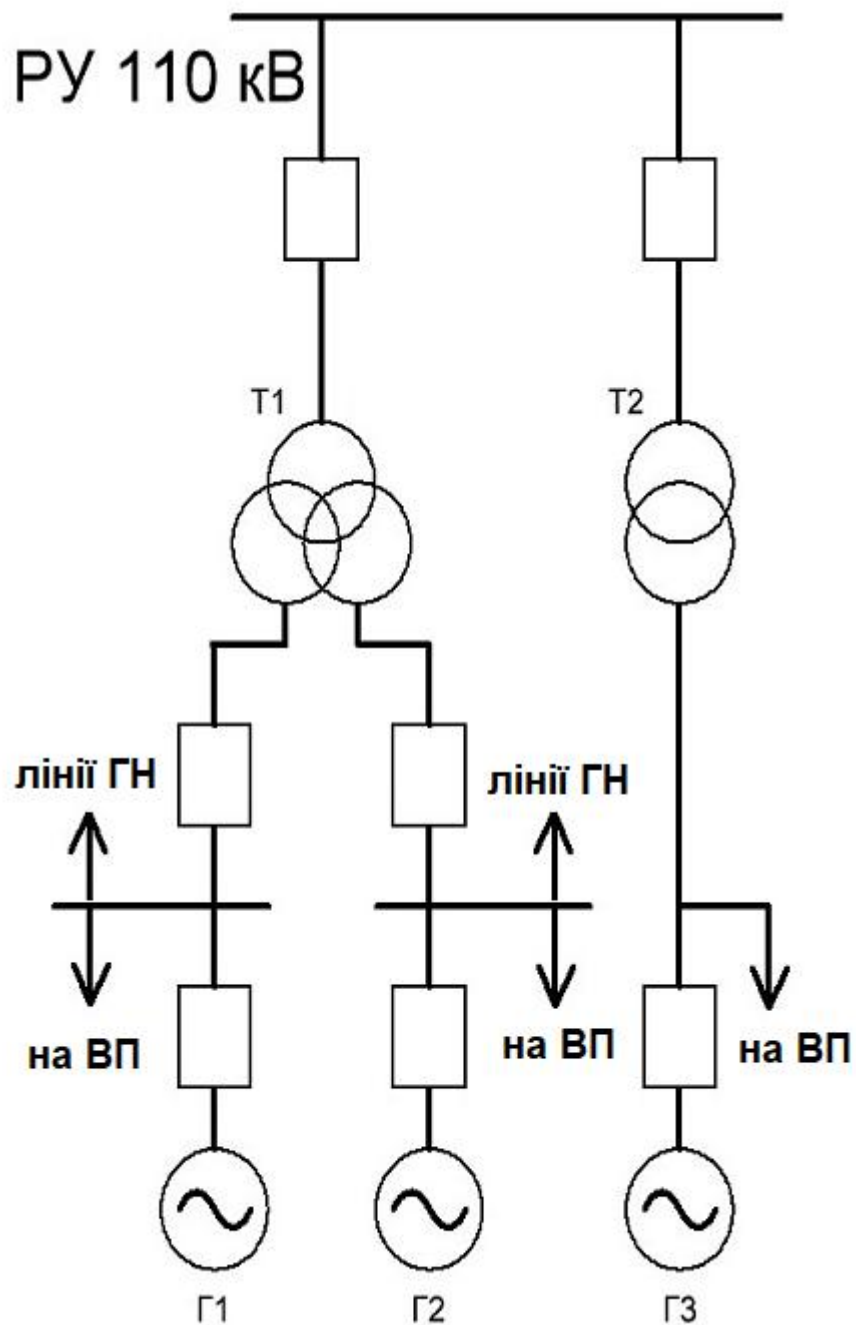


Рисунок 1.2 - Головна структурна схема згідно другого варіанту виконання

$$S_3 = \frac{(41,6 - 1,04) - 50}{0,8} = -11,8 \text{ МВА} .$$

При цьому в останній формулі знак «мінус» вказує на зміну напрямку загальної потужності в трансформаторі. За розрахункове значення будемо

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

БРМА 23.00.00.000 ПЗ

Арк.
11

приймати максимальне із розрахованих - $S_{розр} = S_1$. Трансформатор Т2, навпаки, включений у блок, отже можливо обрати, виходячи тільки із потужності самого гідрогенератора - $S_{розр} = S_{ном} = 52$ МВА.

З довідкової літератури [7] з проектування електричних мереж оберемо потрібні типи трансформаторів та вкажемо тільки необхідні їх параметри, тобто ті які було використані для підбору трансформаторів (рівень напруги та повну потужність) та параметри, необхідні для розрахунку втрат електроенергії:

Для трансформатору Т1 виберемо двообмотковий трансформатор, але із розщепленою обмоткою НН – трансформатор типу ТРДЦН-63000/110/10 (див. додаток А., табл. А.2).

Відповідно, для трансформатору Т2 візьмемо схожий двообмотковий трансформатор типу ТДЦ-63000/110/10, оскільки в ряду потужностей трансформаторів в діапазоні між 40 та 63 МВА відсутні проміжні значення (див. додаток А, табл. А.3).

1.2 Вибір схеми РУ 110 кВ та трансформаторів ВП

Для РУ на 110 кВ із числом приєднань в діапазоні $n \leq 6 - 8$ використовується схема з однією системою збірних шин та спеціальною обхідною збірною шиною (для можливості виконання ремонтних робіт пошкоджених вимикачів без перебою живлення для відповідного приєднання). Також, систему збірних шин секціонують з метою унеможливити повне вимкнення РУ при виникненні короткого замикання (КЗ) власне на самій шині. Однак у даному випадку для ГЕС, що проєктується обхідну шину можна не застосовувати, оскільки кількість приєднань вкрай низька та перебоїв в постачанні живлення буде виключено тільки за рахунок секціонування (рис. 1.3).

Замість того, щоб використовувати секційний вимикач та вибирати, до якої із секцій підключити лінію Л2, виконаємо приєднання лінії Л2 до обох секцій через вимикачі [8, 9].

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

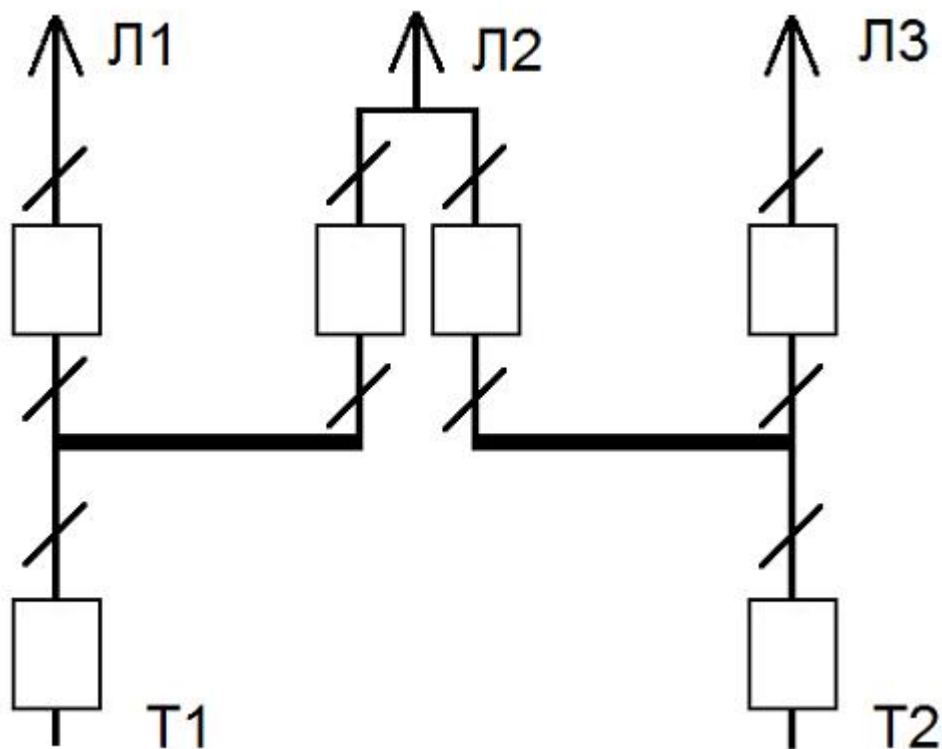


Рисунок 1.3 – Схема РУ 110 кВ для ГЕС, що проектується

Це в свою чергу не змінює загальну кількість вимикачів, але підвищує надійність живлення для лінії Л2.

На проєкті ГЕС потужністю понад 60 МВт необхідно передбачити роздільне живлення для агрегатних та загальностанційних споживачів ВП через трансформатори малої потужності, а саме на рівні 30% від потужності ВП для агрегатних та 70% - для загальностанційних [1, 2].

Потужність ВП в даному проєкті ГЕС згідно із розрахунками наведеними вище дорівнює 3,9 МВА. Звідки - $S_{ВП\text{агр}} = 1,17 \text{ МВА}$ та $S_{ВП\text{заг}} = 2,73 \text{ МВА}$.

Використаємо ступінчасту схему електропостачання для ВП. Для цього будемо застосовувати РУ на 6 кВ для СН усієї електростанції, а потім живлення будемо подавати від нього агрегатні ВП на напрузі 380 В за допомогою трансформаторів (рис. 1.4).

Для першого ступеня використаємо два трансформатори власних потреб (ТВП1 та ТВП2), обидва розраховані на повну потужність ВП електростанції, що

забезпечує приховане резервування.

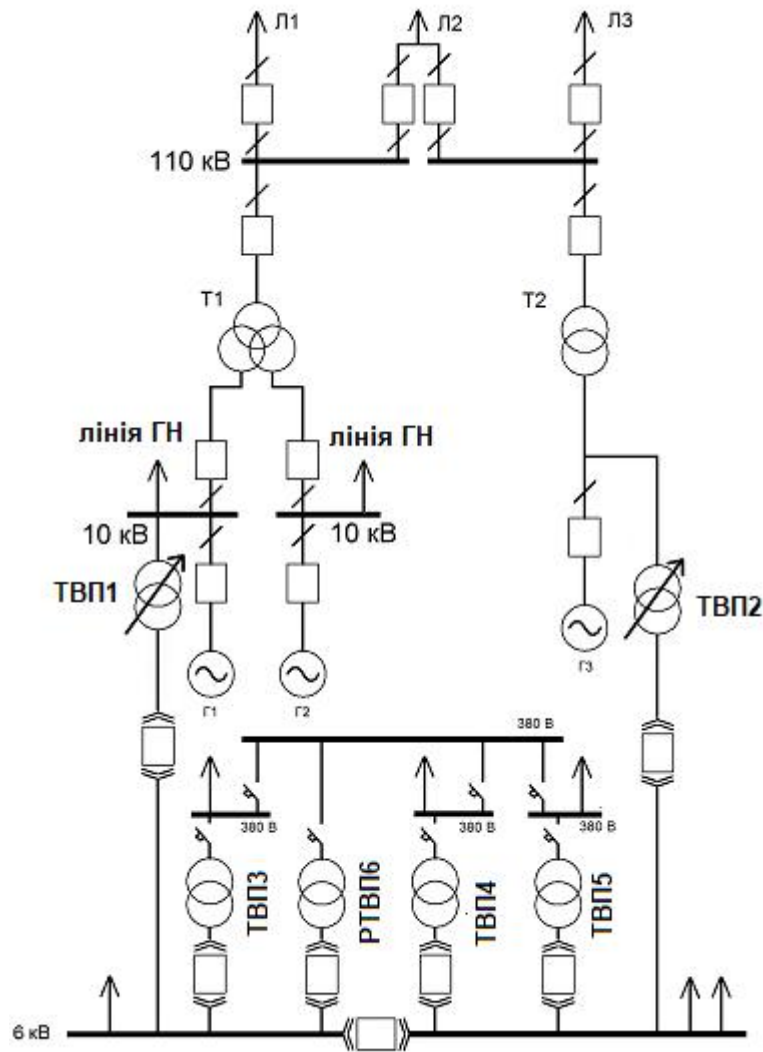


Рисунок 1.4 – Проект головної схеми ГЕС

Оскільки потужність ВП знаходиться на рівні 3,9 МВА, тоді використаємо трансформатор типу ТМН-4000/10 (див. додаток А., табл. А.4).

Агрегатні ВП, напруга яких знаходиться на рівні 0,4 кВ, буде підключатись через РУ 6 кВ за допомогою ТВП по 400 кВА кожен (див. рис. 1.4). Необхідно взяти по одному ТВП на кожен гідрогенератор (ТВП3, ТВП4 та ТВП5), а також забезпечити резервування агрегатних ВП, змонтувавши додатковий, резервний РТВП6. Для цих цілей використаємо трансформатори типу ТСЗ-400/10 (див. додаток А., табл. А.5).

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

БРМА 23.00.00.000 ПЗ

Арк.
14

1.3 Розрахунок економічної доцільності проекту ГЕС

Для того, щоб обрати який із двох запропонованих варіантів виконання головної структурної схеми потрібно використати в проектуванні ГЕС, розглянемо економічну доцільність варіантів виконання. Виконаємо необхідні розрахунки та порівняємо приведені капітальні витрати кожного варіанта виконання ГС між собою [8-10].

Таблиця 1.1 – Капіталі витрати на варіанти виконання ГС ГЕС

Обладнання	Вартість обладнання, тис. грн.	Варіант виконання №1		Варіант виконання №2	
ТДЦ-80000/110	3600,00	2	7200,00	-	-
ТРДЦН-63000/110	2700,00	-	-	1	2700,00
ТДЦ-63000/110	2700,00	-	-	1	2700,00
Комірка із вимикачами 110 кВ	2190,00	2	4380,00	2	4380,00
Комірка із вимикачами ГН	150,00	14	2100,00	12	1800,00
Комірка ВП	225,00	2	450,00	-	-
Всього:	-	-	14130,00	-	11580,00

Мінімальні наведені витрати визначаються згідно наступної формули:

$$B = p_{\text{норм}} \cdot K + P_{\text{екс}} + 3б, \quad (1.5)$$

де $p_{\text{норм}}$ - нормативний коефіцієнт економічної ефективності, $p_{\text{норм}} = 1, 2$; K - капіталовкладення на спорудження електроустановки, тис. грн; $P_{\text{екс}}$ - річні експлуатаційні витрати, тис. грн./рік; $3б$ - збиток від недовідпуску електроенергії, тис. грн./рік;

Річні експлуатаційні витрати визначають згідно з наступною формулою:

$$P_{\text{екс}} = \frac{\alpha \cdot K}{100} + \beta \cdot \Delta W_{\text{річ}}, \quad (1.6)$$

де α - відрахування на обслуговування, приймаємо $\alpha = 8\%$; β - тариф на електроенергію, $\beta = 6$ грн/кВт*год; $\Delta W_{\text{річ}}$ - річні втрати енергії в електроустановці, кВт*год.

Розрахуємо величину втрат електроенергії у двообмотковому трансформаторі згідно наступної формули:

$$\Delta W_{\text{річ}} = P_X \cdot T + P_K \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (1.7)$$

де S_{max} - розрахункове максимальне навантаження трансформатора, МВА; $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА; P_X, P_K , - втрати потужності відповідно холостого ходу (хх) та КЗ, кВт; T - тривалість роботи трансформатора в році (згідно довідникової літератури [5-10] приймається на рівні $T = 8760$ год для трансформаторів зв'язку або $T = 8760 - T_p$ год для блокових трансформаторів, де $T_p = 600$ год - тривалість ремонту блока); τ -

тривалість максимальних втрат.

Розрахуємо втрати для першого варіанту виконання ГС – встановлено два трансформатори типу ТДЦ-80000/110/10:

$$\Delta W = 58 \cdot (8760 - 600) + 310 \cdot \left(\frac{113,8}{160} \right)^2 \cdot 3800 = 1069203 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$B_1 = 0,12 \cdot 14130 + 0,08 \cdot 14130 + 641521/1000 = 3467,521 \text{ тис.грн/рік}.$$

Розрахуємо втрати для другого варіанту виконання ГС – встановлено один трансформатор типу ТРДЦН-63000/110/10 та один трансформатор типу ТДЦ-63000/110/10:

$$\Delta W_1 = 59 \cdot (8760 - 600) + 260 \cdot \left(\frac{63,4}{126} \right)^2 \cdot 3800 = 731586 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_2 = 59 \cdot (8760 - 600) + 260 \cdot \left(\frac{124,8 - 76,8}{63} \right)^2 \cdot 3800 = 1054973 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$B_2 = 0,12 \cdot 11580 + 0,08 \cdot 11580 + 535967/1000 = 2851,967 \text{ тис.грн/рік}.$$

Відносна різниця в витратах при використанні різних варіантів виконання:

$$\frac{B_1 - B_2}{B_1} = \frac{3467,521 - 2851,967}{3467,521} = 0,1775;$$

Другий варіант виконання ГС ГЕС більш економічно вигідний ніж перший варіант виконання на 17,75% і відповідно ми обираємо саме його.

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу

Згідно поставленого технічного завдання було виконано вибір головної структурної схеми проєкту ГЕС на основі якої було підібрано необхідне силове обладнання, а саме трансформатор типів ТДЦ-80000/110/10 та ТРДЦН-63000/110/10, виконано вибір схеми розподільчої установки 110 кВ та трансформаторів власних потреб, проведено розрахунок економічної доцільності даного проєкту ГЕС, а саме доцільність другого варіанту виконання головної схеми з'єднання для проєкту ГЕС на трансформаторах типу ТРДЦН-63000/110/10.

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

2 Проектування головної схеми підключення ГЕС

2.1 Розрахунок можливих струмів КЗ

При розрахунку виникаючих струмів КЗ необхідно побудувати схему заміщення базуючись на головної схеми ГЕС. Під час виконання заміщення, для визначення значень ЕРС та опорів необхідно задатись початковими умовами.

Так як значення U_{δ} та $I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}$ зручно приймати, вже виходячи із розташування точки виникнення КЗ (яких для схеми буде кілька), то для початкових розрахунків достатньо вибрати початкову потужність на рівні - $S = 100$ МВА.

Визначимо необхідні параметри генераторів типу СВ-1030/120-68 за наступними формулами [10-12]:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_2}; \quad (2.1)$$

$$x_1 = x_2 = x_3 = 0,2 \cdot \frac{100}{52} = 0,385;$$

$$E_1 = E_2 = E_3 = \sqrt{\cos^2 \varphi + (\sin \varphi + x_d'')^2}; \quad (2.2)$$

$$E_1 = E_2 = E_3 = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,2)^2} = 1,131.$$

Визначення опорів трансформаторів [5, 6]:

- тип ТРДЦН-63000/110/10 - $u_{kH1-H2} = 30\%$, $u_{k6-H} = 10,5\%$:

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$x_4 = x_5 = \frac{1}{200} \cdot u_{кн1-н2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}; \quad (2.3)$$

$$x_4 = x_5 = \frac{1}{200} \cdot 30 \cdot \frac{100}{63} = 0,238;$$

$$x_6 = \frac{1}{100} \cdot \left(u_{кв-н} - \frac{1}{4} \cdot u_{кн1-н2} \right) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}; \quad (2.4)$$

$$x_6 = \frac{1}{100} \cdot (10,5 - 7,5) \cdot \frac{100}{63} = 0,048.$$

- тип ТДЦ-63000/110/10 - $u_k = 11\%$ [5, 6]:

$$x_7 = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}; \quad (2.5)$$

$$x_7 = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,138.$$

Розрахунок опору повітряних ліній [7, 8]:

- з повітряні лінії по 110 кВ - $x_{y\delta} = 0,4$ Ом/км; $U_{сер} = 115$ кВ; $l = 40$ км

$$x_8 = x_9 = x_{10} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{сер}^2}; \quad (2.6)$$

$$x_8 = x_9 = x_{10} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,121.$$

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Визначимо параметри системи:

$$x_{11} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{сист}}}; \quad (2.7)$$

$$x_{11} = \frac{100}{3500} = 0,029;$$

Визначення опору ТВП наступних типів [5, 6]:

- два трансформатори типу ТМН-4000/10 - $u_k = 7,5\%$:

$$x_{12} = x_{13} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.8)$$

$$x_{12} = x_{13} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875;$$

- чотири трансформатори типу ТСЗ-400/10 - $u_k = 5,5\%$:

$$x_{14} = x_{15} = x_{16} = x_{17} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.9)$$

$$x_{14} = x_{15} = x_{16} = x_{17} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 13,75.$$

Розробимо схему заміщення, яка буде мати наступний вигляд (рис. 2.1).

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

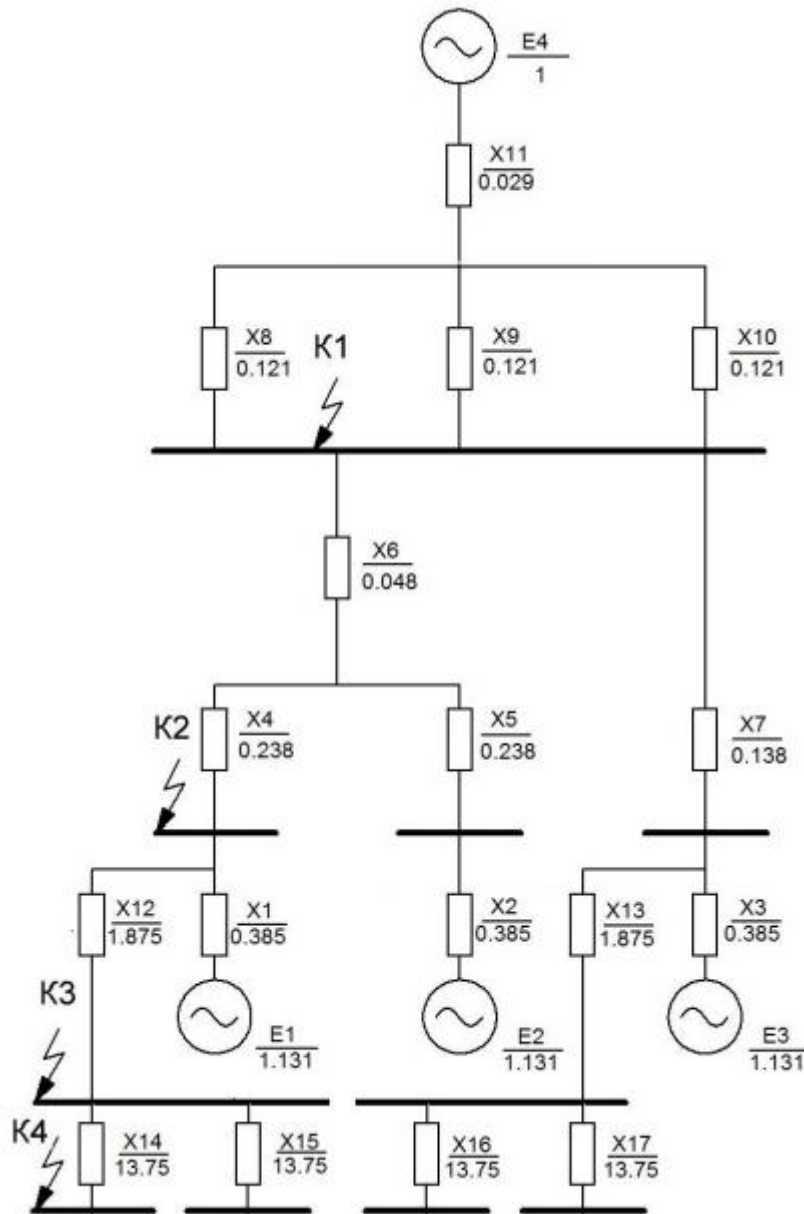


Рисунок 2.1 – Запропонована схема заміщення для ГЕС, що проектується

2.1.1 Розрахунок виникнення КЗ в точці К1 або на шинах РУ 110 кВ (див. рис. 2.1)

Під час виникнення КЗ в точці К1 струм КЗ на шинах СН відсутній, тому під час цього розрахунку ним можна знехтувати. Послідовно виконаємо перетворення для розрахунку результуючих опорів та ЕРС усіх трьох гідрогенераторів та системи (рис. 2.2) [8, 9].

$$1. x_{18} = \frac{x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_{10}}{x_8 + x_9 + x_{10}} = \frac{x_{10}}{3} = \frac{0,121}{3} = 0,04 ;$$

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

$$2. x_{19} = x_{20} = x_1 + x_4 = x_2 + x_5 = 0,385 + 0,238 = 0,623;$$

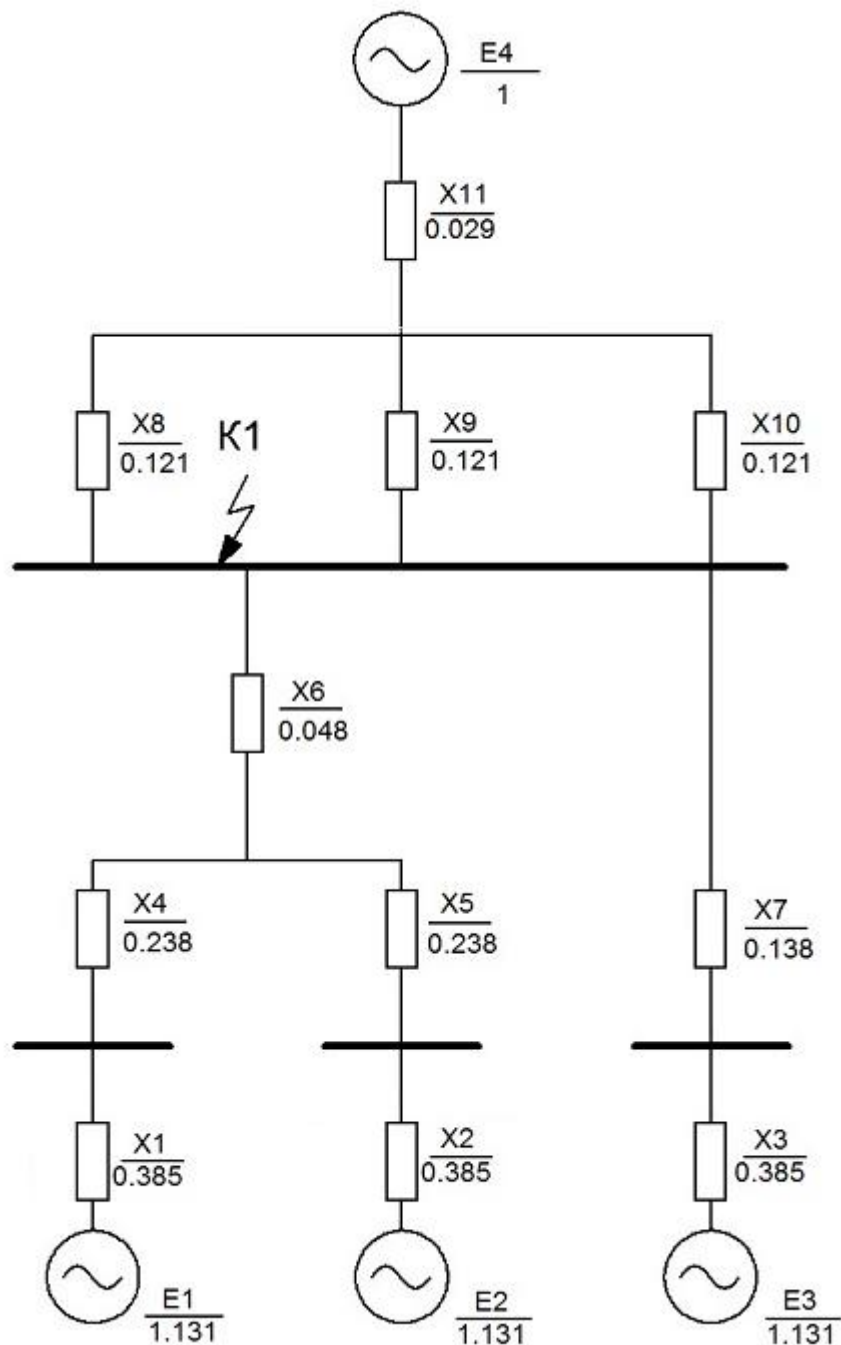


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для ГЕС для розрахунку виникаючого КЗ в точці K1

$$3. x_{21} = x_3 + x_7 = 0,138 + 0,385 = 0,523;$$

$$4. x_{22} = x_{18} + x_{11} = 0,04 + 0,029 = 0,069;$$

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

$$5. x_{23} = \frac{x_{19} \cdot x_{20}}{x_{19} + x_{20}} = 0,312;$$

$$6. x_{24} = x_{23} + x_6 = 0,312 + 0,048 = 0,36$$

$$7. E_5 = E_1 = 1,131;$$

$$8. E_6 = E_1 = 1,131;$$

$$9. x_{25} = \frac{x_{21} \cdot x_{24}}{x_{21} + x_{24}} = 0,213.$$

Виконаємо аналітичні розрахунки струму КЗ в точці К1.

Приймемо початкове значення для напруги - $U_{\text{сер}K1} = 115$ кВ, сила струму

дорівнює:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сер}K1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}.$$

Знайдемо періодичну складову струму КЗ за наступним виразом:

$$I_{n0} = \frac{E''}{x_{\text{рез}}} \cdot I_{\bar{6}}. \quad (2.10)$$

Відповідно до (2.10) знайдемо періодичну складову струму КЗ від генераторів, де $E'' = E_1 = 1,131, x_{\text{рез}} = x_{25} = 0,213$:

$$I_{n0g} = \frac{E''}{x_{\text{рез}}} \cdot I_{\bar{6}} = \frac{1,131}{0,213} \cdot 0,502 = 2,6666 \text{ кА}.$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ від системи, де $E'' = E_4 = 1, x_{\text{рез}} = x_{22} = 0,069$:

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 24
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$I_{n0c} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,069} \cdot 0,502 = 7,275 \text{ кА}.$$

Розрахуємо сумарну силу струму КЗ в точці К1 [5, 6]:

$$I_{n0K1} = I_{n0z} + I_{n0c}; \quad (2.11)$$

$$I_{n0K1} = 2,666 + 7,275 = 9,941 \text{ кА}.$$

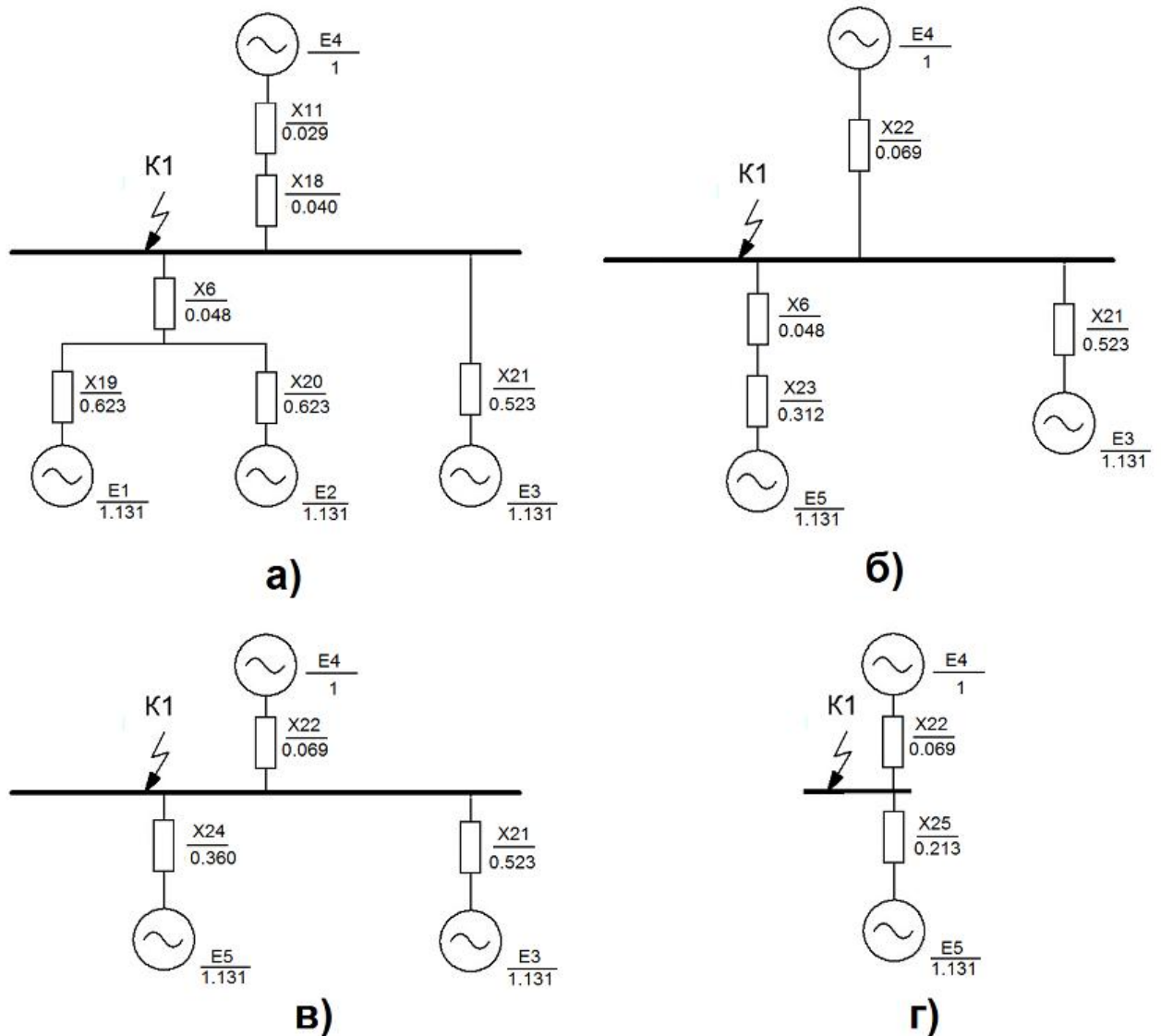


Рисунок 2.3 – Спрощення головної схеми ГЕС для точки К1: а – після третього пункту; б – після шостого пункту; в – після сьомого пункту; г - підсумкова

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

Розрахунок ударного струму КЗ в точці К1.

Загально відомо розрахункову формулу для знаходження ударного струму:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta z} \cdot I_{n0z} + \sqrt{2} \cdot k_{y\delta c} \cdot I_{n0c}, \quad (2.12)$$

де $k_{y\delta}$ - середнє значення ударного коефіцієнта для обладнання, обирається із довідкової літератури [5, 6]. Для блоків генератор - трансформатор, з генераторами потужністю близько 60 МВт ($U = 10,5$ кВ) приймається $k_{y\delta z} = 1,935$ ($T_a = 0,15$ с). Для системи, пов'язаної з шинами, де розглядається КЗ, лінії електропередачі напругою 110 кВ, коефіцієнт приймається - $k_{y\delta c} = 1,61$ ($T_a = 0,02$ с).

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 2,666 + \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 7,275 = 23,841 \text{ кА.}$$

2.1.2 Розрахунок виникнення КЗ в точці К2 або на шинах РУ 10 кВ (див. рис. 2.4)

Аналогічно розрахунку струму КЗ у точці К1, при виникненні КЗ в точці К2 струм КЗ не надходить на будь-які інші шини СН, тому в даному випадку ними теж можливо знехтувати. Оскільки точка виникнення КЗ розташована на виході гідрогенератора Г1, то у даному випадку необхідно отримати ЕРС та результуючі опори, гідрогенератора Г1 та всієї іншої системи [8-10]:

$$1. x_{18} = \frac{x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_{10}}{x_8 + x_9 + x_{10}} = \frac{x_{10}}{3} = \frac{0,121}{3} = 0,04;$$

$$2. x_{20} = x_2 + x_5 = 0,385 + 0,238 = 0,623;$$

$$3. x_{21} = x_3 + x_7 = 0,138 + 0,385 = 0,523;$$

$$4. x_{22} = x_{18} + x_{11} = 0,04 + 0,029 = 0,069;$$

$$5. x_{27} = x_6 + x_{26} = 0,048 + 0,061 = 0,109;$$

$$6. x_{28} = \frac{x_{20} \cdot x_{27}}{x_{20} + x_{27}} = \frac{0,623 \cdot 0,109}{0,623 + 0,109} = 0,093;$$

$$7. x_{29} = x_4 + x_{28} = 0,238 + 0,093 = 0,331.;$$

$$8. E_7 = 1,015;$$

$$9. E_8 = 1,032.$$

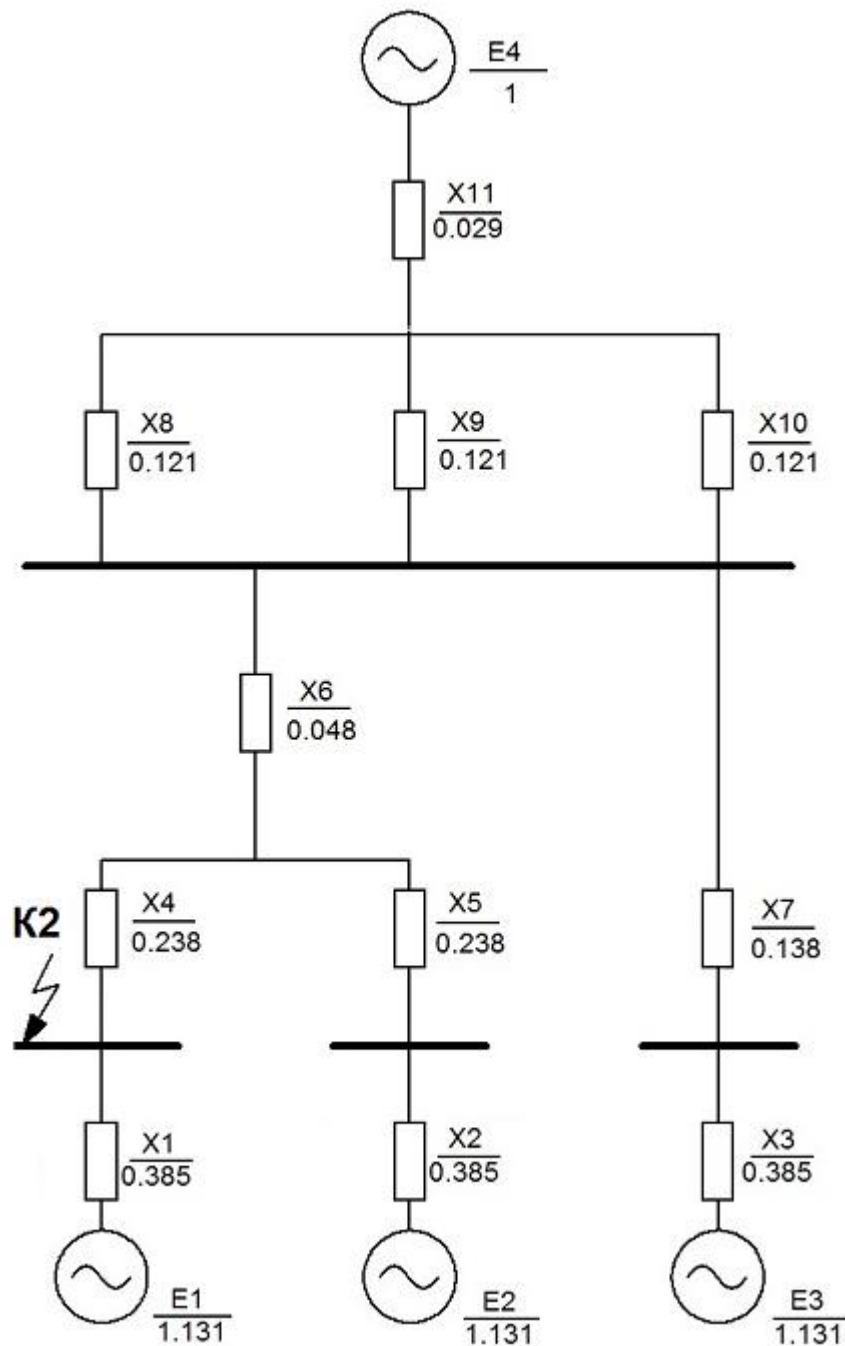


Рисунок 2.4 – Схема заміщення ГЕС для виконання розрахунку КЗ в точці К2

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

Виконаємо аналітичні розрахунки струму КЗ в точці К2, аналогічно описаним вище для точки К1.

Прийmemo початкове значення для напруги - $U_{серК2} = 10,5$ кВ, сила струму визначається із формули:

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА} .$$

Відповідно до (2.10) знайдемо періодичну складову струму КЗ від гідрогенератора Г1, де $E'' = E_1 = 1,131, x_{рез} = x_1 = 0,385$:

$$I_{n0z} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} = 385 \cdot 5,499 = 16,154 \text{ кА} .$$

Визначимо періодичну складову струму КЗ від системи (враховуючи гідрогенератори Г2 та Г3), де $E'' = E_8 = 1,032, x_{рез} = x_{29} = 0,331$ [11, 12]:

$$I_{n0c} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,032}{0,331} \cdot 5,499 = 17,145 \text{ кА} .$$

Розрахуємо сумарну силу струму КЗ, що виникає в точці К2 згідно із формулою (2.11):

$$I_{n0K2} = 16,154 + 17,145 = 33,299 \text{ кА} .$$

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

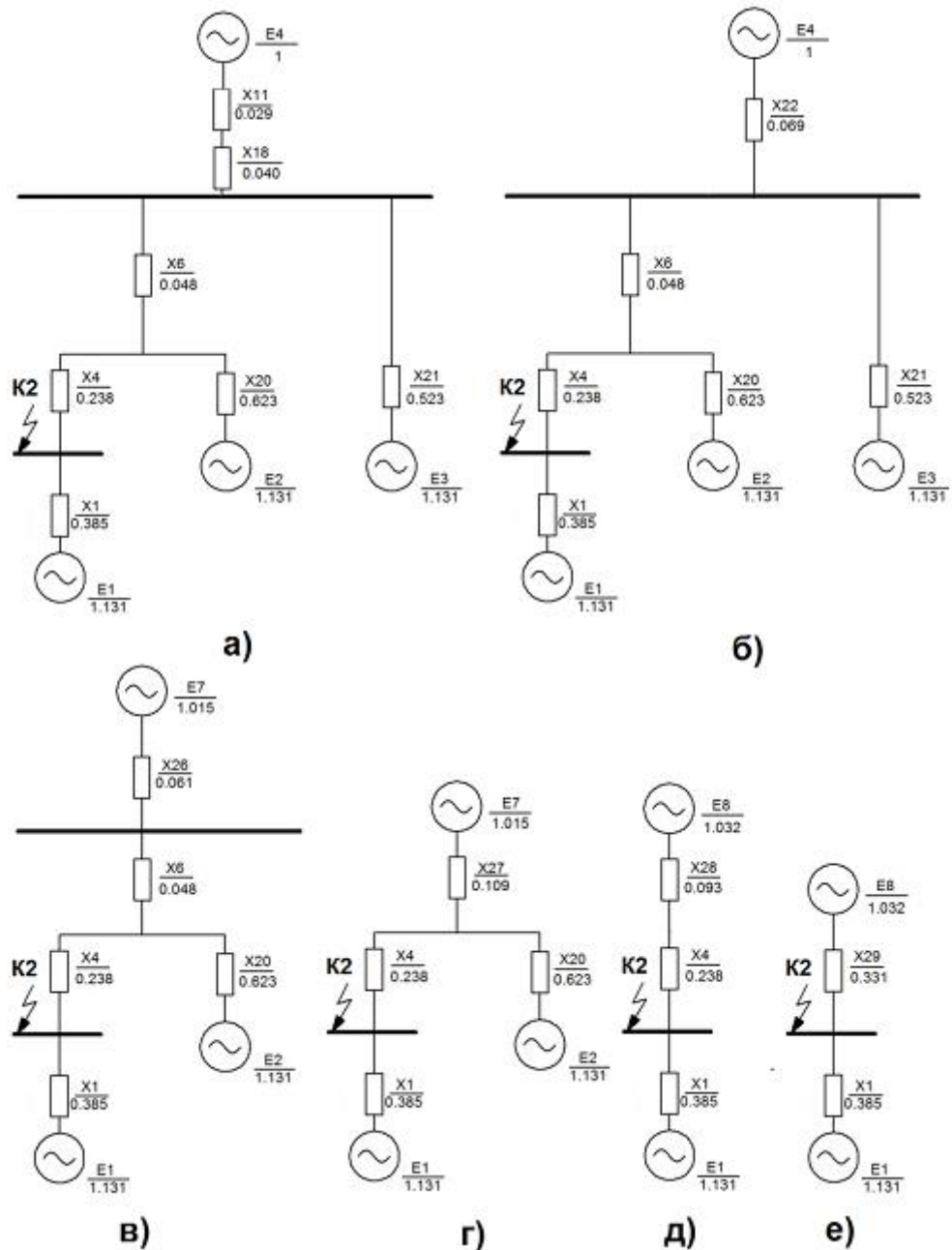


Рисунок 2.5 – Спрощення головної схеми ГЕС для точки К2: а – після третього пункту; б – після четвертого пункту; в – після шостого пункту; г – після сьомого пункту; д – після дев'ятого пункту; е – підсумкова

Розрахунок ударного струму КЗ, що виникає в точці К2 згідно формули (2.12), де k_{y0} - середнє значення ударного коефіцієнта для обладнання, обирається із довідкової літератури [5, 6]. Для гідрогенератора - приймається

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

$k_{y\partial c} = 1,955$ ($T_a = 0,222$ с). Для системи, коефіцієнт приймається -

$k_{y\partial c} = 1,895$ ($T_a = 0,08$ с).

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 16,154 + \sqrt{2} \cdot 1,895 \cdot 17,145 = 90,570 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial \Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 1,895 \cdot 17,145 = 44,622 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \cdot 1,955 \cdot 16,154 = 45,948 \text{ кА}.$$

2.1.3 Розрахунок виникнення КЗ в точці К3 або на шинах РУ ВП 6 кВ (див. рис. 2.6)

У даному випадку виникнення КЗ відбувається на шинах першого ступеня ВП, через що слід враховувати опір ТВП, проте другий ступінь ВП у даному випадку не піддається впливу виникаючих струмів КЗ. Визначення виникаючих струмів КЗ підживлення від електродвигунів проводити не потрібно, оскільки рухове навантаження відсутнє взагалі. У підсумку, запропонована схема слугує випадком віддаленого від системи виникнення КЗ, при якому не потрібно виділення складових струму від системи та гідрогенераторів окремо. Більша частина обчислень виконується аналогічно схемі для виникнення КЗ у точці К2.

$$1. x_{18} = \frac{x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_{10}}{x_8 + x_9 + x_{10}} = \frac{x_{10}}{3} = \frac{0,121}{3} = 0,04;$$

$$2. x_{20} = x_2 + x_5 = 0,385 + 0,238 = 0,623;$$

$$3. x_{21} = x_3 + x_7 = 0,138 + 0,385 = 0,523;$$

$$4. x_{22} = x_{18} + x_{11} = 0,04 + 0,029 = 0,069;$$

$$5. x_{26} = \frac{x_{21} \cdot x_{22}}{x_{21} + x_{22}} = \frac{0,523 \cdot 0,069}{0,523 + 0,069} = 0,061$$

$$6. x_{27} = x_6 + x_{26} = 0,048 + 0,061 = 0,109;$$

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

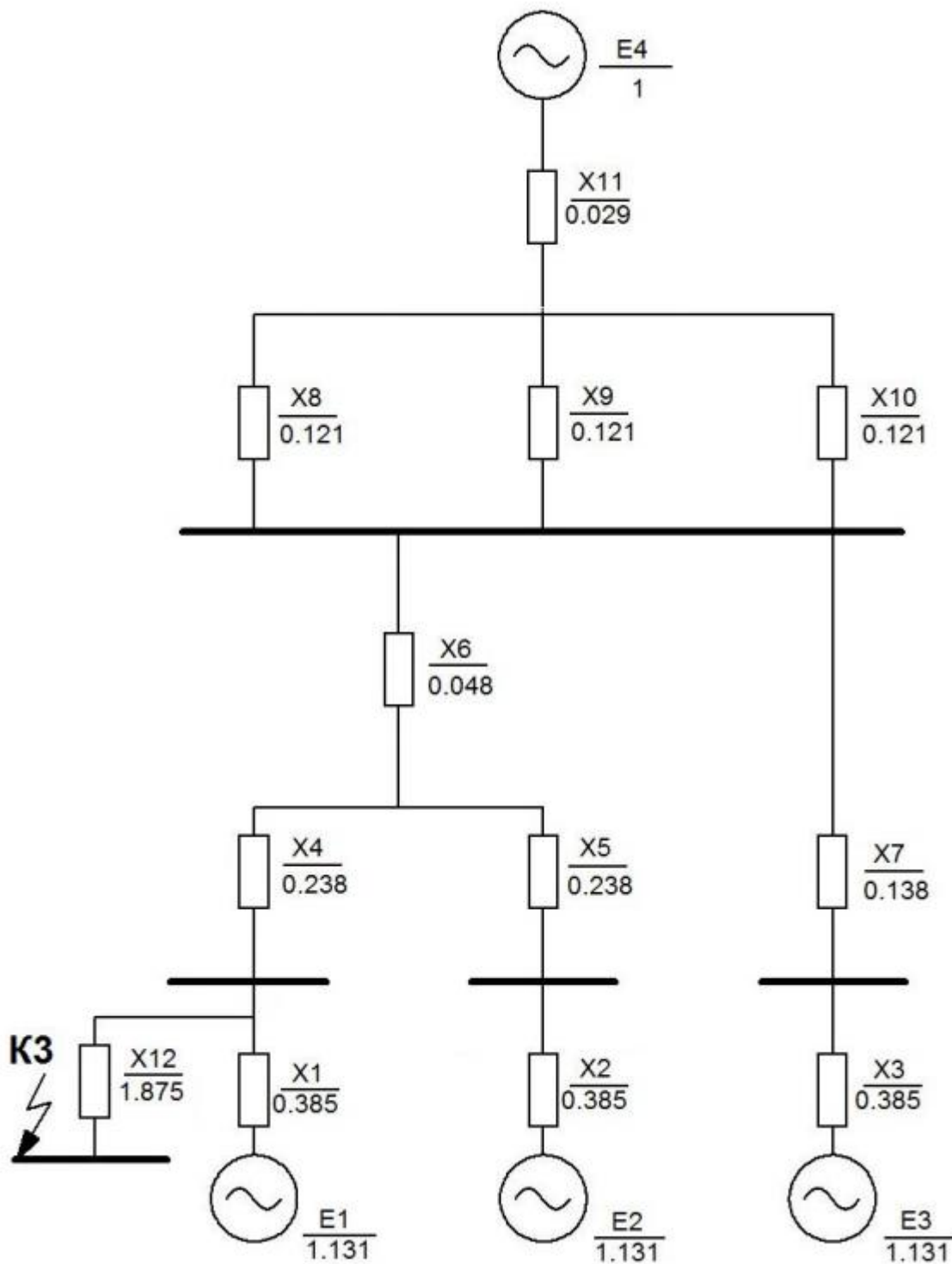


Рисунок 2.6 – Схема заміщення ГЕС для виконання розрахунку КЗ в точці КЗ

$$7. x_{28} = \frac{x_{20} \cdot x_{27}}{x_{20} + x_{27}} = \frac{0,623 \cdot 0,109}{0,623 + 0,109} = 0,093;$$

$$8. x_{29} = x_4 + x_{28} = 0,238 + 0,093 = 0,331.;$$

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

$$9. x_{30} = \frac{x_1 \cdot x_{29}}{x_1 + x_{29}} = \frac{0,385 \cdot 0,331}{0,385 + 0,331} = 0,178$$

$$10. x_{31} = x_{12} + x_{30} = 1,875 + 0,178 = 2,953;$$

$$11. E_7 = 1,015;$$

$$12. E_8 = 1,032;$$

$$13. E_9 = 0,178.$$

Виконаємо аналітичні розрахунки сили струму виникаючого КЗ в точці КЗ, аналогічно описаним вище.

Приймемо початкове значення для напруги - $U_{серКЗ} = 6,3$ кВ, сила струму визначається із формули [8-10]:

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Відповідно до (2.11) знайдемо сумарну силу струму КЗ, де $E'' = E_9 = 1,078, x_{рез} = x_{31} = 2,953$:

$$I_{n0КЗ} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1,078}{2,953} \cdot 9,164 = 3,345 \text{ кА}.$$

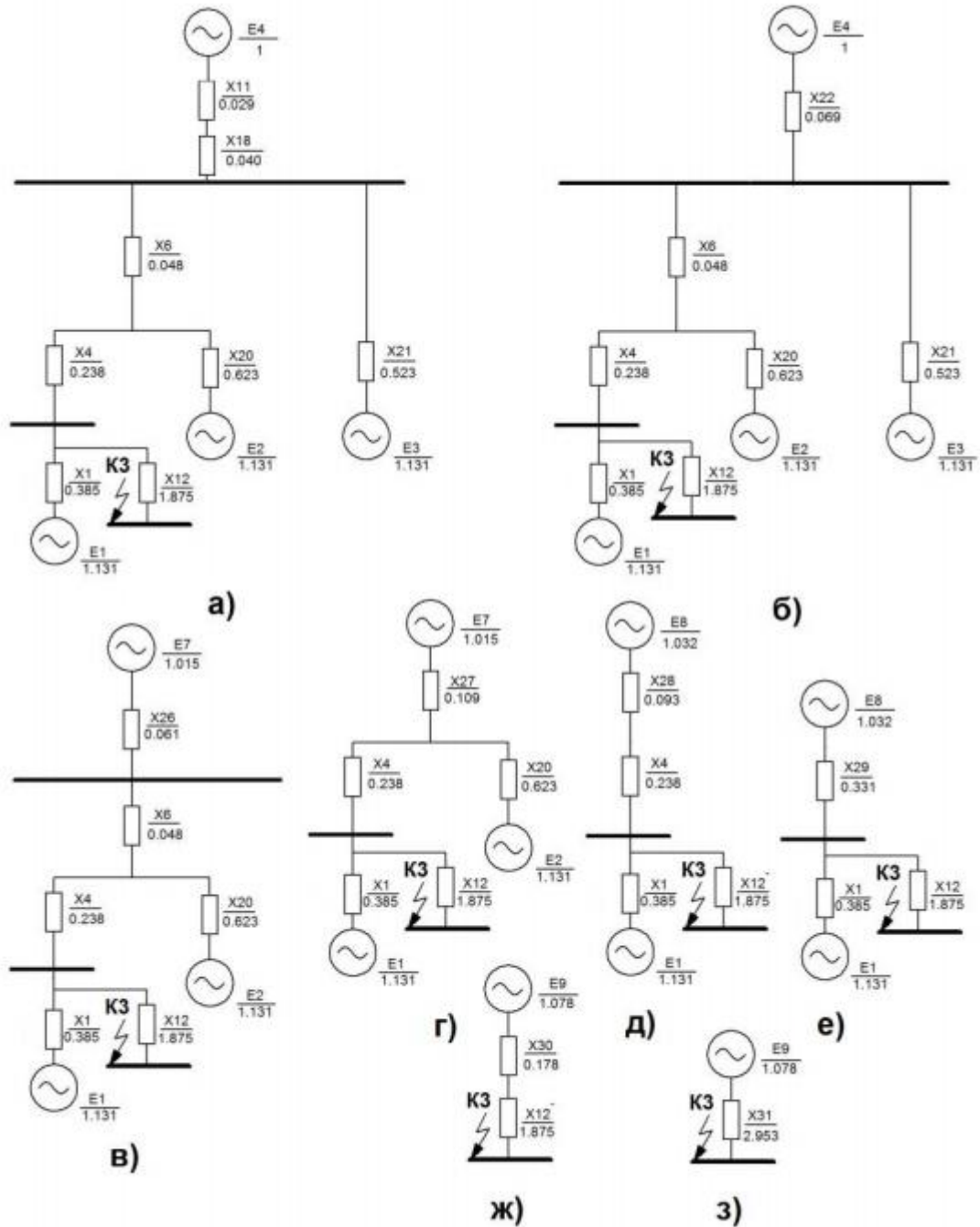


Рисунок 2.7 – Спрощення головної схеми ГЕС для точки КЗ: а – після третього пункту; б – після четвертого пункту; в – після шостого пункту; г – після сьомого пункту; д – після дев'ятого пункту; е – після десятого пункту; ж – після дванадцятого пункту; з – підсумкова

Розрахунок ударного струму КЗ, що виникає в точці КЗ згідно формули (2.12), де $k_{уд}$ - середнє значення ударного коефіцієнта для обладнання,

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

обирається із довідкової літератури [5, 6]. Для системи, коефіцієнт приймається - $k_{ydc} = 1,78$ ($T_a = 0,04$ с).

$$i_{ydk3} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 3,345 = 8,42 \text{ кА.}$$

2.1.4 Розрахунок виникнення КЗ в точці К4 або на шинах РУ ВП 0,4 кВ (див. рис. 2.8)

КЗ виникає на шинах другого ступеня ВП, через що для розрахунків необхідно задіяти значення опорів ТВП відповідно і першого і другого ступенів. Даний випадок можливо розглядати як виникнення віддаленого КЗ [10-12]:

$$1. x_{18} = \frac{x_8 \cdot x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_{10}}{x_8 + x_9 + x_{10}} = \frac{x_{10}}{3} = \frac{0,121}{3} = 0,04 ;$$

$$2. x_{20} = x_2 + x_5 = 0,385 + 0,238 = 0,623 ;$$

$$3. x_{21} = x_3 + x_7 = 0,138 + 0,385 = 0,523 .$$

$$4. x_{22} = x_{18} + x_{11} = 0,04 + 0,029 = 0,069 ;$$

$$5. x_{26} = \frac{x_{21} \cdot x_{22}}{x_{21} + x_{22}} = \frac{0,523 \cdot 0,069}{0,523 + 0,069} = 0,061$$

$$6. x_{27} = x_6 + x_{26} = 0,048 + 0,061 = 0,109 ;$$

$$7. x_{28} = \frac{x_{20} \cdot x_{27}}{x_{20} + x_{27}} = \frac{0,623 \cdot 0,109}{0,623 + 0,109} = 0,093 ;$$

$$8. x_{29} = x_4 + x_{28} = 0,238 + 0,093 = 0,331 . ;$$

$$9. x_{30} = \frac{x_1 \cdot x_{29}}{x_1 + x_{29}} = \frac{0,385 \cdot 0,331}{0,385 + 0,331} = 0,178$$

$$10. x_{32} = x_{12} + x_{30} + x_{14} = 1,875 + 0,178 + 13,75 = 16,703 ;$$

$$11. E_7 = 1,015 ;$$

$$12. E_8 = 1,032 ;$$

$$13. E_9 = 0,178 .$$

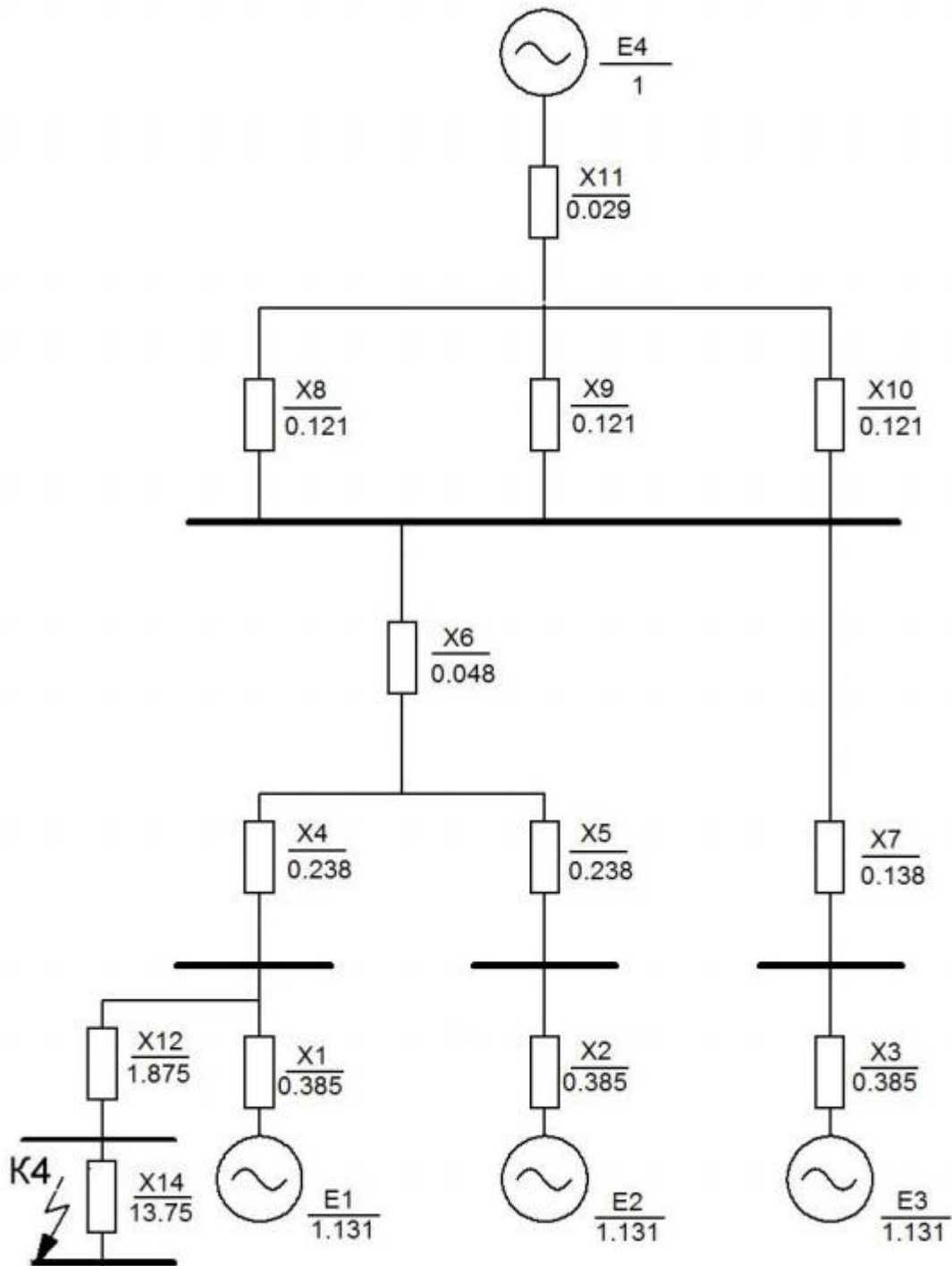


Рисунок 2.8 – Схема заміщення ГЕС для виконання розрахунку КЗ в точці К4

Виконаємо аналітичні розрахунки струму виникаючого КЗ в точці К4, аналогічно описаним вище [8-10].

Приймемо початкове значення для напруги - $U_{серK4} = 0,4$ кВ, сила струму визначається із формули:

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,338 \text{ кА.}$$

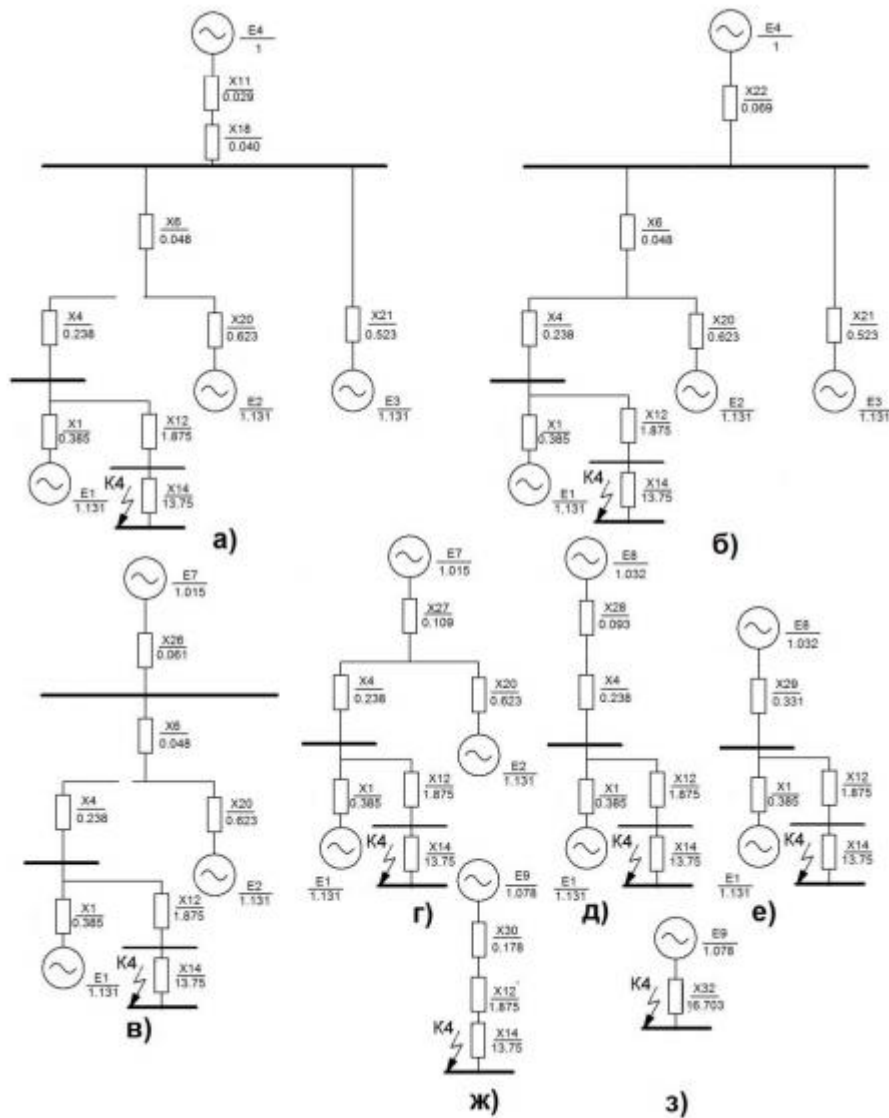


Рисунок 2.9 – Спрощення головної схеми ГЕС для точки К4: а – після третього пункту; б – після четвертого пункту; в – після шостого пункту; г – після сьомого пункту; д – після дев'ятого пункту; е – після десятого пункту; ж – після дванадцятого пункту; з– підсумкова

Відповідно до (2.11) знайдемо сумарну силу струму КЗ, де $E'' = E_9 = 1,078, x_{рез} = x_{32} = 16,703$:

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

$$I_{n0K4} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_0 = \frac{1,078}{16,703} \cdot 144,338 = 9,315 \text{ кА}.$$

Розрахунок ударного струму КЗ, що виникає в точці К4 згідно формули (2.12), де k_{y0} - середнє значення ударного коефіцієнта для обладнання, обирається із довідкової літератури [5, 6]. Для системи, коефіцієнт приймається - $k_{y0c} = 1,78$ ($T_a = 0,04$ с).

$$i_{y0K4} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 9,315 = 23,45 \text{ кА}.$$

2.2 Підбір комутаційних апаратів для розподільчих установок

Під час проектування комутаційні апарати підбирають, базуючись на умовах довготривалої роботи в нормальному режимі, довготривалої роботи в навантаженому режимі та короткочасних впливів під час виникнення КЗ. При цьому розрізняють також термічний та електродинамічний впливи виникаючих струмів КЗ (див. Додаток Б, таблиці Б.1 та Б.2) [13, 14].

2.2.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для РУ 110 кВ

Розглянемо основні розрахункові параметри, необхідні для правильного підбору вимикача (див. Додаток Б):

- рівень напруги установки - $U_{уст} = 110$ кВ;

- сила струму робочого навантаженого режиму необхідно розрахувати.

Значення цього струму береться для найбільш потужного приєднання.

У разі запропонованої схеми - це приєднання через трансформатор зв'язку (ТЗ) Т1, ТРДЦН-63000/110/10 загальною потужністю $S_{ном} = 63$ МВА.

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		37

Для ТЗ навантажений режим це режим роботи із довготривалим аварійним перевантаженням із коефіцієнтом на рівні – 1,4, тому виконаємо необхідні розрахунки [5, 6]:

$$I_{роб.навант} = 1,4 \cdot I_{ном} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.13)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,463 \text{ кА.}$$

- визначимо періодичну складову виникаючого струму КЗ в початковий момент часу: $I_{n0,K1} = 9,941 \text{ кА.}$

- знайдемо ударний струм виникаючого КЗ: $i_{yK1} = 23,841 \text{ кА.}$

Згідно до отриманих значень параметрів можливо виконати вибір типу вимикача, тому обираємо вимикач типу ВГБУ-110-40/2000У1 з наступними енергетичними параметрами:

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}; I_{ном} = 2000 \text{ А}; I_{тдин} = 102 \text{ кА}; I_{відкл} = 40 \text{ кА}; \beta_{ном} = 30\%;$$

$$I_T = 40 \text{ кА}; I_{дин} = 40 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с}; t_{ов} = 0,055 \text{ с}; t_{св} = 0,035 \text{ с}; t_{вим} = 0,1 \text{ с.}$$

Час від моменту виникнення КЗ до розмикання контактів вимикача знайдемо із наступного виразу:

$$\tau = t_{P3Amin} + t_{св}, \quad (2.14)$$

де t_{P3Amin} – мінімальний час на спрацювання релейного захисту (РЗА),
 $t_{P3Amin} = 0,01 \text{ с}; t_{св}$ - власний час на вимикання вимикача, $t_{св} = 0,035 \text{ с}$ [14].

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 38
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Відповідно, величину періодичної сили струму приймаємо незатухаючою та рівною початковій силі періодичного струму в місці виникнення КЗ:

$$I_{nr} = I_{n0K1} = 9,941 \text{ кА.}$$

Знайдемо аперіодичну силу струму до моменту відключення:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0z} \cdot e^{-\tau/T_{az}} + \sqrt{2} \cdot I_{n0c} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.15)$$

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,66 \cdot e^{-0,045/0,15} + \sqrt{2} \cdot 7,275 \cdot e^{-0,045/0,02} = 3,877 \text{ кА.}$$

Відсоткова частка аперіодичної складової сили струму в силі струму відключення знайдемо за наступною формулою:

$$\beta = \frac{i_{\alpha\tau}}{\sqrt{2}I_{nr}}; \quad (2.16)$$

$$\beta = \frac{3,877}{\sqrt{2} \cdot 9,941} \cdot 100\% = 27,6\%.$$

Підбираємо максимальний час дії основного захисту рівним $t_{P3A} = 0,1 \text{ с}$, розраховуємо час на відключення сили струму виникаючого КЗ:

$$t_{\text{відкл}} = t_{P3A} + t_{ov};$$

$$t_{\text{відкл}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

Тоді знайдемо повний імпульс квадратичної сили струму згідно виразу:

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\kappa} = I_{n0z}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{az}) + I_{n0c}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_{ac}); \quad (2.17)$$

$$B_{\kappa} = 2,666^2 \cdot (0,155 + 0,15) + 7,275^2 \cdot (0,155 + 0,2) = 18,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Виконаємо перевірку умов вибору вимикача за наступними умовами:

$$\sqrt{2} \cdot I_{nr} + i_{\alpha r}; \quad (2.18)$$

$$\sqrt{2} \cdot 9,941 + 4,774 = 18,833 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right); \quad (2.19)$$

$$\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{30}{100} \right) = 73,54 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

До розрахованих умов вибору найбільше підходить вимикач типу ВВН-110У-6 (див. Додаток Б, табл. Б.3). Також виберемо роз'єднувачі для РУ - 110 кВ, запропонованим умовам відповідає роз'єднувач типу РПД-110/1600 УХЛ1 (див. Додаток Б, табл. Б.4). Роз'єднувач підходить по всім запропонованим енергетичними параметрам [13, 14, 16].

2.2.2 Підбір вимикачів для РУ 10 кВ

Розглянемо основні розрахункові параметри, необхідні для правильного підбору вимикача (див. Додаток Б) [13-16]:

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		40

- рівень напруги установки - $U_{уст} = 10$ кВ ;

- силу струму робочого навантаженого режиму необхідно розрахувати.

Значення цього струму береться для найбільш потужного приєднання в даному випадку це гідрогенератор типу СВ-1030/120-68 загальною потужністю $S_{ном} = 52$ МВА .

Для ланцюгів підключених гідрогенераторів навантажений режим це режим із номінальною потужністю та зниженим на 5% рівнем напруги, тому виконаємо необхідні розрахунки:

$$I_{роб.навант} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном}}; \quad (2.20)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{52}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5} = 3,01 \text{ кА.}$$

- визначимо періодичну складову виникаючого струму КЗ в початковий момент часу: $I_{n0,К2} = 33,3$ кА, $I_{n0c} = 17,145$ кА, $I_{n0,\Gamma2} = 16,154$ кА.

- знайдемо ударний струм виникаючого КЗ:
 $i_{yК2} = 90,57$ кА, $i_{yc} = 45,95$ кА, $i_{y\Gamma1} = 44,62$ кА.

Розраховані дані дозволять застосувати для РУ комплектну розподільну установку (КРУ), підбираємо КРУ типу РІХ-17 із використанням вакуумних вимикачів типу НVХ із наступними енергетичними параметрами:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}; I_{ном} = 3150 \text{ А}; I_{тдин} = 100 \text{ кА}; I_{відкл} = 40 \text{ кА}; \beta_{ном} = 44\%; \\ I_T = 40 \text{ кА}; I_{дин} = 40 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с}; t_{ов} = 0,055 \text{ с}; t_{св} = 0,04 \text{ с}; t_{вим} = 0,06 \text{ с.}$$

Час від моменту виникнення КЗ до розмикання контактів вимикача знайдемо згідно виразу (2.14) [13-16]:

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

При виникненні КЗ поруч із синхронним генератором Г1 до моменту τ сила струму від генератора $I_{n\tau\Gamma1}$ помітно затухає, тому силу струму від системи можливо прийняти на рівні незатухаючої $I_{n\tau c} = I_{n0c}$. При цьому $I_{n\tau\Gamma1}$ знаходиться відповідно до розрахункових кривих:

$$I_{n\tau\Gamma1} = 0,95 \cdot I_{n0\Gamma1} = 12,116 \text{ кА.}$$

Знайдемо аперіодичну силу струму до моменту відключення відповідно до (2.15):

$$i_{\alpha\tau\Gamma1} = \sqrt{2} \cdot 16,154 \cdot e^{-0,05/0,22} = 18,24 \text{ кА;}$$

$$i_{\alpha\tau c} = \sqrt{2} \cdot 17,145 \cdot e^{-0,05/0,08} = 12,98 \text{ кА.}$$

Розрахунковою приймаємо вищу силу струму - $i_{\alpha\tau\Gamma1} = 18,24 \text{ кА;}$

Відсоткова частка аперіодичної складової сили струму в силі струму відключення знайдемо за формулою (2.16):

$$\beta = \frac{18,24}{\sqrt{2} \cdot (17,145 + 12,116)} \cdot 100\% = 44,07\%.$$

Підбираємо максимальний час дії основного захисту рівним $t_{p3d} = 1,5 \text{ с,}$ розраховуємо час на відключення сили струму виникаючого КЗ:

$$t_{\text{відкл}} = 1,5 + 0,055 = 1,555 \text{ с.}$$

Визначимо повний імпульс квадратичної сили струму згідно виразу (2.17):

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 42
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\kappa} = 16,154^2 \cdot (1,555 + 0,222) = 463,711 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Виконаємо перевірку умов вибору вимикача за умовами (2.18-2.19):

$$\sqrt{2} \cdot 12,116 + 18,238 = 35,372 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{44}{100}\right) = 81,5 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Вимикач типу HVX найбільше підходить згідно всіх умов вибору, крім $\beta \leq \beta_{ном}$, але в таких умовах рекомендується виконати перевірку по повній силі струму із врахуванням як аперіодичної так і періодичної складових сили струму виникаючого КЗ $\left(\sqrt{2} \cdot I_{нтГ1} + i_{атГ1}\right)$, яка для даного вимикача типу HVX не виконується (див. Додаток Б, табл. Б.5). Відповідно в якості РУ можна використати КРУ РІХ-17 з наступними енергетичними параметрами: $I_{ном} = 3150 \text{ А}$, $I_{тдин} = 100 \text{ кА}$, $I_{відкл} = 40 \text{ кА}$. Відповідно роз'єднувач для КРУ підбирати не потрібно [13-16].

2.2.3 Підбір вимикачів для РУ ВП 6 кВ

Розглянемо основні розрахункові параметри, необхідні для правильного підбору вимикача для РУ ВП 6 кВ (див. Додаток Б) [13-16]:

- рівень напруги установки - $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$;
- силу струму робочого навантаженого режиму необхідно розрахувати.

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 43
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Значення цього струму береться для найбільш потужного приєднання в даному випадку це ТВП типу ТМН-4000/10 із загальною потужністю $S_{ном} = 4$ МВА .

ТВП розраховано на повну потужність ВП, знайдемо максимальну силу струму, що крізь нього протікає:

$$I_{роб.навант} = I_{ном.тр} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.21)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,385 \text{ кА.}$$

- визначимо періодичну складову виникаючого струму КЗ в початковий момент часу: $I_{n0,КЗ} = 3,345$ кА.

- знайдемо ударну силу струму виникаючого КЗ: $i_{уКЗ} = 8,42$ кА.

Розраховані дані дозволять використовувати для РУ ВП 6 кВ КРУ, а саме підбираємо КРУ типу К-104М із використанням вакуумних вимикачів типу ЕВОЛІС із наступними енергетичними параметрами [13-16]:

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ}; I_{ном} = 630 \text{ А}; I_{тдин} = 64 \text{ кА}; I_{відкл} = 25 \text{ кА};$$

$$I_T = 25 \text{ кА}; I_{дин} = 25 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с}; t_{ов} = 0,025 \text{ с}; t_{св} = 0,015 \text{ с.}$$

Час від моменту виникнення КЗ до розмикання контактів вимикача типу К-104М знайдемо згідно виразу (2.14):

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с.}$$

При виникненні віддаленого КЗ періодичну складову сили струму приймаємо незатухаючою:

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$I_{n\tau} = I_{n0} = 3,345 \text{ кА.}$$

Знайдемо аперіодичну складову силу струму до моменту відключення відповідно до (2.15):

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,345 \cdot e^{-0,06/0,025} = 3,721 \text{ кА.}$$

Відсоткова частка аперіодичної складової сили струму в силі струму відключення знайдемо за формулою (2.16):

$$\beta = \frac{3,345}{\sqrt{2} \cdot 3,721} \cdot 100\% = 63,565\%.$$

Підбираємо максимальний час дії основного захисту рівним $t_{p3A} = 1,5 \text{ с}$, розраховуємо час на відключення сили струму виникаючого КЗ:

$$t_{\text{відкл}} = 1,5 + 0,025 = 1,525 \text{ с.}$$

Визначимо повний імпульс квадратичної сили струму згідно виразу (2.17):

$$B_{\kappa} = 3,345^2 \cdot (1,56 + 0,025) = 17,735 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Виконаємо перевірку умов вибору вимикача за умовами (2.18-2.19):

$$\sqrt{2} \cdot 3,345 + 3,721 = 8,452 \text{ кА;}$$

$$\sqrt{2} \cdot 25 \cdot \left(1 + \frac{63,565}{100}\right) = 57,83 \text{ кА;}$$

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		45

$$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Вимикач типу ЕВОЛІС найбільше підходить згідно всіх поставлених умов вибору, крім $\beta \leq \beta_{ном}$, так як параметр $\beta_{ном}$ не вказано в характеристиках вимикача, але в таких умовах рекомендується виконати перевірку по повній силі струму із врахуванням як аперіодичної так і періодичної складових сили струму виникаючого КЗ $(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{\alpha\tau})$, яка для даного вимикача типу ЕВОЛІС не виконується (див. Додаток Б, табл. Б.6). Саме тому в якості РУ ВП 6 кВ можна використати КРУ типу К-104М із наступними енергетичними параметрами: $I_{ном} = 630 \text{ А}$, $I_{тдин} = 100 \text{ кА}$, $I_{відкл} = 40 \text{ кА}$. Відповідно роз'єднувач для КРУ підбирати не потрібно [13-16].

2.2.4 Підбір вимикачів для РУ ВП 0,4 кВ

Розглянемо основні розрахункові параметри, необхідні для правильного підбору вимикача для РУ ВП 0,4 кВ (див. Додаток Б) [13-16]:

- рівень напруги установки - $U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$;

- силу струму робочого навантаженого режиму необхідно розрахувати.

Значення цього струму береться для найбільш потужного приєднання в даному випадку це ТВП типу ТСЗ-400/10 із загальною потужністю $S_{ном} = 400 \text{ кВА}$.

Для ТВП такого типу навантажений режим рахується при відключенні паралельно підключеного ТВП і той який залишився в роботі працює на повну потужність згідно із формулою (2.21):

$$I_{роб.навант} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А.}$$

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		46

- визначимо періодичну складову виникаючого струму КЗ в початковий момент часу: $I_{n0, K4} = 9,315$ кА.

Відповідно до отриманих даних обираємо трьох полюсні вимикачі типу АВМ10Н із наступними енергетичними параметрами:

$$U_{ном} = 0,48 \text{ кВ}; I_{ном} = 1000 \text{ А}; I_{відкл} = 20 \text{ кА}.$$

При виникненні віддаленого КЗ періодичну складову сили струму приймаємо незатухаючою:

$$I_{нт} = I_{n0} = 9,315 \text{ кА}.$$

Вимикач типу АВМ10Н найбільше підходить згідно всіх поставлених умов вибору (див. Додаток Б, табл. Б.7) [13-16].

Висновки до розділу

Виконано проектування головної схеми підключення ГЕС, для чого було розраховано величини можливих струмів виникаючих коротких замикань. Проведено необхідні розрахунки виникнення КЗ в точці К1 або на шинах РУ 110 кВ, в точці К2 або на шинах РУ 10 кВ, в точці К3 або на шинах РУ ВП 6 кВ та в точці К4 або на шинах РУ ВП 0,4 кВ. Для розрахунку виникнення КЗ будувалась схема заміщення ГЕС в кожній із наведених вище точок.

Було проведено підбір комутаційних апаратів для розподільчих установок для проєкту ГЕС, а саме вимикачів та роз'єднувачів для головної схеми. Для РУ 110 кВ було обрано вимикач типу ВВН-110У-6 та роз'єднувач типу РПД-110/1600 УХЛ1; для РУ 10 кВ - обрали КРУ типу РІХ-17 із використанням вакуумних вимикачів типу НVХ, для РУ ВП 6 кВ - КРУ типу К-104М із використанням вакуумних вимикачів типу ЕВОЛІС, для РУ ВП 0,4 кВ – вимикач типу АВМ10Н, параметри яких наведено в Додатку Б.

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

3 Розрахунки, що підтверджують працездатність

3.1 Розрахунок та підбір кабелів, струмопроводів та шин для проєкту ГЕС

Вибір силових кабелів виконується, базуючись на умовах нормального режиму роботи обладнання. Виконують необхідний розрахунок перерізу кабелю за довготривалою допустимою силою струму, вимогами до перерізу відносно термічної стійкості та економічними вимогами, а потім вибирається найбільше із трьох отриманих значень.

При цьому кабелі ліній (КЛ), що відходять, монтуються в земляні траншеї і розглядаються за формулами, що відповідають підземним кабелям. Кабелі ж для трансформаторних чи генераторних ланцюгів, а також для РУ, мають невелику довжину і, відповідно, розрахунок проводиться як для кабелів розташованих на відкритому повітрі, хоча насправді змонтовані в кабельних шахтах та тунелях [5, 6, 16].

Шини для РУ 110 кВ повинні бути виконані гнучкими, аналогічно до ліній електропередачі (ЛЕП) - з багатожильних сталєво-алюмінієвих проводів. Для даного типу шин не повинна виконуватись перевірка за економічною щільністю струму, а також за термічним впливом (оскільки шини монтуються тільки на відкритому повітрі). Однак, для РУ 110 кВ можлива поява так званої «корони», що повинно розглядатися як одна з умов вибору.

Шини для КРУ 6-10 кВ повинні повністю відповідати типовим кресленнями універсальних РУ та виконуватись із жорстких алюмінієвих шин. При цьому для КРУ РІХ-17 на 10 кВ даний тип шин розташовано в один ряд, а для КРУ К-104М на 6 кВ - по вершинах прямокутного трикутника. Відстань між фазами повинна бути не менше як 0,3 м, а проліт шини повинен бути не меншим за ширину самої шафи або 0,9 м [5, 6, 16, 17].

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

3.1.1 Розрахунок та вибір шин для РУ 110 кВ

Перетин збірних шин повинен обиратись відповідно до величини довготривалої допустимої сили струму при максимальному навантаженні на шинах, що, в свою чергу, дорівнює силі струму найпотужнішого приєднання (у даному випадку - за максимальним режимом роботи двох працюючих на ГРУ гідрогенераторів) [17, 18].

$$I_{роб.навант} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.1)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{63,9}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,335 \text{ кА.}$$

Згідно розрахунку обираємо провід марки АС-120/19, так як для даної марки проводу $I_{доп} = 390 \text{ А} > I_{роб.навант} = 335 \text{ А}$. Перетин даної марки проводу $q = 118 \text{ мм}^2$, діаметр $d = 15,2 \text{ мм}$. Фази повинні бути розміщені горизонтально з мінімальною відстанню між ними $D = 300 \text{ см}$.

Необхідно виконати перевірку обраної марки проводу за наступними умовами виникнення «корони»:

Розрахуємо початкову критичну напруженість електричного поля за наступною формулою:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (3.2)$$

де m - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу, $m = 0,82$;
 r_0 - радіус проводу, вказується в см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,52/2}} \right) = 33,37 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Визначимо максимальну напруженість електричного поля навколо розщеплених проводів згідно даного виразу:

$$E = \frac{0,345 \cdot k \cdot U_{сер}}{n \cdot r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{сер}}{r_{екон}}\right)}, \quad (3.3)$$

де k - коефіцієнт, який враховує кількість проводів у кожній фазі n , $k = n = 1$.

Знайдемо середньгеометричну відстань між проводами у фазі згідно наступної формули [17]:

$$D_{сер} = 1,26 \cdot D; \quad (3.4)$$

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

Тоді приймемо величину еквівалентного радіусу розщеплених проводів $r_{екв} = \sqrt{r_0} = 0,76 \text{ см.}$

Отже, знайдемо максимальну напруженість електричного поля згідно (3.3):

$$E = \frac{0,345 \cdot 115}{0,76 \cdot \lg\left(\frac{378}{0,76}\right)} = 19,86 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

Умова, при виконанні якої на даних проводах не буде виникати «корона»:

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$1,07 \cdot 19,86 = 21,25 < 0,9 \cdot 33,38 = 30,03 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Як ми бачимо умова виконується. Провід марки АС-120/19 відповідає поставленим вимогам. Оскільки відстань від ВРУ-110 кВ до трансформаторів не велика, то перевірку за економічною щільністю струму для струмоведучих частин від виводів трансформаторів до збірних шин можна не виконувати [17, 18].

3.1.2 Розрахунок та вибір шин для РУ 10 кВ

Як відомо, перетин збірних шин повинен обиратись відповідно до величини довготривалої допустимої сили струму при максимальному навантаженні на шинах, що, в свою чергу, дорівнює силі струму найпотужнішого приєднання [17].

$$I_{роб.навант} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном}}; \quad (3.5)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{52}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5} = 3010 \text{ А.}$$

Згідно виконано розрахунку приймаємо шини двосмугові мідні перерізом $80 \times 10 \text{ мм}^2$, для яких $I_{доп.ном} = 3010 \text{ А}$, $q_{ном} = 800 \text{ мм}^2$.

Знайдемо мінімальний перетин шини відповідно до умов термічної стійкості за наступним виразом:

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (3.6)$$

де C - таблична функція, значення якої $C = 170 \frac{\text{А}\sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{463711 \text{ А}^2\text{с}}}{170} = 4 \text{ мм}^2.$$

Виконаємо перевірку:

$$q_{\min} = 4,006 < q_{\text{ном}} = 800.$$

У двополюсному пакеті шини розташовані одна від одної на невеликій відстані, що дорівнює, в свою чергу, загальній товщині лінії b , оскільки в кожній зі смуг протікає лише половина струму фази, тому при виникненні КЗ виникають великі сили взаємного притягання. Для того, щоб надати пакету додаткової жорсткості та попередження виникнення явища так званого «схльостування» між окремими смугами через кожні 0,3 м встановлюються спеціальні прокладки виготовлені з матеріалу шини.

Визначимо моменти опору даного пакета шин відносно осей згідно наступної формули [17, 18]:

$$W_{x-x} = \frac{b \cdot h^2}{3}; \quad (3.7)$$

$$W_{x-x} = \frac{0,01 \cdot 0,08^2}{3} = 0,0000021 \text{ м}^3;$$

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		52

$$W_{y-y} = 1,44 \cdot b^2 \cdot h; \quad (3.8)$$

$$W_{y-y} = 1,44 \cdot 0,08 \cdot 0,01^2 = 0,0000012 \text{ м}^3.$$

Визначимо силу взаємодії смуг у даному пакеті шин:

$$F_n = 0,26 \cdot K_\phi \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}; \quad (3.9)$$

$$F_n = 0,5 \cdot \frac{90570^2}{0,1} \cdot 10^{-7} = 4101,47 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Виконаємо розрахунок максимального згинального моменту згідно наступної формули:

$$\sigma_{\phi.\max} = \frac{M_n}{W_{uu}} = \frac{F_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_{uu}}; \quad (3.10)$$

$$\sigma_{\phi.\max} = \frac{4101,46 \cdot 0,9^2}{12 \cdot 21} = 13,183 \text{ МПа}.$$

Відповідно до виконаного розрахунку в якості матеріалу для шин виберемо мідь марки МТ, оскільки її допустима напруженість $\sigma_{\text{дон}} = 140 \text{ МПа}$.

Розрахуємо максимальну силу, що діє на згин:

$$F_{\text{згин}} = F_n \cdot l; \quad (3.11)$$

$$F_{згин} = 4101,46 \cdot 0,9 = 3,7 \text{ кН.}$$

Відповідно до виконаних розрахунків вибираємо опорні ізолятори марки П16-80 УХЛЗ із наступними параметрами [17, 18]:

$$F_{розр} = 16 \text{ кН}; H_{згин} = 130 \text{ мм}; U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$$

Виконаємо розрахунок поправки на висоту шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{згин}} = \frac{H_{згин} + b + h/2}{H_{згин}}; \quad (3.12)$$

$$k_h = \frac{130 + 10 + 80/2}{130} = 1,385;$$

$$F_{розрах} = F_{згин} \cdot k_h; \quad (3.13)$$

$$F_{розрах} = 3,987 \cdot 1,385 = 5,111 \text{ кН};$$

$$F_{розрах} < 0,6F_{розр};$$

$$5,111 < 9,6.$$

Тому ми виберемо прохідний ізолятор марки ПІ-10/3150-1250УХЛІ з наступними параметрами [17, 18]:

$$I_{ном} = 3150 > I_{роб.навант} = 3010 \text{ А}; F_{розр} = 12,5 \text{ кН}; U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$F_{розр} = 0,5F_{згин} = 1,85 < 0,6 \cdot F_{розрах} = 7,5 \text{ кН.}$$

3.1.3 Розрахунок та вибір шин для ліній від РУ 10 кВ

Визначимо силу струму для кожної з ліній відповідно до (3.1):

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$I_{роб} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 288,67 \text{ А};$$

$$I_{роб.навант} = \frac{n \cdot S}{(n-1)\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.14)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{5 \cdot 5}{(5-1)\sqrt{3} \cdot 10} = 360,84 \text{ А}.$$

Визначимо економічно доцільний переріз проводу із формули:

$$q_{екон} = \frac{I_{роб}}{J_{екон}}; \quad (3.15)$$

$$q_{екон} = \frac{288,67}{1,2} = 240,56 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до отриманих даних, ми візьмемо два алюмінієві кабелі із паперовою ізоляцією перетином $q_{доп} = 150 \text{ мм}^2$ та силою струму $I_{доп.ном} = 355 \text{ А}$.

Визначимо довготривало допустиму силу струму на обидва кабелі:

$$I_{доп} = 355 \cdot 2 = 710 \text{ А} < I_{роб.навант}.$$

Проведемо перевірку на термічну стійкість кабелів згідно виразу:

$$I_{n0} = 33,3 \text{ кА}.$$

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 55
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

По кожному кабелю буде проходити лише половина струму виникнувшого КЗ відповідно до виразу:

$$I_{n0k} = \frac{I_{n0}}{2};$$

$$I_{n0k} = \frac{33,3}{2} = 16,65 \text{ А.}$$

Тоді визначимо величину теплового імпульсу за наступним виразом:

$$B_K = I_{n0k}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_\alpha); \quad (3.16)$$

$$B_K = 8,15^2 \cdot (1,555 + 0,222) = 492,62 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Розрахуємо мінімальний перетин відповідно до термічної стійкості:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{492,62 \cdot 10^3}}{100} = 221,95 \text{ мм}^2;$$

$$q_{\min} < 300 \text{ мм}^2.$$

Отже, обрані нами алюмінієві кабелі підійшли за всіма необхідними параметрами.

В якості струмопроводу для генератора в блоці ми виберемо

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

малогабаритний литий струмопровід виготовлення типу ВЕТОВАР марки МН2D з наступними параметрами [17, 18]:

$$I_{ном} = 3340 > I_{роб.навант} = 3010 \text{ А}; U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$
$$i_{уном} = 100 \text{ кА} > i_y = 90,57 \text{ кА}.$$

3.1.4 Розрахунок та вибір шин для ліній від РУ ВП 6 кВ

Розрахунок виконується відповідно до наступної формули:

$$I_{роб.навант} = I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.17)$$

$$I_{роб.навант} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 385 \text{ А}.$$

Отже, обираємо шини алюмінієві розмірами $50 \times 5 \text{ мм}^2$, для яких характерні наступні параметри [17, 18]: $I_{доп.ном} = 665 \text{ А}$ та $q_{ном} = 250 \text{ мм}^2$.

Визначимо мінімально необхідний переріз шини за умовами термічної стійкості згідно наступного виразу:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (3.18)$$

де C - таблична функція, значення якої $C = 90$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{17735}}{90} = 1,48 \text{ мм}^2.$$

$$q_{min} < q_{ном}.$$

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 57
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Умова виконується.

Прийmemo довжину прольоту шини $l = 0,9$ м, тоді відстань між фазами $a = 0,3$ м.

$$f_{\max} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7};$$

$$f_{\max} = 1,76 \cdot \frac{8,42^2 \cdot 10^6}{0,3} \cdot 10^{-7} = 41,6 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Розрахуємо момент опору шини (відносно осі x-x) згідно формули (3.7):

$$W_{x-x} = \frac{0,005 \cdot 0,05^2}{6} = 21 \text{ см}^3.$$

Визначимо напруженість в шині під дією згинального моменту:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}; \quad (3.19)$$

$$\sigma = \frac{41,6 \cdot 0,9^2}{10 \cdot 0,0000021} = 160,4 \text{ кПа}.$$

Отже, виберемо алюміній марки АДО з наступним параметром - $\sigma = 40$ МПа [17, 18].

Знайдемо максимальну сила, що діє на згин шин:

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		58

ТН монтують до збірних шин (або до кожної із систем шин або до кожної окремої секції). Загальні умови вибору ВТС та ВТН наведено в табл. В.1 та в табл. В.2 відповідно (див. Додаток В). Для ТС, вбудованих у вимикачі, трансформаторів шинного типу перевірку на електродинамічну стійкість не виконують [5-7].

3.2.1 Розрахунок та вибір трансформаторів струму (ТС)

ТС повинні монтуватись у всіх ланцюгах. Використовуються ТС із сердечником із класом точності 10 для пристроїв РЗА та з нижчим класом точності (не менше 0,5) для інших пристроїв схеми.

Необхідно виконати розрахунок та вибір ТС для струмопроводу ВЕТОВАР типу МН2D та для ланцюгів напруги 110 кВ. Виконаємо установку в струмопровід ВЕТОВАР типу МН2D ланцюга гідрогенератора ТС типу ТШЛ-10УЗ-4000/5 та виконаємо його перевірку за наступними енергетичними параметрами [5-7] для ланцюгів на 6-10 кВ:

$$U_{ном} = 10\text{кВ}; K_1 = \frac{4000}{5}; t_{пер} = 3\text{с}; Z = 0,8\text{Ом}; k_T = 35; S_{2ном} = 25 \text{ ВА};$$

$$I_{роб.навант} = 3010\text{А}; B_K = 463,71 \text{ кА}^2\text{с}; L_{каброрзах} = 50 \text{ м}$$

Оскільки підключені агрегати мають потужність нижчу за 100 МВт, тоді

$$\rho_{каб} = 0,0283 \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м}}. \text{Тоді приймаємо } R_{конт} = 0,1 \text{ Ом}.$$

$$(k_T \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{пер} = (35 \cdot 4)^2 \cdot 3 = 58800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Виконаємо необхідні розрахунки:

$$r_{прил} = \frac{S_{бвп}}{I_{2ном}^2}; \quad (3.21)$$

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк. 60
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Навантаження ТС від вимірювальних приладів

Назва БВП	Тип БВП	Споживання на обмотці, ВА	Навантаження на фазі, ВА		
			a	b	c
Лічильник електричної енергії	СЕТ-4ТМ	0,1	0,1	-	0,1
Вимірювальний перетворювач	КВПП-2	0,1	0,1		
Перетворювач системи реєстрації	ЕП-8527/15	0,625	0,625		
Всього:			0,825	0,725	0,825

$$r_{\text{прил}} = \frac{0,825}{25} = 0,033 \text{ Ом};$$

$$S_{2\text{ном}} = I_{2\text{ном}}^2 \cdot Z; \quad (3.22)$$

$$S_{2\text{ном}} = 25 \cdot 0,8 = 20 \text{ ВА};$$

$$F_{\text{дон}} \geq \frac{L_{\text{каб.розр}} \cdot \rho_{\text{каб}} \cdot I_{2\text{ном}}^2}{S_{2\text{ном}} - S_{\text{бвп}} - I_{2\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{конт}}}; \quad (3.23)$$

$$F_{\text{дон}} \geq \frac{50 \cdot 0,0283 \cdot 25}{20 - 0,825 - 25 \cdot 0,1} = 2,12 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи дану умову, обираємо перетин алюмінієвих жил - $F_{\text{каб}} = 4 \text{ мм}^2$. Тоді розрахуємо опір КЛ [7]:

$$R_{\text{каб}} = \frac{L_{\text{каб.розр}} \cdot \rho_{\text{каб}}}{F_{\text{каб}}}; \quad (3.24)$$

$$R_{\text{каб}} = \frac{50 \cdot 0,0283}{4} = 0,35 \text{ Ом};$$

$$S_{2\text{факт}} = S_{\text{бвп}} + I_{2\text{ном}}^2 \cdot (R_{\text{конт}} + R_{\text{каб}}); \quad (3.25)$$

$$S_{2\text{факт}} = 0,825 + 25 \cdot (0,35 + 0,1) = 12,1 \text{ ВА}.$$

Також виконується наступна умова:

$$0,25 \cdot S_{2\text{ном}} = 5 \text{ ВА} \leq S_{2\text{факт}} = 12,1 \text{ ВА} \leq S_{2\text{ном}} = 20 \text{ ВА}.$$

Приймаємо до монтажу контрольний кабель марки АКРВГ із жилами перерізом $F_{\text{каб}} = 4 \text{ мм}^2$ (відповідно до умови механічної міцності).

Отже, до встановлення обираємо ТС типу ТШЛ-10УЗ-4000/5, який підходить за всіма параметрами (див. Додаток В, таблиця В.3) [5-7].

Для напруги на 110 кВ виберемо та встановимо ТС типу ТФЗМ110Б-1-600/5 з наступними енергетичними параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; K_1 = \frac{600}{5}; t_{\text{пер}} = 3 \text{ с}; Z = 1,2 \text{ Ом}; I_{\text{допТ}} = 26 \text{ кА}; S_{2\text{ном}} = 20 \text{ ВА};$$

$$I_{\text{допЕД}} = 126 \text{ кА}; I_{\text{роб.навант}} = 463 \text{ А}; B_K = 12,330 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

$$I_{\text{допТ}}^2 \cdot t_{\text{пер}} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Отже до встановлення обираємо ТС типу ТФЗМ110Б-1-600/5, який підходить за всіма енергетичними параметрами (див. Додаток В, таблиця В.4).

3.2.2 Розрахунок та вибір трансформаторів напруги (ТН)

У литому малогабаритному струмопроводі ВЕТОВАР типу МН2D, Т1 встановлено три ТН типу ЗНОМ 15-63 У2, тип з'єднання - зірка. Для кожного з встановлених ТН $S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$ при загальному класі точності – 0,5 [5-7].

										Арк.
										62
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата	БРМА 23.00.00.000 ПЗ					

Таблиця 3.2 - Навантаження ТН від вимірювальних приладів

Назва БВП	Тип БВП	Кількість приєднань	Споживання по фазам, ВА	Споживання без поділу на фази, ВА
Лічильник електричної енергії	СЕТ-4ТМ	1	0,5	1,5
Вимірювальний перетворювач	КВПП-2	1	0,15	0,45
Перетворювач системи реєстрації	ЕП-8527/15	1	0,25	0,75
Всього:			0,9	2,7

$L_{\text{каб.розрах}} = 50$ м для ланцюгів на напругу 6-10 кВ. Оскільки підключені агрегати володіють потужністю нижчою за 100 МВт, то $\rho_{\text{каб}} = 0,0283 \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м}}$. При цьому втрати напруги повинні становити не більше як $0,25\% = 0,0025 \cdot U_{2\text{ном}}^2$.

Виконаємо розрахунок величини падіння напруги у вторинних колах ТН:

$$F_{\text{доп}} = \frac{L_{\text{каб.розрах}} \cdot \rho_{\text{каб}} \cdot S_{2\text{факт}}}{0,0025 \cdot U_{2\text{ном}}^2}; \quad (3.26)$$

$$F_{\text{доп}} = \frac{50 \cdot 0,0283 \cdot 2,7}{25/3} = 0,46 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами поперечним перерізом $F_{\text{каб}} = 4 \text{ мм}^2$ (відповідно до умови механічної міцності) [5-7].

$$\Delta U = \frac{L_{\text{каб.розрах}} \cdot \rho_{\text{каб}} \cdot S_{2\text{факт}}}{F_{\text{доп}} \cdot U_{2\text{ном}}^2} \cdot 100\%; \quad (3.27)$$

$$\Delta U = \frac{50 \cdot 0,0283 \cdot 2,7}{4 \cdot 100^2 / 3} \cdot 100\% = 0,029\%.$$

Вторинні кола ТН повинні виконуватися так, чином щоб втрати напруги до ВП перебували в діапазоні 1,5 до 3% від номінальної напруги при живленні від ТН класу точності 0,5. У нашому випадку втрати вийшли досить низькими.

До встановлення вибираємо ТН типу ЗНОМ 15-63 У2, який підходить за всіма енергетичними параметрами (див. Додаток В, таблиця В.5).

На напругу 110 кВ виберемо ТН типу НКФ 110- 83, для якого номінальна потужність знаходиться на рівні $S_{ном} = 400 \text{ ВА}$ при класі точності 0,5 (див. Додаток В, таблиця В.6) [5-7].

Висновки до розділу

Було виконано необхідний розрахунок та підбір кабелів, струмопроводів та шин для проєкту ГЕС, а саме розрахунок та вибір шин для РУ 110 кВ, для РУ 10 кВ, від РУ 10 кВ та від РУ ВП 6 кВ.

Так як загально відомо, що режим роботи обладнання на будь-якій електричній станції та підстанції повинен контролюватись за допомогою використання так званих багатофункціональних вимірювальних приладів, що підключаються до вимірювальних трансформаторів напруги та струму, було виконано аналітичний розрахунок та вибір вимірювальних трансформаторів, а саме трансформаторів струму та напруги, параметри яких наведено в Додатку В.

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Загальні висновки

Згідно поставленого технічного завдання було виконано вибір головної структурної схеми проєкту ГЕС на основі якої було підібрано необхідне силове обладнання, а саме трансформатор типів ТДЦ-80000/110/10 та ТРДЦН-63000/110/10, виконано вибір схеми розподільчої установки 110 кВ та трансформаторів власних потреб, проведено розрахунок економічної доцільності даного проєкту ГЕС, а саме доцільність другого варіанту виконання головної схеми з'єднання для проєкту ГЕС на трансформаторах типу ТРДЦН-63000/110/10.

Виконано проєктування головної схеми підключення ГЕС, для чого було розраховано величини можливих струмів виникаючих коротких замикань. Проведено необхідні розрахунки виникнення КЗ в точці К1 або на шинах РУ 110 кВ, в точці К2 або на шинах РУ 10 кВ, в точці К3 або на шинах РУ ВП 6 кВ та в точці К4 або на шинах РУ ВП 0,4 кВ. Для розрахунку виникнення КЗ будувалась схема заміщення ГЕС в кожній із наведених вище точок.

Було проведено підбір комутаційних апаратів для розподільчих установок для проєкту ГЕС, а саме вимикачів та роз'єднувачів для головної схеми. Для РУ 110 кВ було обрано вимикач типу ВВН-110У-6 та роз'єднувач типу РПД-110/1600 УХЛ1; для РУ 10 кВ - обрали КРУ типу РІХ-17 із використанням вакуумних вимикачів типу НVХ, для РУ ВП 6 кВ - КРУ типу К-104М із використанням вакуумних вимикачів типу ЕВОЛІС, для РУ ВП 0,4 кВ – вимикач типу АВМ10Н, параметри яких наведено в Додатку Б.

Було виконано необхідний розрахунок та підбір кабелів, струмопроводів та шин для проєкту ГЕС, а саме розрахунок та вибір шин для РУ 110 кВ, для РУ 10 кВ, від РУ 10 кВ та від РУ ВП 6 кВ.

Так як загально відомо, що режим роботи обладнання на будь-якій електричній станції та підстанції повинен контролюватись за допомогою використання так званих багатофункціональних вимірювальних приладів, що

										Арк.
										65
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата	БРМА 23.00.00.000 ПЗ					

підключаються до вимірювальних трансформаторів напруги та струму, було виконано аналітичний розрахунок та вибір вимірювальних трансформаторів, а саме трансформаторів струму та напруги, параметри яких наведено в Додатку В.

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		66

напряму «Електромеханіка» / М.А. Яцун – 2-ге вид., стер. – Львів : Вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2004. – 440 с/

13. Козлов В. Д. Електричні апарати. Модуль 1. – К.: НАУ, 2005.– 92 с.

14. Клименко Б.В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник. – Харків: Вид-во «Точка», 2012. – 340 с. ISBN 978-617-669-015-3

15. Козлов В. Д., Соломаха М. І. Електричні апарати. Модуль 2. Комутаційні апарати низької та середньої напруги: Посібник – К.: НАУ, 2006. – 84 с.

16. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

17. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові данні (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.

18. А.А. Малиновський Основи електропостачання: навч. посібник / Малиновський А.А., Хохулін Б.К. – Львів: Львівська політехніка, 2005. – 324 с.

19. Правила улаштування електроустановок. Харків: Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

					<i>БРМА 23.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТКИ

					БРМА 23.00.00.000 ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		