

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«___» _____ 2019 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня магістра

Проектування електричної частини ГЕС 36 МВт з дослідженням конструкції
елегазових вимикачів фірми АВВ

08-13.МКР.017.00.094 ПЗ

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

Керівник: к.т.н., ст. викл. каф. ЕСС
Поліщук А. Л. _____
“___” _____ 2019 р.

Рецензент: _____
“___” _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 року

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«___» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітньо- програма – Електричні станції
(шифр – назва спеціальності)

08-13.МКР.017.00.002 ІЗ

Магістр групи ЕС-18м Грефа Андрі Еріка Каріна
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Проектування електричної частини ГЕС 36 МВт з дослідженням конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Передбачається спорудження станції у центральному регіоні України.

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

конструктивне виконання: компоновку та головну схему підстанції виконують за типовими схемами

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: _____ плакати

2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування роботи. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідженням конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ. 4. Релейний захист і автоматика. 5. Охорона праці. 6. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)

канд. техн. наук, ст.викл. кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

А. Л. Поліщук
ініціали та прізвище

“ ___ ” _____ 20__ р.

Економічна частина

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський
ініціали та прізвище

“ ___ ” _____ 20__ р.

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко
ініціали та прізвище

“ ___ ” _____ 20__ р.

Дата попереднього захисту роботи “ ___ ” __ грудня 2019 р.

Рецензент

(підпис)

(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ___ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

(підпис)

канд. техн. наук, ст.викл. кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

А. Л. Поліщук
ініціали та прізвище

“ ___ ” _____ 20__ р.

Завдання отримав магістрант

(підпис)

Грефа Анді Еріка Каріна

(ініціали та прізвище)

“ ___ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

Анотація.....
RESUMEN
Вступ.....
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту
2 Електротехнічна частина
2.1 Графіки електричних навантажень
2.2 Вибір основного обладнання
2.3 Вибір структурної схеми станції
2.4 Вибір схеми власних потреб станції
2.5 Вибір схем ВРУ
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання
2.7 Вибір струмоведучих частин
2.8 Вибір комутаційного обладнання
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів.....
2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів
3 Релейний захист та автоматика
3.1 Система оперативного управління і сигналізації
3.2 Телемеханіка.....
3.3 Вибір системи дистанційного управління
3.4 Зв'язок
3.5 Засоби РЗ і автоматики
4 Конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ.....
4.1 Конструктивні особливості й переваги вимикачів серії НРЛ
4.2 Конструктивні особливості й переваги вимикачів серії LTB.....
4.3 Конструкції елегазових комірок PASS M0.....
4.4 Елегазові вимикачі ОНВ на напругу до 50кВ
5 Охорона праці
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації машзалу
5.2 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії
5.3 Пожежна безпека

5.4 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ.....	
5.5 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН.....	
6. Визначення області працездатності елементів проектної ГЕС в умовах дії сейсмічних коливань та ЕМІ	
6.1 Дія електромагнітного імпульсу та сейсмічних хвиль на радіоелектронні та енергетичні системи.....	
6.2 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	
6. Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	
7 Техніко-економічна частина	
7.1 -економічне обґрунтування проектування даної станції.....	
7.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої ГЕС	
7.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	
7.4 Аналіз отриманих результатів.....	
Висновки	
Список літератури	
Додаток А. Технічне завдання	
Додаток Б. Графічний матеріал	

АНОТАЦІЯ

Грефа Андї Еріка Каріна «Проектування електричної частини ГЕС 36 МВт з дослідженням конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2019. – 94 с.

Бібліогр. : 21. Рис. : 12. Табл. : 33.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина ГЕС потужністю 36 МВт. Виконано техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, вибрано силове та допоміжне обладнання, здійснено вибір структурної схеми станції, схеми ВРУ-110 кВ і схеми власних потреб; комутаційної апаратури, ошиновки, вимірювальних трансформаторів, засобів обмеження перенапруг, акумуляторної батареї, а також виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-110 кВ. Проведено дослідження конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ. В техніко-економічній частині МКР визначена собівартість виробленої електроенергії у відповідності з діючою методикою розрахунку. В розділі охорони праці проведений аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та безпеки життєдіяльності в надзвичайних умовах.

Ключові слова: гідравлічна електростанція, відкрита розподільна установка, розосереджені джерела енергії, розподільні електричні мережі.

RESUMEN

Gref Andy Erik Karin "Diseño de la parte eléctrica de una central hidroeléctrica de 36 MW con investigación del diseño de interruptores de gas ABB". Trabajo de calificación de maestría. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 94 p.

Bibliogr. : 21. Fig. : 12. Tabla. : 33.

En el trabajo de calificación del máster se diseñó la parte eléctrica de la central hidroeléctrica con una capacidad de 36 MW. Se realizó el estudio de viabilidad del diseño de la central hidroeléctrica. En la parte electrotécnica, se realizó el cálculo de los horarios de carga eléctrica, se seleccionaron los equipos de potencia y auxiliares, se seleccionaron el esquema estructural de la estación, el esquema de VRU de 110 kV y el esquema de necesidades propias; equipos de conmutación, errores, transformadores de medición, medios para limitar sobretensiones, batería, y también el cálculo de protección contra rayos y dispositivo de puesta a tierra VRU-110 kV. El estudio del diseño de la compañía de interruptores de gas ABB. En la parte técnica y económica del MCR, el costo de la electricidad generada se determina de acuerdo con el método de cálculo actual. En la sección de protección laboral se realiza el análisis de factores de producción potencialmente peligrosos y dañinos en las centrales eléctricas y la seguridad de la vida en condiciones de emergencia.

Palabras clave: planta de energía hidráulica, sistema de distribución abierto, fuentes de energía dispersas, redes de distribución.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

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

ВСТУП

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

При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості.

Мікро-, міні- та малі ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного енергозабезпечення.

Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід в галузі проектування і розробки конструкцій гідротурбінного обладнання. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для оснащення малих ГЕС вітчизняним обладнанням.

Енергія води не забруднює атмосферу. Гідроенергетика становить 8% від загальної встановленої потужності електрогенеруючих об'єктів нашої країни, нові об'єкти можуть потенційно розміщуватись у будь-якому регіоні, який має малі або великі річки. В Україні понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км., тому основні ресурси гідроенергетики зосереджені на малих річках. Водночас, внаслідок спорудження гідроенергетичних об'єктів можуть затоплюватися великі ділянки землі, зникати цінні породи риб та втрачатися родючі ґрунти. Тому подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

На сьогодні, потенціал гідроенергетики використовуються на 60%, в основному за рахунок Дніпровського каскаду та інших великих ГЕС.

Залишок потенціалу можливо реалізувати за рахунок встановлення нових та відновлення старих потужностей малих ГЕС.

У відповідності до існуючої класифікації до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГЕС — від 200 до 1000 кВт, до мікроГЕС — не більше 200 кВт.

Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них РДЕ призводить до зміни процесів в мережі. Вони зумовлені, в першу чергу, нестабільністю генерування ВДЕ через природній фактор, який відіграє головну роль.

Отже, дослідження методів проектування та аналіз впливу малих ГЕС на втрати потужності в електромережах є актуальною науково-прикладною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування гідроелектростанції потужністю 36 МВт з дослідженням конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:
техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС;
дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
проектування головної схеми електричних з'єднань ГЕС;
вибір схеми власних потреб електростанції;
вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги;
дослідження конструкцій елегазових вимикачів;
розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина електричної станції та елегазові вимикачі.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій.

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

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини ГЕС, з дослідженням встановлення елегазових вимикачів різних конструкцій.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена задача підвищення ефективності функціонування локальних електричних мереж, що полягає у проектуванні ГЕС з дослідженням встановлення елегазових вимикачів різних конструкцій.

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків та натуральних експериментів.

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

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

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

Гідроенергетичні ресурси України складають близько 45 млрд. кВт/год. З них потенційно технічно допустимі й економічно доцільні оцінюються в 20 – 22 млрд. кВт/год.

Переваги гідроенергетики як найбільш безпечної з точки зору екології добування і перетворення енергоресурсів очевидні:

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

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах недостатності маневрових потужностей і високі доли базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Після введення в експлуатацію двох блоків по 1000 МВт на Хмельницькій і Рівненській АЕС базова потужність ще збільшилась, що ще більш ускладнило можливість сезонного і добового

регулювання навантажень в ОЕС України і рішення проблеми істинного поліпшення структури генерування потужностей. Необхідне введення нових мобільних потужностей можуть забезпечити ГЕС та ГАЕС. [1]

Підвищення ефективності ГЕС за рахунок додаткової установки оптимальної потужності оборотних гідроагрегатів з подальшою оптимізацією режимів їх роботи в об'єднаній енергосистемі України сприяє посиленню енергетичної безпеки країни.

Таким чином, будівництво ГЕС потужністю 36 МВт є важливим кроком в здійсненні енергетичної безпеки України.

2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Використовуючи характерні добові графіки електричних навантажень підприємств, виражені в відсотках від максимальної потужності району P_p та системи $P_{c \max}$. [1, ст. 44], згідно завдання, складаємо таблицю даних для побудови електричних графіків навантаження станції:

Таблиця 2.1.1 – Дані для побудови графіків навантаження

Споживачі, %P _{макс}	пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району	повновод.	68	66	100	92	87	90	85	70
	маловод.	20	25	29	30	25	27	30	26
Потужність, що віддають в систему	повновод.	100	100	95	94	97	98	93	95
	маловод.	20	22	24	23	27	30	28	26

Алгоритм розрахунку графіків електричних навантажень:

– постійні втрати в мережах місцевого району (P):

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}; \quad (2.1.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 4 = 0,04 \text{ (МВт)}$$

– постійні втрати в мережах системи (C):

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}; \quad (2.1.2)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 25 = 0,5 \text{ (МВт)}.$$

– змінні втрати в мережах МР:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot P_{pt}^2 / P_{p \max}; \quad (2.1.3)$$

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot 4^2 / 4 = 0,24 \text{ (МВт)}.$$

– змінні втрати в мережах С:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot P_{ct}^2 / P_{c \max}; \quad (2.1.4)$$

$$\Delta D_{2ct} = 0,14 \cdot 25^2 / 25 = 3.5 \text{ (МВт)}.$$

де $\Delta P'_i, \Delta P''_i$ – коефіцієнти втрат,

– сумарна потужність, яка віддається у місцевий район:

$$P_{p.від} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.1.5)$$

$$P_{p.від} = 4 + 0,04 + 0,24 = 4,28 \text{ (МВт)}.$$

– сумарна потужність, яка віддається у систему:

$$P_{c.від} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (2.1.6)$$

$$P_{c.від} = 25 + 0,5 + 3,5 = 29 \text{ (МВт)}.$$

– сумарна потужність, що віддається з шин:

$$P_{відt} = P_{p.від} + \Delta P_{c.від}; \quad (2.1.7)$$

$$P_{відt} = 4,28 + 29 = 33,28 \text{ (МВт)}.$$

– потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{ent} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{відt}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{en} \cdot P_{відmax}}{100}; \quad (2.1.8)$$

$$P_{ent} = (0,4 + 0,6 \cdot 33,28/36) \cdot 2 \cdot 32,1958/100 = 0,6147 \text{ (МВт)}.$$

де $P_{вст}$ – встановлена потужність станції; P'_{en} – максимальне навантаження власних потреб, %, по відношенню до встановленої потужності ЕС

[2таблиця2.1];

– потужність, що виробляється генераторами:

$$P_{вирt} = P_{відt} + P_{ent}; \quad (2.1.9)$$

$$P_{вирt} = 33,28 + 0,6147 = 33,8947 \text{ (МВт)}.$$

По приведенному алгоритму проводяться розрахунки для всіх часових інтервалів і для всіх пір року, з використанням ЕОМ. Результати зведені в таблицю 2.1.2.

Таблиця 2.1.2 – Результати розрахунків

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	68	66	100	92	87	90	85	70
	Літо	20	25	29	30	25	27	30	26
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	2,72	2,64	4	3,68	3,48	3,6	3,4	2,8
	Літо	0,8	1	1,16	1,2	1	1,08	1,2	1,04
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
	Літо	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	0,11	0,10	0,24	0,20	0,18	0,19	0,17	0,12
	Літо	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	2,87	2,78	4,28	3,92	3,70	3,83	3,61	2,96
	Літо	0,85	1,06	1,22	1,26	1,06	1,14	1,26	1,10
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	100	100	95	94	97	98	93	95
	Літо	20	22	24	23	27	30	28	26
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	25	25	23,75	23,5	24,25	24,5	23,25	23,75
	Літо	5	5,5	6	5,75	6,75	7,5	7	6,5
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Літо	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	3,50	3,50	3,16	3,09	3,29	3,36	3,03	3,16
	Літо	0,14	0,17	0,20	0,19	0,26	0,32	0,27	0,24
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	29,00	29,00	27,41	27,09	28,04	28,36	26,78	27,41
	Літо	5,64	6,17	6,70	6,44	7,51	8,32	7,77	7,24
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	31,87	31,78	31,7	31,02	31,7	32,20	30,39	30,37
	Літо	6,49	7,22	7,9	7,70	8,56	9,45	9,04	8,33
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	0,90	0,90	0,90	0,89	0,90	0,90	0,88	0,88
	Літо	0,49	0,50	0,51	0,51	0,52	0,54	0,53	0,52
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	32,77	32,68	32,6	31,9	32,6	33,10	31,27	31,24
	Літо	6,98	7,73	8,4	8,21	9,1	9,99	9,57	8,85

За даними таблиці 2.1.2 будуються наступні графіки $P = f(t)$: графік потужності, що віддається в місцевий район (рисунок 2.1.1); графік потужності, що віддається в систему (рисунок 2.1.2); графік потужності, що виробляється генераторами (рисунок 2.1.3); річний графік по тривалості (рисунок 2.1.4).

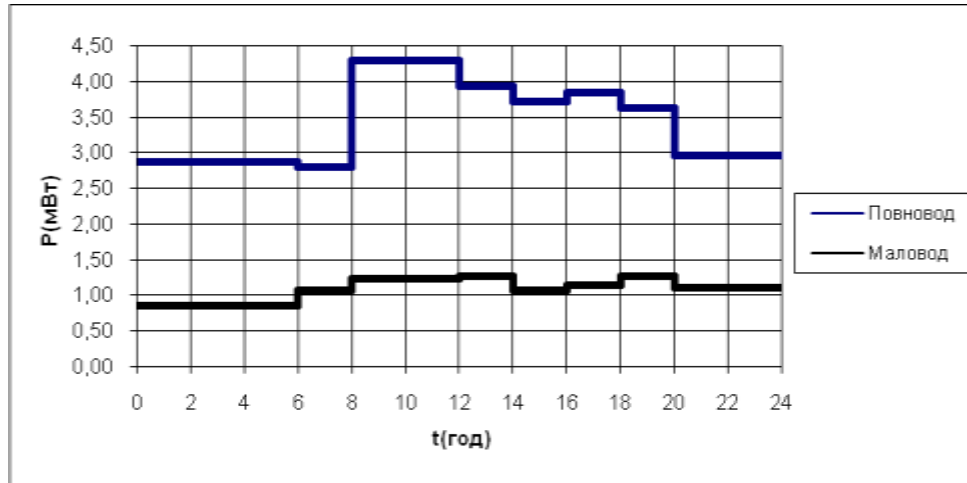


Рисунок 2.1.1 – Потужність, яка віддається в місцевий район

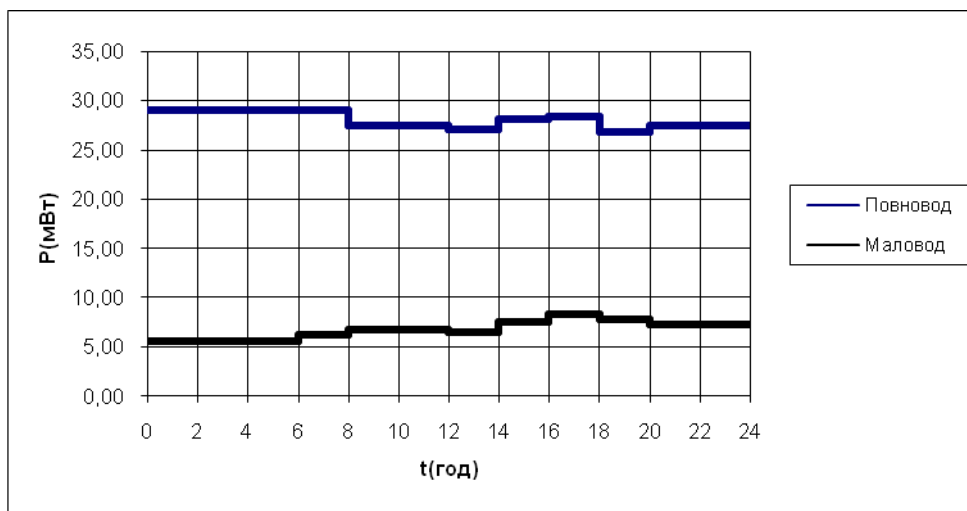


Рисунок 2.1.2 – Потужність, яка віддається в систему

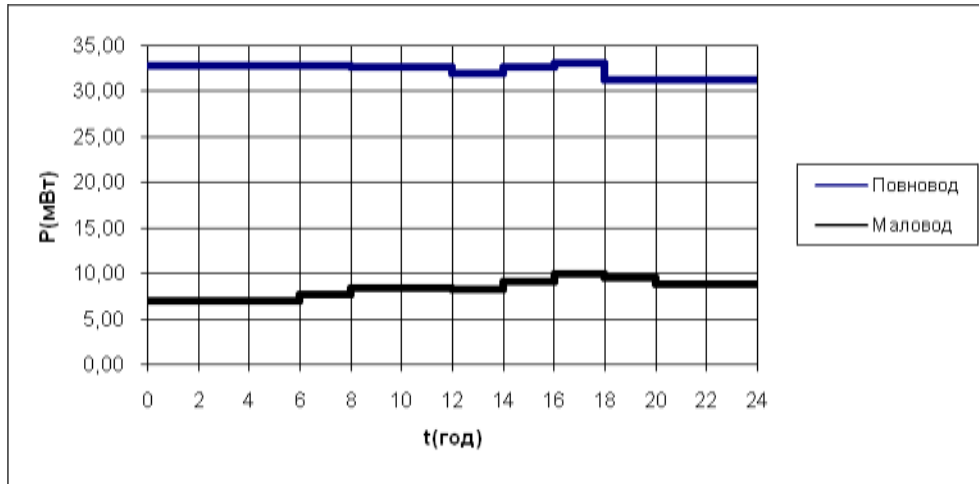


Рисунок 2.1.3 – Добовий графік потужності, яка виробляється генераторами

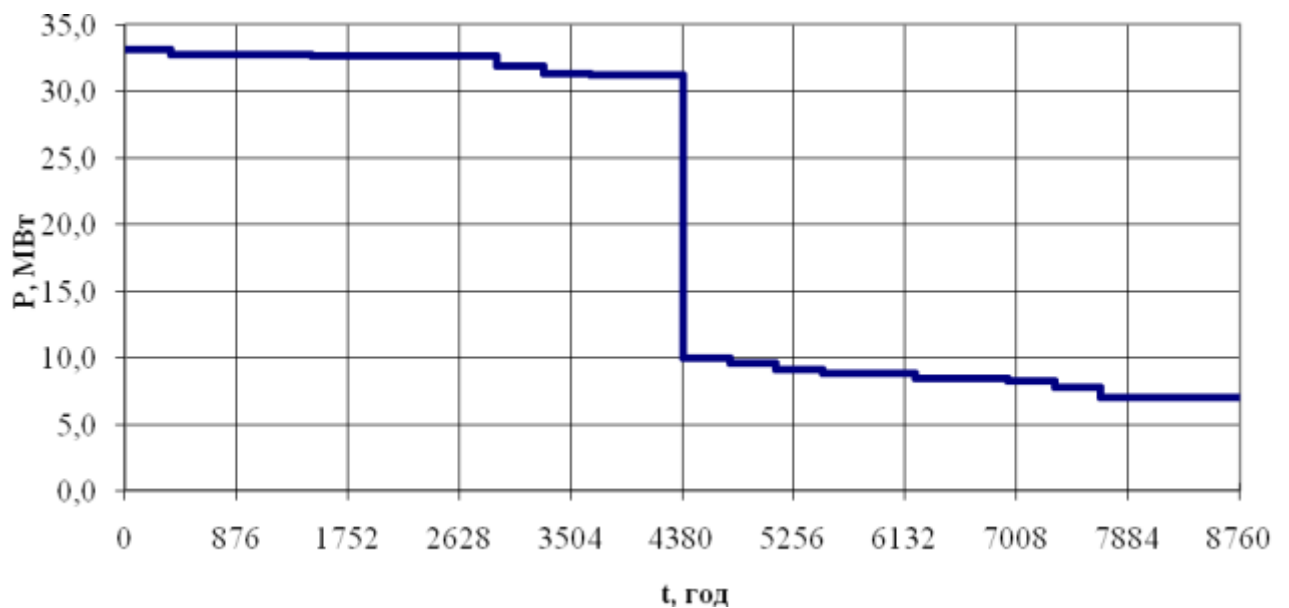


Рисунок 2.1.4 – Річний графік

Техніко-економічні показники роботи станції:

1). Максимальне навантаження станції:

$$P_{\max} = 33,10 \text{ (МВт)}.$$

2). Річне вироблення електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир } i} t_i ; \quad (2.1.10)$$

$$a_{\delta} = (2 \cdot 33,1 + 6 \cdot 32,8 + 2 \cdot 32,68 + 4 \cdot 32,6 + 2 \cdot 32,6 + 2 \cdot 31,9 + 2 \cdot 31,3 + 4 \cdot 31,24) \cdot 100$$

$$+ (2 \cdot 9,99 + 2 \cdot 9,57 + 2 \cdot 9,1 + 4 \cdot 8,85 + 4 \cdot 8,4 + 2 \cdot 8,21 + 2 \cdot 7,7 + 6 \cdot 6,98) \cdot 265 = \\ = 130537,3 \text{ (МВт год)}.$$

3). Середнє навантаження станції:

$$P_{\text{н\ddot{o}}} = \frac{a}{\delta} / T ; \quad (2.1.11)$$

$$P_{\text{cp}} = 130537,3 / 8760 = 14,9015 \text{ (МВт)}.$$

4). Коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = P_{\text{cp}} / P_{\text{max}} ; \quad (2.1.12)$$

$$K_3 = 14,9015 / 33,1 = 0,4502.$$

5). Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_v = P_{\text{cp}} / P_{\text{вст}} ; \quad (2.1.13)$$

$$K_v = 14,9015 / 36 = 0,4139.$$

6). Число годин використання максимального навантаження:

$$T_{\text{max}} = C_p / P_{\text{max}} ; \quad (2.1.14)$$

$$T_{\text{max}} = 130537,3 / 33,1 = 3943,725 \text{ (год)}.$$

7). Число годин використання встановленої потужності:

$$T_{\text{вст}} = C_p / P_{\text{вст}} ; \quad (2.1.15)$$

$$T_{\text{вст}} = 130537,3 / 36 = 3626,0361 \text{ (год)}.$$

8). Коефіцієнт резерву:

$$K_{\text{рез}} = P_{\text{вст}} / P_{\text{max}} ; \quad (2.1.16)$$

$$K_{\text{рез}} = 36/33,1=1,08.$$

Розрахувавши техніко-економічні показники, можна сказати, що ця електрична станція має резерв потужності ($K_{\text{рез}} = 1,08$).

9). Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції:

$$C_{\text{ВЛП}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВЛП}i} \cdot t_i \quad (2.1.17)$$

$$\begin{aligned} a_{\text{А\ddot{i}} \delta} &= (6 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,9 + 4 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,89 + 2 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,88 \\ &+ 2 \cdot 0,88) \cdot 100 + (6 \cdot 0,49 + 2 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,51 + 2 \cdot 0,51 + 2 \cdot 0,52 + \\ &+ 2 \cdot 0,54 + 2 \cdot 0,53 + 4 \cdot 0,52) \cdot 256 = 5218,9 (\text{I} \hat{\text{A}} \delta \cdot \tilde{a} \ddot{a}) \end{aligned}$$

10). Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції:

$$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВГр}} \quad (2.1.18)$$

$$a_{\text{дв.д}} = 130537,3 - 5218,9 = 125318,4 (\text{I} \hat{A} \delta \cdot \tilde{a} \ddot{a})$$

11). Час максимальних втрат електроенергії:

$$\tau = \left(0,124 - \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 \quad (2.1.19)$$

$$\tau = \left(0,124 - \frac{3943,725}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2353,9 (\tilde{a} \ddot{a})$$

2.2 Вибір гідрогенераторів

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.

Тип гідротурбін залежить від максимального напору на ГЕС. Рекомендуються наступні проектні рішення: при напорі до 150 м – поворотно-лопатеві і пропелерні турбіни (до 20 м – осьові горизонтальні, до 80 м – осьові вертикальні, від 40 до 150 м – діагональні), при напорі від 45 до 600 м – радіально-осьові, при напорі від 500 м і вище – ковшові турбіни.

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу й електричній потужності турбін.

Виходячи з вищевикладеного вибираємо генератор [3, таблиця 2.2] ВГС-4500/375-16 у кількості 8 шт.

Параметри генераторів, взяті з [3], заносимо в таблицю 2.2.1.

Таблиця 2.2.1– Параметри генераторів

Марка	Потужність		U_n , кВ	I_n , кА	$\cos\varphi_n$	x''_d
	S , МВА	P , МВт				
ВГС-4500/375-16	5,63	4,5	6,3	0,64	0,8	0,17

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.3 Вибір структурної схеми станції.

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною частиною в проектуванні електричної частини електростанції, бо він визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає в виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія, та кількості ліній електропередачі на кожній напрузі.

У відповідності із завданням та керуючись методичними рекомендаціями [2] для системи приймаємо напругу 110 кВ, а для районної мережі – 10 кВ. Розрахуємо кількість ліній електропередач для зв'язку станції з системою і місцевим районом.

Кількість ліній зв'язку з системою:

$$n_c = \frac{P_{c.\max}}{P_{zp}} + 1; \quad (2.3.1)$$

$$n_c = 29 / 25 + 1 = 2,16.$$

з місцевим районом:

$$n_{mp} = \frac{P_{m.p.\max}}{P_{zp}} + 1; \quad (2.3.2)$$

$$n_{mp} = 4,28 / 3 + 1 = 2,42.$$

Значення P_{zp} – пропускної здатності ЛЕП – беремо з [2, табл. 3.1].

приймаємо $n_c = 3$;

приймаємо $n_{mp} = 3$.

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, склад блоків генератор – трансформатор і вид електромагнітних зв'язків між РП (трансформаторні або автотрансформаторні).

Користуючись рекомендаціями, викладеними в [2] та [4], розглянемо структурну схему (рисунок 2.3.1 а, б).

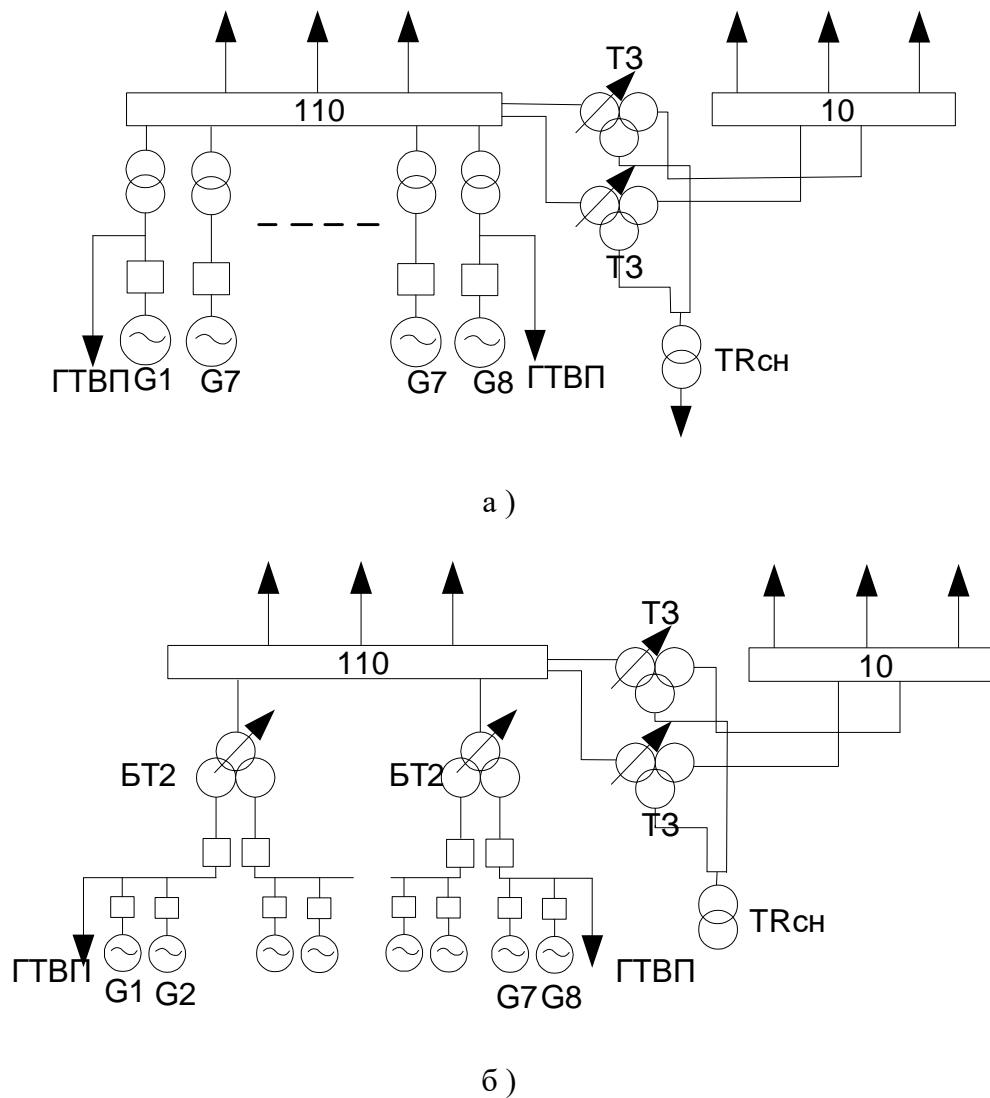


Рисунок 2.3.1 – Структурна схема станції : а) – перший варіант, б) – другий варіант.

Вибір трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. В тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп з двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Всі трансформатори та автотрансформатори,

окрім двохобмоткових блочних трансформаторів, повинні мати прилади регулювання напруги під навантаженням. Всі марки та параметри трансформаторів вибираються з довідника [3].

1). Трансформатори власних потреб (ТВП). Номінальна потужність робочих ТВП вибирається згідно з методичними рекомендаціями [2]. Перевантаження ТСН не допускається.

Перший варіант.

$$S_{ном.в.п} = P_{н.г} \cdot P_{в.п\%} \cdot K_n ; \quad (2.3.3)$$

$$S_{\dot{\bar{a}}\dot{\bar{i}}} = \frac{(4.5 \cdot 0,02 \cdot 0,7) \cdot 8}{2} = 0,252 \text{ (МВА)}.$$

Для TR $S_{\dot{\bar{i}}\dot{\bar{i}}} = 0,252 \cdot 1,58 = 0,398 \text{ (МВА)}.$

2). Блочні трансформатори БТ.

$$S_{\dot{\bar{i}}\dot{\bar{i}}\dot{\bar{o}}} \geq S_{\dot{\bar{i}}\dot{\bar{i}}\dot{\bar{a}}} - S_{\dot{\bar{a}}\dot{\bar{i}}} ; \quad (2.3.4)$$

$$\dot{\bar{a}}\dot{\bar{a}} \quad S_{\dot{\bar{a}}\dot{\bar{i}}} = P'_{\dot{\bar{a}}\dot{\bar{i}}} \cdot S_{\dot{\bar{i}}\dot{\bar{i}}\dot{\bar{a}}} \quad (2.3.5)$$

Для Г-1 –Г-8:

$$S_{в.п} = (0,02 \cdot 5,63) \cdot 4 = 0,45 \text{ (МВА)};$$

$$S_{ном.г} \geq 5,63 - 0,45 = 5,18 \text{ (МВА)};$$

3). Вибір трансформатору зв'язку.

а). Режим максимального навантаження місцевого району:

$$S_{р.мах} = \sum_{i=1}^n (S_{ном.гi} - S_{вп.ном}) - S_{р.від.мах} ; \quad (2.3.6)$$

де $S_{ном.г}$ – номінальна потужність генераторів, ввімкнених на шини місцевого району; $S_{р.від.мах}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 1.1); $S_{вп.ном}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням.

$$S_{р.мах} = 4,28/0,8 = 5,35 \text{ (МВА)}.$$

б). Режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю:

$$S_{p.\min} = \sum_{i=1}^n (S_{ном.зi} - S_{ен.ном}) - S_{p.від.\min}; \quad (2.3.7)$$

де $S_{p.\min}$ – мінімальна потужність, що віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1.2).

$$S_{p.\min} = 0,85 / 0,8 = 1,0625 \text{ (МВА)}.$$

в). Аварійний вихід самого потужного генератора, ввімкненого на шини місцевого району в період максимального навантаження:

$$S_{\delta.\hat{a}\hat{a}} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{i\hat{i}\hat{i}.\hat{a}\hat{a}} - S'_{\hat{a}\hat{i}.}) - S_{\delta.\hat{a}\hat{a}.\max} \quad (2.3.8)$$

де $S'_{в.п.}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, що лишилися в роботі.

$$S_{p.ав} = 4,28 / 0,8 = 5,35 \text{ (МВА)}.$$

$$S_{T\zeta.\delta i \zeta} = S_{p.\max} / 1,4 \quad (2.3.9)$$

$$S_{T\zeta.\delta i \zeta} = 5,35 / 1,4 = 3,8214 \text{ (} \hat{I} \hat{A}\hat{A} \text{)}$$

Всі марки та параметри трансформаторів зводимо в таблицю 2.3.1.

Таблиця 2.3.1– Параметри трансформаторів

Позначення на схемі	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ А	$U_{ном},$ кВ			$U_k, \%$	ΔP_{xxk} Вт	$\Delta P_{k,k}$ Вт	Вартість, тис. грн
			ВН	СН	НН				
БТ 1–8	ТМ-6300/110	6,3	115		6,6	10,5	10	44	240
TR	ТМ-400/35	0,4	35		0,4	6,5	1,2	5,5	24,4
ТЗ	ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	ВС:10,5 ВН:17 СН:6	5,2	33,5	94,08
ГТВП 1-2	ТСЗ-400/10	0,4	6,0		0,4	5,5	1,3	5,4	36,2

БТ 1-2	ТРДНС-25000/110	25	115		6,3	10,5	25	120	890
ТЗ	ТМТН-6300/110	6,3	11 5	38,5	11	ВС:10,5 ВН:17 СН:6	5,2	33,5	94,08
ТР	ТМ-400/35	0,4	35		0,4	6,5	1,2	5,5	24,4
ГТВП 1-2	ТСЗА-400/10	0,4	6,0		0,4	5,5	1,3	5,4	36,2

Таблиця 2.3.3 Дані для розрахунку капіталовкладень

Обладнання	Вартість одиниці, тис. грн.	Варіанти			
		І		ІІ	
		кількі сть	загальна вартість	кількі сть	загальна вартість
ТРДНС-25000/110	890	0	0	2	1780
ТМТН-6300/110	257	8	2057	0	0
ТСЗА-630/10	36,2	2	72,4	2	72,4
Вимикачі					
ВГБ-110У1	1008	16	16128	8	8064
ВГГ-10	20	8	160	12	240
Всього, тис.грн			18417,4		10156,4

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$И = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-5}. \quad (2.3.10)$$

де $(p_a + p_0)$ – відрахування на амортизацію та обслуговування,

з [2]: $(p_a + p_0) = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, по кривій рис. 4.1. [6], з

врахуванням цінового коефіцієнту $\beta = 6,4$ грн/(кВт·год);

ΔW_{Σ} – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати в блочному вих обмотковому трансформаторі:

$$\Delta W_{\text{БТ}} = n \cdot P_x \cdot (8760 - T_p) + \frac{1}{n} \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (2.3.12)$$

де P_x, P_k – втрати відповідно холостого ходу та короткого замикання;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА; S_{max} – розрахункове максимальне навантаження трансформатора, яке знаходиться за допомогою аналізу перетоків потужності в режимі максимальних навантажень в місцевому районі та системі одночасно; T_P – час ремонту трансформатора ($T_P = 50$ год для трансформаторів з $U_{\text{ВН}} = 110$ кВ); τ – тривалість максимальних втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760; \quad (2.3.13)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3943,725}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2353,9 \text{ (год)}$$

$$M(3) = y_0 \cdot \sum \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot t_i \quad (2.3.14)$$

Оскільки обмотка НН автотрансформатора зв'язку не завантажена, то в попередній формулі нехтуємо останньою складовою.

Варіант I:

$$\Delta W_{\text{БТ1-БТ8}} = 8 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{8} \cdot 44 \cdot \left(\frac{33,28}{6,3}\right)^2 \cdot 2353,9 = 1062073,6066 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{\text{ТЗ}} = 2 \cdot 5,2 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{4,28}{6,3}\right)^2 \cdot 2353,9 = 109301,3966 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{\Sigma}^I = \Delta W_{\text{БТ1-БТ8}} + \Delta W_{\text{ТЗ}} = 1062073,6066 + 109301,39 = 1171375 \text{ (кВт·год).}$$

$$I^I = \frac{8,4}{100} \cdot 18417,4 + 6,4 \cdot 1171375 \cdot 10^{-5} = 1622,0296 \text{ (тис.грн.)}$$

$$\dot{I} \text{ (C)} = 4,8 \cdot (8 \cdot 0,005 \cdot 100 \cdot 1,8) = 34,56 \text{ (тис. грн.)}$$

$$Z^I = 0,12 \cdot 18417,4 + 1622,0296 + 34,56 = 3866,6776 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант II:

$$\Delta W_{\text{БТ1-БТ2}} = 2 \cdot 25 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 120 \cdot \left(\frac{33,28}{25}\right)^2 \cdot 2353,9 = 688279,8449 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{ТЗ} = 2 \cdot 5,2 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{4,28}{6,3} \right)^2 \cdot 2353,9 = 109301,3966 \text{ (кВт}\cdot\text{год)};$$

$$\Delta W_{\Sigma}^I = \Delta W_{БТ1-БТ8} + \Delta W_{ТЗ} = 688279,8449 + 109301,39 = 797581,2349 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

$$I^I = \frac{8,4}{100} \cdot 10156,4 + 6,4 \cdot 797581,2349 \cdot 10^{-5} = 904,1828 \text{ (тис. грн.)}$$

$$\dot{I} \text{ (}\zeta\text{)} = 4,8 \cdot 2 \cdot 0,03 \cdot 150 \cdot 15,3 = 660,96 \text{ (тис. грн.)}$$

$$З^I = 0,12 \cdot 10156,4 + 904,1828 + 660,96 = 2783,9108 \text{ (тис. грн.)}$$

Оскільки приведені затрати для першого варіанту схеми більші, ніж для другого, то для проектованої ГЕС вибираємо схему станції по другому варіанту як найбільш економічну.

2.4 Вибір схеми відкритого розподільчого пристрою (ВРП)

Видача потужності зі станції в систему здійснюється з шин ВРП-110 кВ. Варіанти схем ВРП [5] порівнюються за такими показниками, як надійність, економічність, можливість подальшого розширення (розвитку), виконання технічних вимог, і т.п.

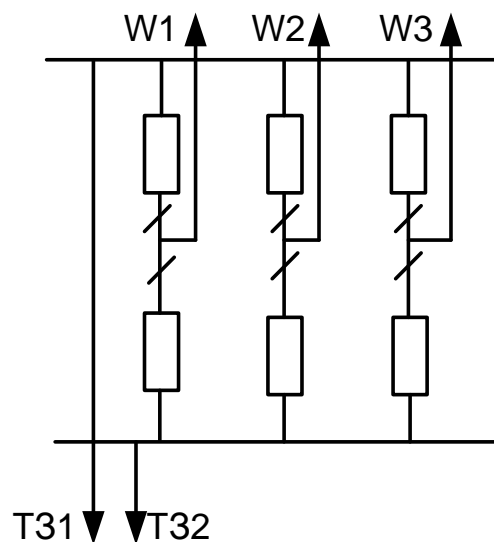
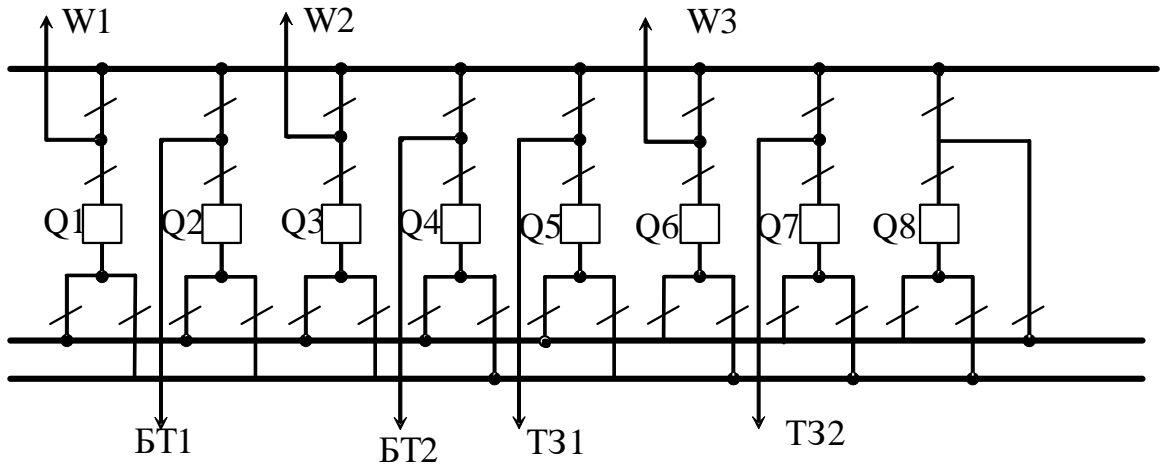
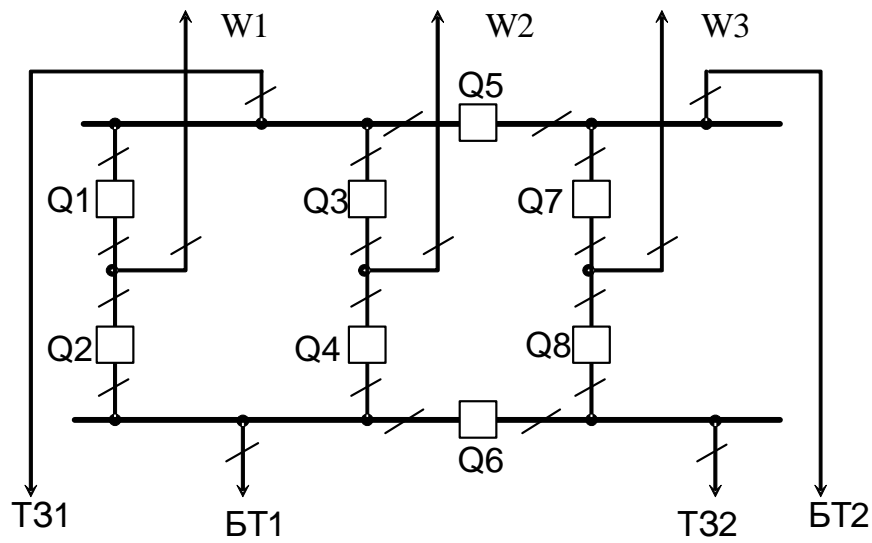


Рис. 3.1. Схема ВРП – 10 кВ



а)



б)

Рис. 3.2. Схема ВРП – 110 кВ: а – I варіант, б – II варіант

Таблиця 2.4.1 Дані для розрахунку капіталовкладень

Обладнання	Вартість одиниці, тис. грн.	Варіанти			
		I		II	
		кількіс ть	загальна вартість	кількі сть	загальна вартість
ВР1	136,240	6	5994,56	6	5994,56
ВГБ-110У1	1008	8	8064	8	8064

Економічна доцільність схеми визначається приведеними мінімальними затратами:

$$Z = p_n K + I + M(Z); \quad (3.16)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,15$); K – капіталовкладення на створення установки, тис. грн.; I – річні експлуатаційні витрати, тис. грн.

Річні експлуатаційні витрати визначаються:

$$I = \frac{P_a + P_0}{100} \cdot K. \quad (3.17)$$

Таблиця 2.4.2 - Дані для розрахунку надійності

$P_{ТЗ}$	$P_{ГІ}$	$P_{пр.леп}$	ω_1	ω_2	T_v	T_n	μ	l	$K_{рв}$
<i>мВт</i>	<i>мВт</i>	<i>мВт</i>	<i>1/рік</i>	<i>1/рік</i>	<i>год</i>	<i>год</i>	<i>1/рік</i>	<i>км</i>	
4,3	19	25	0,01	0,006	50	90	0,2	64	0,6

Варіант I:

$$I^I = \frac{8,4}{100} \cdot 8064 = 677,376 \text{ (тис. грн.)}$$

$$Z^I = 0,15 \cdot 8064 + 677,376 + 4,669 = 1609,405 \text{ (тис. грн.)}$$

Варіант II:

$$I^I = \frac{8,4}{100} \cdot 8064 = 677,376 \text{ (тис. грн.)}$$

$$Z^I = 0,15 \cdot 8064 + 677,376 + 25,724 = 1912,7 \text{ (тис. грн.)}$$

Таблиця 2.4.3- Розрахункові показники надійності схеми ВРУ для варіанта І

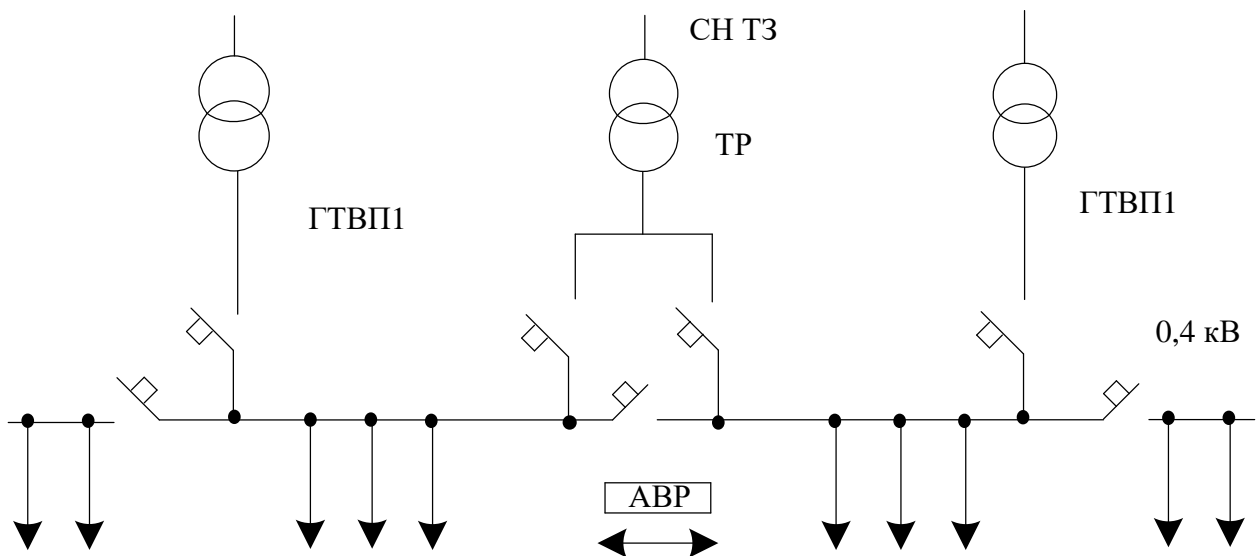
Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	Ко		Кр	
			Wлв	Wгв	Wлв	Wгв
W3, G1	14,3	1	1	0	3	0
W3, AT1	0	1	1	0	3	0
W2, AT1	0	1	1	0	3	0
W2, G1	14,3	1	1	0	3	0
G2, AT1	14,3	1	0	1	0	3
AT2, G1	14,3	1	0	1	0	3
W1, AT2	0	1	1	0	6	0
W1, G2	14,3	1	1	0	6	0
W2, W3, AT1	4	1	0	0	2	0
G2, W3, AT1	14,3	1	0	0	1	1
W2, W3, G1	14,3	1	0	0	2	0
AT2, W3, G1	14,3	1	0	0	1	1
AT2, W2, G1	14,3	1	0	0	1	1
G2, W2, AT1	14,3	1	0	0	1	1
W3, G1, D(AT1,W2), D(G2,AT2,W1)	14,3	1	0	0	1	0
W2, G1, D(AT1,W3), D(G2,AT2,W1)	14,3	1	0	0	1	0
AT2, G1, D(AT1,W3,W2), D(G2,W1)	14,3	1	0	0	0	1
W1, AT2, G2	14,3	1	0	0	2	0
W3, AT1, D(G1,W2), D(G2,AT2,W1)	0	1	0	0	1	0
W2, AT1, D(G1,W3), D(G2,AT2,W1)	0	1	0	0	1	0
G2, AT1, D(G1,W3,W2), D(AT2,W1)	14,3	1	0	0	0	1
W3, AT1, D(G1,W2,AT2), D(G2,W1)	0	1	0	0	1	0
W2, AT1, D(G1,W3,AT2), D(G2,W1)	0	1	0	0	1	0
W1, G2, AT1	14,3	1	0	0	0	1
W3, G1, D(AT1,W2,G2), D(AT2,W1)	14,3	1	0	0	1	0
W2, G1, D(AT1,W3,G2), D(AT2,W1)	14,3	1	0	0	1	0
W1, AT2, G1	14,3	1	0	0	0	1
W3	0	36,1	0	0	2	0
W2	0	36,1	0	0	2	0
D(G2,AT2,W1)	0	36,1	0	0	0	2
D(G2,W1)	0	36,1	0	0	1	1
G2	14,3	36,1	0	0	1	1
AT2	0	36,1	0	0	1	1
D(AT2,W1)	0	36,1	0	0	1	1
W1	0	36,1	0	0	2	0
N=1,454						
M(y)=4,669						

Таблиця 2.4.4- Розрахункові показники надійності схеми ВРУ для варіант

2.5 Схема власних потреб електростанції

Елементи, що відключились	P,[МВт]	t,[год]	K _о		K _р	
			W _{лв}	W _{гв}	W _{лв}	W _{гв}
AT1, W2, G1, W1	14,3	1	2	2	16	20
AT2, W3, G2	14,3	1	1	2	8	19
AT2, W3, G2, AT1, W2, G1, W1	33,3	1	0	1	0	8
W1	0	36,1	1	0	8	1
G1	14,3	36,1	0	1	0	8
W2	0	36,1	1	0	8	1
AT1	0	36,1	0	1	0	9
G2	14,3	36,1	0	1	0	8
W3	0	36,1	1	0	7	1
AT2	0	36,1	0	1	0	8
G1, D(W1,W2,AT1)	14,3	36,1	0	0	0	1
G2, D(W3,AT2)	14,3	36,1	0	0	0	1
W3, D(G2,AT2)	14,3	36,1	0	0	1	0
AT2, D(G2,W3)	0	36,1	0	0	0	1
N=8,013						
M(y)=25,724						

Розробляємо схему живлення ВП (рисунок 2.5.1), користуючись рекомендаціями, викладеними в [1]. Для живлення схеми ВП приймаємо типову схему ВП для ГЕС середньої потужності.



Р

исунок 2.5.1 Схема електрозабезпечення системи

власних потреб електростанції.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.6.1).

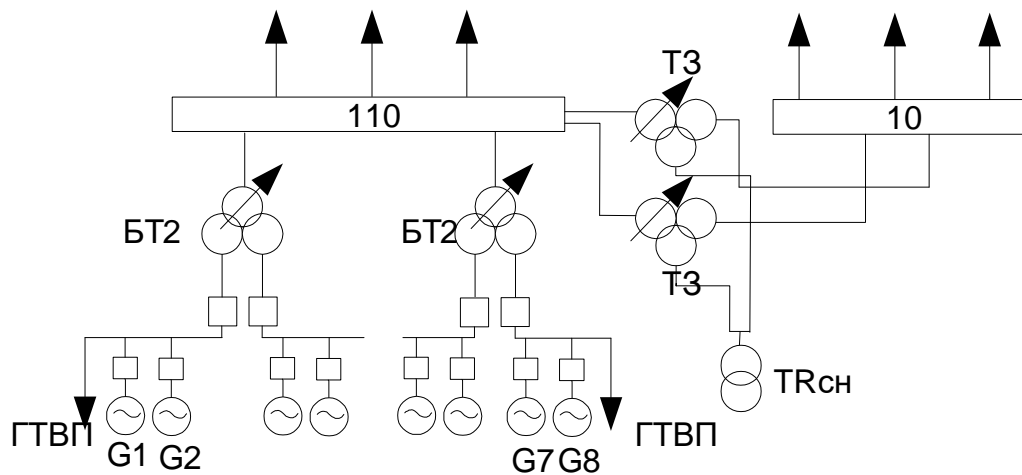


Рисунок 2.6.1 Розрахункова схема установки.

2.6 Електрична схема заміщення

Складаємо еквівалентну електричну схему заміщення, яка відповідає по початковим даним розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінюємо електричними (рисунок 2.6.1).

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1, таблиці 5.1–5.3].

Приймаємо $S_B = 100$ (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

$$- \Gamma 1-\Gamma 8: \quad X_{\Gamma} = X_{d^{*} \text{ ном}}'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.6.1)$$

$$X_{\Gamma} = 0,17 \cdot \frac{100}{5,63} = 3,02.$$

$$- \text{системы:} \quad X_C = X_{*c \text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.6.2)$$

$$X_C = 0,25 \cdot \frac{100}{5400} = 0,005.$$

$$- \text{ПЛЭП 110 кВ:} \quad X_{\text{Л}} = X_{\text{ном}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2}; \quad (2.6.3)$$

$$X_{\text{Л}} = 0,4 \cdot 64 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1936$$

$$- \text{ПЛЭП 110 кВ:} \quad X_{\text{Л}} = X_{\text{ном}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2}; \quad (2.6.4)$$

$$X_{\text{Л}} = 0,4 \cdot 64 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,1936$$

$$- \text{БТ 1-2:} \quad X_T = 1,75 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\acute{a}}}{S_{T.i\ddot{i}}}; \quad (2.6.5)$$

$$X_T = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,74.$$

$$X_{\text{TH}} = 0,125 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\acute{a}}}{S_{T.i\ddot{i}}}; \quad (2.6.6)$$

$$X_{\text{TH}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,05.$$

$$- \text{T3:} \quad u_{\text{KB}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{KB-H}\%} + u_{\text{KB-C}\%} - u_{\text{KC-H}\%}); \quad (2.6.7)$$

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

$$u_{\text{KC}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{KB-C}\%} + u_{\text{KC-H}\%} - u_{\text{KB-H}\%}); \quad (2.6.8)$$

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

$$u_{\text{KH}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{KB-H}\%} + u_{\text{KC-H}\%} - u_{\text{KB-C}\%}); \quad (2.6.9)$$

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

$$X_{\text{T3.B}} = \frac{u_{\text{KB}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}; \quad (2.6.10)$$

$$\tilde{O}_4 = \frac{1,56}{2} = 0,78.$$

$$\tilde{O}_5 = \tilde{O}_4 + \tilde{O}_0;$$

$$\tilde{O}_5 = 0,78 + 0,74 = 1,52.$$

$$\tilde{O}_6 = \frac{\tilde{O}_{\Delta.C.}}{2};$$

$$\tilde{O}_6 = \frac{1,71}{2} = 0,86.$$

$$\tilde{O}_7 = \frac{\tilde{O}_{\Delta.C.I.}}{2};$$

$$\tilde{O}_7 = \frac{0,99}{2} = 0,5.$$

$$\tilde{O}_8 = \tilde{O}_6 + \tilde{O}_7;$$

$$\tilde{O}_8 = 0,86 + 0,5 = 1,36$$

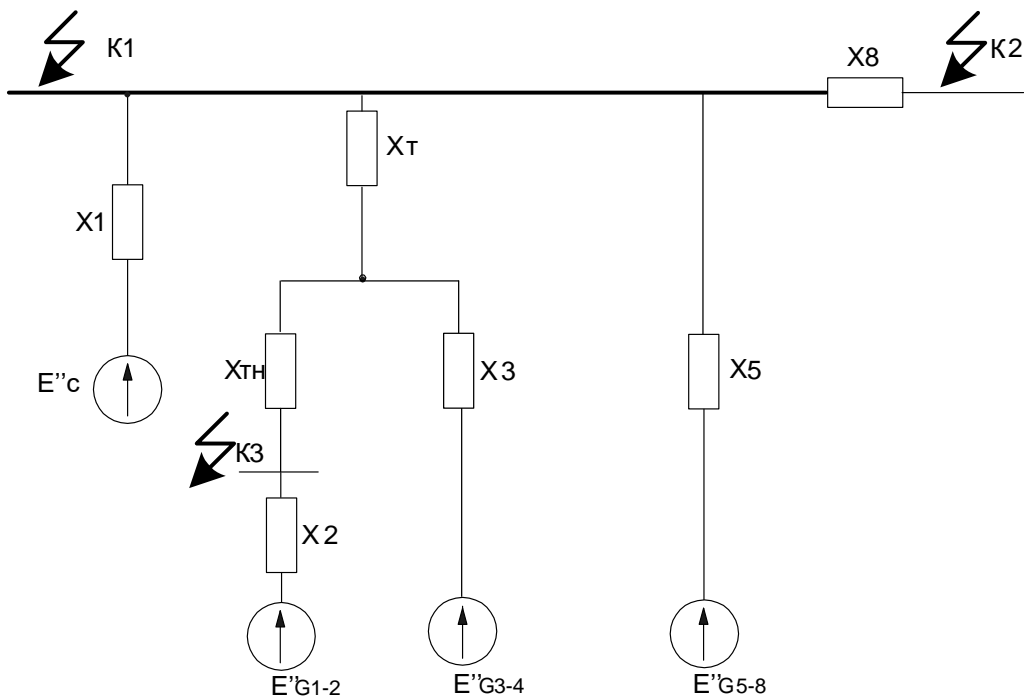


Рисунок 2.6.3 – Спрощена схема електроустановки.

Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ при розрахунку у відносних одиницях, кА:

$$I_{no} = \frac{E''}{x_{pez''}} \cdot I_B; \quad (2.6.12)$$

де E''_* – ЕРС джерела, в. о. [1, табл. 5.1]; $x_{рез*}$ – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов; I_B – базисний струм:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.КЗ}}. \quad (2.6.13)$$

Схема заміщення для розрахунку струму КЗ у точці K_1

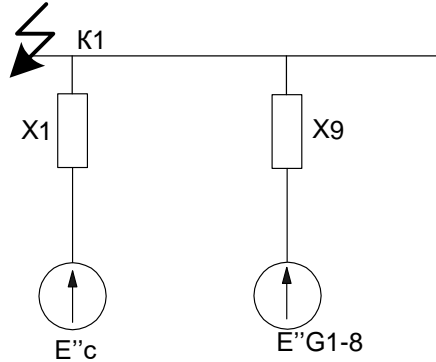


Рисунок 2.6.4 – Спрощена схема заміщення при КЗ в точці 1

$$X_9 = \frac{X_5}{2}; \quad (2.6.14)$$

$$X_9 = \frac{1,52}{2} = 0,76.$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}; \quad (2.6.15)$$

$$I_B = 100 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,50 \text{ (кА)};$$

$$I_{noC} = \frac{E''_{*C}}{X_1} \cdot I_A; \quad (2.6.16)$$

$$I_{noC} = \frac{1}{0,07} \cdot 0,50 = 7,14 \text{ (кА)}.$$

$$I_{noG} = \frac{E''_{*G}}{X_9} \cdot I_A; \quad (2.6.17)$$

$$I_{noG} = \frac{1,13}{0,76} \cdot 0,50 = 0,74 \text{ (кА)}.$$

Всі наступні розрахунки точок коротких замикань проводимо аналогічно і зводимо в таблицю 2.6.2

Розрахунок ударного струму КЗ, періодичної та аперіодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$.

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y ; \quad (2.6.18)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a} ; \quad (2.6.19)$$

де T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ. Якщо КЗ виникло на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [2, таблиці 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [2, табл. 5.7].

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струм КЗ:

$$\tau = t_{св\ откл} + 0,01. \quad (2.6.20)$$

де $t_{св\ откл}$ – власний час відключення вимикача.

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі:

Таблиця 2.6.1 Вибрані вимикачі

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{св\ откл}, с$	$\tau, с$
ВРП 10 кВ	ВР1	0,029	0,039
ВРП 110 кВ	ВГБ-110У1	0,035	0,045
Сторона СН ТЗ	ВР35НС	0,035	0,045
Генератор	ВГГ-10	0,08	0,09

Підберемо всі необхідні величини з [2] і занесемо їх до (таблиці 2.6.2)

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для точки К1.

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot k_y ; \quad (2.6.21)$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 7,14 \cdot 1,608 = 16,23 \text{ (кА)}.$$

$$i_{yG1} = \sqrt{2} \cdot I_{ноG} \cdot k_y ; \quad (2.6.22)$$

$$i_{yG} = \sqrt{2} \cdot 0,74 \cdot 1,905 = 2 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.6.2 – Необхідні величини складових струмів КЗ і ударних струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	τ , с	T_a , с	k_y	$e^{-\tau/T_a}$
К ₁	Генератори 1-8	0,74	0,039	0,1	1,905	0,677
	Система	7,14	0,039	0,02	1,608	0,142
К ₂	Генератори 1-8	0,37	0,045	0,1	1,905	0,637
	Система	3,53	0,045	0,02	1,608	0,105
К ₃	Генератори 1-2	6,87	0,09	0,1	1,905	0,406
	Генератори 3-8	17,29	0,09	0,1	1,905	0,406
	Система	0,46	0,09	0,02	1,608	0,011
К ₄	Генератори 1-8	0,12	0,045	0,15	1,94	0,74
	Система	1,16	0,045	0,02	1,608	0,105
К ₅	Ел. двигуни ВП	9,52	0,08			

Аперіодична складова:

$$i_{acC} = \sqrt{2} \cdot I_{i1C} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.6.23)$$

$$i_{acC} = \sqrt{2} \cdot 7,14 \cdot 0,142 = 1,43 \text{ (кА)}.$$

$$i_{acG} = \sqrt{2} \cdot I_{i1G} \cdot e^{-\tau/T_{ac}}; \quad (2.6.24)$$

$$i_{acG} = \sqrt{2} \cdot 0,72 \cdot 0,667 = 0,68 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$.

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [2, ст. 20] приймаємо, що $I_{n\tau} = I_{no} = const$.

$$I_{n\tau C} = I_{noC} = 7,14 \text{ (кА)};$$

По методиці, викладеній в [2, рис. 5.3] розраховуємо періодичні складові струму КЗ.

1). Визначається номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}.$$

2). Знаходиться відношення $I_{noG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рис. 4.2 [2] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходиться відношення I_{ntG} / I_{noG} , з якого і отримується значення I_{ntG} .

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}; \quad (2.6.25)$$

$$I'_{номG} = \frac{8 \cdot 5.63}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,226 \text{ (кА)}.$$

$$\frac{I'_{iiG1-8}}{I'_{iiG1-8}} = \frac{0,74}{0,226} = 3,27 \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{ntG1}}{I_{noG1}} = 0,87 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow I_{ntG1} = 0,87 \cdot 0,74 = 0,64 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх інших точок КЗ зведені в (таблиці 2.6.3).

Таблиця 2.6.3 – Результати розрахунків складових струмів КЗ і ударного струму для всіх точок КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	I_{nt} , кА	i_{ar} , кА	i_y , кА
К ₁ шини 110 кВ	Генератор 1-8	0,74	0,64	0,68	2
	Система	7,14	7,14	1,43	16,23
	Σ	7,88	7,78	2,11	18,23
К ₂ шини 10 кВ	Генератор 1-8	0,37	0,37	0,52	0,99
	Система	3,53	3,53	0,33	8,03
	Σ	3,9	3,9	0,85	9,12
К ₃ кВ	Генератор 1-2	6,87	4,67	3,944	18,508
	Генератор 3-8	17,29	13,31	9,93	46,58
	Система	0,46	0,46	0,007	1,046
	Σ	24,62	18,44	13,881	66,134
К ₄ ТЗ 10,5 кВ	Генератор 1-8	0,12	0,12	0,126	0,33
	Система	1,16	1,16	0,17	2,64
	Σ	1,28	1,28	0,296	2,97
К ₅ ВП	Ел. двигуни в.п.	0,20839			1,86
	Генератор+система	13,43			17,34
	Σ	0,20839			19,2

Розрахунок термічної дії струмів КЗ.

Визначення B_k для оцінки термічної стійкості проводиться наближеним способом через складну залежність струму КЗ від часу.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: вилучене КЗ, КЗ поблизу, генераторів і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться з вираження

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{омк} + T_a); \quad (2.6.26)$$

де $t_{омк}$ - час відключення (час дії струму КЗ).

Даний спосіб рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в ланцюгах ВРП .

K_1 $t_{омк} = 0,2$ з таблиці.

$$\hat{A}_k = 7,88^2 \cdot (0,2 + 0,15) = 21,733 (\hat{e}\hat{A}^2 \cdot \tilde{n}).$$

K_2 $\hat{A}_k = 3,9^2 \cdot (0,2 + 0,15) = 5,32 (\hat{e}\hat{A}^2 \cdot \tilde{n}).$

K_4 $\hat{A}_k = 1,28^2 \cdot (0,2 + 0,15) = 0,57 (\hat{e}\hat{A}^2 \cdot \tilde{n}).$

K_3 Найбільш складним є випадок визначення теплового імпульсу при КЗ поблизу генераторів. У цьому випадку окремо визначаються імпульс періодичної й аперіодичний складової квадратичного струму КЗ.

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три доданки, обумовлені періодичним струмом системи B_{nc} , періодичним струмом генераторів B_{nz} і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів B_{nzc} :

$$B_{kn} = B_{nc} + B_{nz} + B_{nzc}; \quad (2.6.27)$$

$$\hat{A}_{\hat{e}i} = 132 + 625 + 188,78 = 945,78 (\hat{e}\hat{A}^2 \cdot \tilde{n}).$$

де

$$B_{nz} = B_{*nz} I_{noz}^2 t_{омк}; \quad (2.6.28)$$

$$\hat{A}_{i\bar{a}} = 0,7 \cdot 6,87^2 \cdot 4 = 132 (\hat{e}\hat{A}^2 \cdot \tilde{n}).$$

$$B_{nc} = 2I_c T_* I_{noz} t; \quad (2.6.29)$$

$$\hat{A}_{i\bar{a}\bar{n}} = 2 \cdot 13,87 \cdot 0,82 \cdot 6,87 \cdot 4 = 625 (\hat{e}\dot{A}^2 \cdot \bar{n}).$$

$$B_{nc} = I_{noz}^2 t_{omk}; \quad (2.6.30)$$

$$\hat{A}_{i\bar{n}} = 6,87^2 \cdot 4 = 188,78 (\kappa A^2 \cdot c).$$

$$t_{omk} = 4(c)$$

$$T_* = 0,82 \quad B_{*nc} = 0,7$$

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають по вираженню:

$$B_{ka} = I_c^2 T_{ac} + I_{noz}^2 T_{az} + \frac{4I_c I_{noz}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}}; \quad (2.6.31)$$

$$\hat{A}_{\hat{e}\hat{a}} = 13,87^2 \cdot 0,02 + 6,87^2 \cdot 0,1 + \frac{4 \cdot 13,87 \cdot 6,87}{\frac{1}{0,02} + \frac{1}{0,1}} = 14,92 (\hat{e}\dot{A}^2 \cdot \bar{n}).$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_{\kappa} = B_{kn} + B_{ka}; \quad (2.6.32)$$

$$\hat{A}_{\hat{e}} = 945,78 + 14,92 = 960,7 (\hat{e}\dot{A}^2 \cdot \bar{n}).$$

Результати розрахунку теплових імпульсів зводимо до таблиці 2.6.4

Таблиця 2.6.4 – Результати обліку термічної дії струмів КЗ

Точка КЗ	$B_{\kappa} (\kappa A^2 \cdot c)$
К1	21,733
К2	5,32
К3	960,7
К4	0,57
К5	24,24

2.7 Вибір струмоведучих частин

Вибір збірних шин

Вибір збірних шин ВРУ–110 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Найбільш потужним приєднанням є ЛЕП. Згідно [2]:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.7.1)$$

$$I_{p.\max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,89} = 0,147 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 70/11, каталожні дані взято з [3], с. 428:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}; \quad d = 11,4 \text{ мм}; \quad m = 276 \text{ (кг/км)}$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 147 \text{ (А)}.$$

Перевірку шини по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E;$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля; E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.7.2)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);
 $r_0 = 11,4 / 20 = 0,57$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69 \text{ (кВ/м)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ek}}}; \quad (2.7.3)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів n в фазі [2, таблиця 7.4]:

$$K = 1;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [2, таблиця 7.4]:

$$r_{ек} = r_0 = 0,57 \text{ (см)};$$

$D_{ср}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{ср} = 1,26 \cdot D; \quad (2.7.4)$$

де D – відстань між фазами, см [2, табл. 7.3];

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

$$U = 121 \text{ (кВ)};$$

n – кількість проводів в фазі.

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{1 \cdot 0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,63 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 34,69 = 31,22 \text{ (кВ/см)} < 1,07 \cdot 26,63 = 28,49 \text{ (кВ/см)}.$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [2], оскільки $I_{п0} = 7,88 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Ділянка ВРУ-10

$$I_{р.макс} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.7.5)$$

$$I_{р.макс} = \frac{4,28}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,89} = 0,278 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 95/16, каталожні дані взято з [3], с. 428:

$$I_{доп} = 330 \text{ (А)}; \quad d = 13,5 \text{ (мм)}; \quad m = 385 \text{ (кг/км)}$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{доп} = 330 \text{ (А)} > I_{р.макс} = 278 \text{ (А)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується.

Перевіримо по умовах корони:

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [2]);

$r_0 = 13,5 / 20 = 0,675$ (см) – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,9 \text{ (кВ/см)}.$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 11}{1 \cdot 0,675 \cdot \lg \frac{189}{0,675}} = 2,357 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 33,9 = 30,5 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 2,357 = 2,52 \text{ (кВ/см)}.$$

умова виконується, отже, проводи не будуть коронувати.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [2], оскільки $I_{п0} = 3,9 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Вибір гнучких шин

Ділянка ВРУ-110 – ТЗ

Вибір проводимо по економічній густині струму:

$$I_{\max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном.AT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.7.6)$$

$$I_{\max} = 1,5 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,05 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{0,05}{1,5} = 0,03$$

$$Q_{\min} = 30 / 1,1 = 27,27 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$Q > Q_{\min}$$

$$36,9 > 27,27.$$

Вибираємо провід АС 70/11.

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ (А)}; \quad d = 11,4 \text{ (мм)}; \quad m = 278 \text{ (кг/км)}$$

Перевіримо по допустимому струму:

$$I_{\max} = 50 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ (А)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується.

Перевіримо по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{1 \cdot 0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 26,63 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E;$$

$$0,9 \cdot 34,69 = 31,22 \text{ (кВ/см)} < 1,07 \cdot 26,63 = 28,49 \text{ (кВ/см)}.$$

умова виконується.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість не виконуємо, оскільки $I_{п0} = 7,88 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Ділянка ВРУ-110 – БТ

Вибір поводимо по економічній густині струму:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95}; \quad (2.7.7)$$

$$I_{\max} = \frac{4 \cdot 5,63}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 0,124 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ном}} = 124 \cdot 0,95 = 117,8$$

$$Q_{\min} = 117,8 / 1,1 = 107,09 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$Q > Q_{\min}$$

$$118 > 107,09.$$

Вибираємо шини з проводу АС 120/19, каталожні дані взято з [3], с. 428:

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ (А)}; \quad d = 15,2 \text{ (мм)}; \quad m = 471 \text{ (кг/км)}$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ (А)} > I_{\text{р.макс}} = 124 \text{ (А)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується.

Перевіримо по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,37 \text{ (кВ/см)}.$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{1 \cdot 0,76 \cdot 1g \frac{378}{0,76}} = 20,9 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 33,37 = 30,033 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 20,9 = 22,363 \text{ (кВ/см)}.$$

умова виконується.

Перевірку шин на електродинамічну стійкість, не виконуємо, згідно [2], оскільки $I_{п0} = 7,88 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Ділянка ВРУ-10-ТЗ

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{номТЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,5 ; \quad (2.7.8)$$

$$I_{p.\max} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1,5 = 0,55 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{0,55}{1,5} = 0,37 \text{ (кА)}.$$

$$Q_{\text{мін}} = 370 / 1,1 = 336,36 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$Q > Q_{\text{мін}}$$

$$394 > 336,36.$$

Вибираємо шини з проводу АС 400/22 , каталожні дані взято з [3], с. 428:

$$I_{\text{доп}} = 830 \text{ (А)}; \quad d = 26,6 \text{ (мм)}; \quad m = 1261 \text{ (кг/км)}$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 830 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 550 \text{ (А)}.$$

Ділянка ТЗ СН

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{номТЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.7.9)$$

$$I_{\text{нн}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,09 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу АС 16/2,7 , каталожні дані взято з [3], с. 428:

$$I_{\text{доп}} = 111(\text{А}); d = 4,5 (\text{мм}); m = 42,7 (\text{кг/км})$$

Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = 111(\text{А}) > I_{\text{р.макс}} = 90 (\text{А}).$$

Вибір жорстких шин

Збірні шини ВП 0,4 кВ виконуємо жорсткими алюмінієвими шинами, які закріплюються на ізоляторах.

Згідно §1.3. 28 ПУЭ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РП всіх напруг по економічній густині струму не перевіряються. Вибір перерізу шин проводиться по нагріву (по допустимому струму).

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ном.ПРТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.7.10)$$

$$I_{\text{макс}}^2 = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577 (\text{А}).$$

Вибираємо шини серії ШРА.73

$I_{\text{ном}} = 630(\text{А}); q = (80 \times 5) \text{ мм}^2; r_{\text{пит}} = 0,085(\text{МОм/м}); x_{\text{пит}} = 0,075(\text{МОм/м}); l = 10\text{м}.$

По умовам нагріву в тривалому режимі шини проходять:

$$I_{\text{макс}}^2 = 577 (\text{А}) < I_{\text{дл}}^2 = 630 (\text{А}).$$

Шини розташовані горизонтально відносно фаз, а на ізоляторах «плашмя».

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (2.7.11)$$

$$w = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (2.7.12)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 8^3}{12} = 21,3 \text{ см}^4$$

$$w = \frac{0,5 \cdot 8^2}{6} = 5,33 \text{ см}^3$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} ; \quad (2.7.13)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{21,3}{4}} = 2 \text{ м}^2$$

$$l^2 \leq 1,41 \text{ м}$$

Приймаємо $l = 1,4$ (м), $a = 0,25$ – відстань між фазами.

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-2} \quad (2.7.14)$$

$$\sigma_{\phi, \max} = \sqrt{3} \cdot \frac{1,4^2 \cdot 28,7646^2}{0,25 \cdot 5,33} \cdot 10^{-2}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} = 21,08 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Таким чином, шини механічно міцні ($\sigma_{\text{доп}}$ – по [3, табл. 4.2])

Вибір пофазного екранованого стумопроводу

Приймаємо ТЗК-6-2000-81

$$I_{\phi}^2 = 46,58 \text{ êА} < I_{\text{азі}}^2 = 81 \text{ êА}$$

$$I_{\text{max}}^2 = 640 \text{ А} < I_{\text{аіі}}^2 = 2000 \text{ А}$$

Вибір кабелів

Кабелі широко застосовуються в електроустановках. Споживачі 6—10 кВ, як правило, отримують живлення по кабельних лініях, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в розподільному пристрої, а потім і землі (у траншеях). Для приєднання споживачів власних потреб електростанцій і підстанцій до відповідних шин також використовуються кабелі 6 і 0,4 кВ. Ці кабелі прокладаються в кабельних напівповерхах, кабельних тунелях, на металевих лотках, укріплених на стінах і конструкціях будівлі або відкритого розподільного пристрою.

Залежно від місця прокладки, властивостей середовища, механічних зусиль, що впливають на кабель, рекомендуються різні марки кабелів.

Вибір кабелів вироблюваний для ЕД ВП 4А280S243

$$P_{ном} = 110 \text{ кВт}$$

$$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$$

$$I_{ном} = 178,6 \text{ А}$$

по напрузі установки $U_{уст} = 0,4 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$;

Кабель прокладається в сирому приміщенні (в каналі $t = 35 \text{ }^\circ\text{C}$).

Вибираємо кабель з гумовою ізоляцією.

по економічній густині струму

$$q_3 = \frac{I_{ном}}{J_3} ; \quad (2.7.15)$$

$$q_3 = \frac{I_{ном}}{J_3} = \frac{178,6}{1,4} = 127,6 (\text{мм}^2)$$

де $J_3 = 1,4$ – економічна щільність струму

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} ; \quad (2.7.16)$$

$$I_{ном} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,9} = 178,6 (\text{А})$$

Приймаємо трижильний кабель $3 \times 150 \text{ мм}^2$ $I_{доп} = 230 \text{ А}$

По допустимому струму:

$$I_{доп} = k_2 \cdot I_{доп} ; \quad (2.7.17)$$

$$I_{доп} = 0,87 \cdot 230 = 200 (\text{А})$$

$$I_{доп} = 200 \text{ А} > I_{ном} = 178,6 \text{ А}$$

де $k_2 = 0,87$ – поправочний коефіцієнт на температуру повітря

Мінімальний перетин по термічній стійкості

$$q_{тер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{24,2 \cdot 10^6}}{75} = 65,3 \text{ мм}^2$$

Оскільки $q_{мин} < 150 \text{ мм}^2$, то кабель витримав перевірку.

2.8 Вибір комутаційного обладнання

Таблиця 2.8.1 Результати вибору комутаційного обладнання

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРУ – 110 кВ	ЛТВ 145D1/В	РНДЗ-110/1000 У1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0,147 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1,0 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 7,78 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 2,11 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,35 = 20,02 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 7,88 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 18,23 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} = 21,733 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ – 10 кВ	ВР1	РЛНД-3,1-10/630 У1
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0,278 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 0,63 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 0,63 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 3,9 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 0,85 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,2 = 5,65 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 3,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 9,02 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 35,5 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} = 5,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор	ВГГ-10	РВР-10/4000 У3
$U_{\text{ном}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.мах}} = 0,608 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п.т}} = 18,44 \text{ кА}$	$I_{\text{н.відк}} = 63 \text{ кА}$	—
$i_{\text{а.т}} = 13,88 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{\text{н.відк}} \beta_{\text{н}} = \sqrt{2} \cdot 4 \cdot 0 = 0 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.0}} = 24,62 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	—
$i_{\text{у}} = 66,134 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 180 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} = 960,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 71^2 \cdot 4 = 20164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВП 0,4 кВ	А3790Г	Рубильник Р2115
$U_{\text{уст}} = 400 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$	$U_{\text{ном}} = 660 \text{ В}$
$I_{\text{мах}} = I_{\text{номГ}} = 91 \text{ А}$	$I_{\text{н.расц}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$i_{\text{у}} = 19,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 30 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 35 \text{ кА}$
$V_{\text{к}} = 24,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	Не перевіряється	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів.

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі генератора.

Таблиця 2.9.1 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТПЛК-10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 543,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_y = 66,13 \text{ кА}$	$i_{дин} = 74,5 \text{ кА}$
$W_k = 242,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_r^2 \cdot t_r = 28,32 \cdot 3 = 2402,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\eta_2 = 0,382 \text{ Ом}$	$\eta_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$

- Примітка :
- 1) $I_{2ном} = 5 \text{ А}$;
 - 2) схема з'єднань обмоток ТС: повна зірка;
 - 3) варіант виконання: 0,5/108;
 - 4) $l_{розр} = 20 \text{ (м)}$.

Перевіримо ТС на клас точності:

$$\eta_{прил} = S_{прил} / I_{2ном}^2 ; \quad (2.9.1)$$

$$\eta_{прил} = 5,6 / 5^2 = 0,224 \text{ (Ом)};$$

$$\eta_{пров} = \eta_{2ном} - \eta_{прил} - \eta_k ; \quad (2.9.2)$$

$$\eta_{пров} = 0,4 - 0,224 - 0,1 = 0,076 \text{ (Ом)};$$

$$g_{розр} = S \cdot l_{розр} / \eta_{пров} ; \quad (2.9.3)$$

$$g_{розр} = 0,0175 \cdot 20 / 0,076 = 4,6 \text{ (мм)}^2$$

Встановлюємо контрольний кабель марки КПВС з жилами 6 (мм²).

$$\eta_2 = (0,0175 \cdot 20 / 6) + 0,224 + 0,1 = 0,382 \text{ (Ом)} < \eta_{2ном} = 0,4 \text{ (Ом)}.$$

Таблиця 2.9.2 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, ВА, фази		
		A	B	C
Амперметр	Е-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-335	0,5	–	0,5

Продовження таблиці 2.9.2

Прилад	Тип	Навантаження,ВА, фази		
		А	В	С
Варметр	Д-325	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	–	2,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Разом		5,6	0,1	5,6

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо в таблицю 2.9.3.

Таблиця 2.9.3

Місце встановлення	Тип
ВРУ10	ТЛК-10-2
БТ ВН	ТВТ-110
Коло генератора	ТПЛК-10
ТВП-ВН	ТПЛК-10
ТВП-НН	ТК-40
ВРУ110	ТВ-110
Сторона 35кВ ТЗ	ТВТ 35

Вибираємо вимірювальні трансформатори напруги

Вибираємо ТН типу ЗНОЛ.06-6УЗ:

$$U_{i\bar{i}} = 6300 / \sqrt{3} \text{ (В)}; U_{2\bar{i}\bar{i}} = 100 / \sqrt{3} \text{ (В)}; U_{2\bar{o}\bar{a}} = 100 \text{ В}; S_{2\bar{i}\bar{i}} = 50 \text{ (ВА)}.$$

Перевіримо ТН на клас точності

Таблиця 2.9.4– Навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	S обмотки	К-ть обмоток	cos φ	sin φ	n приладів	Заг.потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Е-377	2	1	1	0	1	2	–
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Л-к.,активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,928	1	4	9,7
Д-к.,активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–
Д-к.,ре-вної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Разом							32	9,7

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{32^2 + 9,7^2} = 33,4 < S_{2iii} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ ВА} \quad (2.9.4)$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель марка КРВГ з жилами 1,5 (мм²).

Вибір інших трансформаторів напруги проводимо аналогічно. Результати вибору зводимо в таблицю 2.9.5.

Таблиця 2.9.5–Вибрані трансформатори напруги

Місце встановлення	Тип
Шини ВРУ10	ЗНОЛ.06-10УЗ
ЛЕП-10 кВ	ЗНОЛ.09-10.02
Коло генератора	ЗНОЛ.06-6УЗ
Шини ВРУ-110 кВ	НКФ-110-83У1
Сторона 35кВ ТЗ	ЗНОМ-35-65У1

2.10 Вибір апаратури для обмеження перенапруг, шунтуючих реакторів та високочастотних загороджувачів

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Таблиця 2.10.1 Вибрані розрядники

Місце встановлення	Тип розрядника
ЛЕП 110 кВ	РВМГ-110МУ1
ЛЕП 10 кВ	РВО-10У1
БТ ВН	РВМГ-110МУ1
Генератор	РВРД-6У1
ТЗ ВН	РВМГ-110МУ1
ТЗ СН	РВМ-35КВ
Нейтраль БТ	РВМ-35У1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 110 кВ:

$$I_{\max 110} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.10.1)$$

$$I_{\max 110} = \frac{29}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 0,19 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач ВЗ-630-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: 0,19 \text{ кА} < 0,630 \text{ кА}.$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: 110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (2.10.2)$$

$$17 \text{ кА} < 41 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.10.3)$$

$$19,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконується.

3. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА.

3.1 Система оперативного управління і сигналізації.

Для управління роботою ГЕС в нормальних і аварійних режимах встановлюють велику кількість допоміжних пристроїв, які утворюють систему управління ГЕС. Система управління включає в себе такі основні групи пристроїв: вимірювання, сигналізації, резервування, управління комутаційними апаратами, захисту. Прилади і апарати управління розташовані на щитах управління – ЩУ.

На станції, що проектується, для основного обладнання застосовують блочну структуру оперативного управління. Організуються такі пости управління:

- 1) блочні щити управління (БЩУ) для централізованого управління всім обладнанням, яке входить в склад блоку;
- 2) центральний щит управління (ЦЩУ) до, централізованого управління РП ВН і власних потреб і резервного живлення власних потреб ГЕС;
- 3) місцеві щити управління (МЩУ) допоміжних цехів і установок загально станційного призначення;
- 4) агрегатні щити управління (АЩУ), на яких розмішують прилади і агрегати, які необхідні персоналу при обходах.

Прилади і пристрої ЩУ складають дві групи елементів. Перша група елементів знаходиться безпосередньо біля обладнання що управляється. Це первинні вимірювальні перетворювачі, комутаційні апарати, виконавчі знаходиться на відповідному ЩУ. До них відносяться вимірювальні прилади, засоби відображення цифрової і текстової інформації, електронно-променеві індикатори, сигнальні пристрої – лампи, сирени, прилади і апарати управління: ключі, кнопки, тумблери, прилади і реле захисту автоматичних пристроїв, електронні регулятори та інші елементи.

В пунктах централізованого управління виконують такі типи сигналізації:

- 1) світлова – про стан активних елементів блоку;

2) світлозвукова аварійна сигналізація – аварійна технологічна, аварійне вимикання і автоматичне вмикання вимикачів;

3) світлозвукова попереджувальна сигналізація – про відхилення режиму роботи обладнання від нормального і про несправності оперативних кіл;

4) сигналізація дій технологічних і електричних захистів.

Контроль за роботою блоків ведуть з БЩУ, а на ЦЩУ передбачена видача мінімальної інформації про їх роботу і сигналізацію положення генераторних вимикачів, зміну активної і реактивної потужності і по одному табло на кожний блок, яке інформує про несправності в блоках.

3.2 Телемеханіка

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

- система телерегулювання для автоматичного регулювання режимів роботи електроустановок;

- система телеуправління для передачі ДП на КП команд телеуправляємим об'єктом (УТМ-7);

- система телевимірів дозволяє передачу з КП на ДП кількісних значень контрольованих величин безперервно (ТМРС-10);

- система телесигналізації для передачі з КП на ДП телесигналів про положення контрольованих об'єктів, а також аварійних сигналів (АТ-80).

3.3 Вибір системи дистанційного управління

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.д. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління ЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи об'єктів

використовується загальний ключ управління і клавішний номеронабирач.

3.4 Зв'язок

Для організації каналів зв'язку (КЗ) застосовуються провідні лінії зв'язку, радіолінії, лінії електропередач та інші. Канали зв'язку можуть бути односторонні або двосторонні. Виділені канали використовуються тільки в даній системі телемеханіки і ввімкнені постійно. Комутуючі КЗ створюються лише на час подачі сигналу і після закінчення передачі автоматично розпадаються.

В залежності від пунктів з'єднань та характеристик об'єктів застосовують наступні способи організації зв'язку

- використання існуючих кабельних та повітряних ліній зв'язку між контрольованим пунктом (КП) та диспетчерським пунктом (ДП);
- використання виділених жил кабелів телефонної мережі станції;
- використання силових ліній електропередачі для організації високочастотних КЗ;
- використання радіо та радіолінійних ліній зв'язку.

3.5 Засоби РЗ і автоматики

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем [1, 3]. Її основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення сиг. режимів.

Основні захисти на ГЕС занесені в таблицю 3.1

Таблиця 3.1 – Основні захисти на ГЕС

Обладнання	Найменування захисту	Тип захисту
1. Блок гідрогенератор-трансформатор		
	Захист від багатозазних КЗ в ОС	Повздовжній диф. захист, РНТ-565
	Захист від замикань на землю в ОС	Захист ЗЗГ-1
	Захист від зовнішніх симетричних КЗ	Максимальний струмовий захист з реле типу РТ-40
	Захист ОС від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	Фільтр-реле струму зворотної послідовності типу РТФ-1М, РТФ-7/2
	Захист від підвищення напруги на виводах генератора та трансформатора	Двохступеневий максимальний захист напруги з реле типу РН-53/200
	Захист генератора від зникнення напруги при його роботі в режимі СК	Мінімальний захист напруги з реле типу РН-54/160
	Захист від асинхронного ходу	Спеціальний захист з реле РАХ
	Захист від замикань на землю в одній точці кола ротора	Захист типу КЗР-3
	Резервний захист систем збудження	МСЗ з реле типу РСТ-11
	Захистів від усіх видів КЗ в обмотках та виводах блочного трансформатора	Повздовжній диференційний струмовий захист типу ДЗТ-11
	Захист від замикань усередині бака трансформатора	Газовий захист з реле типу РЗТ-80

Продовження таблиці 3.1

	Захист від зовнішніх КЗ на землю в мережі із заземленими нейтралями	Струмовий захист нульової послідовності типу КЗ-3
2. Збірні шини		
	Захист від усіх видів КЗ	Диференційний захист шин, ДЗШ або ДЗШТ
3. ЛЕП - 10 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Реле типу РТ-40
4. ЛЕП-110 кВ		
	Захист від усіх видів КЗ	Панель захисту ЕПЗ-1636
5. ВРП- 10-110 кВ		
	Захист від багатофазних КЗ	ДЗШ, струмова відсічка, реле типу РТ-40
6. Трансформатор власних потреб		
	Захист від багатофазних КЗ	Повздовжній диф. Захист з реле РНТ-565, або струмова відсічка на реле типу РСТ-11
	Захист від зовнішніх міжфазних КЗ	МСЗ з реле типу РСТ-11
	Захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ	Спеціальний струмовий захист нульової послідовності з реле типу РТЗ-50
7. Електродвигуни 0,4 кВ		
	Захист від міжфазних КЗ та замикань на землю	Автомати типу АВМ та А3700

4 КОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ ФІРМИ АВВ

Asea Brown Boveri Ltd. (ABB) — шведсько-швейцарська компанія, що спеціалізується в області електротехніки, енергетичного машинобудування й інформаційних технологій. Компанія заснована в 1988 році злиттям шведської компанії ASEA і швейцарської Brown, Boveri & Cie. Приблизно 40 % виробничої потужності розташовується на території Німеччини, інші заводи й компанії партнери перебувають у таких країнах як: Швейцарія, Швеція, Італія, Франція, Чехія, Португалія, Фінляндія, Естонія, Білорусія, Росія і т.д. [14-16].

Група АВВ присутня практично у всіх галузях промисловості, випускаючи величезну номенклатуру виробів, в т.ч. електроустаткування. Сама ж АВВ віддає перевагу двом областям спеціалізації: електроенергетика і автоматика.

АВВ має більш ніж віковий досвід розробки, випробування і виготовлення високовольтних автоматичних вимикачів. Автоматичні вимикачі цієї фірми набули репутації надійного і довговічного обладнання, що працює у будь-якому кліматі й у будь-якій частині світу.

У середині 1980-х років в АВВ були створені перші у світі елегазові (SF_6) автоматичні вимикачі з дугогасильними пристроями.

Комплексні дослідження, показали, що із всіх газів, що досліджувалися, одна лише шести-фториста сірка (SF_6) найбільш повно відповідає необхідним вимогам, що відкривають можливість широкого застосування її в електротехніці й, зокрема, у комутаційних апаратах високої напруги.

4.1 Конструктивні особливості й переваги вимикачів серії НРL

Вимикачі серії НРL на класи напруги 72 - 800 кВ і струми відключення до 63 (80) кА створені на базі новітніх розробок в області дослідження властивостей діелектриків і фізики дуги.

Компанія АВВ робить елегазові (SF_6) вимикачі з компресійними пристроями гасіння дуги з 1981 р. Принцип роботи компресійних дугогасильних пристроїв розглянуто у раніше. Вимикачі НРL працюють від приводів типу ВLG і взводом пружин електродвигунами.

Конструкція вимикачів HPL створена на основі добре відпрацьованої і перевіреної технології. Вимикачі HPL можуть працювати з 1-но і 3-х полюсним управлінням. Вимикачі, що мають один дугогасильний пристрій на полюс, можуть працювати в обох режимах управління. Вимикачі з двома дугогасильними пристроями на полюс допускають управління тільки на один полюс, тобто пофазне.

Три полюси вимикача монтується на окремих полюсних опорах. При трьохполюсному режимі управління полюса вимикача і привід сполучені між собою тягою. Кожен полюс вимикача обладнаний своєю окремою вимикаючою пружиною.

Кожен полюс вимикача (рисунок 4.1) зібраний в герметичну колонку, заповнену елегазом, що складається з дугогасильної камери, порожнистого опорного ізолятора і корпусу механізму. Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію об'єму з елегазом і нейтралізувати вплив вогкості і продуктів розкладання газу усередині камери.

Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних кільцевих ущільнень і хрестоподібних кільцевих ущільнень з нітрільного каучуку.

У кожній дугогасильній камері розташований фільтр абсорбції, який поглинає з елегазу залишкову вогкість і затримує продукти розкладання елегаза, що утворюються в процесі горіння дуги.

Оскільки відключаюча здатність залежить від густини елегазу, полюс вимикача HPL обладнаний монітором густини. Монітор густини є реле тиску з температурною компенсацією, тому попереджувальний сигнал і функція блокування включаються тільки у тому випадку, коли тиск елегазу знижується через його витік.

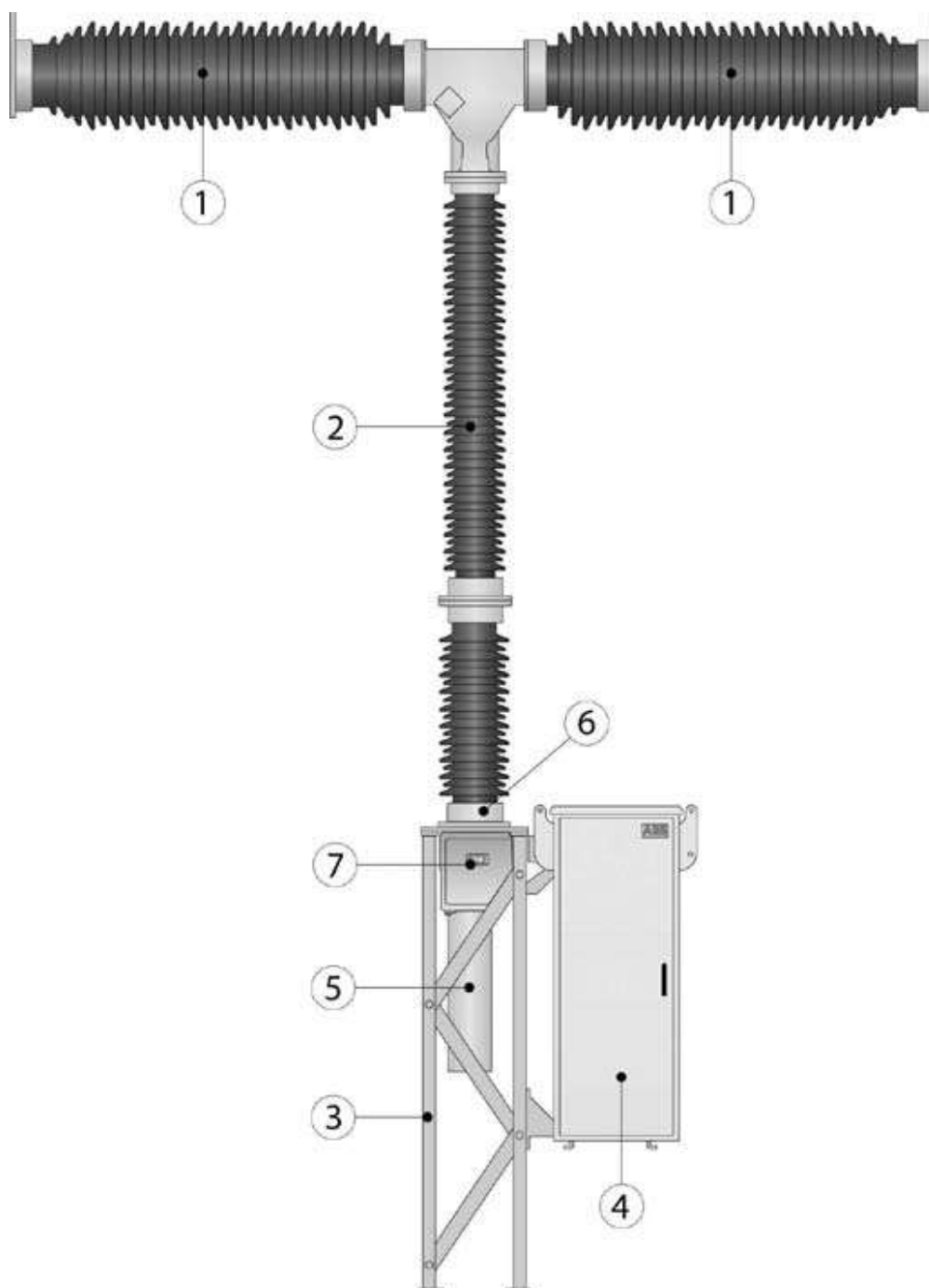


Рисунок 4.1 – Вимикач типу HPL B2

1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція;
4 – шафа управління з приводом; 5 – відключаюча пружина; 6 – монітор густини газу (з протилежної сторони); 7 – показчик положення вимикача

Конструкція відповідає вимогам стандартів MEK і ANSI. Існують також спеціальні конструкторські рішення, відповідні вимогам інших стандартів та/або специфікацій.

Всі вимикачі типа HPL здатні відключати струми КЗ за час максимум 40 мс.

Завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху ми можемо також гарантувати вимкнення струмів ємностей з дуже низькою вірогідністю повторних пробойів.

При відключенні індуктивних струмів значення перенапруг невеликі завдяки оптимальному режиму гасіння дуги під час переходу струму через нульове значення.

Вимикачі сімейства HPL розраховані на термін експлуатації більше 30 років або 10000 механічних операцій (без навантаження). При комутації робочих струмів число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму, що відключається.

Перевірку, технічне обслуговування і капітальний ремонт слід виконувати з періодичністю, встановлюваною залежно від умов навколишнього середовища і кількості спрацьовувань.

4.2 Конструктивні особливості й переваги вимикачів серії LTB

Вимикачі серії LTB випускаються на класи напруги 72–800 кВ і розраховані на струми відключення до 50 кА.

У середині 1980-х років в АВВ було створено перші у світі елегазові (SF₆) автоматичні вимикачі з дугогасильними пристроями, що використовують принцип автокомпресії описаний раніше.

Енергія, необхідна для переривання струмів КЗ, частково відбирається від самої дуги, що суттєво знижує вимоги до енергозабезпечення приводу. Зниження робочої енергії забезпечує зменшення механічних навантажень на сам вимикач, а також на фундамент, і підвищує ступінь надійності вимикача.

Компанія АВВ довгий час застосовує приводи з накопиченням механічної енергії в пружинах. Таке рішення дає суттєву перевагу, що полягає в тому, що напружена пружина завжди готова віддати енергію.

Конструкція вимикачів серії LTB створена на основі добре перевіреної технології (в експлуатації перебуває більше 25000 одиниць виробів).

Вимикач LTB може працювати в одно- або триполюсному режимі

керування (із приводами на один або три полюси). Вимикачі з однією дугогасильною камерою на полюс можуть працювати в обох режимах керування. Вимикачі із двох- або чотирикамерним дугогасильним пристроєм допускають тільки пополюсний режим керування. При триполюсному режимі керування полюси вимикача й один привод з'єднуються між собою за допомогою тяг. На кожному полюсі передбачена окрема пружина, що відключає, керована тягою.

Кожен полюс вимикача (рисунок 4.2) являє собою герметичну заповнену елегазом (SF₆) колонку, яка має дугогасильний пристрій, пустотілий опорний ізолятор і корпус механізму. Три полюси вимикача можуть бути змонтовані на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем LTB D, на спільній опорній рамі.

Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового (SF₆) вимикача багато в чому залежать від забезпечення надійної герметизації обсягу з елегазом SF₆ і нейтралізації впливу вологості й продуктів розкладання газу усередині камери.

Конструкція відповідає вимогам стандартів МЭК і ANSI. Також існують спеціальні конструкторські рішення, що відповідають вимогам інших стандартів і/або специфікацій.

Усі вимикачі типу LTB здатні відключати струми КЗ протягом максимум 40 мс. У вимикачів LTB D із приводом FSA1 максимальний час розмикання становить 60 мс. Гарантується відключення ємнісних струмів без повторних пробоїв завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху. При відключенні індуктивних струмів величина перенапруг невелика завдяки оптимальному гасінню дуги при переході струму через нульове значення.

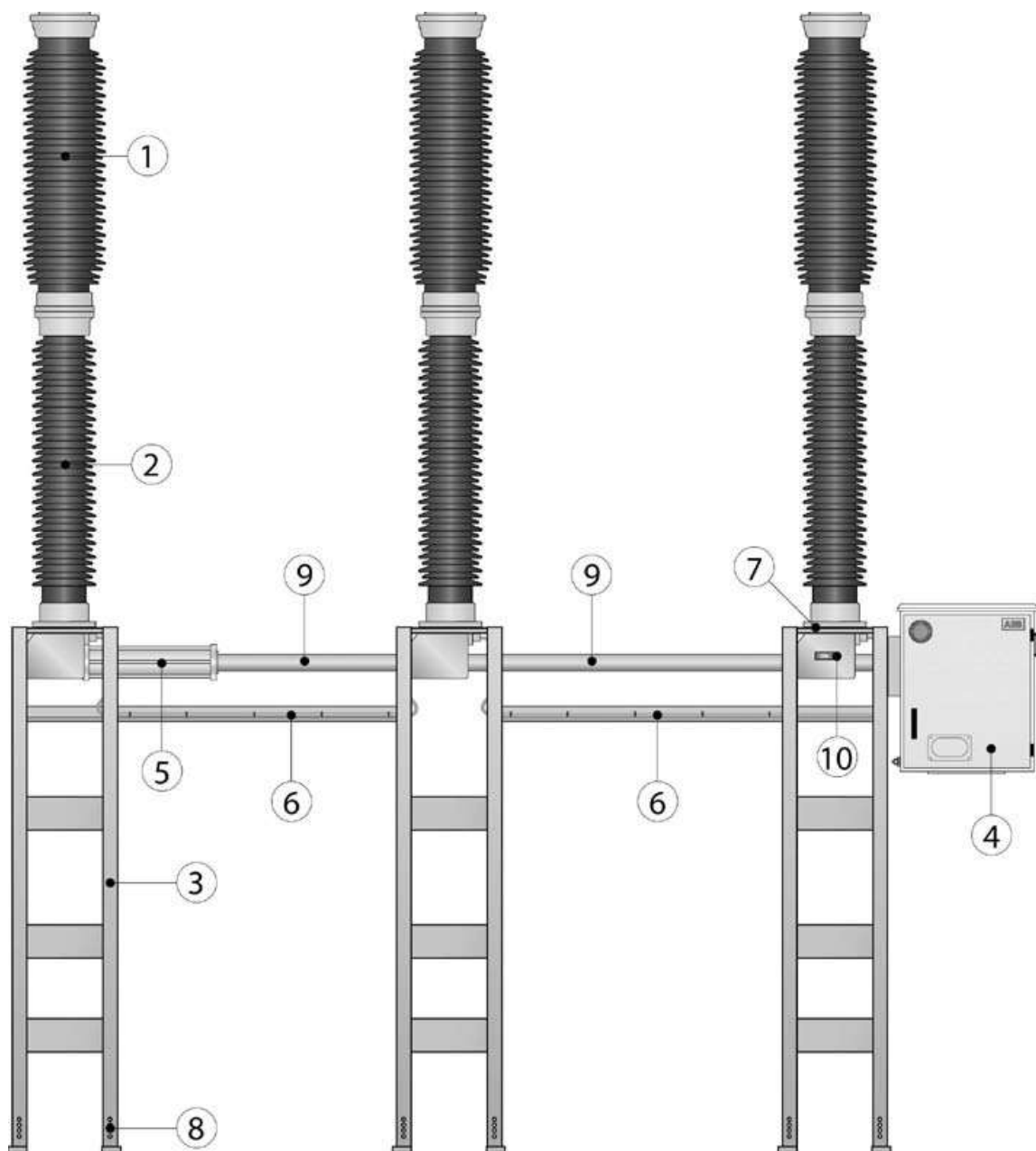


Рисунок 4.2 – Автоматичний вимикач типу LTB D

1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція;
 4 – шафа управління з приводом; 5 – відключаюча пружина; 6 – газова трубка; 7 –
 контроль густини газу (з протилежного боку); 8 – отвори для приєднання
 заземлення; 9 – з'єднувальна тяга в захисній трубі; 10 – вказівник положення
 вимикача

Вимикач LTB має високу діелектричну міцність навіть при атмосферному тиску елегазу SF₆ внаслідок оптимізації розміру міжконтактного проміжку.

Вимикачі LTB призначені й застосовуються для роботи в різних кліматичних умовах, від полярних до пустельних. При установленні вимикачів у

зонах з дуже низькими температурами існує небезпека конденсації елегазу (SF₆). Щоб уникнути її наслідків, застосовують одну з наступних газових сумішей:

- SF₆ (елегаз) і N₂
- SF₆ (елегаз) і CF₄

Вибір алюмінію і його сплавів для виготовлення компонентів (корпуси приводів, високовольтні апаратні виводи, шафи) забезпечують високий ступінь корозійної стійкості без необхідності додаткового захисту. Для експлуатації в екстремальних зовнішніх умовах вимикачі ЛТВ можуть поставлятися із захисними лакофарбовими покриттями.

Усі вимикачі типу ЛТВ мають механічно міцну конструкцію завдяки оптимізації конструкції полюсів і опор, розрахованих на стійкість до сейсмічних прискорень до 3 м/с, (0,3g) без додаткових заходів обережності. Завдяки посиленню конструкції опор і ізоляторів або застосуванню амортизаторів сил землетрусу, або комбінації перерахованих заходів, вимикачі можуть витримувати сейсмічні прискорення набагато вище 5 м/с, (0,5 g).

Кожний вимикач ЛТВ проходить заводські приймально-здавальні випробування й транспортується до місця монтажу в комплекті з невеликого числа попередньо зібраних вузлів. Вимикачі можна легко змонтувати й увести в експлуатацію протягом 1–4 днів, залежно від розміру й типу вимикача.

Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового (SF₆) вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію обсягу з елегазом SF₆ і нейтралізувати вплив вологості й продуктів розкладання газу. Тому вимикач ЛТВ розрахований на строк експлуатації більш 30 років або 10000 механічних операцій (без навантаження). При комутації струмів, число операцій до строку проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму, що відключається.

4.3 Конструкції елегазових комірок PASS M0

Елегазова комірka PASS M0 — компактний варіант обладнання, що дозволяє розв'язати одночасно багато завдань. Ця комірka містить усе обладнання, необхідне для функціонування високовольтного розподільного пристрою

зовнішньої установки й дозволяє реалізувати будь-які схеми з'єднання.

Нове комутаційне обладнання, яке забезпечує оптимальний режим роботи усіх елементів підстанції. Загальний вигляд зображено на (рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 – Елегазова комірка PASS M0 (вигляд збоку)

Вимикач елегазової комірки PASS M0 має одну дугогасильну камеру, що діє за добре відпрацьованим принципом самогасіння дуги. Для переривання струму КЗ використовується, зокрема, енергія самої дуги. Таким чином потужність, що поступає від приводного механізму, складає близько 50% традиційного приводу вимикачів (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Розташування силового вимикача

Приводний механізм пружинного типу дозволяє запасати енергію в пружині, яка звільняється під час її спрацювання. На одній осі з вимикачем розташований комбінований роз'єднувач-заземлювач. Роз'єднувач і заземлюючий перемикач знаходяться в одному загальному корпусі (один елемент) з одним

загальним приводом (див. рисунок 4.5). Коміркам комутаційного обладнання з елегазовою ізоляцією PASS M0, потрібно менша площа для розміщення.

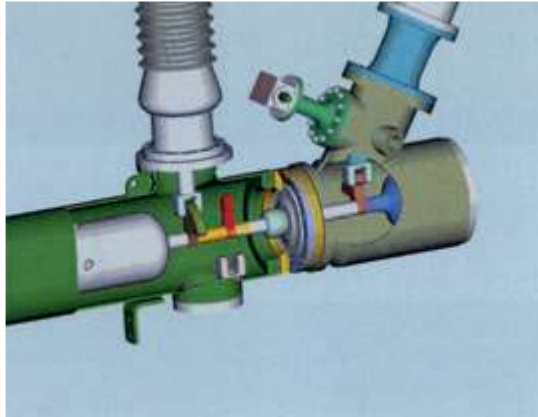


Рисунок 4.5 – Подвійний комбінований роз'єднувач-заземлювач для PASS M0 з подвійною системою шин

PASS M0 обладнаний триполюсним комбінованим роз'єднувачем-заземлювачем. Принцип дії (запатентований) заснований на круговому русі контакту. Контакт має три однозначні положення:

- замкнутий на збірній шині,
- заземлений,
- залишений в нейтральному положенні.

Механізм складається з мінімальної кількості компонентів тих, що не вимагають техобслуговування. Ця модульна конструкція може бути застосована для PASS M0 при конфігурації з однією системою збірних шин, так і для конфігурації з подвійною системою збірних шин, а також для всіх введень, як з боку збірних шин, так і з боку лінії. Можливі будь-які комбінації.

PASS M0 обладнаний кільцевим трансформатором струму, за допомогою якого можливо вирішити багатообразні задачі замовника. Можливе постачання комірок з різними комбінаціями сердечників для захисту і вимірювань, з різними навантаженнями вторинного ланцюга. У кожному трансформаторі можливе розміщення до 5 сердечників.

Повітряні лінії і збірні шини під'єднуються до PASS M0 через повітряні вводи. Основним ізоляційним матеріалом є елегаз. Самі ізолятори виконані із склопоксидної труби із спідницями з силіконової гуми. Фланці насаджені в

гарячому стані і приклеєні до труби, що робить з'єднання незвичайно міцним і герметичним. Силіконові спідниці вулканізовані на трубі і хімічно з нею пов'язані, що гарантує хороший захист від вологи і забруднень.

Комірки PASS M0 поділяються на комірки з однією та подвійною системою збірних шин та системою двох вимикачів (рисунок 4.6 – 4.7).

Компактна конструкція модуля PASS M0 забезпечується завдяки відмінній якості ізоляції елегазу. Діелектрична міцність елегазу в однорідному полі в 2,5 рази вище, ніж у повітря (за однакових умов температури і тиску). Конструкції компонентів, що знаходяться під напругою, виконані з метою збереження максимально можливої однорідності електричного поля і таким чином найбільш ефективного використання ізоляційної міцності елегазу.

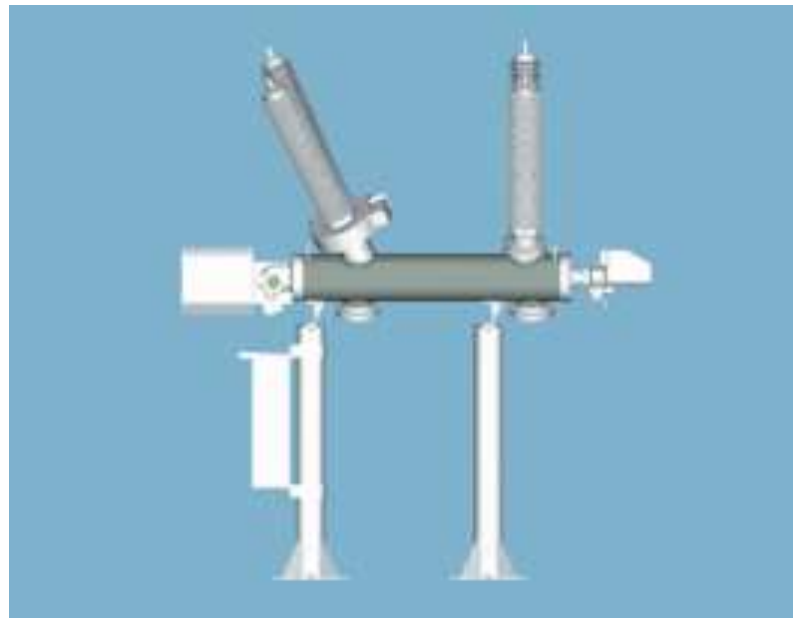


Рисунок 4.6 – PASS M0 з однією системою збірних шин

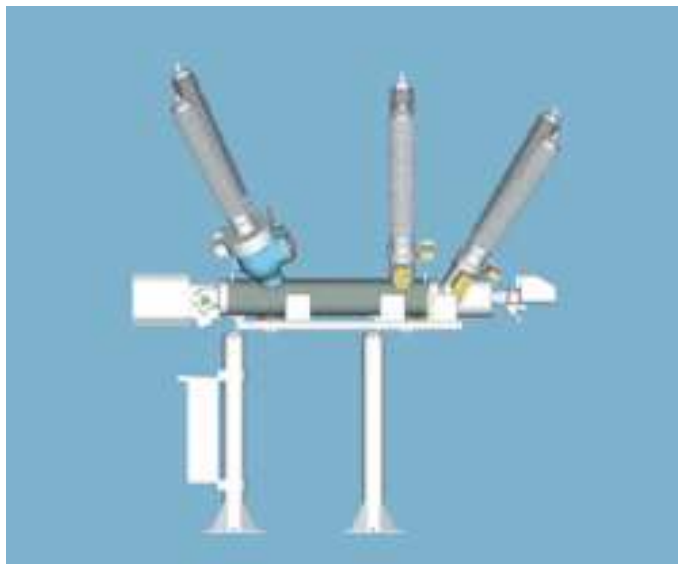


Рисунок 4.7 – PASS M0 з подвійною системою збірних шин

4.4 Елегазові вимикачі ОНВ на напругу до 50кВ

У вимикачах зовнішньої установки ОНВ елегаз використовується в якості дугогасильного і ізолюючого середовища. Гасіння дуги в елегазі відбувається в безструмову паузу і не викликає перенапруг. Це гарантує тривалий термін роботи вимикача й обмеження кількості динамічних, діелектричних і термічних стресів електроустановки в цілому. Пружинний привод типу ESH із пристроєм вільного розчіплювання дозволяє утворювати надійне включення й відключення вимикача на місці установки й дистанційно. Механізм привода, кінематика рухомих контактів і антиконденсаційний нагрівач розташовані усередині металевої шафи, яка, у свою чергу, виконує роль підтримуючої конструкції для полюсів вимикача. Вищезгадана конструкція опирається на раму, зібрану з телескопічних секцій. Такий пристрій дозволяє варіювати висоту терміналу вимикача від 2800 мм до 3700 мм. Шафа привода вимикача має ступінь захисту до IP 54 і обладнана дверцятами з інспекційним вікном. Шафа виконана зі сталі, відповідним чином обробленої й пофарбованої. Підтримуюча рама вимикача оцинкована. До позитивних якостей вимикача ОНВ можна віднести компактність, стійкість до несприятливих впливів навколишнього середовища й механічну надійність. Зовнішній вигляд вимикача приведено на рисунку 4.8.

Вимикачі ОНВ застосовуються в електричних мережах для керування й

захисту ліній електропередачі, трансформаторів, конденсаторних батарей, перетворювачів і т.д. Характерним наслідком використання у вимикачі ОНВ техніки гасіння дуги в елегазі «auto-puffer», є те, що в процесі комутації не виникають перенапруги. А це говорить про те, що ОНВ також відмінно підходить для заміни вимикачів, що відробили строк, в електроустановках де ізоляція кабелів і апаратів була ослаблена в процесі тривалої експлуатації.

Переваги вимикачів ОНВ

- Дугогасильна камера й привод ідентичні застосовуваним у широко відомому елегазовому вимикачі виробництва АВВ - HD4

- Монітор контролю тиску елегазу в кожному полюсі

- Кришки полюсів із клапанами безпеки виконані з алюмінію

- Інспекційне вікно в шафі керування дозволяє візуально контролювати положення вимикача

- Повний вибір аксесуарів

- Широкий діапазон живильних напруг.



Рисунок 4.8 – Зовнішній вигляд вимикача ОНВ

Вимикачі ОНВ відповідають стандарту ІЕС 62271-100 – найсучаснішої версії стандартів МЕК для високовольтних вимикачів. Вони проходять усі зазначені нижче тести й це гарантує безпеку і надійність апаратів в експлуатації в складі будь-яких електроустановок.

Типові тести:

- температурний тест
- діелектричний тест
- тест на здатність комутування струму КЗ
- часовий тест на струм КЗ
- механічний тест.

Планові тести:

- 1 хв. напруга промислової частоти
- перевірка ізоляції вторинних ланцюгів
- вимір опору головному ланцюга
- механічний і електричний операційний тест

Принцип гасіння електричної дуги у вимикачах ОНВ заснований на компресії й техніці «авто-дугтя». Дана технологія дозволяє досягати високих результатів (мінімальний час горіння дуги, запобігання комутаційних перенапруг і т.д.) при різних значеннях струму, що відключається, у номінальному діапазоні. Такий принцип гасіння – уже давно й широко застосовуваний у високовольтних вимикачах, був уперше представлений у класі середньої напруги у вимикачах серії HD4 внутрішньої установки.

Отже, в цілому застосування елегазового комутаційного обладнання на станціях підвищує надійність роботи, як окремих елементів підстанції так і електроенергетичної системи в цілому, знижує експлуатаційні витрати на обслуговування та підвищує ефективність роботи енергетичної системи.

Елегазове обладнання фірми АВВ набуло репутації надійного і довговічного обладнання, що працює у будь-якому кліматі й у будь-якій частині світу. АВВ має більш ніж віковий досвід розробки, випробування і виготовлення високовольтних автоматичних вимикачів.

Всі вимикачі обирають за номінальними параметрами, перевіряють на вимикальну здатність, електродинамічну та термічну стійкість; вибір вимикачів було проведено в другому розділі проекту.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Проектована ГЕС потужністю 36 МВт працюватиме на систему напругою 110 кВ та місцевий район 10кВ, виробництво електроенергії забезпечують 8 гідрогенераторів тиру ВГС 4500/375-16.

Через особливості процесу виробництва, ГЕС не створює забруднення та шкідливих речовин. Але – ж на станції знаходиться велика кількість обладнання у приміщенні машинного залу і має великий рівень вібрації. Ці фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому важливо розглянути питання охорони праці, які передбачають заходи зменшення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх ліквідації, по техніці безпеки, по пожежній безпеці, а також по створенню безпечних умов праці робітників.

Класифікація небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які впливають на оперативний персонал машзалу.

Фізичні чинники:

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена вологість повітря;
 - підвищений рух повітря;
 - підвищення значення напруги в електричному колі, замикання яких може пройти через тіло людини.

Психофізичні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервно- психічні перевантаження (емоціональні перевантаження)

5.1 Технічні рішення з безпеки експлуатації машзалу.

Напруга живлення допоміжного обладнання здійснюється від чотирьох провідної 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 металоконструкції, що має дотик з землею.

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

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізація, підігрівання та ін.);
- зачинити засуви на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випуску в атмосферу повітря, яке в них містилось;
- привести в неробоче положення вмикаючий вантаж чи вмикаючі пружини; вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди» – на ключах дистанційного керування і «Не відкривати! Працюють люди» – на закритих засувах;
- дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат для випробування можна з дозволу чергового працівника, який проводить налагодження та регулювання.

Групи технічних рішень:

1) до технічних рішень із запобігання електротравм з нормально струмоведучими елементами електроустаткування – передбачено проектом для запобігання контакту персоналу з нормально струмовідними елементами або зменшення враження при такому контакті;

- забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих елементів (опорних, механічних, електричних), що забезпечує вимикання напруги при відкриванні апаратів електроустаткування, при знятті огороження, при попаданні персоналу в небезпечну зону;

2) технічними рішеннями щодо забезпечення електротравм при переході напруги в нормально не струмопровідні елементи електроустаткування є: захист заземлення, в якості якого використовують природні заземлювачі; захисне занулення в мережі 380×220 В.

3) під час роботи з електроустаткуванням повинні застосовуватися засоби від ураження електричним струмом (електрозахисті засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Виробнича санітарія - одне з важливих засобів охорони праці - забезпечує санітарно-гігієнічні умови праці; сприяє високій продуктивності праці; сприяє зберіганню здоров'я робітників на виробництві.

Під час експлуатації енергетичного обладнання на ГЕС на персонал може впливати ряд небезпечних і шкідливих факторів: велике виділення вологи; наявність поверхонь з високою температурою; вплив електромагнітних полів, які наводяться високою напругою, вплив агресивних хімічних речовин і т.д.

Отже необхідно впроваджувати ряд заходів для зменшення цих впливів:

- обмеження часу перебування під впливом сильних електромагнітних полів;
- застосування систем кондеціонування повітря із попереднім осушуванням, підігрівом (охолодженням) свіжого повітря;
- облаштування санітарно-побутових приміщень: душових, приміщень для чистки і сушки спецодягу;
- регулярне вологе прибирання виробничих приміщень (особливо із надмірною запиленістю).
- забезпечення лікувально-профілактичного оздоровлення.

5.3 Пожежна безпека

На енергопідприємстві, що проектується повинні бути виконані протипожежні заходи, розроблений та затверджений оперативний план пожежогасіння, який складається пожежною охороною разом з керівництвом підприємства.

Якщо палаюча електроустановка не відключена і знаходиться під напругою, то її гасіння пов'язано з небезпекою враження електричним струмом. Якщо зняти напругу неможливо, то допускається гасіння установки, що знаходиться під напругою, з дотриманням особливих мір електробезпеки, що передбачено інструкцією з гасіння пожеж в електроустановках електростанцій та підстанцій.

Керівником гасіння пожежі до прибуття першого пожежного підрозділу є старший по зміні енергетичного об'єкту - начальник зміни, черговий інженер, диспетчер електромереж, черговий по підстанції.

Пожежа в машзалі ГЕС може виникнути в наслідок:

- несправності систем живлення та змазки в працюючому генераторі;
- порушення вимог пожежної безпеки при газо-електрозварювальних роботах;
- халатне та необережне користування вогнем;
- короткі замикання, перевантаження, іскріння від порушення ізоляції, що призводить до нагрівання провідників обмоток статора і ротора гідрогенератора;
- електрична дуга, яка виникає між контактами комутаційних апаратів, не призначених для відключення великих струмів навантаження.

При проектуванні ГЕС необхідно враховувати категорію пожежної небезпеки споруд. Приміщення машзал відноситься до приміщень категорії Д за пожежною і вибухонебезпекою, оскільки там знаходяться негорючі речовини та матеріали в холодному стані.

Будівля у якій розміщено приміщення машзал відноситься до II-го ступеня вогнестійкості. В таблиці 5.1 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості.

Таблиця 5.1 – Межі вогнестійкості будівельних конструкцій

Ступінь вогнестійкості	Стіни				Колони	Драбинні площадки, балки	Плити, настили	Елементи покриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Перекриття	Плити, настили, прогони
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

На території станції (загальна площа якого 16500 м²), що проектується встановлюємо 4 пожежні щити на яких розміщено:

- вогнегасники типу ВП-5 - 4 шт.;
- ящик з піском ємністю 3,0 м³ з совковою лопатою - 1 шт.;
- покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу розміром 2×2 м- 1 шт.;
- гаки - 3 шт.; -лопати-3 шт.; -лом- 2 шт.; -сокири-3 шт.;
- бочка для зберігання води (0,2 м³);

В машзалі площею 1200 м² встановлюємо два вогнегасник типу ВП-5. Заходи по протипожежному захисту діляться на організаційні, технічні та режимні (спеціальні).

Організаційні заходи: протипожежні тренування персоналу машзалу; організація пожежної охорони; проведення бесід та лекцій; навчання робітників знати та виконувати правила пожежної безпеки обслуговуючої ділянки.

Технічні заходи передбачають виконання протипожежних правил та норм при встановленні опалення, вентиляції, кондиціювання повітря, встановленні технологічного обладнання, встановлення пожежних щитів.

Режимні заходи: роботи з відкритим вогнем (газоелектрозварювання) на відстані менше 10 м від ділянок масляної системи повинні виконуватись за нарядом, причому в стрічці "Окремі вказівки" повинні бути записанні допоміжні міри, що забезпечують безпеку роботи (встановлення огорожі і т.ін.); ремонтні роботи в масляній системі зупиненого генератора можуть проводитись за розпорядженням.

5.4 Розрахунок грозозахисту ВРУ-110 кВ.

Грозозахист ВРУ здійснюється за допомогою стержневих блискавковідводів, які встановлюються на конструкціях ВРУ. Використовуємо на ВРУ 110 кВ трьохрядну установку вимикачів. [6].

Вихідні дані для розрахунку:

- висота блискавковідводу – 12 м;
- розрахункова висота, для якої визначається зона захисту 19,5 м;

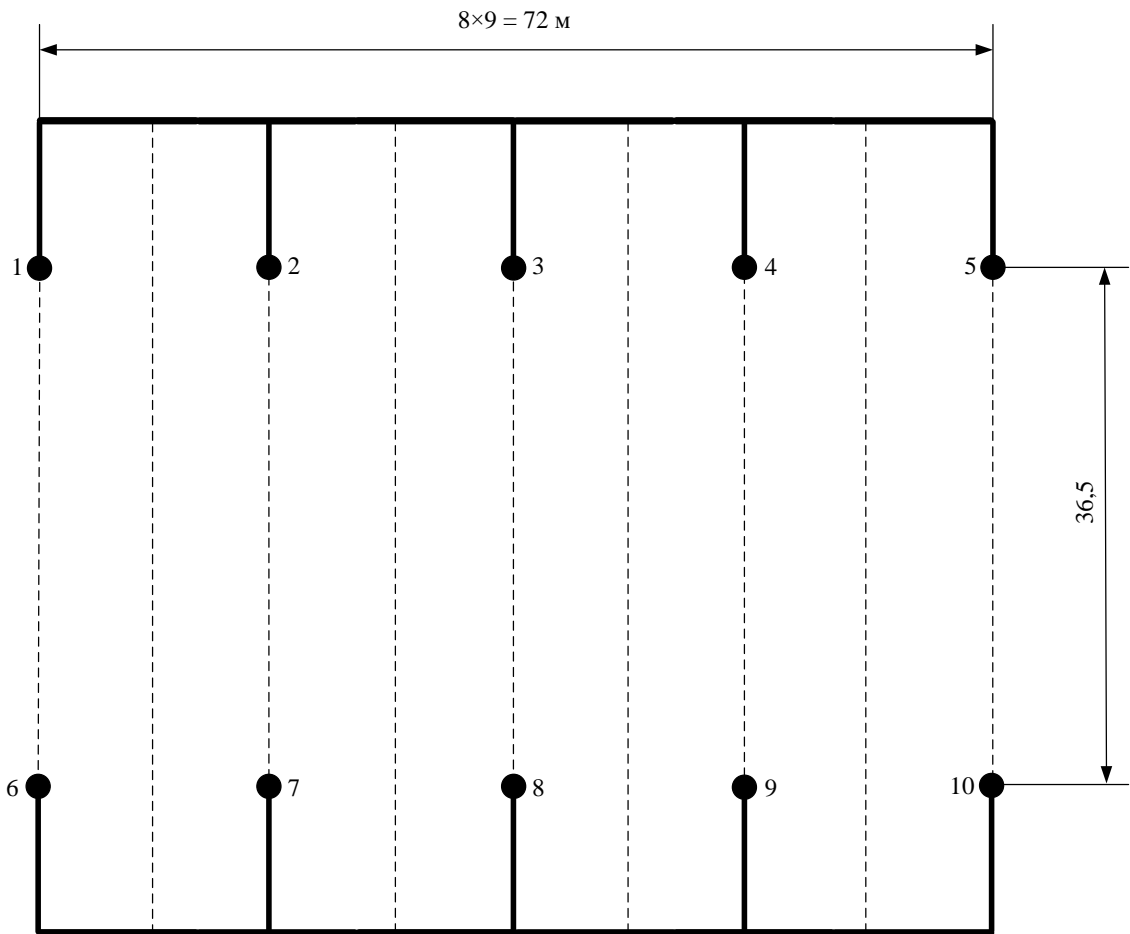


Рисунок 5.1 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ – 110 кВ

Визначимо величину $\frac{2}{3} \cdot h$:

$$\frac{2}{3} \cdot h > h_x \text{ (м);}$$

$$\frac{2}{3} \cdot 19 = 13 > 12 \text{ (м).}$$

Таблиця 5.2–Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ 110 кВ

Пори блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
ВРУ - 110 кВ				
1-6, 2-7, 3-8, 4-9, 5-10	36,5	16,8	5,4	6,75
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10	18	18,5	11,4	6,75
1-7, 2-6, 2-8, 3-7, 3-9, 4-8, 4-10, 5-9	40,7	16,1	3,3	6,75

Радіус захисту та ширина зони [6]:

$$r_k = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x);$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x);$$

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

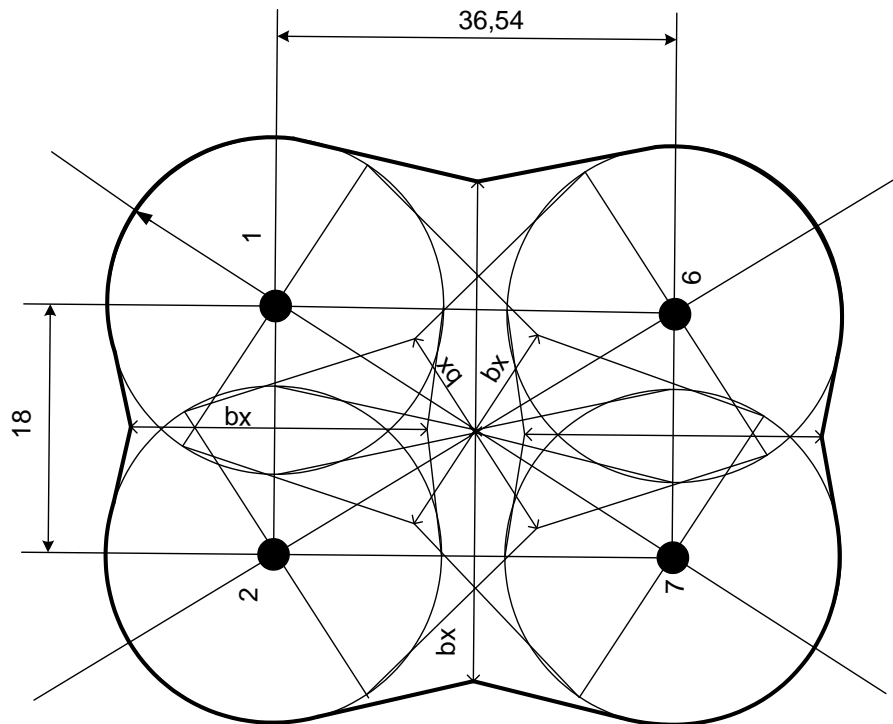
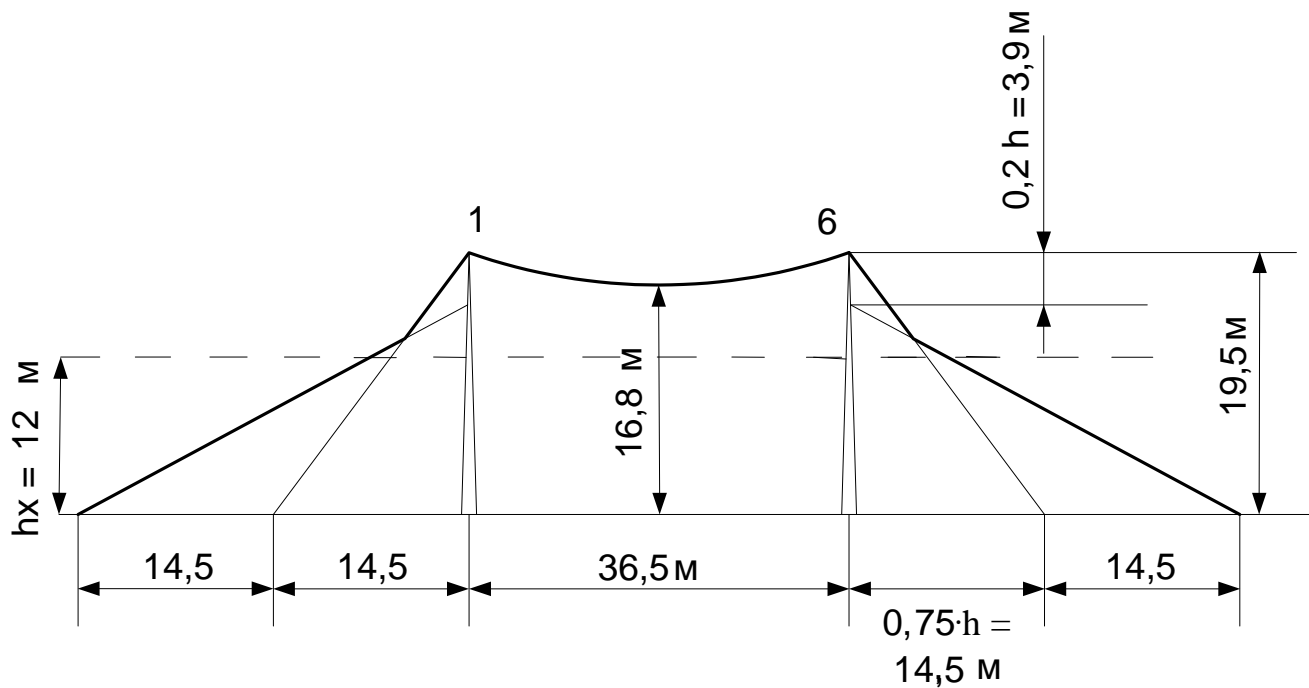
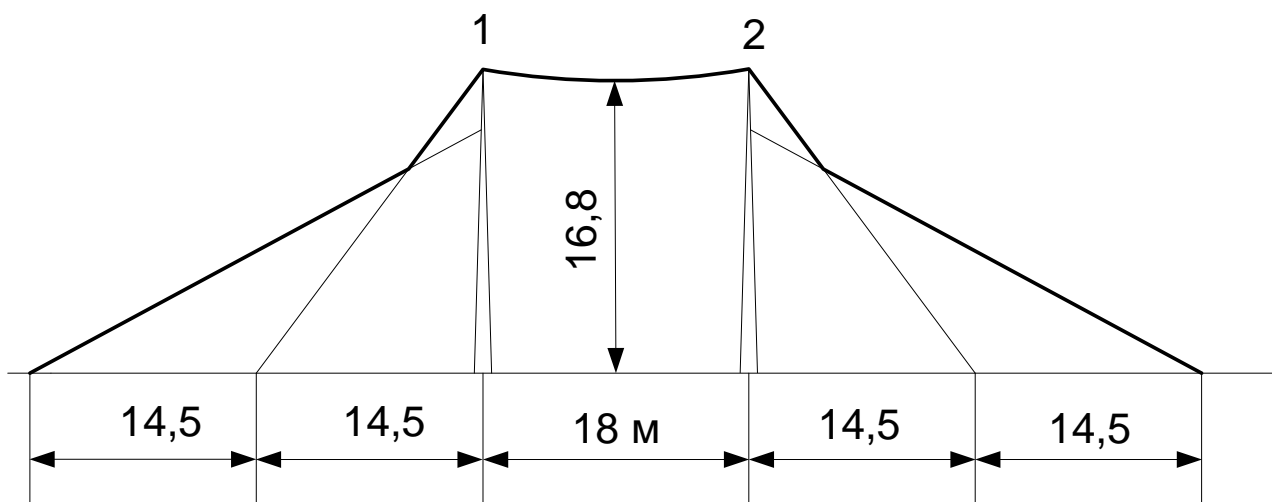


Рисунок 5.2 – Межі зони захисту на ВРУ – 110 кВ



а)



б)

Рисунок 5.3 – Зона захисту ВРУ – 110 кВ: а) вид зверху; б) вид збоку

5.5 Розрахунок заземлюючого пристрою РП ВН

Площа ВРП [5]: $S = (81 \times 57) \text{ м}^2$. Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $83 \times 59 \text{ м}$.

Рівень верхнього шару ґрунту $h = 2 \text{ м}$. Питомий опір верхнього шару ґрунту зимою $\rho_{1з} = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, літом $\rho_{1л} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнього шару – зимою $\rho_{2з} = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, літом $\rho_{2л} = 55 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [3].

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних ячеек і вертикальних провідників у кількості $n = 50$ шт довжиною $l = 5 \text{ м}$. Сітка буде закладена на глибині $t = 0,5 \text{ м}$ (рис. 14).

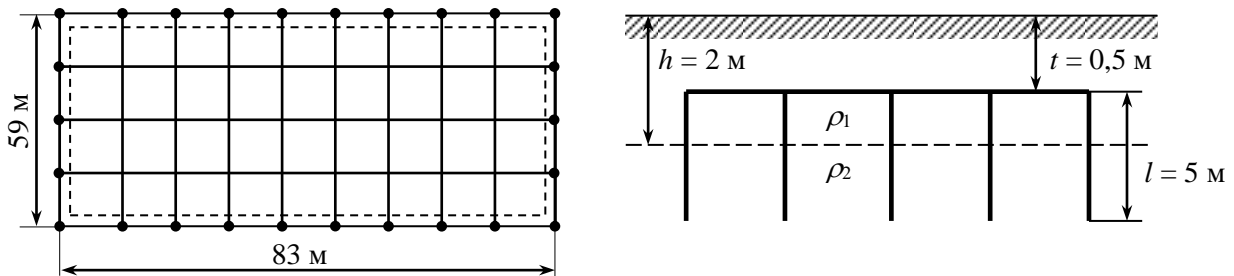


Рисунок 5.4– Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{1з} / \rho_{2з} = 500 / 60 = 8,333$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де L – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 284 / 50 = 5,68 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв.с}} = \rho_{2з} \cdot (\rho_{1з} / \rho_{2з})^{\Delta},$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{2 - 0,5}{5} + 0,27 \cdot \lg \left(\frac{5,68}{5} \right) + 0,04 = 0,184;$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 60 \cdot 8,333^{0,184} = 88,63 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}},$$

де L_B, L_Γ – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l+t)/\sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l+t)/\sqrt{S}, & \text{при } 0,1 \leq (l+t)/\sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$(l+t)/\sqrt{S} = (5+0,5)/\sqrt{83 \cdot 59} = 0,08 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t)/\sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,08 = 0,377;$$

$$r = 0,377 \cdot \frac{88,63}{\sqrt{83 \cdot 59}} + \frac{88,63}{(59 \cdot 10 + 83 \cdot 5) + 50 \cdot 5} = 0,548 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювача з врахуванням існуючих заземлювачів:

$$r_3 = r \cdot r_e / (r + r_e),$$

де $r_e \approx 1,5 \text{ Ом}$ – опір існуючого заземлення (опор).

$$r_3 = 0,548 \cdot 1,5 / (0,548 + 1,5) = 0,401 \text{ (Ом)};$$

$$r_3 = 0,401 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \Rightarrow \text{заземлення відповідає нормам [2].}$$

Аналогічно визначаємо опір заземлювача влітку:

$$\rho_{1л} / \rho_{2л} = 400 / 55 = 7,273.$$

$$\rho_{\text{екв.с}} = 55 \cdot 7,273^{0,184} = 79,235 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}.$$

$$r = 0,377 \cdot \frac{79,235}{\sqrt{83 \cdot 59}} + \frac{79,235}{(59 \cdot 10 + 83 \cdot 5) + 50 \cdot 5} = 0,49 \text{ (Ом)}.$$

$$r_3 = 0,49 \cdot 1,5 / (0,49 + 1,5) = 0,369 \text{ (Ом)};$$

$$r_3 = 0,369 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \Rightarrow \text{заземлення відповідає нормам.}$$

6. ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТІ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ ПРОЕКТНОЇ ГЕС В УМОВАХ ДІЇ СЕЙСМІЧНИХ КОЛИВАНЬ та ЕМІ

6.1 Дія електромагнітного імпульсу та сейсмічних хвиль на радіоелектронні та енергетичні системи.

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опромінюваної речовини та умов навколишнього середовища. На ГЕС використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до дії ЕМІ, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі ЕМІ викликають зворотні і не зворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

Першопричиною ЕМІ являється потік гама-променів (гама-квантів), які, взаємодіючи з електронами атмосфери, утворюють радіальний потік електронів. Цей потік розтікається в просторі несиметрично. Несиметричність електричного заряду викликає імпульс струму, який випромінює електромагнітну енергію. Рух електронів супроводжується поділом електричних зарядів, що приводить до появи електричного поля.

Так як електрони іонізують повітря, він стає електропровідним і електрони провідності, що містяться в повітрі, послаблюють електричне поле, створюючи струм провідності, протилежний струму електронів. Сукупність цих струмів і являє собою джерело ЕМІ.

Не менш вагомий вплив на ГЕС мають сейсмічні коливання. Сильні землетруси мають катастрофічний характер, і можуть призвести до пошкодження та руйнування енергооб'єктів. Тому для запобігання чи зменшення негативної дії електромагнітного імпульсу та сейсмічних хвиль на ГЕС необхідно використати певні захисні заходи та засоби.

6.2 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.

Землетруси називають стихійне лихо, що характеризується підземними ударами, поштовхами та коливаннями земної поверхні, викликає великі руйнування зумовлені природними причинами.

Головними характеристиками, що визначають розміри осередку ураження є енергія (E), магнітуда (M), інтенсивність (I) та глибина епіцентру(h).

Для визначення області працездатності ГЕС в умовах дії сейсмічних коливань приймається граничне значення надлишкового тиску ($\Delta P_{\text{грі}}$, кПа) при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але станція буде працювати з необхідною якістю.

Визначаємо значення надлишкового тиску, при якому елемент може отримати слабкі та середні руйнування. Результати зводимо в таблицю (6.1)

Таблиця 6.1 – Граничні значення надлишкового тиску.

№	Назва елемента	Значення гранично допустимого тиску кожного елемента $\Delta P_{\text{грі}}$, кПа	Значення гранично допустимого тиску найбільш чутливого елемента $\Delta P_{\text{грі}}$, кПа
1	Трансформатори 100-1000 В	30	15
2	Контрольно-вимірювальна апаратура	15	
3	Кабельні підземні лінії	300	
4	Гребля ГЕС	15	

На основі знайденого значення граничного допустимого тиску визначаємо граничне значення інтенсивності землетрусу.

Інтенсивність землетрусу на поверхні землі на віддалі (характеризує ступінь руйнування) залежить від магнітуди, глибини осередку, складу ґрунту і вимірювання за шкалою MSK64 (0-12 балів).

Вважаємо, що даний ГЕС знаходиться на відстані $R=230$ (км) від епіцентру землетрусу, глибина епіцентру землетрусу $h=200$ (км).

Приймаємо інтенсивність землетрусу $I=5,7$ балів.

Дії $\Delta P_{epi}=15$ (Па) відповідає $I=5,7$ балів.

Інтенсивність землетрусу знаходимо за формулою:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (6.1)$$

де M – магнітуда землетрусу, бали;

R – відстань від центру землетрусу, км;

h – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (6.2)$$

$$M = \frac{5,7 + 3,51 \lg \sqrt{230^2 + 200^2} - 3}{1,5} = 7,56 \text{ (бала)}.$$

Отже, працездатність елементів ГЕС в діях сейсмічних коливань знаходиться в межах від 0 до 7,56 бала за 12-бальною шкалою Ч. Ріхтера.

6.3 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії електромагнітного імпульсу

При визначенні області працездатності даного об'єкта проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури. В якості критерію стійкості роботи РЗ та А в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки [12]:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{B(r)}} \geq 40 \text{ дБ} \quad (6.3)$$

де U_d – допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{в(г)}$ – напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

У зв'язку з тим, що окремі елементи цих систем можуть мати різні значення коефіцієнтів безпеки, то стійкість роботи системи в цілому визначається мінімальним значенням коефіцієнта безпеки.

Вертикальна складова напруги у струмопровідних частинах:

$$U_{\epsilon} = E_{\epsilon} \cdot l_{\epsilon} \quad (6.4)$$

Горизонтальна складова електричного поля:

$$\dot{A}_{\bar{a}} = \frac{U_{\bar{a}}}{L_{\bar{a}}} \quad (6.5)$$

$$\dot{A}_{\bar{a}} = \frac{U_{\bar{a}}}{10^{-3}} \quad (6.6)$$

Визначення області працездатності релейного захисту проводиться в наступній послідовності:

РЗ та А поділяємо на окремі функціональні ділянки: система живлення та система управління.

На кожній ділянці визначається максимальна довжина вертикальної струмопровідної частини: $l_{в1}=3,5$ м, $l_{г1}=5$ м, $l_{в2}=2,3$ м, $l_{г2}=3,2$ м, $l_{в3}=2,5$ м, $l_{г3}=2,2$ м.

Допустиме коливання напруги живлення для системи живлення та управління дорівнює:

$$U_{\bar{a}1} = U_{\epsilon 1} + \frac{U_{\epsilon 1}}{100} \cdot N = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 \text{ (В)};$$

$$U_{\bar{a}2} = U_{\epsilon 2} + \frac{U_{\epsilon 2}}{100} \cdot N = 36 + \frac{36}{100} \cdot 5 = 37,8 \text{ (В)};$$

$$U_{\bar{a}3} = U_{\epsilon 3} + \frac{U_{\epsilon 3}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)};$$

де $U_{ж}$ – напруга живлення, В;

N – допустимі коливання, %.

Визначаємо значення напруги наведення у струмопровідних частинах для системи живлення та управління згідно формули (6.4):

Звідси:
$$U_{\dot{a}} = \frac{U_{\ddot{a}}}{100};$$

$$U_{\dot{a}1} = \frac{231}{100} = 2,31 \text{ (В)}; U_{\dot{a}2} = \frac{37,8}{100} = 0,378 \text{ (В)}; U_{\dot{a}3} = \frac{12,6}{100} = 0,126 \text{ (В)};$$

За формулою (6.5) визначаємо горизонтальну складову електричного поля системи живлення та системи управління:

$$\dot{A}_{\dot{a}1} = \frac{U_{\dot{a}1}}{L_{\dot{a}1}} = \frac{2,31}{3,5} = 0,66 \text{ (В/м)};$$

$$\dot{A}_{\dot{a}2} = \frac{U_{\dot{a}2}}{L_{\dot{a}2}} = \frac{0,378}{3,2} = 0,1181 \text{ (В/м)};$$

$$\dot{A}_{\dot{a}3} = \frac{U_{\dot{a}3}}{L_{\dot{a}3}} = \frac{0,123}{2,2} = 0,0559 \text{ (В/м)};$$

Вертикальну складову системи живлення та системи управління знаходимо з формули (6.6):

$$\dot{A}_{\dot{a}1} = \frac{U_{\dot{a}1}}{10^{-3}} = \frac{0,66}{10^{-3}} = 660 \text{ (В/м)};$$

$$\dot{A}_{\dot{a}2} = \frac{U_{\dot{a}2}}{10^{-3}} = \frac{0,1181}{10^{-3}} = 118,1 \text{ (В/м)};$$

$$\dot{A}_{\dot{a}3} = \frac{U_{\dot{a}3}}{10^{-3}} = \frac{0,0559}{10^{-3}} = 55,9 \text{ (В/м)}.$$

Отже, в нашому випадку система живлення та система управління є стійкими до роботи в цих умовах, тому не потрібно застосовувати додаткові заходи екранування системи.

При розв'язанні задачі працездатності об'єктів необхідно оцінювати ймовірність дії ЕМП та сейсмічних хвиль на електронні системи і передбачити шляхи боротьби з наслідками такої дії. Для цього ми досліджували такі параметри як магнітуду землетрусу та вертикальну і горизонтальну складову електричного поля і визначили межі працездатності елементів релейного захисту та автоматики. Було встановлено, що область працездатності елементів ГЕС в умовах дії сейсмічних коливань інтенсивністю 5,7 бали знаходиться в межах від 0-7,56 бала за 12-бальною шкалою Ч.Ріхтера.

7 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ГЕС

7.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу.

Щодо енергетичного підприємства це означає, що для організації його експлуатації необхідно:

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;

- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;

- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;

- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

Крім постачання виробництва сировиною і допоміжними матеріалами, для нормальної експлуатації енергосистеми необхідно безперебійне постачання первинних енергетичних підприємств (електростанцій) коштами, що витрачаються на заробітну плату персоналу, оплату палива тощо, тобто необхідна організація фінансування виробництва.

Будь-яка виробнича діяльність вимагає також організації постійного обліку праці, матеріалів, коштів і відповідної регулярної звітності, визначення основних показників результатів виробничої діяльності енергосистеми й окремих її елементів і техніко-економічного аналізу цих показників.

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження S; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

7.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ГЕС

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 табл. 7.1.

На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.7.1. Для нашої роботи величину питомих капітальних вкладень прийmemo 1700 %.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ГЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку виконується в табличній формі.

Питомі капітальні вкладення на 1 КВт встановленої потужності визначається за формулою:

$$K_{\text{пит}} = \frac{K_{\Sigma}^{EC}}{N_{\text{ест}}} \quad (7.1)$$

де K_{Σ}^{EC} – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $N_{\text{ест}}$ – встановлена потужність ЕС, КВт.

$$K_{\text{пит}} = 94134780 / 36 = 2614,855 (\text{грн/МВт}).$$

Таблиця 7.1– Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах витрат в грн.						Загальна вартість, грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території будівництва	4,0%	50%	1224000	2%	48960	48%	1175040	2448000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1700	72,5%	44370000	27,0%	16524000	0,5%	306000	61200000
3	Об'єкти підсобного виробничого та обслуговуючого призначення	2,0%	80%	979200	20%	244800			1224000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0%	90%	550800	10%	61200			612000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5%	95%	2907000	5%	153000			3060000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	1,0%	95%	581400	5%	30600			612000
7	Благоустрій території	1,0%	100%	612000					612000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15%	80%	7344000	10%	918000	10%	918000	9180000
9	Інші роботи та витрати	10%					100%	6120000	6120000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,50%					100%	306000	306000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,10%					100%	61200	61200
12	Проектні та дослідницькі роботи	10,0%					100%	6120000	6120000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9%					100%	5508000	5508000
	Всього:			58568400		17980560		20514240	97063200
	в т.ч. поворотні суми			2928420					2928420
	загальні витрати			55639980		17980560		20514240	94134780

7.3 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;
- паливо;
- інші.

Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) 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 (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}); \quad (7.2)$$

$$\Phi 2 = K_5; \quad (7.3)$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}) + K_{\text{обл}} - K_{\text{обл5}} + K_{\text{інш.}} \quad (7.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 7.2– Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	31639788	7%	2214785,16
Ф2	3060000	28%	856800
Ф3	59434992	20%	11886998,4
Разом	94134780		14958583,6

$$S_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (7.5)$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 31639788 \cdot 7\% + 3060000 \cdot 28\% + 59434992 \cdot 20\% = 14958583,6 \text{ грн.}$$

Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}}, \quad (7.6)$$

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

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

$k_{шт}$ для ГЕС дорівнює 0,52 .

$$P = 0,52 \cdot 4,5 \cdot 8 = 19 \text{ чоловік.}$$

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

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

Таблиця 7.3 – Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	%	к-сть чол.
Робітники	79%	14 чол.
ІТР	17%	3 чол.
Службовці	3,5%	1 чол.
МОП	0,5%	1 чол.

Робочий фонд основної зарплати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot (S_{зп \text{ роб}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,8 \cdot (S_{зп \text{ сл}} + S_{зп \text{ ІТР}})) \cdot K_k \cdot K_b, \quad (7.7)$$

де $S_{зп}$ – зарплата, що відповідає категорії персоналу;

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

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

Таблиця 7.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ГЕС

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Зарплата за рік, грн.
Робітники	17600	2956800
ІТР	20800	748800
Службовці	25600	307200
МОП	11200	134400
Разом за рік		414720

$$\begin{aligned} S_{зп} &= (1,57 \cdot (2956800 + 134400) + 1,8 \cdot (748800 + 307200)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ &= 6500700,96 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок інших витрат

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{\text{ін}} = (S_a + S_{\text{зп}}) \cdot P_p, \quad (7.8)$$

де $P_p = 49\%$.

$$S_{\text{ін}} = ((14958583,6 + 6500700,96) \cdot 49) / 100 = 10515049,4344 \text{ грн.}$$

Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{\text{зп}} + S_{\text{п}} + S_{\text{ін}}. \quad (7.9)$$

$S = 14958583,6 + 6500700,96 + 0 + 10515049,4344 = 31974333,9944$ грн.
Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{\text{відп}}, \quad (7.10)$$

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

$$C = 31974333,9944 / 130537,3 = 24,4688 \text{ коп/кВт·год,}$$

де $E_{\text{вир}}$ – електроенергія, вироблена на станції за рік, МВт·год,

Таблиця 7.5 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	14958583,56	78,0%	21,4592
Зарплата	6500700,96	5,4%	0,4980
Паливо	0	0,0%	0,0000
Інші	10515049,4344	16,6%	2,7312
Разом	31974333,9544	100%	24,46885

7.4 Аналіз отриманих результатів

Основні техніко-економічні показники ЕС

Таблиця 7.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	36	МВт
Склад обладнання	(8xВГС 4500/375-16)	
Річний виробіток електроенергії	130537,3	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	2%	
Коефіцієнт обслуговування	0,528	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	97063200	млн.грн.
Питомі капітальні вкладення	2696,2	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	24,468847457	коп/кВт·год

Висновки

В цьому розділі були підраховані економічні показники проектованої ГЕС потужністю 36 МВт. Отже, в результаті розрахунків ми отримали собівартість електроенергії на рівні 24,468 коп/кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не перевищує середні значення собівартості електроенергії на ГЕС.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу ГЕС, встановлена потужність якої 36 МВт з дослідженням конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції. Для встановлення на спроектованій ГЕС було обрано гідрогенератори типу ВГС 4500/375-16 ($P_{\text{ном}} = 4,5 \text{ МВт}$).

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольнo-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів, установки постійного струму, грозозахисту, заземлюючого пристрою.

Проведено вибір релейного захисту та автоматики даної ГЕС.

Детально розглянуті питання - дослідження конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ.

В розділі охорони праці були забезпечені безпечна експлуатація об'єкта, санітарія та гігієна праці, протипожежна безпека.

Визначення області працездатності елементів проектної ГЕС в умовах дії сейсмічних коливань та ЕМІ.

Визначено, що в проектованій ГЕС собівартість виробленої електроенергії

$C = 24,468 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії не перевищує середні значення собівартості електроенергії на ГЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. 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.
2. Мхитарян Н. М. Основные направления и стратегия развития возобновляемой энергетики в Украине // Відновлювальна енергетика. – К. – 2005. – №1. – С. 8-18.
3. Плачкова С. Г. Энергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
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. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций /Под ред. А.А.Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Експлуатація електрообладнання потужних блоків електростанцій у різних режимах роботи / В.С. Король, В.М. Лагутін – Київ: НМК ВО, 1992 р. – 144 с.
11. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – М.: «Высшая школа», 1991. – 496 с.

12. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
13. СПРАВОЧНИК по наладке електрооборудовання електростанцій и подстанцій / Под ред. Э. С. Мусаэляна. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 344 с.
14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Спб .: АЛО ОУ УМІТЦ, 2003, Об'єм і норми випробувань електроустаткування. РД 34.45-51.300-97. РАО «ЄЕС Росії». Из змінами № 1 і 2 від 10.01.2000 та 22.08.2000.
15. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем / Я. Д. Баркан. – М. : Высш. шк., 1990. – 304 с.
16. Лагутін В. М. Експлуатація електричних станцій. Ч. I. Технічне обслуговування електричних машин та трансформаторів : навчальний посібник / В. М. Лагутін, О. Б. Бурикін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 93 с.
17. Цирель Я. А. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях / Я. А. Цирель, В. С. Поляков – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 264 с.
18. Веников В. А. Оптимизация электростанций и энергосистем / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
19. Кобилянський О. В. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей / О. В. Кобилянський, О. П. Терещенко – В .: ВНТУ, 2003.– 46 с.
20. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник / В. Ф. Сакевич. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.

ДОДАТОК А

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ГЕС 36 МВТ З
ДОСЛІДЖЕННЯМ КОНСТРУКЦІЇ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ ФІРМИ АВВ
08-13.МКР.017.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст.викл.д.

_____ Поліщук А. Л.

(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

_____ Грефа Анді Еріка Каріна

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, побудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – станцію;

б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 02 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної частини ГЕС 36 МВт з дослідженням конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и М. И. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

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

3. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения/ Держстандарт України.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження станції у центральному регіоні України.

– технічне завдання на спроектованій ГЕС було обрано гідрогенератори типу ВГС 4500/375-16 ($P_{ном} = 4,5$ МВт).

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему підстанції виконують за типовими схемами

– показники технологічності: проектування ПС, 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 підстанції.

– живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб підстанції виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.19	05.09.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування роботи	06.09.19	15.09.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	16.09.19	19.10.19	розділ 2
4	Дослідження конструкції елегазових вимикачів фірми АВВ	20.10.19	27.10.19	розділ 3
5	Релейний захист та автоматика станції	28.10.19	5.11.19	розділ 4
6	Розроблення заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	06.11.19	15.11.19	розділ 5,6
7	Техніко-економічні розрахунки	16.11.19	21.11.19	розділ 7
8	Оформлення пояснювальної записки	22.11.19	29.11.19	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.11.19	05.12.19	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

Графічна частина