

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

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

« ___ » _____ 20__ р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня магістра

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 78 МВТ З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 700/80-56 З
ДОСЛІДЖЕННЯМ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ГІДРОАГРЕГАТІВ**

08-13.МКР.001.00.107 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,
групи ЕС-18м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»
Зваричук А. В. _____

Керівник: к.т.н., ст.викл каф. ЕСС
Вишневський С.Я. _____

“ ___ ” _____ 2020 р.

Рецензент: _____

“ ___ ” _____ 2020 р.

Вінниця – 2020 рік

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.001.00.002 ІЗ

Магістр групи ЕС-18м Зваричук Андрій Васильович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 78 МВт з агрегатами типу ВГС 700/80-56 з дослідженням конструктивних особливостей гідроагрегатів»

Гідроагрегати потужністю 13 МВт типу ВГС 700/80-56 кількістю шість, напруга системи 150 кВ, напруга району 35 кВ, відстань до місця приєднання до системи 100 км, опір системи 0,05 в.о., потужність системи 14700 МВА

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. Конструктивні особливості гідроагрегатів. 4. Техніко-економічна частина. 5. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)

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

С.Я Вишневський
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 “ ____ ” червня 2020 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)

С.Я Вишневський
ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Завдання отримав магістрант

(підпис)

Зваричук А.В.

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Зміст

Анотація.....	
Аннотація.....	
Вступ.....	
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	
2 Електротехнічна частина.....	
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	
2.2 Вибір силового обладнання.....	
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	
2.4 Вибір схеми ВРУ-35 та 150 кВ.....	
2.5 Вибір схеми власних потреб.....	
2.6 Розрахунок струмів КЗ.....	
2.7 Визначення максимальних струмів та імпульсів квадратичного струму	
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	
2.9 Вибір струмопровідних частин.....	
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	
2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	
2.12 Вибір акумуляторних батарей.....	
2.13 розрахунок грозозахисту ВРУ-150 кВ.....	
2.14 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ.....	
3 Конструктивні особливості гідроагрегатів.....	
3.1 Конструкція генераторів.....	
3.2 Внесення змін в конструкцію генераторів з врахуванням можливих пошкоджень.....	
4 Розрахунок техніко-економічних показників ГЕС.....	
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції.....	

4.2	Визначення кошторисної вартості проєктованої ГЕС.....
4.3	Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....
4.3.1	Амортизація основних фондів.....
4.3.2	Розрахунок фонду заробітної плати.....
4.3.3	Розрахунок затрат на інші витрати.....
4.3.4	Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....
4.4	Аналіз отриманих результатів.....
5	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.....
5.1	Технічні рішення з безпеки експлуатації машзалу.....
5.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....
5.3	Пожежна безпека.....
5.4	розрахунок грозозахисту ВРУ-150 кВ.....
5.5	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ.....
5.6	Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....
5.7	Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях.....
	Висновки.....
	Список використаної літератури.....
	Додатки

АНОТАЦІЯ

Зваричук А.В. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 78 МВт з агрегатами типу ВГС 700/80-56 з дослідженням конструктивних особливостей гідроагрегатів. Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2020 – 107 с./ На Укр. мові. Рис. 30 , таб 29 , бібліогр. 20 назв.

В роботі проведено проектування гідроелектростанції потужністю 78 МВт з дослідженням конструктивних особливостей гідроагрегатів.

Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, що обслуговує обладнання електростанції.

ANNOTATION

Zvarychuk A.V. Electrical part of a hidro power plant with a capacity of 78 MW with a type BГC -700/80-56 with a constraction propertis. Master's thesis / Vinnytsia: VNTU, 2020 - 107 pp. / On Ukr. language. Fig. 30 , Tab. 29 bibliography 20 titles.

The design of a hidro power plant with a capacity of 78 MW with a type BГC -700/80-56 with a constraction propertis.

The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment.

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.

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 риби та втрачатися родючі ґрунти. Тому подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

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.

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.

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.

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 78 МВт з дослідженням конструкції гідроагрегатів.

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 гідроагрегатів;

розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС.

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

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 різних конструкцій гідроагрегатів.

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 різних конструкцій гідроагрегатів.

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

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 безпечного 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]

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.

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 78 МВт є важливим кроком в здійсненні енергетичної безпеки України.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанцій (ЕС) задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат в елементах передачі, а також втрат на власні потреби.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат можна прийняти [2] :

а) в мережах району: $\Delta P'_{1*} = 0,01$; $\Delta P'_{1*} = 0,06$;

б) в мережах системи: $\Delta P'_{1*} = 0,02$; $\Delta P'_{1*} = 0,14$;

Постійні втрати для району та системи визначення за формулами:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 12 = 0,12 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 42 = 0,84 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot 5,76^2 / 12 = 0,17 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot 42^2 / 42 = 5,88 \text{ МВт};$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

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

$$P_{p\cdot вид,1} = 5,76 + 0,12 + 0,17 = 6,05 \text{ МВт};$$

$$P_{c\cdot вид,1} = 42 + 0,84 + 5,88 = 48,72 \text{ МВт};$$

Сумарна потужність, що видається з шин станції:

$$P_{вид,t} = P_{c\cdot вид,t} + P_{p\cdot вид,t}; \quad (2.4)$$

$$P_{вид,1} = 6,05 + 48,72 = 54,77 \text{ МВт};$$

Втрати потужності в мережах системи, МВт	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$	$\frac{0,84}{5,88}$ $0,94$
Потужність, що видається в систему, МВт	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$	$\frac{48,72}{18,58}$
Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт	$\frac{54,77}{21,13}$	$\frac{59,56}{22,36}$	$\frac{61,56}{23,62}$	$\frac{59,56}{22,36}$	$\frac{61,56}{23,62}$	$\frac{58,25}{21,75}$	$\frac{58,64}{21,75}$	$\frac{57,3}{21,38}$	
Витрати на власні потреби, МВт	$\frac{0,71}{0,48}$	$\frac{0,74}{0,49}$	$\frac{0,75}{0,50}$	$\frac{0,74}{0,49}$	$\frac{0,75}{0,50}$	$\frac{0,73}{0,49}$	$\frac{0,73}{0,49}$	$\frac{0,72}{0,49}$	
Потужність, що виробляється генераторами станції, МВт	$\frac{55,48}{21,61}$	$\frac{60,3}{22,85}$	$\frac{62,31}{24,12}$	$\frac{60,3}{22,85}$	$\frac{62,31}{24,12}$	$\frac{58,98}{22,24}$	$\frac{59,37}{22,24}$	$\frac{58,05}{21,87}$	

Таблиця 2.2 Дані для побудови графіка за тривалістю навантаження

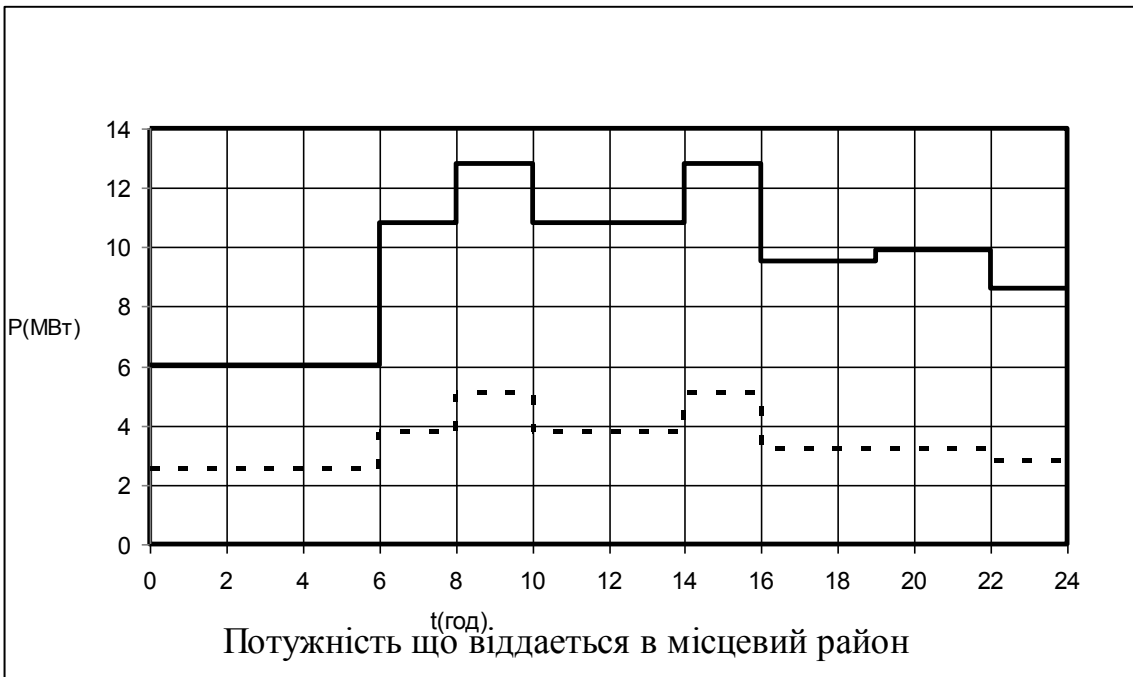
P, МВт	62,31	60,3	59,37	58,98	55,05	55,48	24,12	22,85	22,24	21,87	21,61
t, год	360	540	270	270	180	540	1100	1650	1650	550	1650
t_{Σ} , год	360	900	1170	1440	1620	2160	3260	4910	6560	7110	8760

Примітка: а) тривалість багатоводного сезону: 90 діб;

б) тривалість маловодного сезону: 275 діб;

а) добові графіки електричних навантажень;

б) річний графік за тривалістю навантаження;



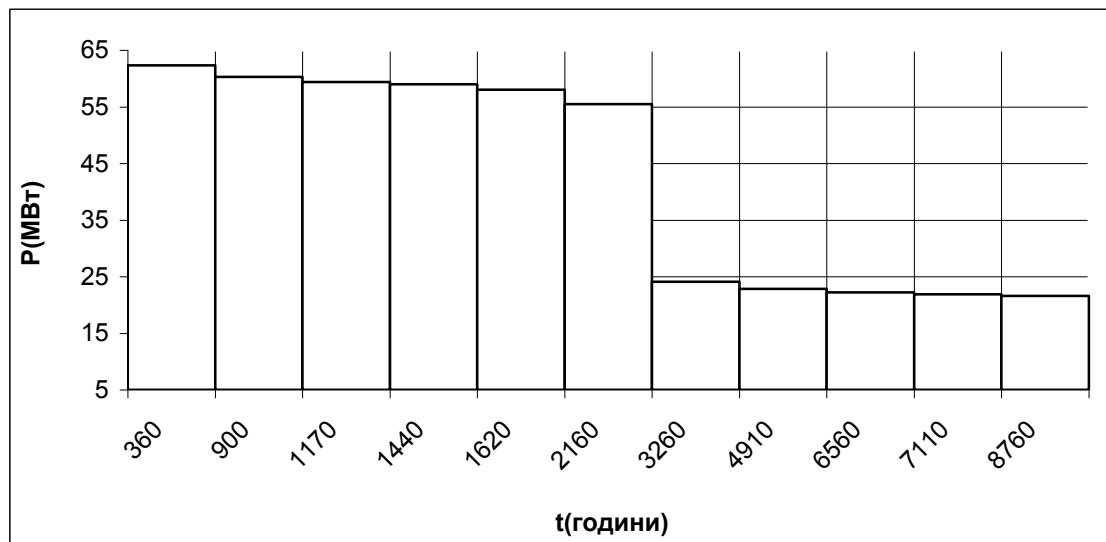


Рисунок 2.1 Графіки електричних навантажень

Таблиця 2.3 Техніко-економічні показники роботи станції

Показники	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{max}	62,31
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} \cdot t_i$	275971,8
Річне споживання електроенергії власними потребами станції, МВт·год	$E_{впр} = \sum_{i=1}^m P_{впр.t_i} \cdot t_i$	4805,3
Річне видавання електроенергії з шин	$E_{видр} = E_p - E_{впр}$	271166,5

станції, МВт·год		
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{вст}$	78
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{cp} = E_p/8760$	31,50
Коефіцієнт заповнення графіка	$K_z = P_{cp}/P_{max}$	0,506
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$K_{в} = P_{cp}/P_{вст}$	0,404
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{max} = E_p/P_{max}$	4429
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{вст} = E_p/P_{вст}$	3538,1
Коефіцієнт резерву	$K_{рез} = P_{вст}/P_{max}$	1,252
Час максимальних втрат, год	$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{104})^2 \cdot 8760$	2816,2

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 Технічні характеристики гідрогенератора типу ВГС 700/80-56

Параметр	Числове значення
$S_{ном}$, МВт	16,25
$P_{ном}$, МВт	13
$\cos \varphi_{ном}$	0,8
$U_{ном}$, кВ	10,5
$I_{ном}$, А	894,6
$n_{ном}$, об/хв.	107
БКЗ	1,45
Опори, в.о.:	
X''_d	0,22
X'_d	0,32
X_d	0,81

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2] :

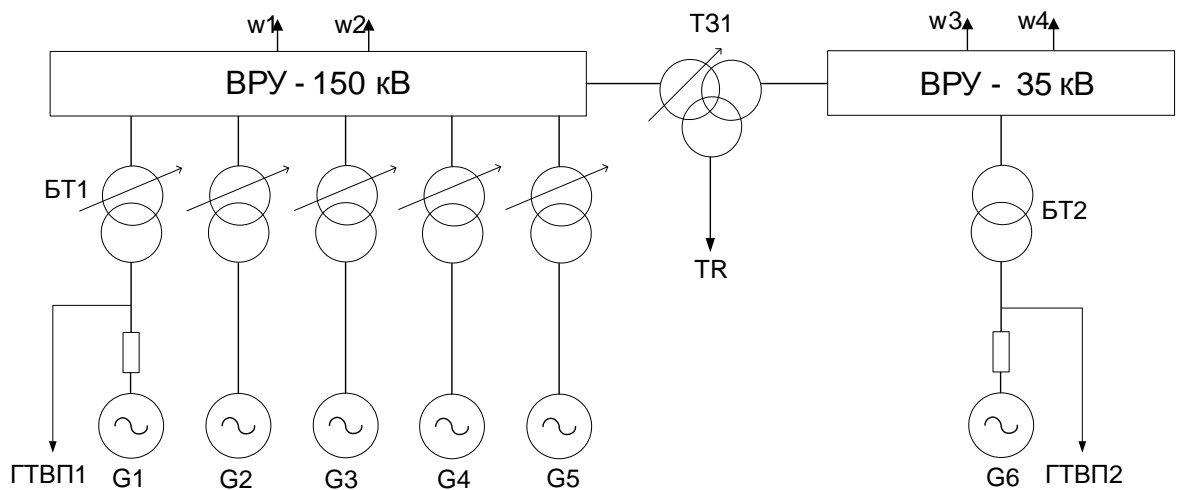
$$n = \frac{P'_{max}}{P_{сп}} + 1, \quad (2.7)$$

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

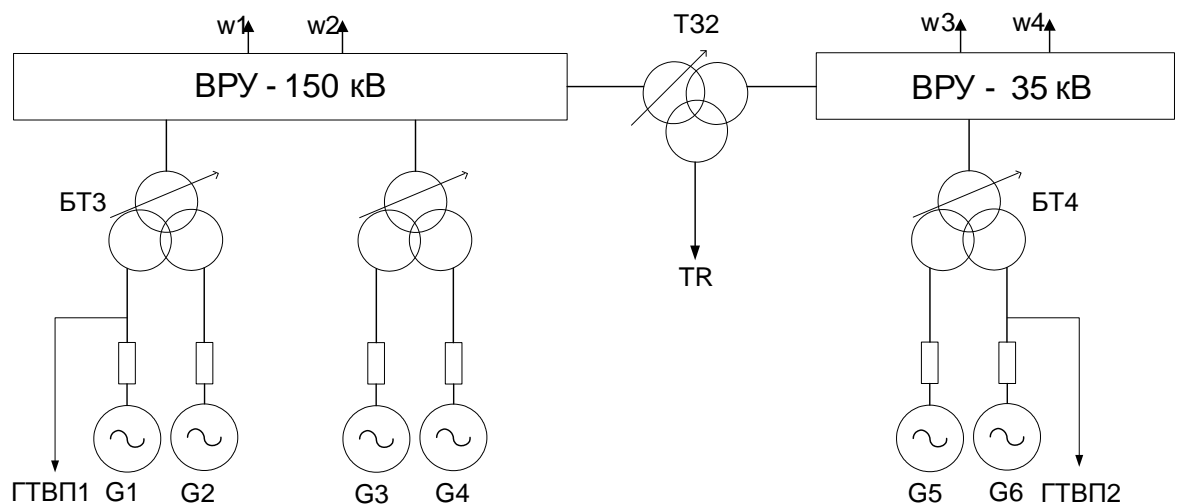
$P_{сп}$ - гранична потужність лінії, МВт;

$$n_{150} = \frac{48,72}{125} + 1 = 1,4 \approx 2;$$

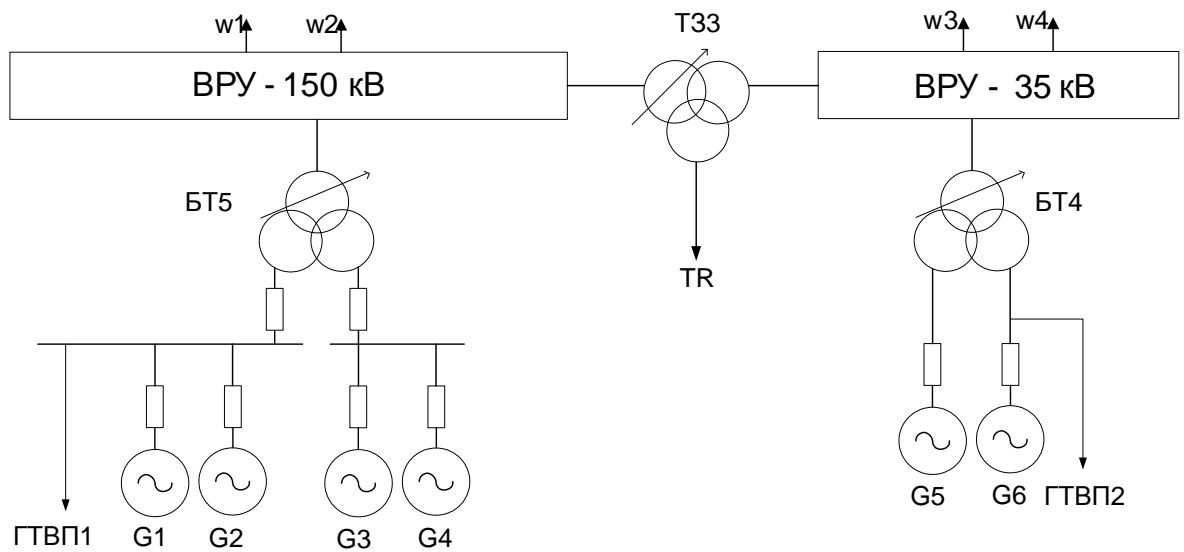
$$n_{35} = \frac{12,84}{15} + 1 = 1,9 \approx 2;$$



a)



б)



в)

Рисунок 2.2 – Варіанти структурних схем станції

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [2] :

$$S_{\text{ГТВП,розр}} = \frac{P'_{\text{ВЛ}}}{100} \cdot K_{\text{П}} \cdot n_{\text{Г}} \cdot P_{\text{Г,ном}}, \quad (2.8)$$

де $P'_{\text{ВЛ}}$ - максимальне навантаження власних потреб, %; $K_{\text{П}}$ - коефіцієнт попиту; $n_{\text{Г}}$ - кількість генераторів, шт.; $P_{\text{Г,ном}}$ - Номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{\text{ГТВП,розр}} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 3 \cdot 13 = 0,546 \text{ МВА};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб :

$$S'_{\text{ТР,розр}} = 1,58 \cdot S_{\text{ТВП,розр}}; \quad (2.9)$$

$$S_{\text{ТР,розр}} = 1,58 \cdot 0,546 = 0,863 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ,розр}} = S_{\text{Г,вст}} - S_{\text{ВП,max}};$$

$$S_{\text{БТ1,розр}} = 16,25 - 0,863 = 15,387 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2,розр}} = 16,25 - 0,863 = 15,387 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ1,розр}} = 2 \cdot 16,25 - 0,863 = 31,637 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ1,розр}} = 2 \cdot 16,25 - 0,863 = 31,637 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ1,розр}} = 4 \cdot 16,25 - 0,863 = 64,137 \text{ МВА};$$

Визначаємо перетоки потужності через трансформатор зв'язку:

а) максимальний режим:

$$S_{\text{max}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,max}} - S_{\text{р,max}}; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{max1}} = 16,25 - 0,863 - \frac{12,84}{0,8} = 15,307 - 16,05 = -0,663 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{max2}} = S_{\text{max3}} = 2 \cdot 16,25 - 0,863 - 16,05 = 15,587 \text{ МВА};$$

б) мінімальний режим:

$$S_{\text{min}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,max}} - S_{\text{р,max}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{min1}} = 16,25 - 0,863 - 2,55/0,8 = 15,387 - 3,188 = 12,199 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{min2}} = S_{\text{min3}} = 2 \cdot 16,25 - 0,863 - 3,188 = 28,449 \text{ МВА};$$

в) аварійний режим:

$$S_{\text{ас}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП,max}} - S_{\text{р,max}}; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{ас1}} = 0 - 0,863 - 16,05 = -16,913 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ас2}} = S_{\text{ас3}} = 16,25 - 0,863 - 16,05 = -0,663 \text{ МВА};$$

Таблиця 2.5 Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{к}}$, %	ΔP_{x} , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	I_{x} , %
ГТВП	ТСЗ-630/10	0,63	10/0,4	5,5	2	7,3	1,5
ТР	ТСЗС-1000/10	1,0	10/0,4	8,0	3	12	1,1
БТ1	ТДН-16000/150-70У1	16	158/11	11	19	88	0,8
БТ2	ТД-16000/35	16	38,5/10,5	10	17	85	0,7
БТ3	ТРДН-32000/150	32	$\frac{158}{10,5 - 10,5}$	10,5	31	145	0,7
БТ4	ТРДНС-32000/35	32	$\frac{36,75}{10,5 - 10,5}$	12,7	29	145	0,6
БТ5	ТРДН-63000/150	63	$\frac{158}{10,5 - 10,5}$	10,5	52	235	0,65
ТЗ1	ТДТН-16000/150-70У1	16	158/38,5/11	ВС: 10,5 ВН: 18 СН: 6	21	96	1,0
ТЗ2(ТЗ3)	ТДТН-40000/150-70У1	40	158/38,5/11	ВС: 10,5 ВН: 18 СН: 6	44	185	0,7

Приведені затрати[2] :

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.14)$$

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

K - капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U - щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

$M(З)$ - очікуваний збиток з-за відмови трансформаторів, тис.грн.

$$U = \frac{a}{100} \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.15)$$

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

$B = 22,4$ коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

ΔW -річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год;

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_x \left(\frac{S_{max}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де n - число трансформаторів, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ - втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

S_{max} - максимальна потужність, що проходить через трансформатори, МВА;

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

τ - чвс максимальних втрат, год.

$$M(З) = y_0 \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{тi} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.17)$$

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

$\omega_{тi}$ - параметр потоку раптових відмов трансформатора, 1/рік;

ΔP_i - втрачаємо потужність, МВт;

T_i - час простою, год.

Таблиця 2.6 Дані для визначення очікуваного збитку з-за відмов трансформаторів

Трансформатор	$\omega_T, 1/\text{рік}$	$\Delta P, \text{МВт}$	T, год	M(З), тис.грн
I варіант				
БТ1	0,010	0,01	150	3,6
БТ2	0,005	0,01	90	0,2
ТЗ1	0,015	0,53	170	64,9
II варіант				
БТ3	0,010	12,32	150	1774,1
БТ4	0,010	12,32	120	709,6
ТЗ2	0,015	0	170	-
III варіант				
БТ4	0,010	12,32	120	709,6
БТ5	0,015	37,24	150	4021,9
ТЗ3	0,015	0	170	-

Визначаємо річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{БТ3}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_I &= [5 \cdot 19,8760 + \frac{1}{5} \cdot 88 \left(\frac{61,56}{16}\right)^2 \cdot 2816,2] + [17 \cdot 8760 + 85 \left(\frac{15,39}{16}\right)^2 \cdot 2816,2] + [21 \cdot 8760 + \\ &+ 96 \cdot \left(\frac{0,66}{16}\right)^2 \cdot 2816,2] = [832200 + 734679] + [148920 + 220610] + [183960 + 432,6] = \\ &= 1566079 + 369530 + 184392,6 = 2\,120\,801,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{\text{БТ3}} + \Delta W_{\text{БТ4}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{II} &= [2 \cdot 31 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 145 \left(\frac{60,9}{32}\right)^2 \cdot 2816,2] + [29 \cdot 8760 + 145 \cdot \left(\frac{16,05}{32}\right)^2 \cdot \\ &\cdot 2816,2] = [543120 + 737070] + [254040 + 102087] = 1280190 + 356127 = \\ &= 1\,636\,317 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Таблиця 2.7 Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	n, шт	с, тис.грн	Капіталовкладення, тис.грн		
			I	II	III
БТ1	5/0/0	600	3000	-	-
БТ2	1/0/0	292	292	-	-
БТ3	0/2/0	776	-	1552	-
БТ4	0/1/1	700	-	700	700
БТ5	0/0/1	1072	-	-	1072
ТЗ1	1/0/0	768	768	-	-
ТЗ2(ТЗ3)	0/1/1	1040	-	1040	1040
Вимикачі:					
10 кВ	2/6/8	72	144	432	576
35 кВ	4/4/4	176	704	704	704
150 кВ	9/6/5	1560	14040	9360	7800
Разом			18948	13788	11892

Примітка:

а) на ВРУ-150 кВ передбачається схема «дві робочі та одна обхідна система збірних шин»;

б) на ВРУ-35 кВ передбачається схема чотирикутника.

$$\Delta W_{III} = \Delta W_{БТ5} + \Delta W_{БТ4};$$

$$\Delta W_{III} = [52 \cdot 8760 + 235 \left(\frac{60,9}{63}\right)^2 \cdot 2816,2] + 356127 = [455520 + 622694] + 356127 = 1434341 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

Визначаємо щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 18948 + 22,4 \cdot 10^{-5} \cdot 2120801,6 = 1916,84 \text{ тис.грн};$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 13788 + 22,4 \cdot 10^{-5} \cdot 1636317 = 1400,79 \text{ тис.грн};$$

$$U_{III} = 0,094 \cdot 11892 + 22,4 \cdot 10^{-5} \cdot 1434341 = 1209,65 \text{ тис.грн};$$

Таблиця 2.8 Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Числове значення, тис.грн		
	I варіант	II варіант	III варіант
Капіталовкладення	18948	13788	11892
Щорічні експлуатаційні витрат	1916,84	1400,79	1209,65
Очікуваний збиток	68,7	2483,7	4371,5
Приведені затрати	4197,47	3303,72	3109,84

$\Delta z_{II-III} = 5,87\% > 5\%$, тобто приймаємо III варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схеми ВРУ-35 та 150 кВ

Для ВРУ-35 кВ використовуємо схему чотирикутника, а для ВРУ-150 кВ помічаємо два варіанта схеми:

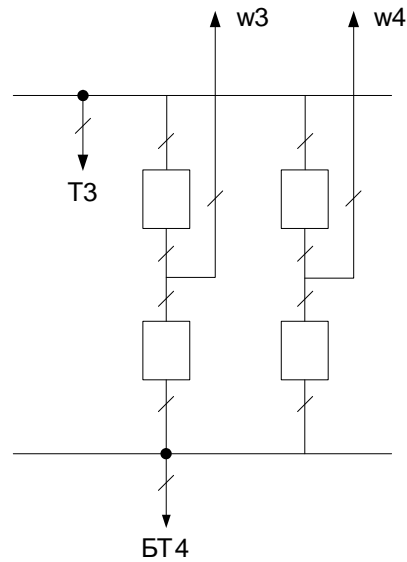
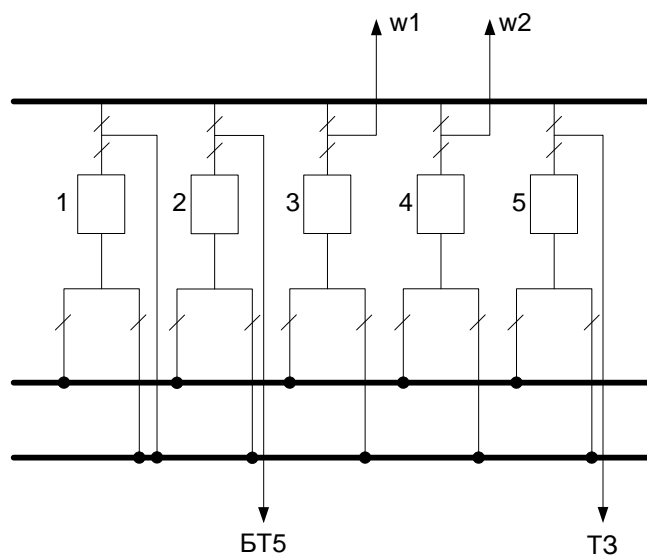


Рисунок 2.3 Схема ВРУ-35 кВ

а) схема «дві робочі та обхідна система збірних шин»;



б) схема чотирикутника.

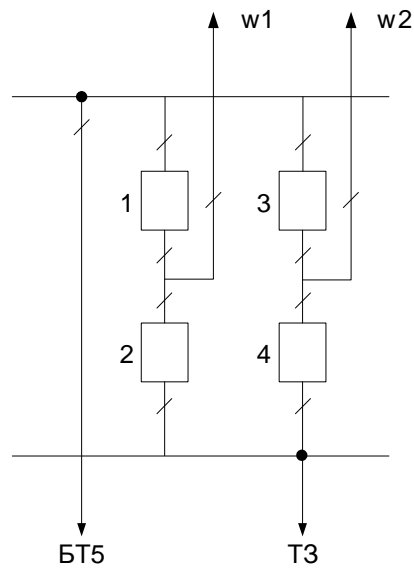


Рисунок 2.4 Варіант схеми ВРУ-150 кВ

Приведені затрати:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.14)$$

$p_n=0,15$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$M(З)$ - очікуваний збиток з-за відмови вимикачів, тис.грн;

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.15)$$

де n_k - кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k - вартість комірки, тис.грн;

$$U = \frac{a}{100} \cdot K; \quad (2.16)$$

де $a=9,4\%$;

$$M(З) = y_0 \sum_j K_j \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.17)$$

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

K_j -коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i - параметр потоку раптових відмов трансформатора, 1/рік;

ΔP_i - втрачаємо потужність, МВт;

T_i - час простою, год.

Таблиця 2.9 Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра поточу відмов, 1/рік		Час відновлення, ТВ, год	Частота планових ремонтів, м, 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{\text{п}}$, год
	ω_1	ω_2			
150 кВ	0,0225	0,011	80	0,2	200

Для схеми «дві робочі та одна обхідна система збірних шин» визначається додатковий збиток через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами [2] :

$$M(3)_y = y_0 \cdot K_{2\text{ш}} \cdot T_{\text{ш}} \cdot P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (2.18)$$

де $K_{2\text{ш}} = 0,05$ – коефіцієнт для ГЕС;

$T_{\text{ш}} = 2$ год - час погашення лінії;

P_{Σ} - сумарна потужність генеруючи джерел, включених в схему, МВт.

Таблиця 2.10 Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-150 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт	n_k	5	4
Вартість комірки, тис.грн	C_k	1560	1560
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів, 1/рік	$\omega_{\text{Г.В}} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,01350	0,01350
	$\omega_{\text{Л.В}} = 0,6 \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right)$	0,01746	0,01746
Коефіцієнт ремонтного (K_p) та нормального (K_0) режимів ВРУ	$K_p = \mu \cdot T_{\text{п}} / 8760$	0,004566	0,004566
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,97717	0,981736
Час простою елемента, год	T_0	1	1
	$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2T_{\text{п}}}$	64	64
Мат. очікування числа відмов генер. та лінійних вимикачів в	$K_0 \cdot \omega_{\text{Г.В}}$	0,013192	0,013253
	$K_p \cdot \omega_{\text{Г.В}}$	0,000062	0,000062
	$K_0 \cdot \omega_{\text{Л.В}}$	0,017061	0,017141

нормальн. та рем. режимах	$K_p \cdot \omega_{лв}$	0,000080	0,000080
------------------------------	-------------------------	----------	----------

Таблиця 2.11 Розрахунок надійності схеми ВРУ-150 кВ (I варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku раптових відмов, 1/рік	Елементи, що відключалися та їх час відновлення					
		$K_0 =$ $=0,97717$	$K_p = 0,004566$				
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5
Q_1 л	0,01746	-		W, БТ- ТО БТ- $T_{вп}$	W, БТ- ТО W- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО W- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО ТЗ- $T_{вп}$
Q_2 г	0,01350	W, БТ- ТО	W, БТ- ТО БТ- $T_{вп}$		W, БТ- ТО БТ- $T_{вп}$	W, БТ- ТО БТ- $T_{вп}$	W, БТ- ТО БТ- $T_{вп}$
Q_3 л	0,01746	W, БТ- ТО	W, БТ- ТО W- $T_{вп}$	W, БТ- ТО W- $T_{вп}$		W, БТ- ТО W- $T_{вп}$	W, БТ- ТО W- $T_{вп}$
Q_4 л	0,01746	W, 3Т- ТО	W, 3Т- ТО W- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО W- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО W- $T_{вп}$		W, 3Т- ТО W- $T_{вп}$
Q_5 г	0,01350	W, 3Т- ТО ТЗ- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО ТЗ- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО ТЗ- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО ТЗ- $T_{вп}$	W, 3Т- ТО ТЗ- $T_{вп}$	

Таблиця 2.12 Розрахунок надійності схеми ВРУ-150 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku раптових відмов, 1/рік	Елементи, що відключалися та їх час відновлення				
		$K_0 =$ $=0,97717$	$K_p = 0,004566$			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
Q_1 л	0,01746	W, БТ- ТО		W, БТ+D(W,ТЗ)- ТО W+ +D(W,БТ,ТЗ)- $T_{вп}$	W, БТ+D(W,ТЗ)- ТО БТ+D(2W,ТЗ)- $T_{вп}$	2W,БТ,ТЗ - -ТО D(W,БТ)+ +D(W,ТЗ)- $T_{вп}$
Q_2 л	0,01746	W, 3Т- ТО	W,ТЗ+ D(W,БТ)-ТО W+ +D(W,БТ,ТЗ)- $T_{вп}$		2W,БТ,ТЗ - -ТО D(W,БТ)+ +D(W,ТЗ)- $T_{вп}$	W,ТЗ+ D(W,БТ)-ТО ТЗ+ +D(2W,БТ)- $T_{вп}$
Q_3 л	0,01746	W, БТ- ТО	W, БТ+D(W,ТЗ)- ТО	2W,БТ,ТЗ - -ТО D(W,БТ)+		W, БТ+D(W,ТЗ)- ТО

			BT+D(2W,T3)- -T _{вп}	+D(W,T3)- -T _{вп}	X	W+ +D(W,BT,T3)- -T _{вп}	
л	Q ₄	0,01746	W, 3T- TO	2W,BT,T3 – -TO D(W,BT)+ +D(W,T3)- -T _{вп}	W,T3+ D(W,BT)-TO T3+ +D(2W,BT)- -T _{вп}	W,T3+ D(W,BT)-TO W+ +D(W,BT,T3)- -T _{вп}	X

Таблиця 2.13 Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-150 кВ

Відмова елемента	ΔP, МВт	Час простою, год	K ₀		K _p	
			ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}	ω _{ГВ}	ω _{ЛВ}

I варіант

BT	36,94	1	1	1	4	6
W+BT		64	–	–	4	1

II варіант

2W+BT+T3	48,72	1	–	–	–	4
		64	–	–	–	–
W+BT	36,94	1	–	2	–	4
W+BT+D(W,T3) BT+D(2W,T3)		64	–	–	–	2

Очікуваний збиток:

$$M(З)_I = 4,8[0,013192 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 36,94 + 0,017061 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 36,94 + 0,000062(4 \cdot 1 \cdot 36,94 + 4 \cdot 64 \cdot 36,94) + 0,000080(6 \cdot 1 \cdot 36,94 + 1 \cdot 64 \cdot 36,94)] = 16,8[1,12 + 0,000062 \cdot (147,76 + 9456,64) + 0,000080(221,64 + 2364,16)] = 16,8[1,12 + 0,60 + 0,21] = 92,6 \text{ тис.грн};$$

$$M(З)_д = 16,8 \cdot 0,05 \cdot 2,78(2 \cdot 0,0135 + 3 \cdot 0,01746) = 29,7 \text{ тис.грн};$$

$$M(З)_{I\Sigma} = 92,6 + 29,7 = 122,3 \text{ тис.грн};$$

$$M(З)_{II} = 16,8[0,017141 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 36,94 + 0,000080(4 \cdot 1 \cdot 48,72 + 4 \cdot 1 \cdot 36,94 + 2 \cdot 64 \cdot$$

$$\cdot 36,94)] = 16,8[1,27 + 0,000080(194,88 + 147,76 + 4728,32)] = 80,4 \text{ тис.грн};$$

Таблиця 2.14 Приведені затрати схем ВРУ-150 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	7800	6240
Щорічні експлуатаційні витрати	733,20	586,56
Очікуваний збиток	122,3	80,4
Приведені затрати	1915,43	1530,60

$\Delta Z = 20,1\% > 5\%$, тобто приймаємо II варіант схеми ВРУ-150 кВ.

2.5 Вибір схеми власних потреб

Споживачі власних потреб 0,4 кВ отримують живлення від двох головних трансформаторів власних потреб (ГТ ВП), а резервне живлення здійснюється від пускорезервного трансформатора (ТР), який підключений до сторони НН трансформатора зв'язку.

Кожна секція 0,4 кВ (1А, 1В) розподіляється на дві напівсекції, до яких підключаються відповідальні та невідповідальні споживачі.

Зв'язок між секціями здійснюється за допомогою секційного автомата та АВР.

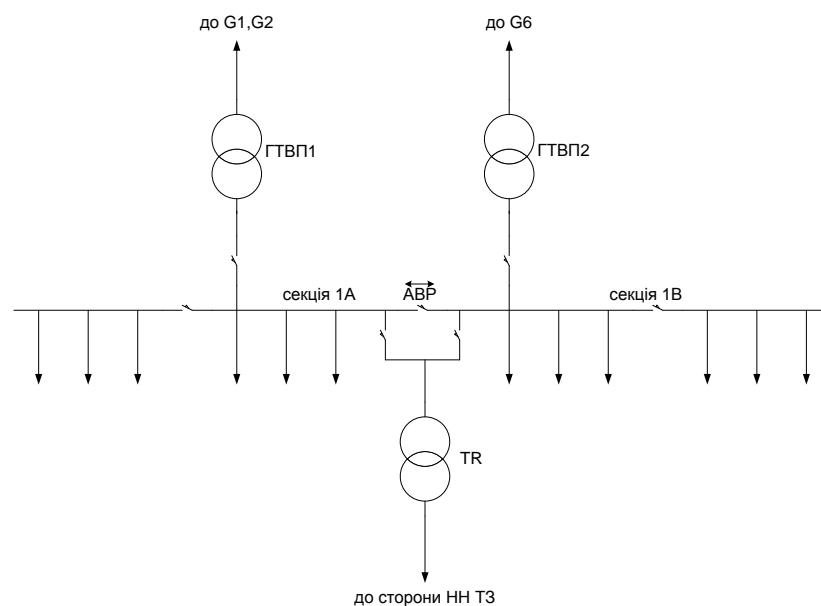


Рисунок 2.5 Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів КЗ

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2] :

$$S_{\delta}=100\text{MVA};$$

$$U_{\delta}=U_{\text{ср.ном}};$$

Генератор:

$$X_{\Gamma}=X''_d \cdot S_{\delta}/S_{\Gamma.\text{ном}}; \quad (2.19)$$

$$X_{\Gamma}=0,22 \cdot 100/16,25=1,35;$$

ЛЕП:

$$X_{\text{ЛП}}=X_{\text{ЛП.ит}} \cdot l \cdot S_{\delta}/U_{\text{ср.ном}}^2; \quad (2.20)$$

$$X_{\text{ЛП}}=0,4 \cdot 60 \cdot 100/154^2=0,10;$$

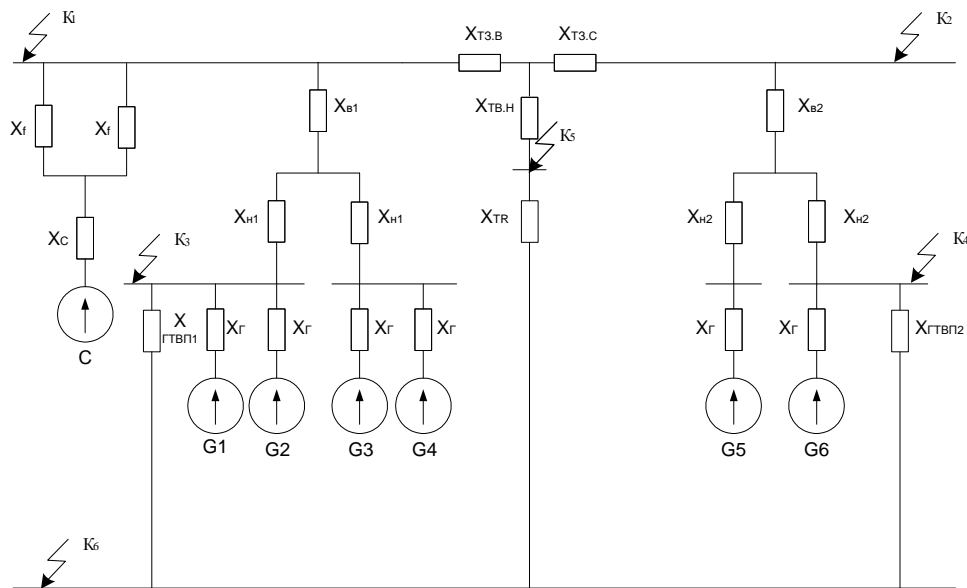


Рисунок 2.6 Заступна схема електроустановки

Енергосистема:

$$X_{\text{С}}=X_{\text{С.ном}} \cdot S_{\delta}/S_{\text{С.ном}}; \quad (2.21)$$

$$X_{\text{С}}=0,15 \cdot 100/14700=0,001;$$

Трансформатор з розщепленою обмоткою НН:

$$\left. \begin{aligned} X_{\text{В}} &= 0,125 \cdot \frac{X_{\text{В}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\Gamma.\text{ном}}}; \\ X_{\text{Н}} &= 1,75 \cdot \frac{X_{\text{Н}}\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\Gamma.\text{ном}}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.22)$$

$$X_{\text{В1}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,02;$$

$$X_{\text{Н1}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,29;$$

$$X_{\text{В2}} = 0,125 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0,05;$$

$$X_{\text{Н2}} = 1,75 \cdot \frac{12,7}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0,69;$$

Трьохобмотковий трансформатор:

$$\left. \begin{aligned} X_{ТЗ.В} &= \frac{X_B \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Г.НОМ}}; \\ X_{ТЗ.С} &= \frac{X_C \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Г.НОМ}}; \\ X_{ТЗ.Н} &= \frac{X_H \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Г.НОМ}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

де

$$\left. \begin{aligned} X_B \% &= 0,5(U_{К ВН} + U_{К ВС} - U_{К СН}); \\ X_C \% &= 0,5(U_{К ВС} + U_{К СН} - U_{К ВН}); \\ X_H \% &= 0,5(U_{К ВН} + U_{К СН} - U_{К ВС}); \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$X_B \% = 0,5(18 + 10,5 - 6) = 11,25\%;$$

$$X_C \% = 0,5(10,5 + 6 - 18) = -0,75\%;$$

$$X_H \% = 0,5(18 + 6 - 10,5) = 6,75\%;$$

$$X_{ТЗ.В} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,28;$$

$$X_{ТЗ.С} = 0;$$

$$X_{ТЗ.Н} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,17;$$

Спростимо заступну схему:

$$X_1 = (X_W / 2) + X_C;$$

$$X_1 = (0,1 / 2) + 0,001 = 0,051;$$

$$X_2 = X_r / 2 = 1,35 / 2 = 0,675;$$

$$X_3 = X_2 + X_{H1};$$

$$X_3 = 0,675 + 0,29 = 0,97;$$

$$X_4 = X_r + X_{H2};$$

$$X_4 = 1,35 + 0,69 = 2,04;$$

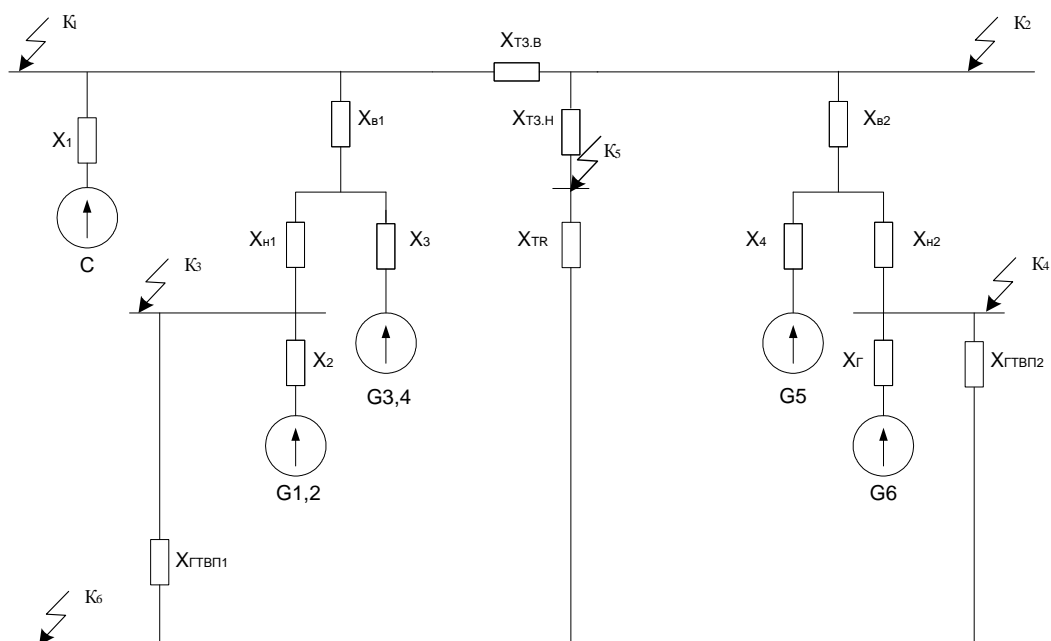


Рисунок 2.7 Спрощена заступна схема

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [2] :

$$I_{n,0i} = \frac{E''_* \cdot I_{\delta i}}{X_{рез*i}}, \quad (2.25)$$

де $E''_* = \begin{cases} 1,13 - \text{для гідрогенераторів;} \\ 1,0 - \text{для енергосистем та власних потреб;} \end{cases}$

$I_{\delta i}$ - базовий струм, кА;

$X_{рез*i}$ - результуючий опір кола КЗ, в.о.;

$$I_{\delta i} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}; \quad (2.26)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 154} = 0,375 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 3} = I_{\delta 4} = I_{\delta 5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА};$$

Складові струму КЗ:

- періодична $I_{n,\tau} = j_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \quad (2.27)$

- аперіодична $i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.28)$

- ударний струм $i_y = \sqrt{2} K_y \cdot I_{n,0}; \quad (2.29)$

де $j_{n,\tau}$ - розрахунковий коефіцієнт (рисунок 4.2 [2]);

K_y - ударний коефіцієнт;

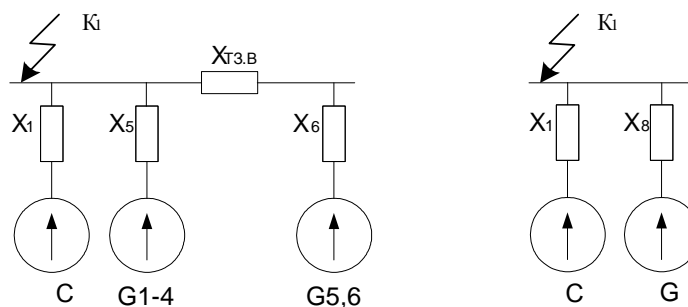
Ta - постійна часу кола КЗ, с;

τ - розрахунковий час, с;

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

де $t_{ВВ}$ - власний час вимикання вимикача, с.

К1



$$X_5 = (X_3/2) + X_{B1};$$

$$X_5 = (0,97/2) + 0,02 = 0,51;$$

$$X_6 = (X_4/2) + X_{B2};$$

$$X_6 = (2,04/2) + 0,05 = 1,07;$$

$$X_7 = X_6 + X_{ГЗ.В};$$

$$X_7 = 1,07 + 0,28 = 1,35 ;$$

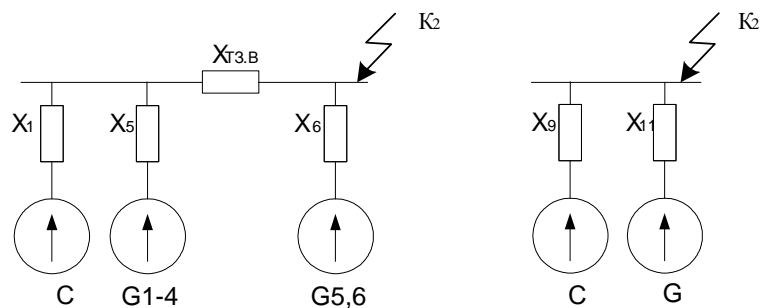
$$X_8 = \frac{X_5 \cdot X_7}{X_5 + X_7} ;$$

$$X_8 = \frac{0,51 \cdot 1,35}{0,51 + 1,35} = 0,38 ;$$

$$I_{n,0c} = 1 \cdot 0,375 / 0,051 = 7,35 \text{ кА} ;$$

$$I_{n,0c\Sigma} = 1,13 \cdot 0,375 / 0,38 = 1,12 \text{ кА} ;$$

К2

Розподіляємо $X_{T3.B}$ між X_1 та X_5 [2] :

$$\Delta X = X_{T3.B} (X_1 + X_5) ;$$

$$X_9 = X_1 + (\Delta X / X_5) ;$$

$$X_{10} = X_5 + (\Delta X / X_1) ;$$

$$\Delta X = 0,28(0,051 + 0,51) = 0,157 ;$$

$$X_9 = 0,051 + (0,157 / 0,51) ;$$

$$X_{10} = 0,51 + (0,157 / 0,051) = 3,59 ;$$

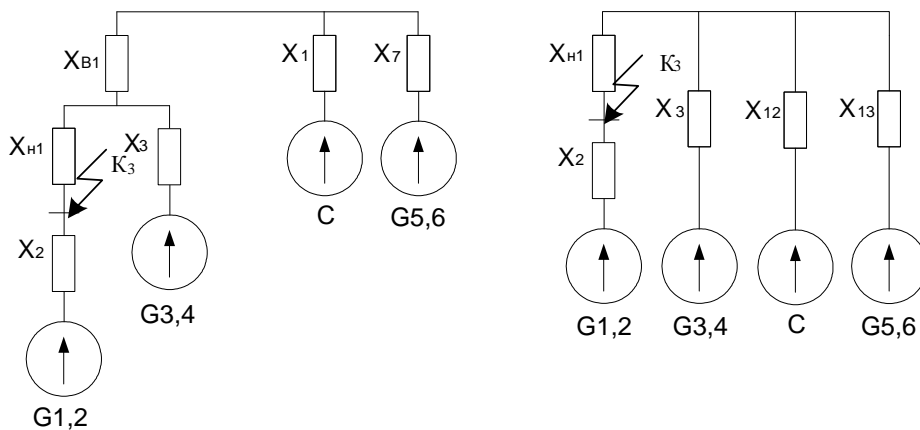
$$X_{10} = \frac{X_{10} \cdot X_6}{X_{10} + X_6} ;$$

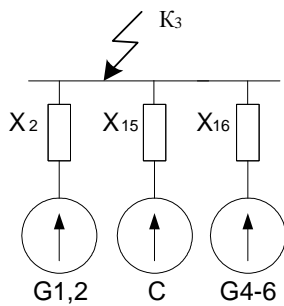
$$X_{10} = \frac{3,59 \cdot 1,07}{3,59 + 1,07} = 0,82 ;$$

$$I_{n,0c} = 1 \cdot 1,56 / 0,36 = 4,33 \text{ кА} ;$$

$$I_{n,0c\Sigma} = 1,13 \cdot 1,56 / 0,82 = 2,15 \text{ кА} ;$$

К3





Розподіляємо X_{B1} між X_1 та X_7 :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{B1} (X_1 + X_7); \\ X_{12} &= X_1 + (\Delta X / X_7); \\ X_{13} &= X_7 + (\Delta X / X_1); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 0,02 \cdot (0,051 + 1,35) = 0,028;$$

$$X_{12} = 0,051 + (0,028 / 1,35) = 0,07;$$

$$X_{13} = 1,35 + (0,028 / 0,051) = 1,90;$$

$$X_{14} = \frac{X_3 \cdot X_{13}}{X_3 + X_{13}};$$

$$X_{14} = \frac{0,97 \cdot 1,90}{0,97 + 1,90} = 0,64;$$

Розподіляємо X_{H1} між X_{12} та X_{14} :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{H1} (X_{12} + X_{14}); \\ X_{15} &= X_{12} + (\Delta X / X_{14}); \\ X_{16} &= X_{14} + (\Delta X / X_{12}); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 0,29 \cdot (0,07 + 0,64) = 0,21;$$

$$X_{15} = 0,07 + (0,21 / 0,64) = 0,40;$$

$$X_{16} = 0,64 + (0,21 / 0,07) = 3,64;$$

$$I_{n,0G1,2} = 1,13 \cdot 5,51 / 0,675 = 9,22 \text{ кА};$$

$$I_{n,0C} = 1 \cdot 5,51 / 0,40 = 13,78 \text{ кА};$$

$$I_{n,0G1+2} = 1,13 \cdot 5,51 / 3,64 = 1,71 \text{ кА};$$

К4

Розподіляємо X_{B2} між X_9 та X_{10} :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{B2} (X_9 + X_{10}); \\ X_{17} &= X_9 + (\Delta X / X_{10}); \\ X_{18} &= X_{10} + (\Delta X / X_9); \end{aligned} \right\}$$

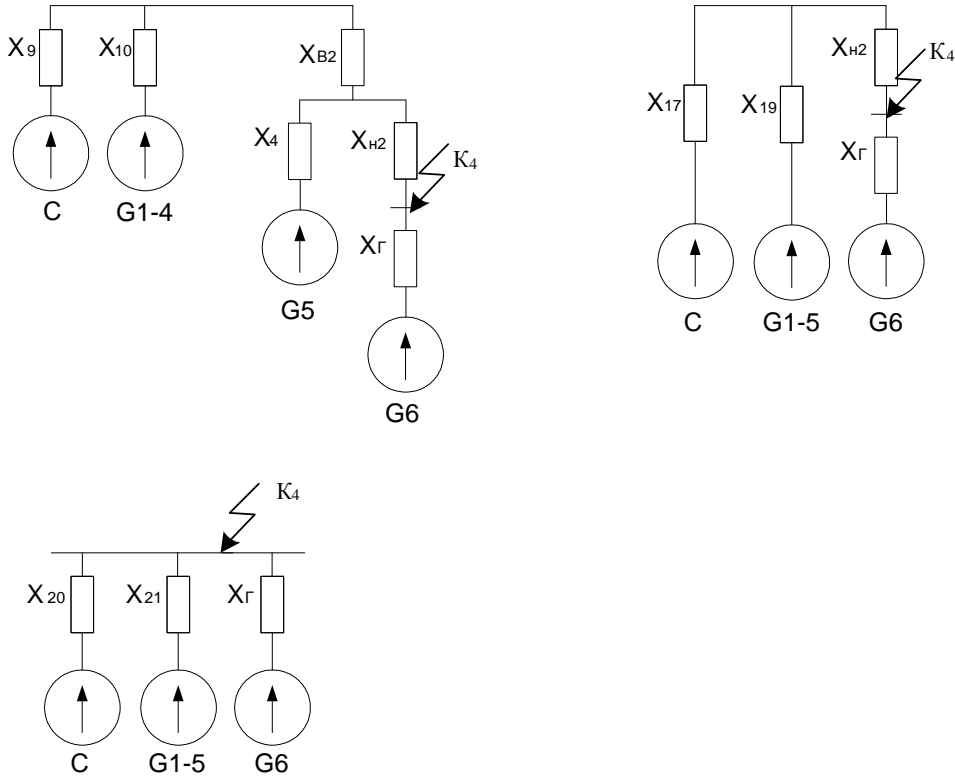
$$\Delta X = 0,05 \cdot (0,36 + 3,59) = 0,20;$$

$$X_{17} = 0,36 + (0,20 / 3,59) = 0,42;$$

$$X_{18} = 3,59 + (0,20 / 0,36) = 4,15$$

$$X_{19} = \frac{X_{18} \cdot X_4}{X_{18} + X_4};$$

$$X_{19} = \frac{4,15 \cdot 2,04}{4,15 + 2,04} = 1,37;$$



Розподіляємо X_{H2} між X_{17} та X_{19} :

$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{H2} (X_{17} + X_{19}); \\ X_{20} &= X_{17} + (\Delta X / X_{19}); \\ X_{21} &= X_{19} + (\Delta X / X_{17}); \end{aligned} \right\}$$

$$\Delta X = 0,69 \cdot (0,42 + 1,37) = 1,24;$$

$$X_{20} = 0,42 + (1,24 / 1,37) = 1,33;$$

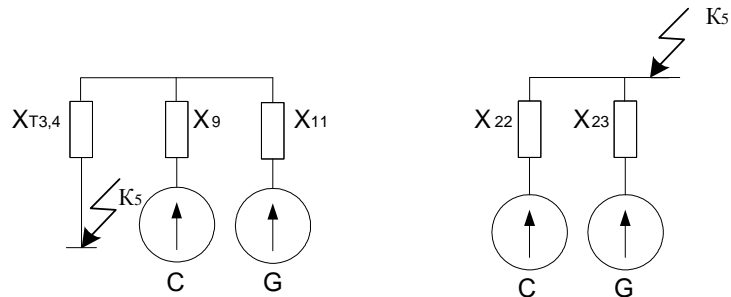
$$X_{21} = 1,37 + (1,24 / 0,42) = 4,32;$$

$$I_{n,0C} = 1 \cdot 5,51 / 0,6 = 4,14 \text{ кА};$$

$$I_{n,0G1-5} = 1,13 \cdot 5,51 / 4,32 = 1,44 \text{ кА};$$

$$I_{n,0G6} = 1,13 \cdot 5,51 / 1,35 = 4,61 \text{ кА};$$

K5



$$\left. \begin{aligned} \Delta X &= X_{T3,H} (X_9 + X_{11}); \\ X_{22} &= X_9 + (\Delta X / X_{11}); \end{aligned} \right\}$$

$$X_{23} = X_{11} + (\Delta X / X_9);$$

$$\Delta X = 0,17 \cdot (0,36 + 0,82) = 0,20;$$

$$X_{22} = 0,36 + (0,2 / 0,82) = 0,60;$$

$$X_{23} = 0,82 + (0,2 / 0,36) = 1,38;$$

$$I_{n,0c} = 1 \cdot 5,51 / 0,6 = 9,81 \text{ кА};$$

$$I_{n,0c\Sigma} = 1,13 \cdot 5,51 / 1,38 = 4,51 \text{ кА};$$

Попередньо встановлюємо вимикачі:

1) ВРУ-150 кВ	HPL-170	$t_{BB} = 0,035 \text{ с}$
2) ВРУ-35 кВ	BP35HC	$t_{BB} = 0,05 \text{ с}$
3) Генератор	ВРС-10	$t_{BB} = 0,05 \text{ с}$
4) Сторона НН ТЗ	ВРО-10	$t_{BB} = 0,04 \text{ с}$

Таблиця 2.15 Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$\tau, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	K_y	$e^{-\tau/T_a}$	$j_{n,\tau}$
К ₁ ВРУ-150 кВ	Система	0,045	0,03	1,717	0,30	1
	G_Σ	0,045	0,20	1,850	0,80	0,93
К ₂ ВРУ-35 кВ	Система	0,06	0,02	1,608	0,14	1
	G_Σ	0,06	0,20	1,850	0,70	0,97
К ₃ ГРУ-10 кВ	Система	0,06	0,03	1,717	0,20	1
	$G_{1,2}$	0,06	0,30	1,900	0,82	0,85
	G_{3+6}	0,06	0,20	1,850	0,70	1
К ₄ Генератор G_6	Система	0,06	0,02	1,608	0,14	1
	G_{1+5}	0,06	0,20	1,850	0,70	1
	G_6	0,06	0,30	1,900	0,82	0,85
К ₅ Сторона 10 кВ ТЗ	Система	0,05	0,03	1,717	0,30	1
	G_Σ	0,05	0,20	1,850	0,79	1

Визначаємо значення коефіцієнтів $j_{n,\tau}$ для генераторних віток [2] :

К1 G_{1+6} : $I'_{НОМ} = \frac{6 \cdot 16,25}{\sqrt{3} \cdot 154} = 0,37 \text{ кА};$
 $I_{n,0} / I'_{НОМ} = 1,12 / 0,37 = 3;$
 $j_{n,\tau} = 0,93;$

К2 G_{1+6} : $I'_{НОМ} = \frac{6 \cdot 16,25}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,52 \text{ кА};$
 $I_{n,0} / I'_{НОМ} = 2,15 / 1,52 = 1,4;$
 $j_{n,\tau} = 0,97;$

К3 а) $G_{1,2}$: $I'_{НОМ} = 2 \cdot 0,895 = 1,79 \text{ кА};$

$$I_{n,0}/I'_{\text{НОМ}} = 9,22/1,79 = 5,2;$$

$$j_{n,\tau} = 0,85;$$

б) G_{3+6} :

$$I'_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 0,895 = 3,58 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}/I'_{\text{НОМ}} = 1,71/3,58 = 0,5 < 1;$$

$$j_{n,\tau} = 1;$$

К4 а) G_{1+5}

$$I'_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 0,895 = 4,48 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}/I'_{\text{НОМ}} = 1,44/4,48 = 0,3 < 1;$$

$$j_{n,\tau} = 1;$$

б) G_6

$$I'_{\text{НОМ}} = 0,895 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}/I'_{\text{НОМ}} = 4,61/0,895 = 5,2;$$

$$j_{n,\tau} = 0,85;$$

К5 G_{1+6}

$$I'_{\text{НОМ}} = 6 \cdot 0,895 = 5,37 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}/I'_{\text{НОМ}} = 4,51/5,37 = 0,84 < 1;$$

$$j_{n,\tau} = 1;$$

Таблиця 2.16 Зведена таблиця струмів КЗ

Сторона КЗ	Вітка живлення	Струми КЗ, кА				Примітка
		$I_{n,0}$	$I_{n,\tau}$	$i_{a,\tau}$	i_y	
К ₁ ВРУ-150 кВ	Система	7,35	7,35	3,11	17,79	-
	G_{Σ}	1,12	1,04	1,26	2,92	-
	Сума	8,47	8,39	4,37	20,71	Ком.апаратура та шини
К ₂ ВРУ-35 кВ	Система	4,33	4,33	0,85	9,82	-
	G_{Σ}	2,15	2,09	2,12	5,61	-
	Сума	6,48	6,42	2,97	15,43	Ком.апаратура та шини
К ₃ ГРУ-10 кВ	Система	13,78	13,78	3,89	33,36	-
	G_{3+6}	1,71	1,71	1,69	4,46	-
	Сума(без $G_{1,2}$)	15,49	15,49	5,58	37,82	Ком.апаратура та шини
	$G_{1,2}$	9,22	7,84	10,66	24,70	-
	Повна сума	24,71	23,33	16,24	62,52	шини
К ₄ Генератор G_6	Система	4,14	4,14	0,82	9,39	-
	G_{1+5}	1,44	1,44	1,42	3,76	-
	Сума(без G_6)	5,58	5,58	2,24	13,15	Ком.апаратура та шини
	G_6	4,61	3,92	5,33	12,35	-
	Повна сума	10,19	9,50	7,57	25,50	шини
К ₅ Сторона 10 кВ ТЗ	Система	9,18	9,18	3,88	22,22	Ком.апаратура та шини
	G_{Σ}	4,51	4,51	5,02	11,76	-
	Сума	13,69	13,69	8,90	33,98	шини

Визначаємо струми КЗ В РУ ВП – 0,4 кВ (точка) :

- а) при живленні від ГТВП1;
- б) при живленні від ГТВП2;
- в) при живленні від ТР.

Опори трансформаторів власних потреб [5] :

- а) ГТВП1(ГТВП2) :
 - $X_1=X_2=13,5 \text{ мОм};$
 - $X_0= 13,5 \text{ мОм};$
 - $r_1 = r_2=3,4 \text{ мОм};$
 - $r_0=3,4 \text{ мОм};$
 - $Z^{(1)}/3 = 14 \text{ мОм};$
- б) ТР:
 - $X_1=X_2=X_0= 12,65 \text{ мОм};$
 - $r_1 = r_2=r_0= 1,9 \text{ мОм};$
 - $Z^{(1)}/3 = 12,8 \text{ мОм};$

Приймаємо відстань від сторони 0,4 кВ трансформаторів до збірних шин РУ ВП – 0,4 кВ : $\ell = 20 \text{ м};$

Максимальні струми приєднано:

$$I_{max \text{ ГТВП}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 910,4 \text{ А};$$

$$I_{max \text{ ТК}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1445,1 \text{ А};$$

Використовуємо в РУ ВП – 0,4 кВ шино провід типу ШМА73:

$$I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

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

$$r_{пит} = 0,031 \text{ мОм/м};$$

$$X_{пит} = 0,017 \text{ мОм/м};$$

Опір шинопровода:

$$r_{ш} = 0,031 \cdot 20 = 0,62 \text{ мОм};$$

$$X_{ш} = 0,017 \cdot 20 = 0,34 \text{ мОм};$$

Опір енергосистеми [5] :

$$X_c = 10^3 \cdot X_{с \text{ ВН}} \left(\frac{U_{т.ном \text{ НН}}}{U_{т.ном \text{ ВН}}} \right)^2, \quad (2.31)$$

$$\text{де } X_{c \text{ ВН}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{н.о}\Sigma}}; \quad (2.32)$$

При живленні від ГТВП1 :

$$X_{c \text{ ВН}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 24,71} = 0,246 \text{ Ом};$$

$$X_c = 10^3 \cdot 0,246 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,394 \text{ мОм};$$

При живленні від ГТВП2 :

$$X_{c \text{ ВН}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,19} = 0,596 \text{ Ом};$$

$$X_c = 10^3 \cdot 0,596 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,954 \text{ мОм};$$

При живленні від ТР:

$$X_{c \text{ ВН}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 13,69} = 0,443 \text{ Ом};$$

$$X_c = 10^3 \cdot 0,443 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,709 \text{ мОм};$$

Результуючий опір кола КЗ:

а) при живленні від ГТВП1:

$$r_{\Sigma} = r_T + r_{\text{ш}};$$

$$X_{\Sigma} = X_c + X_T + X_{\text{ш}};$$

$$r_{\Sigma} = 3,4 + 0,62 = 4,02 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = 0,394 + 13,5 + 0,34 = 14,234 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{4,02^2 + 14,234^2} = 14,79 \text{ мОм};$$

б) при живленні від ГТВП2:

$$r_{\Sigma} = 3,4 + 0,62 = 4,02 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = 0,394 + 13,5 + 0,34 = 14,794 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{4,02^2 + 14,794^2} = 15,33 \text{ мОм};$$

в) при живленні від ТР:

$$r_{\Sigma} = 1,9 + 0,62 = 2,52 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = 0,709 + 12,65 + 0,34 = 13,699 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{2,52^2 + 13,699^2} = 13,93 \text{ мОм};$$

Струм трифазного металевого КЗ [5] :

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} ;$$

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,79} = 15,63 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,33} = 15,08 \text{ кА};$$

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,93} = 16,60 \text{ кА};$$

Приймаємо за розрахунковий варіант живлення РУ ВП – 0,4 кВ від ТР.

Мінімальний струм трифазного КЗ з врахуванням струмооб дії дуги в місці пошкодження [5] :

$$I_{n,0}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{\text{пер}})^2}} ; \quad (2.34)$$

де $R_{\text{пер}} = 15 \text{ мОм}$;

$$I_{n,0,R}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{13,699^2 + (2,52 + 15)^2}} = 10,4 \text{ кА};$$

Середнє значення струму КЗ:

$$I_{n,0 \text{ ср}}^{(3)} = \frac{16,6 + 10,4}{2} = 13,5 \text{ кА};$$

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{n,0 \text{ розр}}^{(3)} ; \quad (2.35)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 13,5 = 24,75 \text{ кА};$$

Струми підживлення від двигунів власних потреб [5] :

$$I_{n,0,д} = 2,29 \cdot I_{T \cdot \text{ном}} ;$$

$$i_{y,д} = 3,22 \cdot I_{T \cdot \text{ном}} ;$$

$$I_{n,0,д} = 2,29 \cdot 1,4451 = 3,31 \text{ кА};$$

$$i_{y,д} = 3,22 \cdot 1,4451 = 4,65 \text{ кА};$$

Сумарні струми КЗ :

$$I_{n,0\Sigma}^{(3)} = 13,5 + 3,31 = 16,81 \text{ кА};$$

$$i_{y\Sigma} = 24,75 + 4,65 = 29,40 \text{ кА};$$

2.7 Визначення максимальних струмів та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-150 кВ:

Максимальні струми [2] :

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{ГР}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \omega}; \quad (2.38)$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max \text{ГЗ}} = 1,5 \cdot \frac{S'_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$I_{\max W} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,8} = 602 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{4 \cdot 16,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150 \cdot 0,95} = 263,7 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ГЗ}} = 1,5 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 231,2 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa} = I_{n,0}^2 (t_{\text{ВИМ}} + T_{\text{а}}), \quad (2.41)$$

де $t_{\text{ВИМ}}$ - час вимикання КЗ, с:

$$B_{\kappa} = 8,47^2 (0,2+0,2) = 28,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

ВРУ-35 кВ:

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

$$I_{\max \text{БТ}} = \frac{2 \cdot 16,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95} = 565 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ГЗ}} = 1,5 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 990,9 \text{ А};$$

$$B_{\kappa} = 6,48^2 (0,2+0,2) = 16,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Блочний трансформатор ТРДН – 6300/150(ГРУ-10 кВ):

$$I_{\max G} = \frac{I_{\text{Г.НОМ}}}{0,95}; \quad (2.42)$$

$$I_{\max G} = \frac{894,6}{0,95} = 941,7 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{ГТВП}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А};$$

$$I_{\max \text{БТ}} = 2 \cdot 941,7 = 1883,4 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 24,71^2 (0,3+0,3) = 366,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Блочний трансформатор ТРДНС-3200/35:

$$I_{\max G} = 941,7 \text{ А};$$

$$I_{\max БТ} = 941,7 \text{ А};$$

$$I_{\max ГТВП} = 36,4 \text{ А};$$

$$B_k = 10,19^2 (0,3+0,3) = 62,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Сторона 10 кВ ТЗ:

$$I_{\max} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А};$$

$$B_k = 13,69^2 (0,25+0,2) = 84,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

РУВП-0,4 кВ:

$$I_{\max ГТВП} = 910,4 \text{ А};$$

$$I_{\max ТР} = 1445,1 \text{ А};$$

$$B_k = I_{n,0}^{(3)^2} \cdot (t_{\text{вим}} + T_{a,\text{ср}}) + 1,5 I_{n,0,\text{Д}}^2 \cdot T_{a,\text{ср}} + 4 \cdot I_{n,0,\text{Д}} \cdot I_{n,0}^{(3)^2} \cdot T_{a,\text{ср}}, \quad (2.43)$$

де $t_{\text{вим}} = t_{\text{св}} + t_a$ - час вимикання КЗ, с;

$t_{\text{св}}$ - час спрацювання відсічки автомата, с;

t_a - час гасіння дуги, с;

$T_{a,\text{ср}}$ - середнє значення часу затухання вільних струмів КЗ, с.

Встановлюємо автомат серії «Електрон» типу Е16:

$$U_{a,\text{НОМ}} = 660 \text{ В} > U_{\text{НОМ}} = 400 \text{ В};$$

$$I_{a,\text{НОМ}} = 1600 \text{ А} > I_{\max} = 1445,1 \text{ А};$$

$$\text{ПКС} = 40 \text{ кА} > i_y = 29,4 \text{ кА};$$

$$t_{\text{св}} = 0,25 \text{ с};$$

$$t_a = 0,06 \text{ с};$$

$$B_k = 13,5^2 \cdot (0,31+0,03) + 1,5 \cdot 3,31^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 13,5 \cdot 3,31 \cdot 0,03 = 62 + 0,5 + 5,4 = 67,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури
ВРУ-150 кВ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	НРЛ – 170	РНДЗ.1 - 150/1000 У1
$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$ $I_{max} = 602 \text{ А}$ $I_{н,т} = 8,39 \text{ кА}$ $i_{н,т} = 4,37 \text{ кА}$ $I_{н,0} = 8,47 \text{ кА}$ $i_y = 20,71 \text{ кА}$ $B_k = 28,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 170 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{вир,ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{з,ном} = \sqrt{2} \cdot B_n \cdot I_{вир,ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74$ кА $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

ВРУ-35 кВ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР 35 НС	РНДЗ.1 - 35/1000 У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{max} = 990,9 \text{ А}$ $I_{н,т} = 6,42 \text{ кА}$ $i_{н,т} = 2,97 \text{ кА}$ $I_{н,0} = 6,48 \text{ кА}$ $i_y = 15,43 \text{ кА}$ $B_k = 16,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $I_{вир,ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{з,ном} = \sqrt{2} \cdot B_n \cdot I_{вир,ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 20 = 6,49 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Блочний трансформатор ТРДНС-32000/35:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРС –10	КРУ типу КУ10С
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 941,7 \text{ А}$ $I_{н,т} = 5,58 \text{ кА}$ $i_{н,т} = 2,24 \text{ кА}$ $I_{н,0} = 5,58 \text{ кА}$ $i_y = 13,15 \text{ кА}$ $B_k = 62,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{вир,ном} = 20 \text{ кА}$ $i_{з,ном} = 6,49 \text{ кА}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$

Сторона 10 кВ ТЗ:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРС -10	КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 57,8 \text{ А}$ $I_{н,т} = 9,18 \text{ кА}$ $i_{н,т} = 3,88 \text{ кА}$ $I_{н,0} = 9,18 \text{ кА}$ $i_y = 22,22 \text{ кА}$ $B_k = 84,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вир,ном} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 12,5 =$ $= 5,29 \text{ кА}$ $I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{дин} = 32 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 =$ $468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$

Генератор:

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРС -10	КРУ типу КУ10С
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{max} = 941,7 \text{ А}$ $I_{н,т} = 19,41 \text{ кА}$ $i_{н,т} = 10,91 \text{ кА}$ $I_{н,0} = 20,1 \text{ кА}$ $i_y = 50,17 \text{ кА}$ $B_k = 366,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{вир,ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 12,5 =$ $= 12,97 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $-$ $-$ $-$ $-$ $-$

2.9 Вибір струмопровідних частин
ВРУ-150 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 602 \text{ А};$$

$$I_{н,0} = 8,47 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 20,71 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32:

$$d = 21,6 \text{ мм};$$

$$I_{доп} = 605 \text{ А};$$

$$D = 350 \text{ см};$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між фазами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.44)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см};$$

Перевірка на [2] :

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.45)$$

де m – коефіцієнт жорсткуватості проводів;

r_0 - радіус проводу, см;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ кВ/см};$$

- напруженість електричного поля біля поверхні проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{r_0 \ell \varphi \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (2.46)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 165}{1,08 \ell \varphi \frac{441}{1,08}} = 20,7 \text{ кВ/см};$$

- умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.47)$$

$$1,07 \cdot 20,7 = 22,1 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ кВ/см};$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора;

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = I_{\text{норм}} / j_{\text{ек}}, \quad (2.48)$$

де $I_{\text{норм}}$ - струм нормального режиму, А;

$j_{\text{ек}}$ - економічна густина струму, А/мм².

$$q_{\text{ек}} = 250,5 / 1,1 = 227,7 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 240/32.

в) відгалуження до трансформатора зв'язку :

$$q_{\text{ек}} = 154,1 / 1,1 = 140 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо провід марки АС 150/34:

$$d = 17,5 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А};$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,875}} \right) = 32,8 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 165}{0,875 \cdot \sqrt{\frac{441}{0,875}}} = 24,7 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 24,7 = 26,43 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32,8 = 29,5 \text{ кВ/см};$$

Умова виконується.

ВРУ-35 кВ:

а) збірні шини :

$$I_{\text{max}} = 990,9 \text{ А};$$

$$I_{n,0} = 6,48 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 15,43 \text{ кА} < 50 \text{ кА};$$

Встановлюємо провід марки АС 600/72:

$$d = 33,2 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А};$$

$$D = 150 \text{ см}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора:

$$q_{\text{ек}} = 536,8 / 1,1 = 488 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 500/26:

$$d = 30 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 960 \text{ А};$$

ГРУ-10 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 1883,4 \text{ А};$$

$$i_y = 62,52 \text{ кА};$$

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

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

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А} \geq I_{\text{max}} = 1883,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{дин}}=125 \text{ кА} \geq i_y=62,52 \text{ кА};$$

б) генератор $G_5(G_6)$.

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

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

$$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А} \geq I_{\text{мах}}= 941,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{дин}}=51 \text{ кА} \geq i_y=50,17 \text{ кА};$$

Генератор.

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

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

$$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А} \geq I_{\text{мах}}= 941,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{дин}}=51 \text{ кА} \geq i_y=25,5 \text{ кА};$$

Сторона 10 кВ ТЗ.

$$I_{\text{мах}}= 57,8 \text{ А};$$

$$i_y= 33,99 \text{ кА};$$

$$B_k= 84,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Встановлюємо провід марки АС 10/1,8:

$$d = 4,5 \text{ мм};$$

$$I_{\text{доп}} = 84 \text{ А}.$$

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

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

Таблиця 2.17 Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТПЛК-10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 941,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 50,17 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 74,5 \text{ кА}$
$B_k = 366,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 47,2^2 \cdot 3 =$

$r_2 = 0,398 \text{ Ом}$	$= 6683,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $r_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$
--------------------------	---

Примітка:

- 1) $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А};$
- 2) 0,5/10Р;
- 3) Схема з'єднань обмоток ТС: повна зірка;
- 4) $\ell_{\text{розр}} = 20 \text{ м.}$

Перевіряємо ТС на клас точності

Таблиця 2.18 Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	П-670	2,5	-	2,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
Разом		6,5	0,5	6,0

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 \text{ ном}, \quad (2.49)$$

$$r_{\text{прил}} = 6 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом};$$

Допустимий опір провідників:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.50)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,24 - 0,1 = 0,06 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз контрольного кабелю :

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot \ell_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.51)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 20 / 0,06 = 5,83 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель марки КРВГ з жилами перерізом 6 мм².

$$r_2 = \frac{0,0175 \cdot 20}{6} + 0,24 + 0,1 = 0,398 \text{ Ом} < r_{2\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом};$$

Встановлюємо ТН типу ЗНОЛ.06 – 10УЗ :

$$U_{1\text{НОМ}} = 10000/\sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{НОМ}} = 100/\sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 2.19 Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{В} \cdot \text{А}$	$n_{\text{обм}}, \text{шт}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{\text{прил}}, \text{шт}$	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э – 335	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	-
Лічильник активної енергії	Н – 670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Датчик активної потужності	Е - 829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної потужності	Е - 830	10	-	1	0	1	10	-
Разом :							31	7,3

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{31^2 + 7,3^2} = 31,8 \text{ МВА} < S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА};$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом 1,5 мм².

Таблиця 2.20 Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
Генератор	ТПЛК – 10	ЗНОЛ.06 - 10УЗ
ВРУ -150 кВ	ТВ – 220	НКФ – 150 – 58У1
ВРУ – 35 кВ	ТФЗМ – 35 А	ЗНОМ – 35 – 65У1
РУВР – 0,4 кВ	ТК – 40	НОС
Блочний трансформатор ТРДН - 63000/150: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ150 – I -1000/5 ТПЛК - 10	- -

Блочний трансформатор ТРДНС - 32000/35: - сторона ВН - сторона НН	ТВТ 35 – I - 1000/5 ТПЛК - 10	- -
Трансформатор зв'язку : - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ 150 – I - 1000/5 ТВТ 35 – I - 1000/5 ТПЛК - 10	- - ЗНОЛ.06 – 10УЗ

2.11 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники:

1) ЛЕП – 150 кВ, сторона ВН блочного трансформатора та трансформатора зв'язку

РВС – 150МУ1

2) ЛЕП – 35 кВ, сторона ВН блочного трансформатора та трансформатора зв'язку

РВС – 35У1

3) Нейтраль блочного трансформатора та трансформатора зв'язку

РВС – 110МУ1

4) Сторона НН блочних трансформаторів та трансформаторів зв'язку

РВРД – 10У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

а) 150 кВ ВЗ – 630 – 0,5У1

б) 35 кВ ВЗ – 630 – 0,5У1

2.12 Вибір акумуляторних батарей

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея (АБ) і при віддаленому розміщенні ВРУ встановлюється батарея в зоні ВРУ [7].

Вихідні дані для розрахунку:

- Напруга на шинах: $U_{ш} = 230 \text{ В}$
- Номінальна напруга: $U_{ном} = 220 \text{ В}$
- Напруга на елементі в режимі під заряду: $U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- Напруга на елементі в кінці аварійного розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$
- Напруга на елементі наприкінці зарядки: $U_3 = 2,75 \text{ В}$
- Загальна кількість елементів: $n = 130$
- Кількість основних елементів: $n_0 = 108$
- Кількість додаткових елементів: $n_d = 22$

Для електростанцій прийнята схема АБ з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного під заряду.

Таблиця 2.21 Навантаження батареї

Електроприймач	n, шт	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	Розрахункові аварійні навантаження, А	
						$I_{ав}$	$I_{н0},$ ШТ
Постійне навантаження	-	-	-	25	-	25	25
Аварійне освітлення	-	-	-	80	-	80	-
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного масло насоса ущільнень генератора	6	3	13,6	13	40	78	-
Електродвигун аварійного масло насоса системи змащування турбіни	6	5	22,7	22	70	132	420
Разом :						345	475

Типовий номер АБ [2]:

$$M \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.52)$$

де $I_{\text{ав}}$ - навантаження усталеного на півгодинного аварійного розряду, А;

j - допустиме навантаження аварійного розряду, яке приведено до першого номера акумулятора в залежності від температури електроліту, А/м;

$$M = 1,05 \cdot 345 / 25 = 14,5.$$

Перевіряємо АБ за струмом поштоуху:

$$M \geq I_{\text{пошт}} / 46; \quad (2.53)$$

$$M = 475 / 46 = 10,3.$$

Приймаємо типорозмір СК – 16.

Перевіряємо відхилення напруги при максимальному струмі поштоуху:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}} / M; \quad (2.54)$$

$$j_{\text{п}} = 475 / 16 = 29,7 \text{ А/м.}$$

За допомогою рисунка 6.2 [2] визначаємо, що напруга у споживачів з врахуванням втрат в кабелі 15%, складає 87%, що більше допустимого значення 80%.

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп}} &= I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot M; \\ U_{\text{пзп}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_0; \end{aligned} \right\} \quad (2.55)$$

$$I_{\text{пзп}} = 25 + 0,15 \cdot 16 = 27,4 \text{ А};$$

$$U_{\text{пзп}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ В};$$

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

Розрахунковий струм та напруга під зарядного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пзп.д}} &= 0,05 \cdot M; \\ U_{\text{пзп.д}} &= U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{д}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.56)$$

$$I_{\text{пзп.д}} = 0,05 \cdot 16 = 0,8 \text{ А};$$

$$U_{\text{пзп.д}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В};$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН – 3.

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{зп} &= I_{пост} + 5 \cdot M; \\ U_{зп} &= U_з \cdot n; \end{aligned} \right\} \quad (2.57)$$

$$I_{зп} = 25 + 5 \cdot 16 = 105 \text{ А};$$

$$U_{зп} = 130 \cdot 2,75 = 357,5 \text{ В};$$

Вибираємо ЗП типу ТППС – 800.

3 КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ ГІДРОАГРЕГАТІВ

Генераторобудування - це одна з передових галузей машинобудування. Тут застосовувались найновіші досягнення науки і техніки, а рівень проектування досяг досконалості. Такий підхід вивів нашу країну в першість країн-лідерів в даній галузі, якими на сьогодні є США, Франція, Німеччина і Росія («Електросила»).

Вартість самого генератора в багато десятків разів перевищує вартість любого іншого обладнання станцій і розподільчих мереж. Генератори намагаються виготовляти якомога надійнішими в експлуатації. Також генератор в будь-якій енергетичній системі вважається найбільш захищеним від зовнішніх негативних впливів. При проектуванні любого генератора слід дотримуватись насамперед таких умов як якість виготовленої електричної енергії, надійність в експлуатації, здатність до перевантажень (запас міцності в нормованих межах) і т.ін.

В наш час починає зростати потреба в проектуванні генераторів, оскільки майже усі діючі відпрацювали свій ресурс ще у 1995 і працюють вже на межі механічного зношування. Отже, в найближчі десять років на всіх станціях потрібно буде вводити нові генератори та подовжувати терміни експлуатації існуючих.

Аналізуючи режими роботи синхронних генераторів та враховуючи ступінь їх зносу, можливим є внесення змін при проектуванні чи проведенні ремонтів, враховуючи накопичений досвід.

3.1 Конструкція генераторів

Для вироблення електроенергії на сучасних електричних станціях застосовуються синхронні генератори трифазного змінного струму. Вони поділяються на турбогенератори, що приводяться в обертання паровими або

газовими турбінами, та гідрогенератори, у яких приводом є гідравлічна турбіна.

Для обох видів генераторів у нормальному режимі суворо виконується відповідність між їхньою частотою обертання n , $\delta\hat{a}^{-1}$, котра відповідає кількості обертів агрегату за хвилину, та частотою електричної мережі f , Гц. Ця залежність записується так:

$$n = \frac{60f}{p}$$

де p — число пар полюсів обмотки статора генератора. Парові та газові турбіни, що призводять до обертання турбогенератори, мають значні частоти обертання 3000 і 1500 $\delta\hat{a}^{-1}$. Виходячи з того, що нормальна частота електричного струму в електричних мережах складає 50 Гц. Легко підрахувати, що синхронні турбогенератори теплових електричних станцій мають два полюси на статорі. На АЕС в деяких випадках частота обертання генераторів складає 1500 $\delta\hat{a}^{-1}$ а це значить, що такі генератори мають чотири полюси.

Турбогенератори виконуються з горизонтальним валом. Конструктивно турбогенератор має дві основні частини: нерухому (статор) і рухому, що обертається всередині статора (ротор). На нерухомій частині розташована трифазна обмотка змінного струму, закладена в пази заліза статора, що складається з окремих тонких пластин електротехнічної сталі. На роторі генератора розташована обмотка збудження, на неї подається постійний струм від спеціальних пристроїв, що називаються збуджувачами. Ротор турбогенератора являє собою циліндр виконаний зі сталі високої міцності (так звана «бочка ротора»). Вздовж циліндра ротора про-фрезовані пази, в які закладена обмотка збудження, виготовлена зі штабової міді, штаби якої ізолюються від сталевих частин ротора за допомогою мікалентної ізоляції.

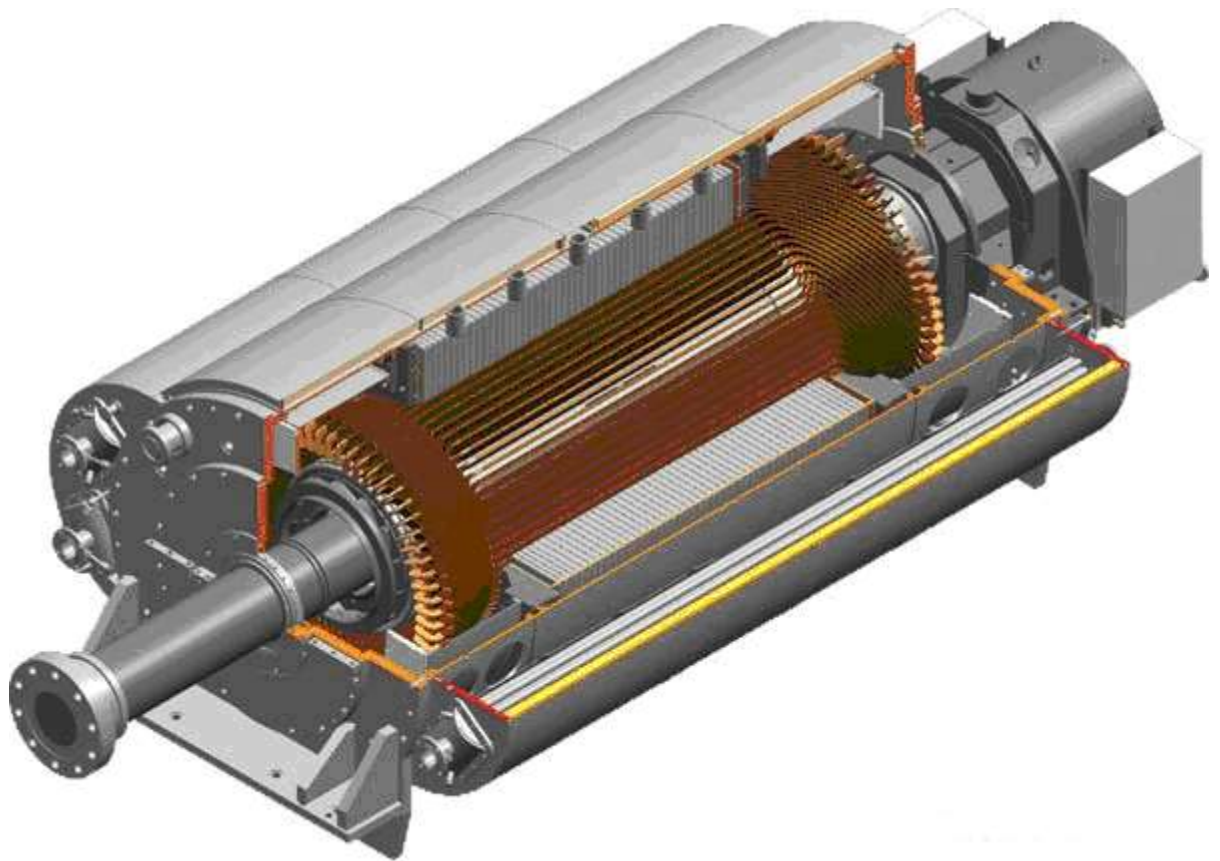


Рисунок 3.1 – Загальний вигляд турбогенератора

Для того щоб при високій швидкості обертання під дією відцентрових сил штаби не переміщувалися, в пазах їх закріплюють металевими клинами. Загальний вигляд сучасного турбогенератора та його складової зображено на рисунку 3.1.

Гідравлічні турбіни мають здебільшого відносно малу частоту обертання ($60-600 \text{ об/хв}$). Частота обертання тим менша, чим менший напір води і чим більша потужність турбіни. Через усе це гідрогенератори є тихохідними і великими за розмірами машинами з великою кількістю полюсів. Вони мають явнополюсні ротори (рисунок 3.2) і переважно вертикальне розташування вала. Діаметри роторів потужних гідрогенераторів досягають 14-16 м, а діаметри статорів — 20-22 м. Котушки обмоток збудження закріплюються на полюсах.

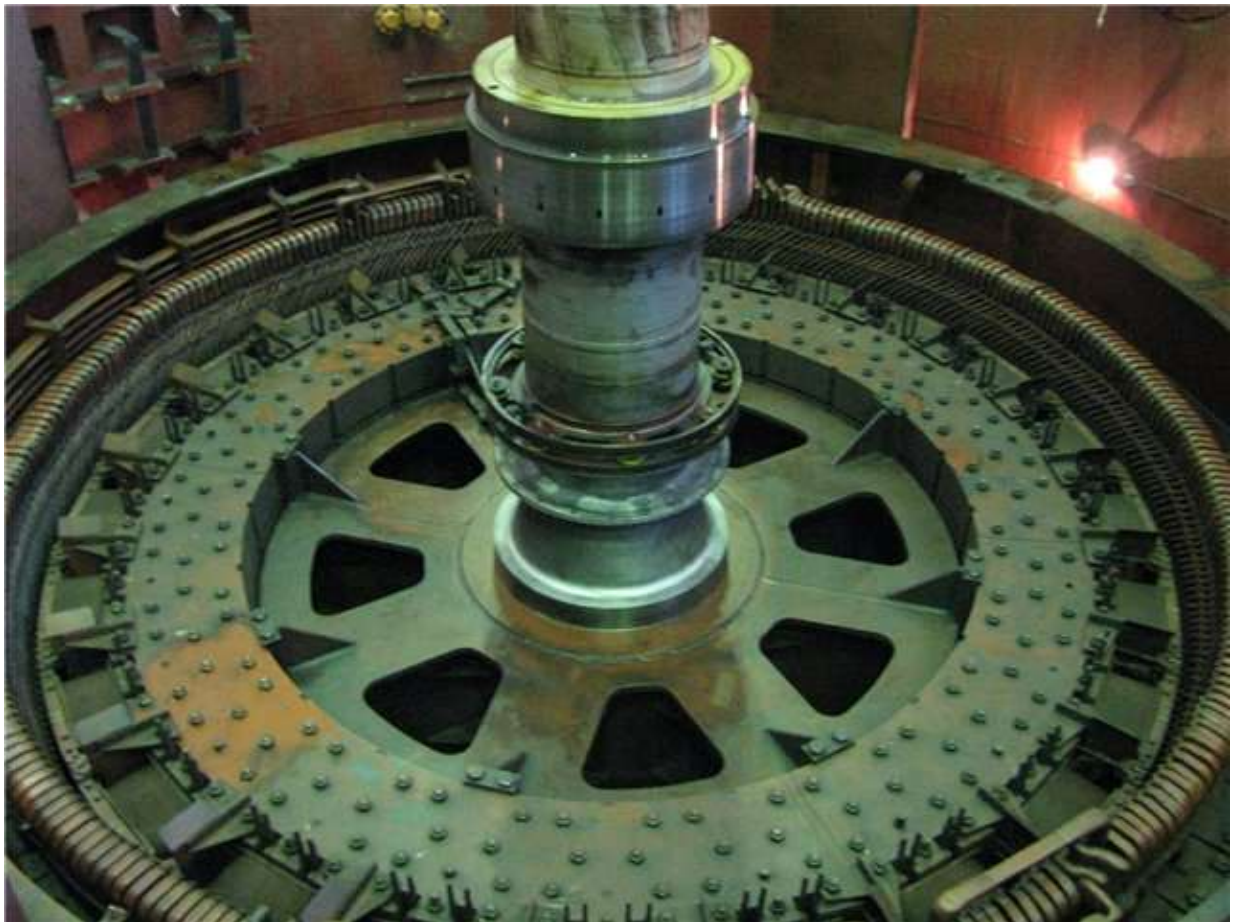


Рисунок 3.2 – Ротор гідрогенератора

Статор гідрогенератора нічим не відрізняється від конструкції статора турбогенератора. на відміну від останнього він виконується роз'ємним, бо через великі габарити його дуже важко транспортувати. І тому він розділяється на однакові частини (від 2 до 6), що дозволяє перевозити його до місця будівництва ГЕС на спеціальних платформах поїздів або за допомогою автотранспорту. Сучасний вертикальний гідрогенератор зображено на рисунку 3.3.



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд потужного гідрогенератора

Останнім часом на ГЕС з низькими напорами застосовують горизонтальні гідрогенератори, котрі нічим не відрізняються від конструкцій турбогенераторів відповідних потужностей. Кожний генератор має відповідні величини напруги та струму статора і ротора, повної і активної потужностей та коефіцієнта корисної дії і ще однієї характерної величини, що має назву $\cos \phi$. Ці величини носять загальну назву номінальних параметрів генератора.

Принцип роботи синхронних генераторів заснований на законі електромагнітної індукції Фарадея, згідно з яким у провіднику, що перетинає магнітне поле, наводиться ЕРС, пропорційна швидкості перетинання цього поля провідником, що рівнозначно швидкості зміни магнітного потоку Φ , тобто:

$$e = \frac{d\phi}{dt}$$

На відміну від однофазного синхронного генератора в трифазному генераторі на статорі розташовано три обмотки, кожна з яких зсунута відносно іншої на 120° .

Конструктивні особливості гідрогенераторів

Конструкція гідрогенератора в значній мірі визначається характеристиками його привода - гідравлічної турбіни. Тому гідрогенератор є звичайно тихохідною синхронною машиною, його швидкість обертання рідко перевищує 500 об/хв, хоча зустрічаються гідрогенератори зі швидкістю обертання до 1000 об/хв.

Залежно від конструктивного типу турбіни гідрогенератор може бути вертикального (рисунок 3.4-3.6) або горизонтального виконання. За останні роки з'явився новий тип гідроагрегата — капсульний, де турбіна і гідрогенератор об'єднані в одному корпусі, що перебуває в проточній частині гідроелектростанції (рисунок 3.6).

Вертикальні гідрогенератори розрізняються по розташуванню підп'ятника. Тип компонування, у якому підп'ятник розташований вище ротора, називають підвісним, а тип, у якому підп'ятник розташований нижче ротора на спеціальній хрестовині або на підставці, що опирається на кришку турбіни зонтичним (рисунок 3.6).

Звичайно гідрогенератори зі швидкістю обертання до 100-125 об/хв виконуються зонтичними, а при більшій швидкості обертання - підвісними. Є, щоправда, випадки зонтичного виконання гідрогенераторів зі швидкістю обертання до 214 об/хв, так що важко провести тверду границю між цими двома конструктивними типами. Вибір зонтичного або підвісного виконання в конкретному випадку визначається наступними міркуваннями.

Діаметр гідрогенератора зі зменшенням його швидкості обертання збільшується, і верхня до хрестовина, що несе в підвісних гідрогенераторах все навантаження від ваги ротора генератора, колеса турбіни і реакції води,

виходить для тихохідних машин дуже громіздкої, а її виготовлення через розмірно дороге. Тому для тихохідних гідрогенераторів вигідніше зонтичний тип, тому що при цьому нижню хрестовину можна спорудити на меншому прольоті - на діаметрі шахти турбіни, а в деяких випадках обперти під'ятник безпосередньо на кришку турбіни. У швидкохідних гідрогенераторах діаметр шахти турбіни, навпаки, віршиком малий для розміщення хрестовини, що несе під'ятник, а розміри верхньої хрестовини, що опирається на статор невеликого діаметра, виходять прийнятними. Тут на перший план виступають переваги підвісного виконання: під'ятник можна зробити на меншому діаметрі, втрати в ньому при цьому будуть менше, він буде доступний для обслуговування безпосередньо з машинного залу.

При зонтичному виконанні загальна висота гідрогенератора знижується. Найбільше зниження висоти досягається при опорі під'ятника на кришку турбіни, конструкція якої повинна бути відповідно посилена, щоб витримати це навантаження.

Гідрогенератори підвісного виконання звичайно мають два напрямні підшипники, один із яких убудований у верхню, а іншої - у нижню хрестовину; відомі також компоновання підвісних гідрогенераторів з одним напрямним підшипником у верхній хрестовині (рисунок 3.4). Зонтичні гідрогенератори можуть мати два напрямні підшипники, розташовані у верхній і у нижньої хрестовинах, або один підшипник, що розташовують іноді у верхній хрестовині, а іноді в нижньої, в одній ванні з під'ятником.

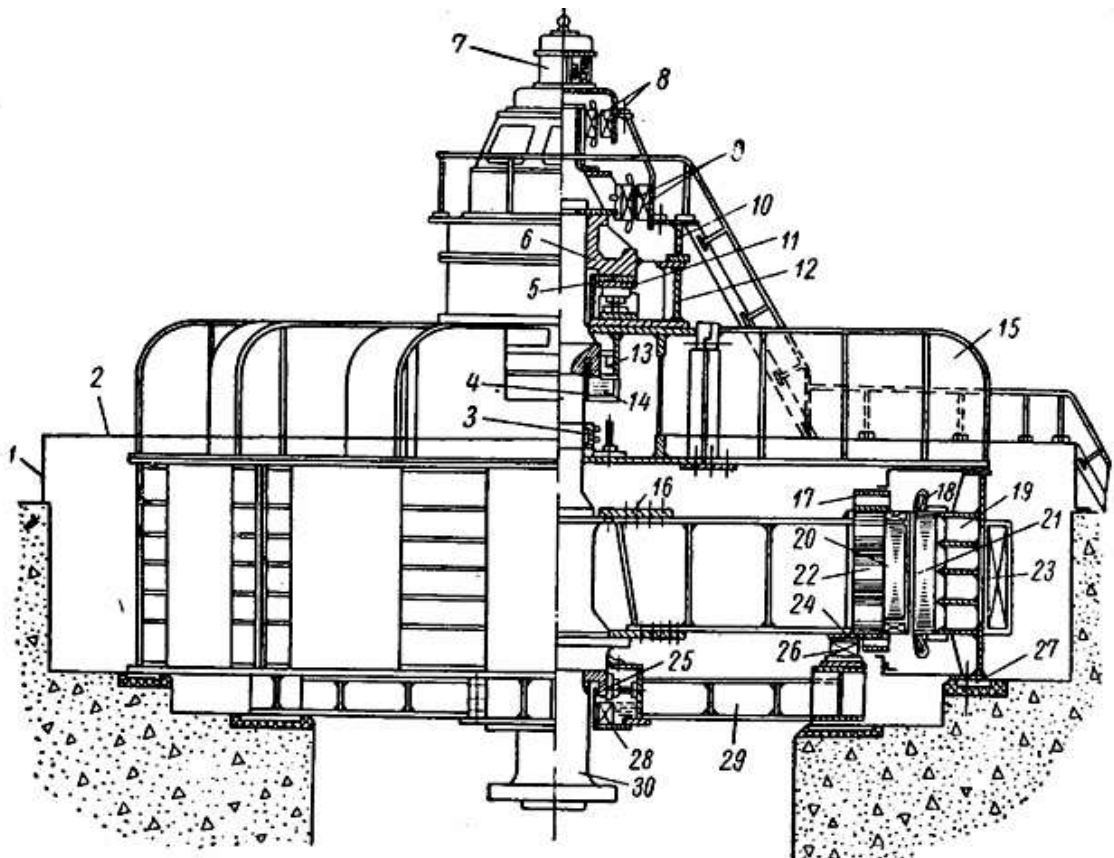


Рисунок 3.4 – Гідрогенератор вертикальний підвісного типу на 103500 кВА,
83,3 об/хв:

- 1 — кожух генератора; 2 — перекриття; 3 — контактні кільця; 4 — вигорodka
масляної ванни; 5 — диск підп'ятника; 6 — втулка підп'ятника; 7 —
регуляторний генератор; 8 — підзбудник; 9 — збудник; 10 — підставка під
збудника; 11 — нерухливий сегмент підп'ятника; 12 — масляна ванна
підп'ятника; 13 — верхній напрямний підшипник; 14 — масляна ванна
напрямого підшипника; 15 — верхня хрестовина; 16 — диск ротора; 17 —
вентилятор; 18 — обмотка статора; 19 — корпус статора; 20 — полюс; 21 —
активна сталь; 22 — обід ротора; 23 — повітроохолоджувач; 24 — гальмовий
сегмент; 25 — нижній напрямний підшипник; 26 — гальмо; 27 —
фундаментна плита; 28 — маслоохолоджувач; 29 — нижня хрестовина; 30 —
вал

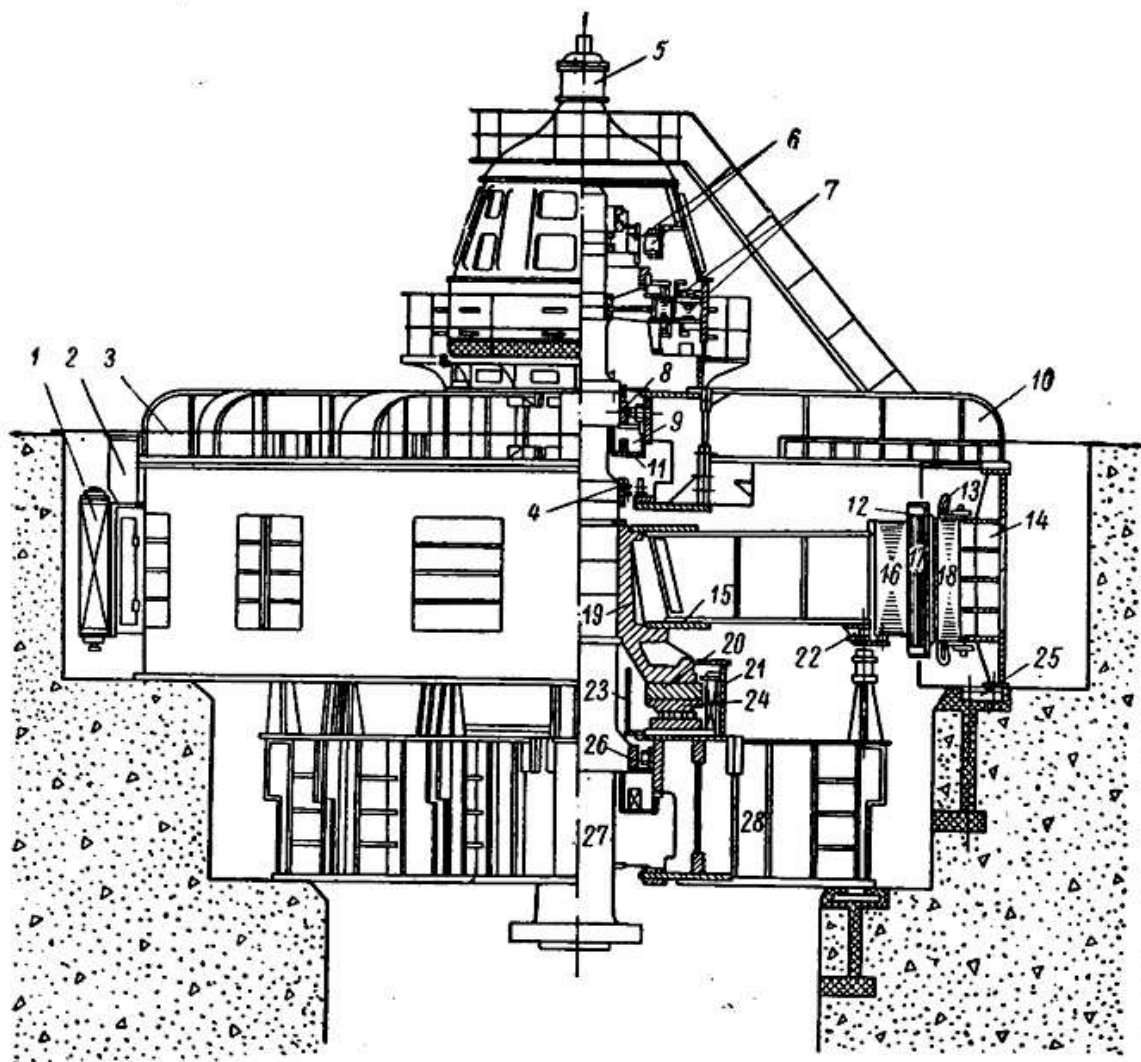


Рисунок 3.5 – Гідрогенератор вертикальний зонтичного типу на 103500 ква,
83,3 об/хв:

1 — повітроохолоджувач; 2 — вивід теплого повітря в машинний зал; 3 — перекриття; 4 — контактні кільця; 5 — регуляторний генератор; 6 — підзбуджувач; 7 — збудник; 8 — верхній напрямний підшипник; 9 — масляна ванна прямого підшипника; 10 — верхня хрестовина; 11 — маслоохолоджувач; 12 — вентилятор; 13 — обмотка статора; 14 — корпус статора; 15 — диск ротора; 16 — обід ротора; 17 — полюс; 18 — активна сталь; 19 — втулка ротора; 20 — диск під'ятника; 21 — масляна ванна під'ятника; 22 — гальмо; 23 — вигородка; 24 — нерухливий сегмент під'ятника; 25 — фундаментна плита; 26 — нижній напрямний підшипник; 27 — вал; 28 — нижня хрестовина.

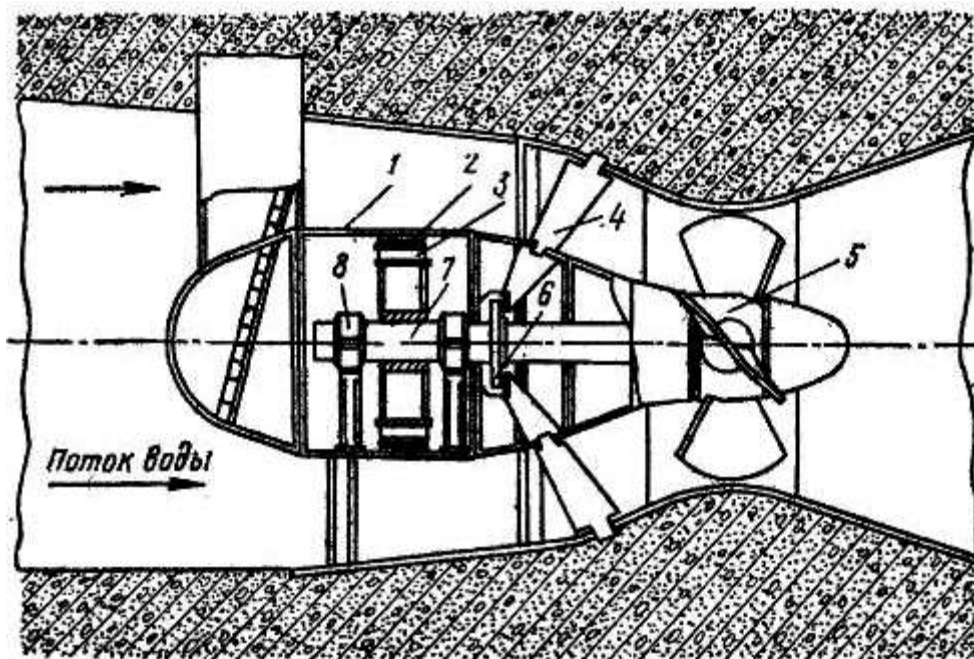


Рисунок 3.6 – Гідрогенератор горизонтальний капсульного виду

1 — капсула; 2 — статор генератора; 3 — ротор генератора; 4 — напрямний апарат турбіни; 5 — ротор гідравлічної турбіни; 6 і 7 — підшипники; 7 — вал.

Конструкція Статора гідрогенератора

Корпус статора гідрогенератора (рисунок 3.7) представляє зварену конструкцію, що складається з ребер, паралельні осі машин, з'єднаних полками, і обшивання.

Кількість, ширина і товщина ребер і полиць визначаються необхідною твердістю корпусу статора при перенесенні і кантуванні його окремих рознімних частин. Безпосередньо до полиць корпусу статора за допомогою косинців приварюються клини для кріплення сердечника статора, у рідких випадках ці клини встановлюються за допомогою гвинтів.

Сердечник статора зібраний зі штампованих і покритих сегментів листовою електротехнічною сталлю товщиною 0,5 мм.



Рисунок 3.7 – Статор гідрогенератора

Сердечник статора зібраний зі штампованих і покритих сегментів листовою електротехнічною сталлю товщиною 0,5 мм. Для гідрогенераторів застосовують звичайно електротехнічну сталь зі зменшеними питомими втратами (1,15-1,25 Вт/кг при 10000 Гс). По довжині сердечник статора розділений на пакети, товщиною в середньому 45 мм, між якими встановлюються розпірки, що забезпечують ширину вентиляційного каналу 10 мм. У крайні пакети статора укладаються сегменти з укороченими зубцями, так що утворяться три-чотири сходи по 5-6 мм кожна, що збільшують повітряний зазор. У процесі зборки сердечник пресується і закріплюється натискними гребінками, що складаються із плит і приварених до них натискних пальців. Для дуже потужних гідрогенераторів останні виготовляються з немагнітної сталі для зменшення нагрівання від магнітних полів.

Обмотка статора гідрогенератора покладена в пази сердечника, закриті клинами. Звичайно в сучасних гідрогенераторах застосовують стержневі хвильові обмотки із двома стержнями в пазу, але в обмотках з безпосереднім охолодженням міді водою.

Корпус і сердечник статора за умовами транспортування виготовляються різнимними: на дві, чотири або шість, рідше - вісім частин. Кожне рознімання з'єднується за допомогою стикових плит і болтів на місці монтажу. Там же укладаються частина обмотки, що доводиться проти стику сердечника. Для посилення твердості лобових частин обмотки застосовуються сталеві бандажні кільця, покриті ізоляцією, які кріпляться до корпусу статора кронштейнами. У потужних гідрогенераторах ці кільця і кронштейни виготовляються з немагнітної сталі.

На статор гідрогенератора опирається верхня хрестовина, що є в машинах підвісного виконання основною. Хрестовина складається зі зварених лабетів двотаврового перетину, що приєднують до центральної частини, число лабетів променевої хрестовини повинне бути кратне числу рознімань статора. Нижня хрестовина гідрогенератора також виконується зварений, вона кріпиться безпосередньо до фундаменту за допомогою анкерних болтів. На нижній хрестовині або на фундаменті встановлюються пневматичні гальма, у які через спеціальний клапан подається повітря від повітряного резервуара маслонапірній установки турбіни. Гальмування починається при зниженні швидкості обертання приблизно до 30% номінальної. Гальма використовуються так само як гідравлічні домкрати для підйому ротора перед пуском і при ревізіях підп'ятника, тоді вони живляться маслом від насоса високого тиску.

Ротор гідрогенератора

Конструкція ротора гідрогенератора визначається його швидкістю обертання: у тихохідних гідрогенераторах, діаметр яких настільки великий,

що перевезти зібраний ротор по залізниці неможливо, обід ротора збирається на місці установки з окремих штампованих сегментів (Рисунок 1.14) товщиною 4-6 мм.

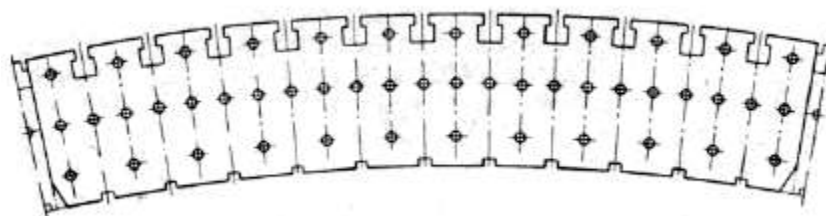


Рисунок 3.8 – Сегмент шихтованого ободу ротора гідрогенератора.

У сегментах ободу ротора зроблені отвори під стяжні шпильки, якими обід стягається при зборці і пресування, а також пази для кріплення полюсів і пази для клинів, що перешкоджають зсуву ободу в тангенціальному напрямку. При шихтовці ободу кожен шар сегментів зсувається щодо попередніх так, щоб стики сегментів суміжних шарів не збігалися. Пази для хвостів полюсів у кожному шарі сегментів повинні сходитись, якщо збудження одного шару щодо іншого становить полюсний розподіл. Останнім часом знайшов застосування збудження сусід їх шарів на половину полюсного розподілу, що при рівній витраті матеріалу збільшує механічну міцність, однак у цьому випадку в сегментах потрібно виштампувати подвійне число пазів для хвостів полюсів.

У швидкохідних гідрогенераторах, коли діаметр ободу ротора допускає перевезення по залізниці, обід збирається з товстих дисків насаджуваних безпосередньо на вал або на проміжну втулку.

Полюси ротора шихтується з листової сталі товщиною 1-2 мм і стягаються шпильками. Гайки шпильок втоплюються в тілі натискної щоки кутої, або виготовленої з товстого сталевго аркуша, і після зборки заварюються. У гідрогенераторах застосовуються також цільні сталеві куті або литі полюси роторів. Полюс ротора кріпиться в тілі ободу за допомогою хвоста, що має

звичайно Т-схожу форму (зустрічаються також конструкції за формою хвоста). Поліус заклинюється в пазу за допомогою двох пар зустрічних клинів, що притискають його до ободу.

Котушка збудження виготовляється звичайно з голої смужкової міді, намотаної на високе ребро. Для збільшення поверхні тепловіддачі застосовують мідь спеціального профілю або зсувають витки котушки відносно один одного. Останнім часом знайшла застосування конструкція котушки збудження з каналами для повітря усередині витків або між витками, що дозволяє значно збільшити поверхню тепловіддачі.

Окремі витки ізолюються друг від друга прокладками з азбестового паперу на лаку, з огляду на можливість перенапруг, крайні витки часто ізолюють більш сильно.

Котушки окремих полюсів з'єднуються один з одним послідовно гнучкими перемичками. Від контактних кілець, установлюваних на валу, підведення струму до обмотки здійснюється за допомогою пари шин, що проходять по пазу в тілі вала і по одній зі спиць ротора.

На обіді ротора кріпляться вентилятори, радіальні або ковшеві, а в дуже швидкохідних машинах - осьові. Вал гідрогенератора виготовляються пустотілим. Більші вали зварюються із двох або трьох кувань. Верхня частина вала звичайно робиться окремої у вигляді надставки. У сучасних гідрогенераторах зонтичного виконання часто застосовуються безвальні конструкції, де вал турбіни приєднується безпосередньо до центральної частини ротора, а зверху кріпиться надставка вала для якоря збудника, під збудника і контактних кілець.

Підп'ятник і підшипники

У сучасних гідрогенераторах застосовуються сегментні підп'ятники (рисунки 3.9). Верхня частина підп'ятник-диск, виготовляється з високоякісної сталі і обробляється з високою точністю. У підвісних машинах диск

під'ятника кріпиться до окремої втулки, у зонтичних - до втулки або центральної частини ротора.

Поверхня сталевих сегментів (рисунок 3.10) покрита шаром бабіту і у процесі монтажу під'ятника пришабровує до поверхні диска. Сегменти встановлюються на гвинтових опорах, що дозволяють регулювати їхню висоту і, отже, домагатися рівномірного навантаження всіх сегментів. Крім гвинтових, застосовуються також балансирні і гідравлічні опори, що дозволяють рівномірно розподілити навантаження між сегментами. При дуже більших навантаженнях застосовуються конструкції із дворядним розташуванням сегментів.

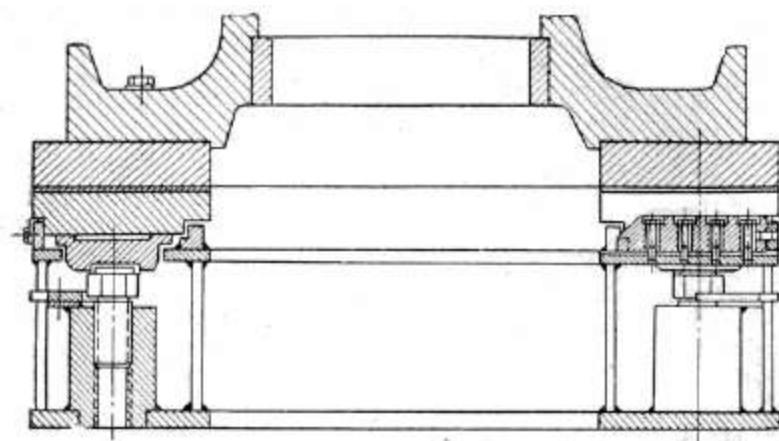


Рисунок 3.9 – Під'ятник вертикального гідрогенератора із сегментами на гвинтових опорах

Під'ятник занурений у масляну ванну. Масло служить одночасно і для змащення, і для охолодження сегментів. У ванні розташовані трубчасті маслоохолоджувачі, по яких протікає вода. У сучасних конструкціях для додаткового охолодження в тіло кожного сегмента вбудовується змієвик, по якому протікає холодна вода.

У більшості гідрогенераторів вертикального виконання застосовуються сегментні підшипники із самозмащуванням, які містяться в масляній ванні. У підвісних машинах верхній підшипник іноді розташовують в одній ванні з під'ятником.

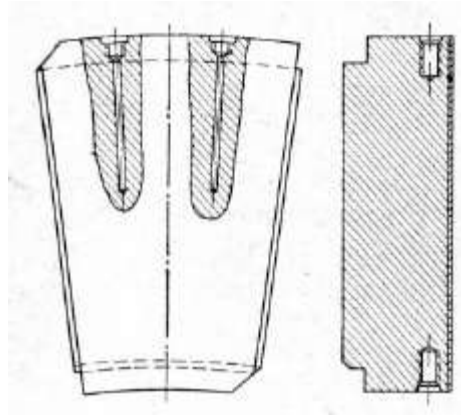


Рисунок 3.10 – Сегмент під'ятника.

У горизонтальних гідрогенераторах застосовуються підшипники із примусовим змащенням під тиском і зовнішньою циркуляцією масла. Під'ятники горизонтальних гідрогенераторів, що сприймають тільки зусилля від реакції води, також виконуються із примусовим змащенням.

Збудник, підзбудник допоміжний і регуляторний генератори

Збудник гідрогенератора встановлюється звичайно на його валу. У горизонтальних генераторах збудник може мати власні підшипники. Звичайне збудження збудника здійснюється від підзбудника, розташованого на тому ж валу. Іноді розміри підзбудника, дозволяють розмістити його усередині колектора збудника. У гідрогенераторах середньої потужності часто застосовують збудники із самозбудженням.

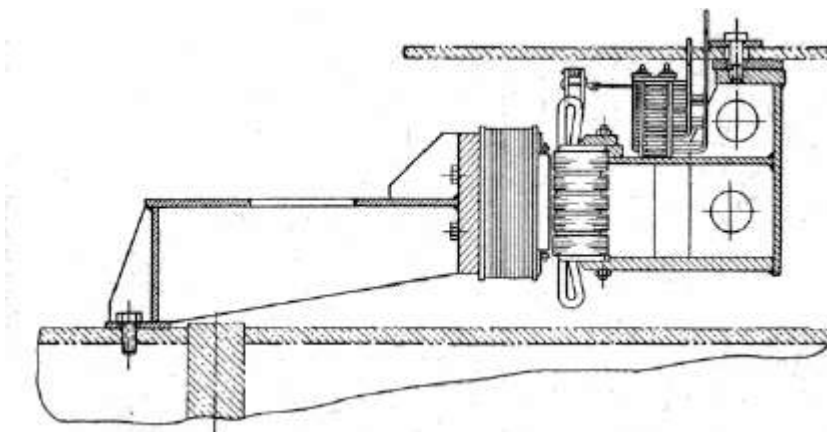


Рисунок 3.11 –

Допоміжний генератор для живлення іонної системи збудження.

Якщо гідрогенератор має систему збудження з іонними випрямлячами, то для живлення останніх служить допоміжний синхронний генератор, ротор якого розміщується на кістяку ротора гідрогенератора, а статор підвішується до верхньої хрестовини (рисунок 3.11). У швидкохідних машинах допоміжний генератор може установлюватися над верхньою хрестовиною.

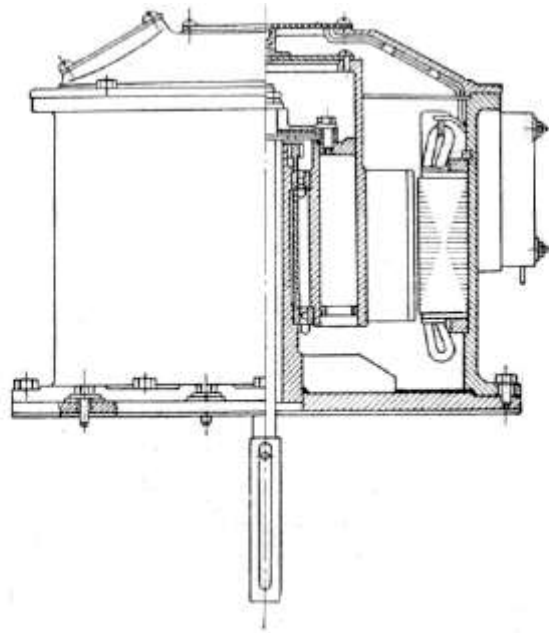


Рисунок 3.12 – Регуляторний гідрогенератор з полюсами з постійних магнітів.

Для подачі сигналу частоти в систему регулювання швидкості турбіни застосовуються регуляторні генератори, розташовані на валу гідрогенераторів (рисунок 3.12). Це - теж синхронні машини, але з полюсами з постійних магнітів.

Охолодження і вентиляція

Гідрогенератори середньої і великої потужності виконуються із системою непрямого повітряного охолодження. Охолоджене повітря, що циркулює по замкнутому колу (рисунок 3.13) і охолоджуваний у повітроохолоджувачах

(рисунок 3.14), знімає втрати з поверхонь розточення статора, вентиляційних каналів, обмотки статора, полюсних башмаків і котушок збудження. У невеликих гідрогенераторах застосовується розімкнуте коло вентиляції без охолоджувачів. У потужніших машинах (до 500 Мвт) застосовується безпосереднє усередині провідникове охолодження обмоток водою і повітрям.

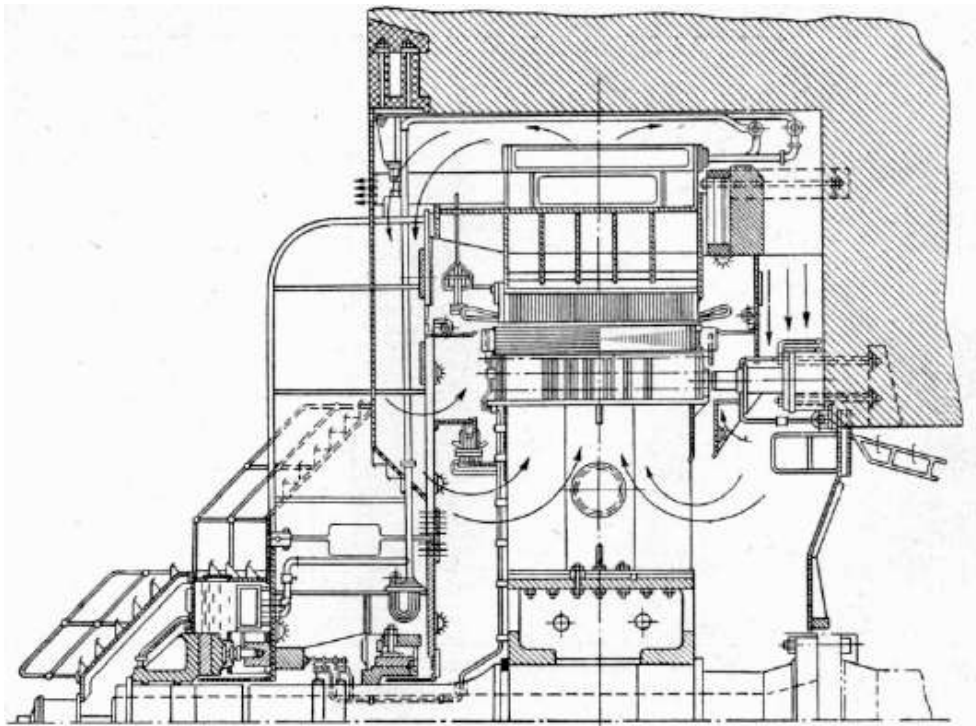


Рисунок 3.13– Циркуляція охолодженого повітря в гідрогенераторі.

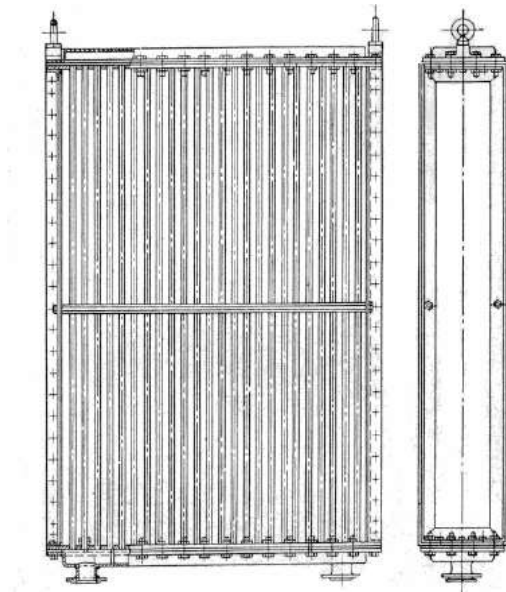


Рисунок 3.14 – Повітроохолоджувач гідрогенератора.

Для контролю температури обмотки статора в пази заставляються термометри опору. У зону гарячого масла і у сегменти під'ятника уставляються термометри опору, і термометричні сигналізатори за допомогою термометрів вимірюється також температура гарячого і холодного повітря.

3.2 Внесення змін в конструкцію генераторів з врахуванням можливих пошкоджень

Безстиківий спосіб складання сердечника статора в кільце

Для гідрогенераторів при холостому ході максимальна вібрація гарячого сердечника з частотою 100 Гц становить близько 30 мкм, тобто перебуває на рівні нормативної величини. Закриття стиків з підйомом температури було підтверджено прямим виміром взаємних переміщень стикуємих площин сердечників за допомогою спеціальних тензометричних блоків. Із цих досліджень був зроблений практичний вивід, що утворювало нове правило експлуатації, яке не допускає тривалу роботу холодних гідрогенераторів на холостому ході з напругою вище 0,5 від номінального. Поряд із цим стало

ясно, що будова гідрогенераторів, і створення ще більш потужних машин неможливо без подолання проблеми стику.

Експлуатаційні спостереження, досліджень і випробування гідрогенераторів показали, що розрізний тип сердечника статора по вібростійкості перебуває на межі допустимого.

Цей сердечник являє собою розрізну конструкцію (рисунок 3.1), що полягає з окремих виготовлених на заводі секторів які стикувалися на монтажі в кільце і стик затягувався за допомогою шпильок з установкою прокладки. Товщина прокладки підбиралася так, щоб вона відповідала просторовій конфігурації стику з метою досягнення його монолітності.

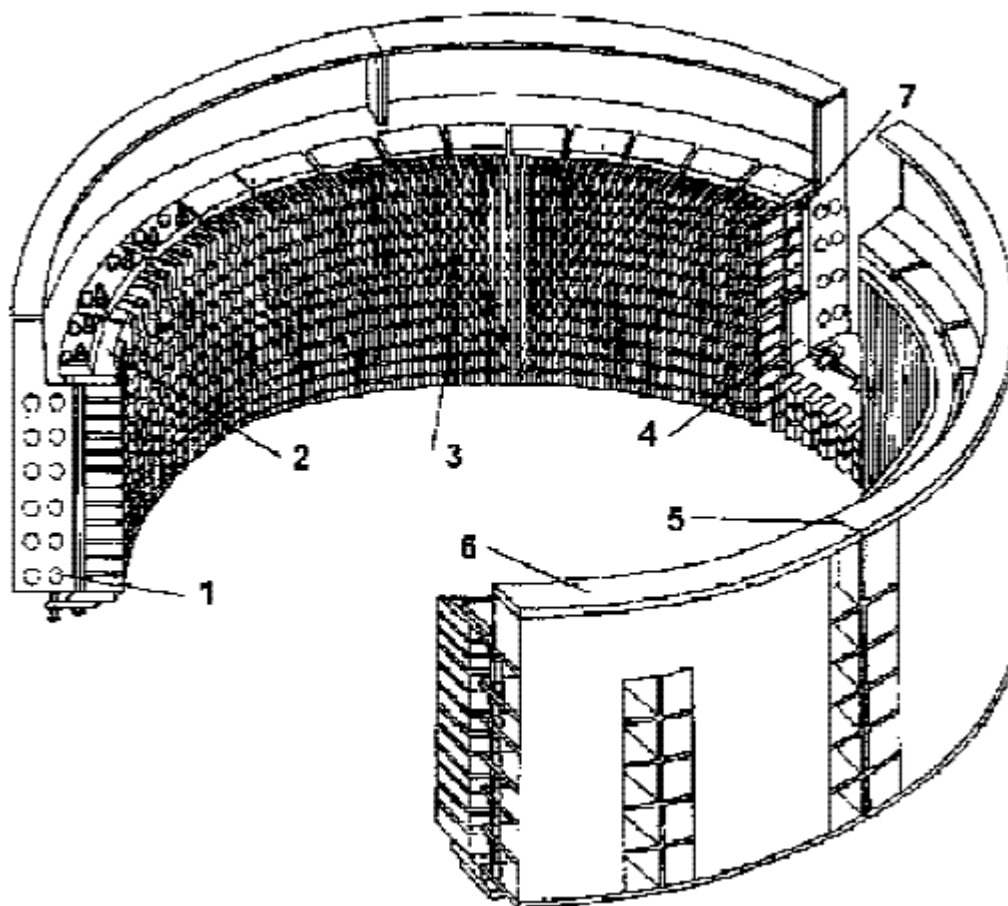


Рисунок 3.15 – 1 - стикова плита сектору корпусу статора; 2 - натискна плита сердечника статора; 3 - залізо сердечника статора з пазами для обмотки статора; 4 - прокладка в стику між секторами сердечника статора; 5 - стик між секторами корпусу статора; 6 - корпус статора; 7 - стикова поверхня сердечника статора

Якщо сумарна стискаюча напруга в стиках перевищує деяке критичне значення, то пакети сердечника втрачають стійкість, на ділянках від стиків до найближчих клинів вони переходять із горизонтального в похиле положення з характерною формою зламів, утворюючи хвилю. На рисунку 3.16 показане це явище для гідрогенераторів.



Рисунок 3.16 – Деформація заліза статора гідрогенератора в місці стику секторів сердечника.

Сума зазначених вище впливів приводить до ослаблення і втрати первісної площини стиків. Сердечник перестає працювати як суцільне кільце, внаслідок чого основне магнітне поле ротора викликає в ньому підвищення вібрації, особливо поблизу стиків. Відомі випадки руйнування заліза сердечника в

клинах, розташованих поблизу стиків. Тому важливе значення набуває розробка заходів щодо запобігання утворення хвиль у пакетах заліза по всій окружності сердечника.

Сердечник набирається в кільце (без стиків) із сегментів, штампованих з холоднокатаної електротехнічної сталі і покритих по обидва боки ізоляційним лаком вогневого сушіння (рисунок 3.17). Сегменти зібрані в перекрій на клини, що мають “хвіст ластівки”. По висоті сердечник розділений на 36 пакетів, між якими за допомогою дистанційних розпірок з немагнітної сталі утворюються канали для проходу охолодженого повітря.

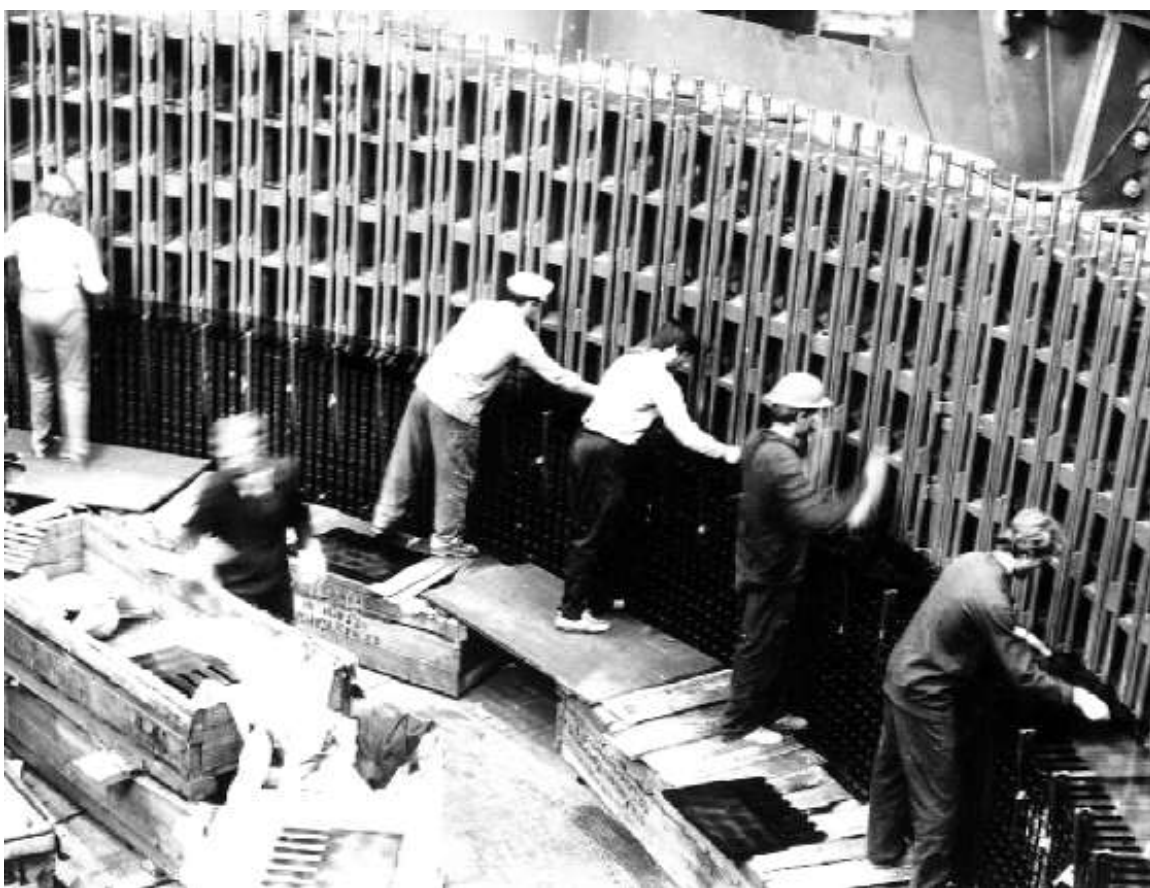


Рисунок 3.17 – Складання безстикowego сердечника статора гідрогенератора

Крайні і, частково, другі пакети виконані з монолітних сегментів, утворених шляхом склейки і сегментів на епоксидному лаку. Згодом на основі отриманих результатів випробувань першого сердечника клини на місці

шихтовки не приварювалися до полиць статора, а лише злегка прихоплювалися до них. Після пресування і затягування сердечника ці тимчасові закріплення віддалялися, сердечник статора нагрівався щодо корпусу на 15-200С, тобто, практично, на реально існуючий робочий перепад температури між ними, який утворюється при роботі генератора в мережі з номінальним навантаженням. Попередньо сердечник тепло ізолювався по зовнішній поверхні, по торцях і з боку розточення. Нагрівання здійснювалося за допомогою електричних печей і калориферів, рівномірно розподілених по окружності; потужність, витрачена на нагрівання, становила близько 2 кВт на тону сердечника. Заключний етап кріплення статорних клинів при такій технології забезпечував високу точність їх розподілу по окружності. З метою перевірки якості складання змонтовані в кільце сердечники статорів зазнали випробуванню на нагрівання.

Обмотка статора

Створення надпотужних гідрогенераторів, що супроводжується більшим ростом питомих навантажень у їхніх активних матеріалах і, зокрема, в обмотці статора, натрапило на невідповідність технологічних норм конструювання новому поколінню електричних машин, а також визнало непридатними існуючі раніше технологічні приймання і типові конструкторські розв'язки, що визначали рівень надійності гідрогенераторів середньої і малої потужності.

Розрахункові і натурні дослідження показали, наприклад, що на гідрогенераторах 500 Мвт із одношаровою обмоткою електродинамічні зусилля, що діють на обмотку статора в зоні лобових частин і в пазу (у номінальному режимі), досягають величин від 0,5 до 4,5 кг/див. Потрібний був більш старанний підхід до ступеня ущільнення стержнів обмотки в пазу, розробки і створення спеціальних пристроїв проти їхнього осьового зсування по пазові під власною вагою. Особливої уваги заслуговувала система

закріплення лобових частин у радіальному і тангенціальному напрямках. Враховуючи вплив вібрації, виникли підвищені вимоги до герметизації елементів водяного тракту обмотки, а здатність до водо насиченню компаундованій ізоляції порушила питання про істотне підвищення класу ізоляції і про пошук нових матеріалів для її виготовлення. Наприклад, ефект лінійного розширення в поперечному перерізі системи “ізоляція – мідь” обмотки статора виявився значно меншим, завдяки безпосередньому водяному охолодженню міді. У гідрогенераторах з непрямим охолодженням обмотки статора, де застосовувалася компаундована ізоляція, температура ізоляції в робочому стані при номінальній навантаженні генератора досягає $\sim 1000^{\circ}\text{C}$. При цій температурі через розм'якшення бітумних матеріалів ізоляції в робочому стані зменшується твердість обмотки, як системи в цілому, що сприяє зниженню рівня її вібрації. Крім того, більше збільшення обсягу стержнів за рахунок розширення міді при більш високій температурі, чому в гідрогенераторів з безпосереднім охолодженням, сприяє самоущільненню стержнів у пазу.

Була розроблена і впроваджена спеціальна технологія гарячого обпресування стержнів у пазу з використанням стеклотекстолитових ущільнювальних елементів плоского і хвилястого перетинів з напівпровідним покриттям, завдяки чому завдання надійного ущільнення обмотки статора в пазах була успішно вирішена.

Проти осьового збудження стержнів обмотки статорів була розроблена і впроваджена конструкція спеціальних “аркових” упорів, які виготовлені з матеріалу високої механічної міцності і добрих діелектричних властивостей.

У комплексі з іншими конструкторськими розв'язками по посиленню закріплення лобових частин обмотки статорів для бандажного в'язання був застосований, замість «льнопенькового», лавсановий шнур, який при певній обробці і з підвищенням температури в робочому режимі гідрогенератора здатний самоутягуватись.

Була розроблена і впроваджена нова конструкція водопідводящого і струмонесучого наконечника стержня обмотки статора. Ця конструкція поряд з тим, що забезпечує високу герметичність вузла підведення дистильованої охолодженої води, має таку якість, що ремонт у випадку виникнення течії води в місці пайки, що з'єднує наконечник з елементарними провідниками стержня, виконується без вилучення і відбраковування стержня (рисунок 3.18).

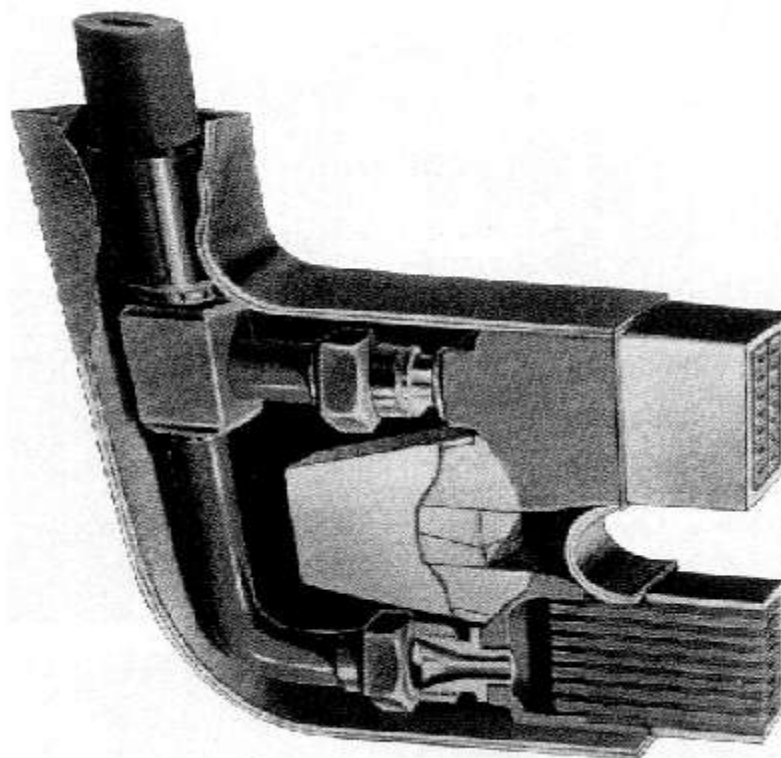


Рисунок 3.18 – Головка обмотки статора гідрогенератора з безпосереднім охолодженням водою.

Міжполюсні з'єднання обмотки збудження

У підвищенні коефіцієнта готовності гідрогенераторів займає важливе місце надійність ротора і, зокрема, обмотки збудження. Досвід показує, що ймовірність змушених зупинок агрегатів по одним або іншим причинам, пов'язаним з обмоткою збудження, тем вище, чим складніше конструктивне її

виконання і технологія складання. Із цього погляду поширена думка про те, що паяні контактні з'єднання, наприклад, котушок полюсів ротора, це найбільш надійний розв'язок – є недостатньо обґрунтованим.

На гідрогенераторі 500 Мвт між полюсні з'єднання (МПЗ) котушок обмотки ротора первісної конструкції були виконані способом гарячої пайки. Ця конструкція являла собою випуски від котушок у вигляді гнучких складальних з мідної фольги шин, відігнутих у меж котушковий простір, де вони з'єднувалися між собою і паялися у кондукторі (рисунок 3.19).

Роботи із з'єднання шин були досить трудомісткими. У процесі пайки виникали технологічні течії припою, який попадав на витки обмотки котушок і створював міжвиткові замикання і замикання обмотки на “землю”. Тістоподібна азбестова маса, що застосовується при пайку як теплоізоляція ділянок, що примикають, обмоток, забруднювала обмотку, що теж сприяло виникненню коротких замикань. У невеликому за обсягом між котушковому просторі важко виконати роботу з високою якістю. Усе це свідчить про те, що конструкція МПЗ не відповідала вимогам надійності, технологічності і культурі виробництва. Із самого початку експлуатації часто відбувалися ушкодження МПЗ (тріщини в обриви пластин). Під дією сил, що виникають при обертанні ротора, відбувалися необоротні деформації МПЗ (рисунок 3.20) що, як правило, супроводжувалося дотиком їх або до корпусу, або до витків котушок. Через це з'являлися також міжвиткові замикання і замикання на “землю”. Для усунення дефектів МПЗ довелося ввести прискорену зупинку агрегатів на профілактику.

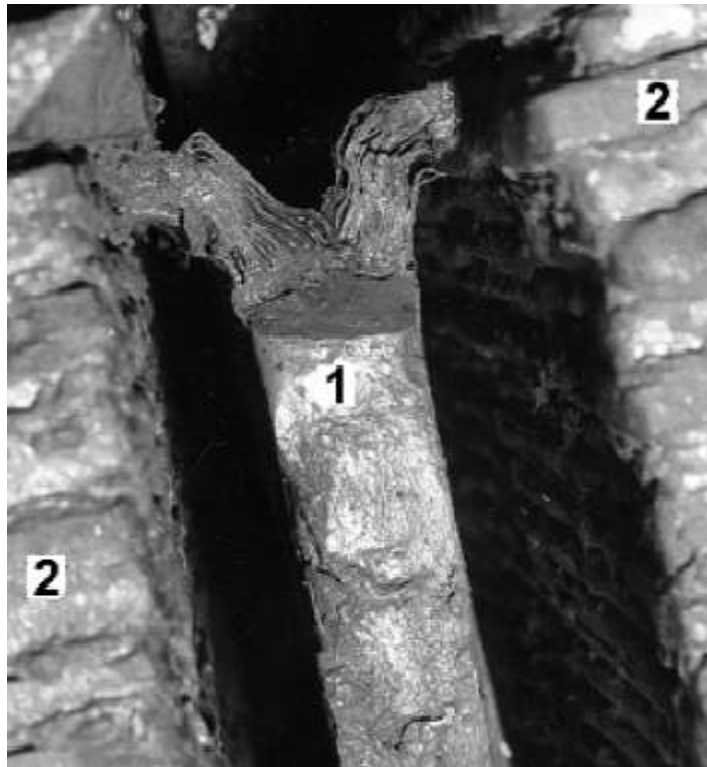


Рисунок 3.19 – Міжполюсне з'єднання ротора до модернізації.

Видні обриви пластин 1 - пайка; 2 - обмотка збудження

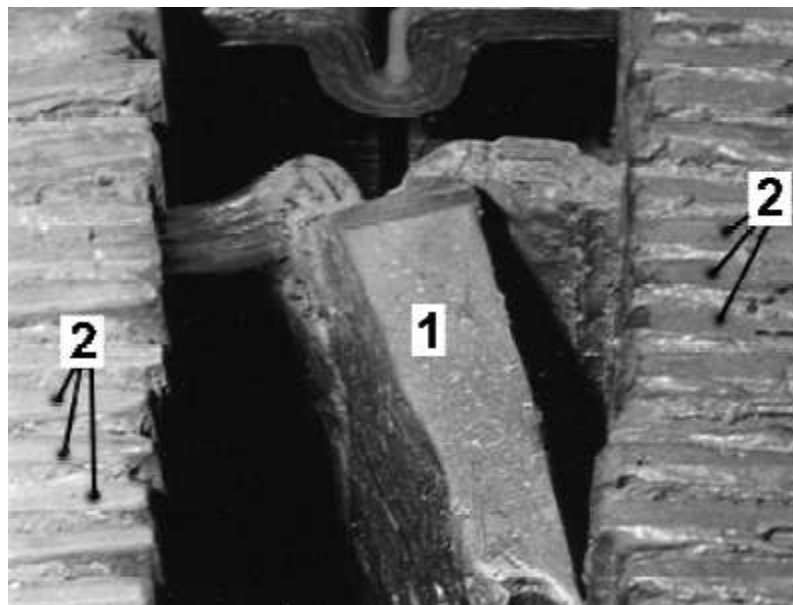


Рисунок 3.20 – Міжполюсне з'єднання до модернізації. Видне місце торкання

МШС квіткам обмотки збудження 1 - пайка; 2 - витки обмотки збудження.

Виходячи з цього була розроблена і реалізували нова конструкція МПЗ. Вона являє собою гнучкі П- образні шинні виводи від котушок полюсів, але не в меж котушковий простір, а на торцеву частину обода ротора, де вони з'єднані між собою твердою шиною на болтах і укладені в спеціальний ізолюваний замок, що запобігає зсув МПЗ. Замок також болтами закріплений безпосередньо до заліза обода ротора.

Нова конструкція МПЗ має жорстко фіксоване положення, що виключає їхнє переміщення і деформацію, забезпечує легкий доступ до них і високоякісний контроль над станом контактних з'єднань МПЗ, виключає вогневі роботи усередині генератора при складанні МПЗ, підвищує продуктивність праці і не вимагає дуже високої кваліфікації робітників. У результаті досягнуто було головне – значне збільшення надійності цього вузла, ліквідація аварійності на гідрогенераторах і істотне збільшення їх міжремонтного періоду.

4 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ГЕС

4.1 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.

Вироблена енергосистемою продукція повинна дійти до споживача, отже необхідна організація збуту енергії.

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.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

4.2 Визначення кошторисної вартості проекрованої ГЕС

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.4.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ГЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.4.1.

Табл. 4.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт-год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	4,0%	50%	6240000	2%	249600	48%	5990400	12480000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	4000	72,5%	226200000	27,0%	84240000	0,5%	1560000	312000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	2,0%	80%	4992000	20%	1248000			6240000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0%	90%	2808000	10%	312000			3120000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5%	95%	14820000	5%	780000			15600000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0%	95%	2964000	5%	156000			3120000
7	Упорядкування території	1,0%	100%	3120000					3120000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15%	80%	37440000	10%	4680000	10%	4680000	46800000
9	Інші роботи та затрати	10%					100%	31200000	31200000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,50%					100%	1560000	1560000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,10%					100%	312000	312000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0%					100%	31200000	31200000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9%					100%	28080000	28080000
	Всього по главах 1-13			298584000		91665600		104582400	494832000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.}$$

$$k_{num} = 494832000 / 78000 = 6152,6.$$

4.3 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.

4.3.1 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 4.1. Для розрахунку

амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ($\Phi 1$) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ($\Phi 2$) 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 ($\Phi 3$) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma інші} - K_{тр(БМР)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Табл. 4.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	161300880	7%	11291061,6
$\Phi 2$	15600000	25%	3900000
$\Phi 3$	303001920	20%	60600384
Разом			75791445,6

$$S_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i,$$

де S_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 161300880 \cdot 7\% + 15600000 \cdot 25\% + 303001920 \cdot 20\% = 75791445,6 \text{ грн.}$$

4.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

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

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

$k_{ум}$ для ГЕС дорівнює 0,54.

$$P = 0,54 \cdot 78 = 42 \text{ чоловіка.}$$

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	81%
ІТР	15%
Службовці	3,5%
МОП	0,5%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	34 чол.
ІТР	6 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{zn} = 1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ інші} \cdot n_i),$$

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

n_i – чисельність персоналу по категоріях.

Табл. 4.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	7180800
ІТР	20800	1497600
Службовці	25600	307200
МОП	11200	134400
Разом за рік		14180997,6

4.3.2 Розрахунок затрат на інші витрати

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

$$S_{ін} = (S_a + S_{zn} + S_n) \cdot P_p,$$

де $P_p = 45\%$.

$$S_{ін} = (75791445,6 + 14180997,6 + 0) \cdot 45\% = 40487599,44 \text{ грн.}$$

4.3.3 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

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

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{zn} + S_n + S_{in}$$

$$S = 75791445,6 + 14180997,6 + 0 + 40487599,44 = 130460042,6 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп}$$

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

$$C = 130460042,6 / 275916,6056 = 47,2824 \text{ коп/кВт·год}$$

Табл. 4.4 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	75791445,6	58,1%	27,4690
Зарплата	14180997,6	10,9%	5,1396
Паливо	0	0,0%	0,0000
Інші	40487599,44	31,0%	14,6739
Разом	130460042,6	100%	47,2824

4.3 Аналіз отриманих результатів

Табл. 4.5. Основні техніко-економічні показники ЕС

Потужність станції	78	МВт
Склад обладнання	6×ВГС 700/80-56	
Річний виробіток електроенергії	275971,8	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	2%	
Коефіцієнт обслуговування	0,538461538	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	494832000	грн.
Питомі капітальні вкладення	6152,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	47,2824	коп/кВт·год

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 78 мвт з агрегатами типу ВГС 700/80-56 з дослідженням конструктивних особливостей гідроагрегатів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ГЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 кВ.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Проектована ГЕС потужністю 78 МВт працюватиме на систему напругою 150 кВ та місцевий район 35 кВ, виробництво електроенергії забезпечують 6 гідрогенераторів тиру ВГС 700/80-56.

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 кондиціонування 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	Балки, ферми, арки, рами
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, кондиціонування 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-150 кВ.

Для ВРУ-150 кВ використовуємо однорядну установку вимикачів.

Вихідні дані для розрахунку:

- висота блискавковідводу: $h = 25$ м;
 - розрахункова висота: $h_x = 15$ м;
- При $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 25 = 16,7$ м $> h_x = 15$ м радіус та ширина зони захисту визначаються за формулами [3] :

$$r_x = 1,5(h - 1,25 \cdot h_x); \quad (5.1)$$

$$r_B = 3(h_0 - 1,25 \cdot h_x); \quad (5.2)$$

де
$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (5.3)$$

де L – відстань між блискавковідводами, м.

Таблиця 5.2 Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-150 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	E_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 4-5, 5-6	22,2	24,2	16,4	9,4
1-4, 2-5, 3-6	32	23,3	13,7	9,4
1-5, 2-4, 2-6, 3-5	39	22,5	11,3	9,4

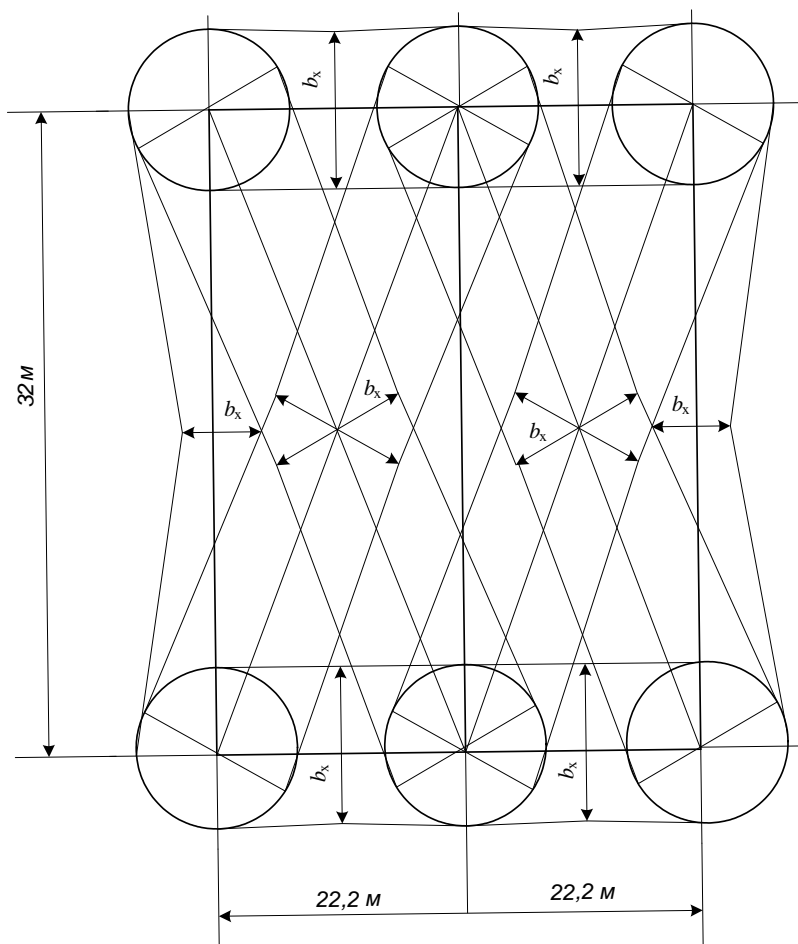


Рисунок 5.1 Схема розташування блискавковідводів ВРУ-150 кВ та вид на зону захисту зверху

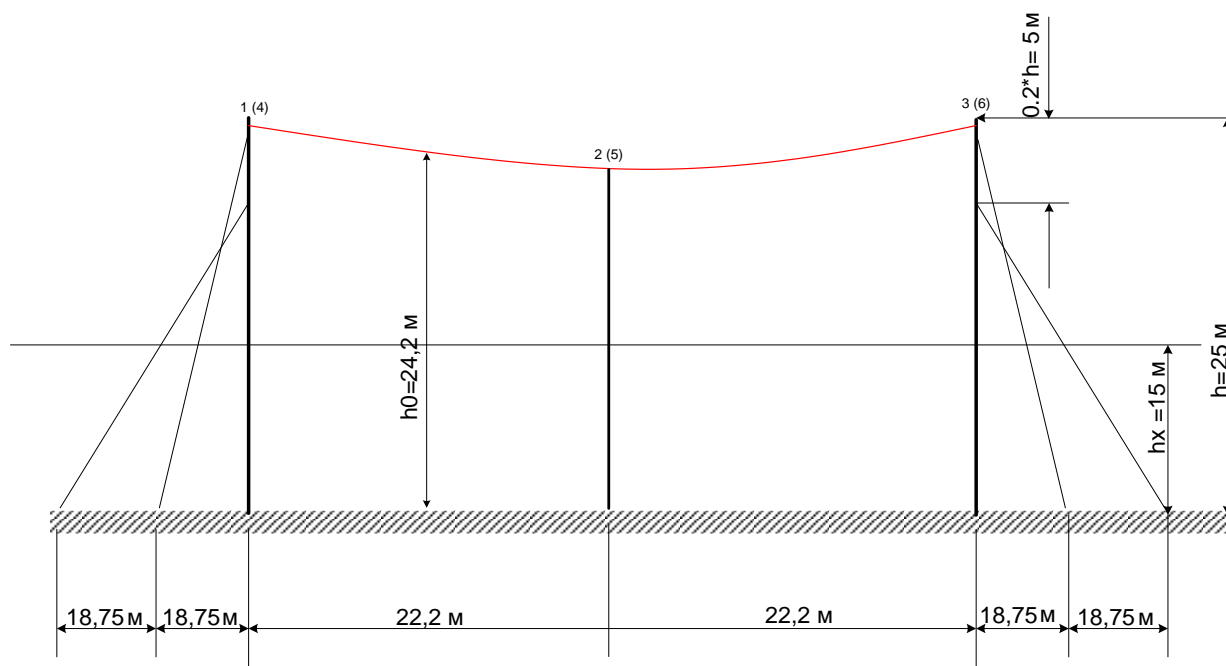


Рисунок 5.2 Вид на зону блискавковідводів збоку

5.5 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S=48 \cdot 40=1920 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
- $\rho_1=350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2=70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту:
- глибина закладення:
- кількість вертикальних заземлювачів:
- довжина вертикального заземлювача:

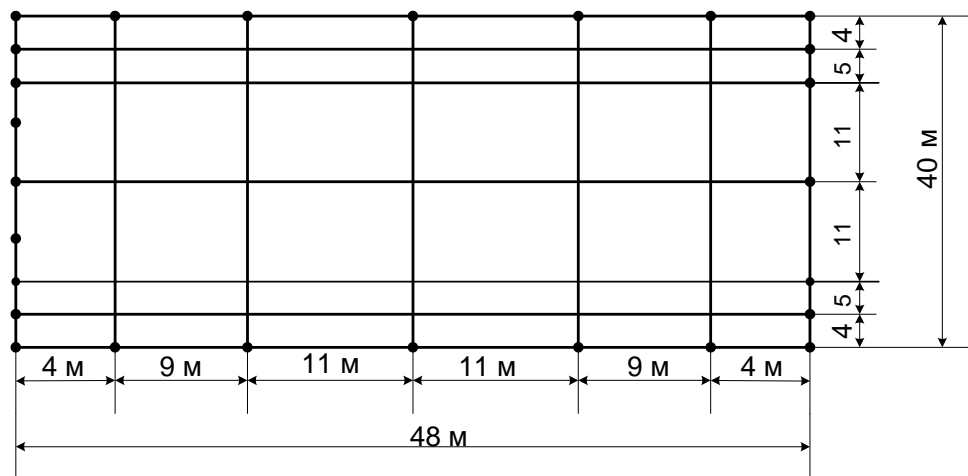


Рисунок 5.3 План заземлювального пристрою ВРУ-150 кВ

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{2(48+40)}{24} = 7,3 \text{ м};$$

Визначимо величини:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1920} = 43,8 \text{ м};$$

$$\rho_1/\rho_2 = 350/70 = 5;$$

$$a/\ell_B = 7,3/2 = 3,65;$$

$$\frac{h-t}{\ell_B} = \frac{2+0,7}{2} = 0,65;$$

$$\frac{\ell_B+t}{\sqrt{S}} = \frac{2+0,7}{43,8} = 0,062 < 0,1;$$

Опір ЗП [2,7]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{\ell_r + \ell_B}, \quad (5.4)$$

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

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

$\ell_\Gamma + \ell_B$ - сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{\ell_B+t}{\sqrt{S}};$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,062 = 0,392;$$

Визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 2,313$;

$$\rho_{\text{екв}} = 2,313 \cdot 70 = 161,9 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\ell_\Gamma + \ell_B = (48 \cdot 7 + 40 \cdot 7) + 24 \cdot 2 = 664 \text{ м};$$

$$R_3 = 0,392 \cdot \frac{161,9}{43,8} + \frac{161,9}{664} = 1,69 \text{ Ом} > R_{3,\text{доп}} = 0,5 \text{ Ом};$$

Приєднуємо до заземлювача штучні заземлювачі:

- системи «трос-опора»: $R_{\text{п1}} = 1,30 \text{ м};$
- фундаментів опор: $R_{\text{п2}} = 1,20 \text{ м};$

$$R'_3 = \frac{1,69 \cdot 1,3 \cdot 1,2}{1,69 \cdot 1,3 + 1,69 \cdot 1,2 + 1,3 \cdot 1,2} = 0,456 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

5.6 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 (5.3)

Таблиця 5.3 – Граничні значення надлишкового тиску.

№	Назва елемента	Значення гранично допустимого тиску кожного елемента $\Delta P_{зрі}, кПа$	Значення гранично допустимого тиску найбільш чутливого елемента $\Delta P_{зрі}, кПа$
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 $\Delta P_{зрі}=15$ (Па) відповідає $I=5,7$ балів.

Інтенсивність землетрусу знаходимо за формулою:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,51 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (5.5)$$

де M – магнітуда землетрусу, бали;

R – відстань від центру землетрусу, км;

h – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,51g\sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (5.6)$$

$$M = \frac{5,7 + 3,51g\sqrt{230^2 + 180^2} - 3}{1,5} = 7,56 \text{ (бала)}.$$

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

5.7 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повинен бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (переносні електростанції та насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного пошкодження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно – кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузла об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводротові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначимо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталій екран $K_e = 5,2$.

Система живлення [14]:

$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}. \quad (5.6)$$

$$t_1 = \frac{-72,931 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,177(\text{см}).$$

Система керування [14]:

$$t_1 = \frac{-42,146 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,129(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система [14]:

$$t_1 = \frac{-53,236 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,146(\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 177 см із сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту з використанням екрану товщиною 0,129 см із сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,146 см.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу ГЕС, встановлена потужність якої 78 МВт з дослідженням конструкції гідроагрегатів. 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 700/80-56 ($P_{\text{ном}} = 13 \text{ МВт}$).

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 контрольно-вимірної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів, установки постійного струму, грозозахисту, заземлюючого пристрою.

Детально розглянуті питання конструктивних особливостей гідроагрегатів.

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

Визначені основні техніко-економічні показники, в тому числі собівартість виробленої електроенергії проекрованої ГЕС, яка складає $C = 47,3 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$.

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

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Плачкова С. Г. Энергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
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. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Правила улаштування електроустановок – Київ, 2017 – 617 с.
8. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою : НАПБ Б.03.002-2007 – [чинний від 03.12.2007 року] - № 833
9. Пожежна безпека об'єктів будівництва : ДБН В.1.1.7-2002 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
10. Евдокунин Г.А., Тилер Г. Современная вакуумная коммутационная техника. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2000. - 114 с.
11. Киреева Э.А., Цырук С.А. Современное вакуумное коммутационное электрооборудование. – М.: Энергетик, 2007. – 44 с.

ДОДАТОК А**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮЗавідувач кафедри ЕССд.т.н., професор Лежнюк П.Д.

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

(підпис)

" ____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
78 МВт З АГРЕГАТАМИ ТИПУ ВГС 700/80-56 З ДОСЛІДЖЕННЯМ
КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ГІДРОАГРЕГАТІВ
08-13.МКР.001.00.004 ТЗ**

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Вишневський С.Я.
(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

_____ Зваричук А.В.
(підпис)

Вінниця 2020 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ ректора ВНТУ № 76 від 6 березня 2020 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування ГЕС потужністю 78 МВт та дослідження конструкції гідроагрегатів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

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

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції потужністю 78 МВт з

шістьма гідроагрегатами одиничною потужністю 13 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 100 км, потужність віддається по ЛЕП 150 кВ.

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

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

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

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

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

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.03.20	08.03.20	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ГЕС	09.03.20	12.03.20	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.03.20	14.04.20	розділ 2
4	Дослідження питань конструкції гідроагрегатів	15.04.20	25.04.20	розділ 3

5	Техніко-економічні розрахунки	26.04.20	08.05.20	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	09.05.20	19.05.20	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.20	04.06.20	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.