

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:

**«ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ З
ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ
УПРАВЛІННЯ»**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕПА-23м
Спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Освітньої програми – «Електромеханічні
системи автоматизації та електропривод»

Дмитро МОСЄЖНИЙ

(ім'я ПРИЗВИЩЕ, підпис)

«19» листопада 2024 р.

Керівник к.т.н., доц. кафедри КЕМСК

Микола МОШНОРИЗ

(ім'я ПРИЗВИЩЕ, підпис)

«19» листопада 2024 р.

Опонент к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Віра ТЕНТЯ

(ім'я ПРИЗВИЩЕ, підпис)

«04» листопада 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри КЕМСК

Микола МОШНОРИЗ

(прізвище та ініціали)

«19» листопада 2024 р.

Вінницький національний технічний університет

Факультет Електроенергетики та електромеханіки

Кафедра Комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів

Рівень вищої освіти другий (магістрський)

Галузь знань 14 – Електрична інженерія

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма «Електромеханічні системи автоматизації та електропривод»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри КЕМСК

к.т.н., доц. Микола МОШНОРІЗ

“27” серпня 2024 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Мосежному Дмитру Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ З ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ УПРАВЛІННЯ

керівник роботи Мошноріз Микола Миколайович, к.т.н., доц.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від “17” вересня 2024 року № 310

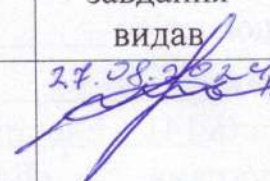
2. Строк подання студентом роботи “30” листопада 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: Номинальна потужність гідрогенератора – 117МВт; напруга статора генератора – 13800В; струм статора -- 5760А; частота обертання турбіни – 125с-1; продуктивність турбіни – 300м3/с.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Загальні відомості. Розрахунок гідрогенератора. Система автоматичного управління. Моделювання роботи. Економічна частина. Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Загальні відомості. Розрахунок гідрогенератора. Система автоматичного управління. Моделювання роботи. Економічна частина. Охорона праці. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Мошноріз М. М., к.т.н., доц. каф. КЕМСК	 27.08.2024р.	 19.11.2024р.
Економічна частина	Шулле Ю. А., к. т. н., доц. каф. ЕСЕЕМ	 27.08.2024р.	 19.11.2024р.

7. Дата видачі завдання 27.08.2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістрської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Формування та затвердження теми магістрської дипломної роботи (МКР)	27.08.2024р.	
2	Виконання спеціальної частини МКР. Перший рубіжний контроль виконання МКР	26.10.2024р.	
3	Виконання спеціальної частини МКР. Другий рубіжний контроль виконання МКР	02.11.2024р.	
4	Виконання розділу «Економічна частина»	09.11.2024р.	
5	Попередній захист МКР	19.11.2024р.	
6	Нормоконтроль МКР	19.11.2024р.	
7	Опонування МКР	07.12.2024р.	
8	Захист МКР	17.12.2024р.	

Студент



Д. В. Мосежний

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



М. М. Мошноріз

(підпис)

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

УДК: 621.3

Мосєжний Д. В. Підвищення ефективності керування гідроагрегатом з використанням модернізованих аварійних алгоритмів управління. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма - електрична інженерія. Вінниця: ВНТУ, 2024. 101 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 25 назв.; рис.: 18; табл. 13.

Метою роботи є вдосконалення алгоритмів керування агрегатами ГЕС.

У роботі проведено аналіз виконано аналіз низки технологічних процесів ГЕС. Проведений аналіз алгоритмів автоматичної системи управління гідроагрегатом дозволив виявити недоліки в аварійних режимах роботи. Для усунення виявлених недоліків у роботі запропоновано модернізовані аварійні алгоритми автоматичної системи управління гідроагрегатом. Для дослідження алгоритмів АСУГ розроблена математична модель гідроагрегату на підставі експлуатаційних гідравлічних характеристик реального гідроагрегату та допоміжного обладнання.

Ключові слова: гідроагрегат, турбіна, гідрогенератор, аварійні режими роботи, система управління, електротехнічний комплекс.

THE SUMMARY

UDC: 621.3

Mosiezhny D. V. Increasing the efficiency of hydraulic unit control using modernized emergency control algorithms. Master's qualification work in the specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics, educational program - electrical engineering. Vinnytsia: VNTU, 2024. 101 p.

In Ukrainian. Bibliography: 25 titles; fig.: 18; table. 13.

The purpose of the work is to improve the control algorithms of hydroelectric power plants.

The work analyzes a number of technological processes of hydroelectric power plants. The analysis of the algorithms of the automatic hydraulic unit control system allowed to identify shortcomings in emergency operating modes. To eliminate the identified shortcomings in the work, modernized emergency algorithms of the automatic hydraulic unit control system are proposed. To study the algorithms of the automatic control system, a mathematical model of the hydraulic unit was developed based on the operational hydraulic characteristics of a real hydraulic unit and auxiliary equipment.

Keywords: hydraulic unit, turbine, hydrogenerator, emergency operating modes, control system, electrical complex.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ’ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ	12
1.1 Загальні відомості про ГЕС	12
1.2 Загальні відомості про гідроагрегати ГЕС	19
1.3 Автоматична система управління гідроагрегатом.....	24
1.4 Аварійні режими роботи гідрогенератора ГЕС	29
1.5 Висновки до розділу та постановка завдань дослідження	30
2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ОБ’ЄКТА	
ДОСЛІДЖЕННЯ	32
2.1 Надійність роботи гідроагрегата ГЕС	32
2.2 Розрахунок силової частини ГА	36
2.3 Розрахунок захистів ГА ГЕС	43
2.3.1 Повздовжній диференційний захист.	44
2.3.2 Захист від підвищення напруги статора і ротора.	47
2.3.3 Захист від симетричних перевантажень.....	48
2.3.4 Захист від перевантаження обмотки ротора.	51
3 АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ	
ГІДРОАГРЕГАТОМ.....	53
3.1 Загальні відомості та вимоги	53
3.2 Структурна схема автоматичної системи управління	
гідроагрегатом	54
3.3 Алгоритм автоматичної системи управління	
гідроагрегатом	55
3.4 Функціональна схема автоматичної системи управління	
гідроагрегатом	58

3.5	Висновки до розділу	62
4	КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ.....	64
4.1	Комп'ютерна модель ГА ГЕС.....	64
4.2	Аналіз модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ ГА на базі імітаційної моделі	68
4.3	Дослідження ГА на стійність керування.....	71
4.4	Висновки до розділу	74
5	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	75
5.1	Визначення капітальних вкладень.....	75
5.2	Розрахунок основного фонду заробітної плати	77
5.2.1	Визначення чисельності персоналу.....	77
5.2.2	Розрахунок заробітної плати.....	77
5.3	Розрахунок експлуатаційних затрат	79
5.4	Розрахунок економічної ефективності.....	83
6	ОХОРОНА ПРАЦІ	84
6.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту.	85
6.1.1	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.	85
6.1.2	Електробезпека	88
6.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	89
6.2.1	Мікроклімат	89
6.2.2	Склад повітря робочої зони	90
6.2.3	Виробниче освітлення	91
6.2.4	Виробничий шум	93
6.2.5	Виробничі вібрації.....	95
6.3	Пожежна безпека	96
	ВИСНОВКИ	99

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	101
Додаток А. Технічне завдання.....	104
Додаток Б. Ілюстративні матеріали.....	Ошибка! Закладка не определена.

ВСТУП

Сучасне гідроенергетичне обладнання великих ГЕС здебільшого повністю автоматизоване. Усі операції з пуску та зупинки (як у штатному, так і в аварійному режимах), а також більшість функцій оперативного обслуговування агрегатів виконуються автоматизованою системою управління (АСУГ) без участі чергового персоналу. Ручне управління обмежується подачею команд на автоматичний пуск, зупинку або зміну режиму роботи, тоді як усі проміжні дії виконує АСУГ у заданій послідовності.

Основні функції АСУГ:

1. Автоматизація операцій, пов'язаних із режимами роботи гідроагрегату (пуск, зупинка, перехід у режим синхронного компенсатора тощо).
2. Контроль технічного стану агрегату для своєчасного виявлення несправностей.
3. Здійснення протиаварійних заходів у разі несправності агрегату або порушення роботи енергосистеми.

На сьогодні алгоритми АСУГ не стандартизовані нормативними документами, тому їх створюють індивідуально для кожної ГЕС за участю персоналу станції. Такий підхід може призводити до появи неточностей у роботі системи, особливо в нестандартних аварійних ситуаціях, коли АСУГ може видавати неефективні або навіть небезпечні керуючі сигнали, що сприяють розвитку аварії.

Приклад проблеми АСУГ ГЕС реалізує функцію виявлення аварійного стану агрегату з подальшою автоматичною зупинкою. Зокрема, аварійний стан фіксується при зниженні рівня масла в маслонапірній установці (МНУ). У такій ситуації алгоритм подає команду на відключення генераторного

вимикача та закриття направляючого апарату (НА). Однак у разі недостатнього об'єму масла в МНУ направляючий апарат може не закритися, що призводить до тривалої роботи агрегату, відключеного від мережі, на підвищених обертах, створюючи ризик додаткових пошкоджень.

Питання забезпечення надійної роботи ГЕС за рахунок законів керування в аварійних режимах роботи залишається особливо актуальним, тому **метою роботи** є підвищення рівня надійності роботи гідроагрегату гідроелектростанції в аварійних режимах.

Об'єктом дослідження є процеси, що протікають в гідрогенераторі ГЕС в аварійних режимах роботи.

Предметом дослідження є математична та комп'ютерна модель гідрогенератора ГЕС.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі **завдання**:

1. Систематизувати літературні джерела за темою дослідження.
2. Розробити рекомендації щодо побудови системи автоматичного керування ГА ГЕС в аварійних режимах роботи та запропонувати алгоритм роботи цієї системи.
3. Перевірити працездатність розроблених алгоритмів керування шляхом комп'ютерного моделювання.

Методи дослідження. У процесі дослідження застосовувалися: теорія математичного числення, статистики, систем алгебраїчних рівнянь, перетворень Лапласа, теорія алгоритмів, апроксимації, методи імітаційного моделювання тощо.

Апробація результатів роботи. Р е з у л ь т а т и р о б о т и частково доповідалися на таких науково-технічних конференціях:

1. М а т е р і а л и к о н ф е р е н ц і ї «М о л о д ь в н а у ц і: д о с л і д ж е н н я, п р о б л е м и,

перспективи (МН-2023)». Секція
 "Електроенергетика та
 електромеханіка". 22 червня 2023 року,
 Вінницький національний технічний
 університет, м. Вінниця.

2. Матеріали конференції «Молодь в
 науці: дослідження, проблеми,
 перспективи (МН-2025)». Секція
 "Електроенергетика та
 електромеханіка". Вінницький
 національний технічний університет,
 м. Вінниця.

Фрагменти роботи опубліковані у
 таких наукових публікаціях:

1. Мошноріз М. М., Мосежний Д. В. ДО
 ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ВІДЦЕНТРОВИХ
 НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ. Матеріали
 конференції «Молодь в науці:
 дослідження, проблеми, перспективи
 (МН-2023)». Секція "Електроенергетика та
 електромеханіка". 22 червня 2023 року,
 Вінницький національний технічний
 університет, м. Вінниця. URL1:

[https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2023/
 paper/view/18584.](https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2023/paper/view/18584)

2. Мошноріз М. М., Мосежний Д. В. ВИКОРИСТАННЯ ЧАТУ GPT ДЛЯ НАВЧАЛЬНОГО ПРОЦЕСУ У ВИЩОМУ НАВЧАЛЬНОМУ ЗАКЛАДІ ТЕХНІЧНОГО СПРЯМУВАННЯ. Матеріали LII науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ-2023). Секція комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів. Вінниця, ВНТУ, 2023. С.2365–2367. URL: <https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/view/788/1373/2632-1>.

3. Мошноріз М. М., Мосежний Д. В. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ З ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ УПРАВЛІННЯ. Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2025)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка". 22 червня 2025 року, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2025/schedConf/presentations>.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Отримав подальший розвиток підхід до побудови системи автоматичної роботи гідроагрегату в аварійних режимах роботи, який на відміну від відомих, ґрунтується на систематизації зібраної інформації і виведення диспетчеру повідомлення про характер несправності та алгоритм дій для її усунення, що дозволить полегшити роботу диспетчера і тим самим підвищить надійність роботи гідроелектростанції в цілому.

2. Отримав подальший розвиток підхід до побудови математичної моделі гідроагрегата ГЕС, який базується на апроксимації залежностей технологічних параметрів ГА поліномами 1-го порядку, що дозволяє полегшити процес розрахунку системи керування та імітаційного моделювання агрегату на етапі його конструювання, і в результаті дозволить підвищити ефективність роботи системи генерації потужності.

Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному:

1. Отримав подальший розвиток спосіб систематизації моніторингової та діагностичної інформації про стан гідроагрегату ГЕС, який на відміну від відомих, дозволяє виконувати автоматичний збір оперативних сигналів про стан агрегату і виконувати оперативні дії у випадку виникнення аварійних ситуацій.

2. Отримав подальший розвиток алгоритм роботи автоматизованої системи керування гідроагрегатом в аварійних режимах роботи, який, на відміну від відомих, доповнений блоками, що реалізують сучасні підходи до виходу гідроагрегату з аварійного асинхронного режиму роботи, що дозволить підвищити надійність роботи ГА ГЕС.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні відомості про ГЕС

Гідроелектростанції (ГЕС) відіграють важливу роль у сучасній енергетиці, забезпечуючи значну частину світового виробництва електроенергії. Вони працюють на основі перетворення енергії руху або потенціалу води у електричну енергію. Завдяки використанню відновлюваного джерела енергії – води, ГЕС вважаються екологічно чистим і ефективним способом енергозабезпечення.

Принцип роботи ГЕС схематично зображено на рисунку 1.1.

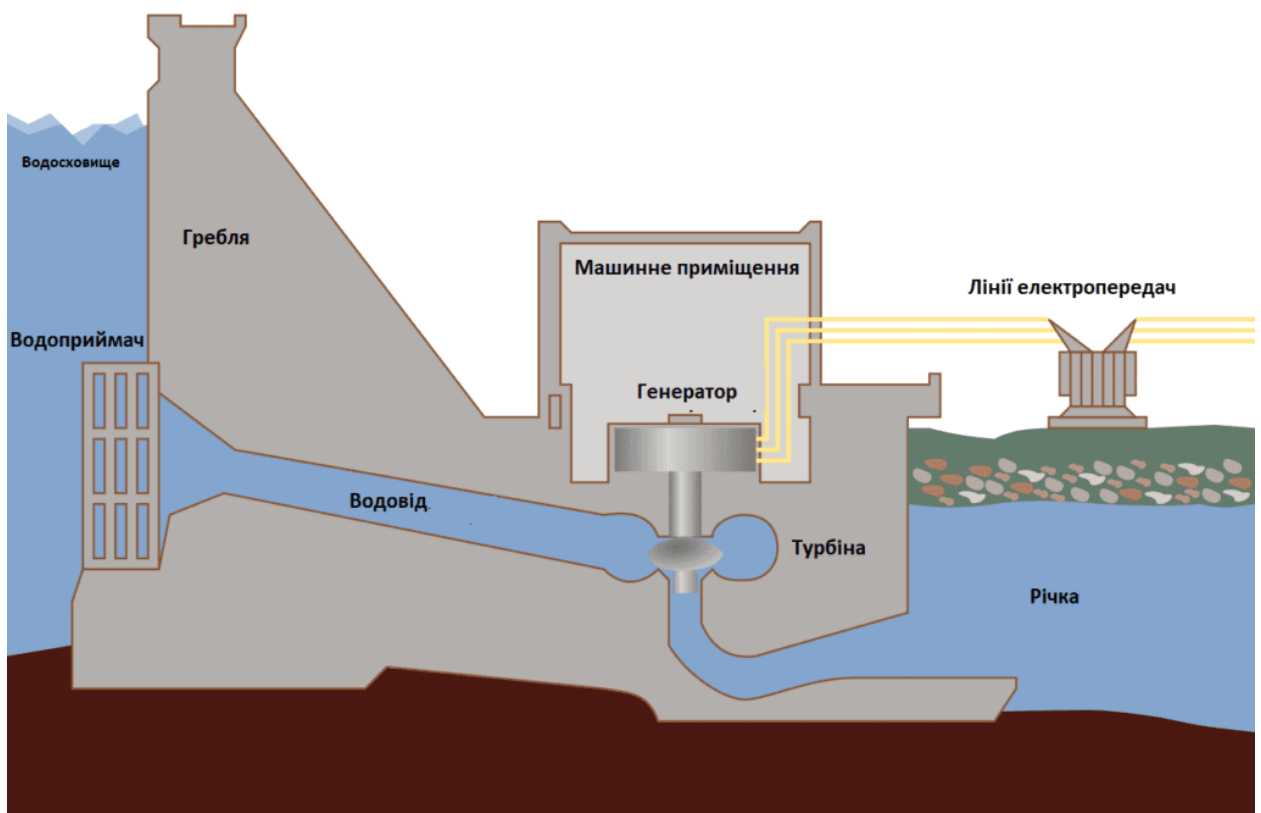


Рисунок 1.1 – Принцип роботи ГЕС

Робота гідроелектростанції ґрунтується на створенні штучного перепаду рівнів води, який називається напором. Це досягається шляхом

побудови греблі, яка перекриває русло річки, утворюючи водосховище. Напір є головним параметром для визначення енергетичного потенціалу річки. Енергія води зосереджується у верхньому б'єфі, після чого потік спрямовується через турбіни, приводячи їх у рух. Турбіна обертає генератор, який і виробляє електричну енергію.

Гідроелектростанції працюють за відносно простим принципом. Гідротехнічні споруди створюють необхідний напір води, яка спрямовується на лопаті гідротурбіни, приводячи в рух генератори для виробництва електроенергії.

Необхідний напір води забезпечується за допомогою будівництва греблі, що концентрує річковий потік у певному місці, або за рахунок деривації, тобто перенаправлення води природним струмом. У деяких випадках використовуються комбіновані рішення — як греблі, так і деривація.

У будівлі гідроелектростанції розміщується основне енергетичне обладнання, а саме:

1. Машинний зал, де встановлені гідроагрегати, які перетворюють енергію водного потоку на електричну.
2. Додаткові пристрої для управління і контролю роботи станції, трансформаторні станції тощо.
3. Деякі ГЕС оснащені оборотними гідроелектроагрегатами, здатними працювати як у режимі генератора, так і в режимі насоса.

Гідроелектричні за потужністю класифікують наступним чином:

- потужні ГЕС – потужність більша за 25 МВт;
- середні ГЕС – потужність знаходиться в проміжку 5 -- 25 МВт;
- міні ГЕС – потужність знаходиться в проміжку 0,1 -- 5 МВт;

мікро ГЕС – потужність менша 0,1 МВт.

Класифікація ГЕС за напором води:

1. Високонапірні: понад 60 м.
2. Середньонапірні: від 25 до 60 м.
3. Низьконапірні: від 3 до 25 м.

Вибір типу турбіни залежить від перепаду висот води у верхньому і нижньому рівнях:

1. Для високонапірних ГЕС використовуються ковшові та радіально-осьові турбіни з металевими спіральними камерами.
2. Середньонапірні ГЕС оснащують поворотнолопатевими та радіально-осьовими турбінами.
3. На низьконапірних станціях застосовують поворотнолопатеві турбіни із залізобетонними камерами.

Типи ГЕС за використанням природних ресурсів

1. Руслові ГЕС: Напір води створюється шляхом перегородження річки греблею, підвищуючи рівень води до потрібної позначки. Зазвичай будуються на рівнинних і гірських річках із вузьким руслом.
2. Пригреблеві ГЕС: Розташовуються одразу за греблею. Вода спрямовується до турбін через напірні тунелі.
3. Дериваційні ГЕС: Використовують перепад висот і ухил річки. Вода відводиться через спеціальні водоводи до турбін. Є варіанти напірної і безнапірної деривації.
4. Гідроакумуючі електростанції (ГАЕС)
ГАЕС виконують функцію акумуляції енергії для використання в пікові періоди. У години низького споживання агрегати працюють у режимі насоса, закачуючи воду до верхніх басейнів. У моменти

пікових навантажень вода спрямовується назад до турбін для вироблення енергії.

Потужність ГЕС залежить від напору води та ефективності генераторів, які можуть змінюватися через сезонні чи добові коливання рівня води. Тому для оцінки продуктивності використовується поняття циклічної потужності: річної, місячної, тижневої або добової.

Гідроелектростанція складається з кількох основних елементів:

1. Гребля – споруда, яка піднімає рівень води, створюючи необхідний напір.
2. Водосховище – штучна водойма, що забезпечує накопичення води та її регулювання.
3. Турбіна – механізм, який перетворює кінетичну енергію потоку в обертальний рух.
4. Генератор – пристрій, що трансформує механічну енергію обертання турбіни в електричну.
5. Допоміжні споруди – водоводи, водоскиди, насосні станції та інші конструкції, які забезпечують функціонування станції.

Переваги гідроелектростанцій:

1. Відновлюваність ресурсу: Вода є відновлюваним джерелом енергії, тому ГЕС мають потенціал для довготривалого функціонування.
2. Екологічність: На відміну від теплових електростанцій, ГЕС не викидають шкідливих речовин у атмосферу.
3. Ефективність: Високий коефіцієнт корисної дії (до 90%) робить ГЕС одним із найефективніших джерел енергії.

4. Мультифункціональність: Водосховища, створені для роботи ГЕС, використовуються для зрошення, водопостачання, рекреації та боротьби з паводками.

Недоліки ГЕС:

1. Екологічні наслідки: Будівництво гребель змінює природні екосистеми, що може призводити до втрати біорізноманіття.
2. Залежність від клімату: Зменшення рівня опадів або зміни клімату можуть впливати на ефективність роботи станцій.
3. Висока вартість будівництва: Зведення греблі та водосховища вимагає значних фінансових вкладень і часу.

Гідроенергетика є популярною у багатьох країнах. Наприклад, найбільша у світі ГЕС – Три ущелини в Китаї – має потужність понад 22 ГВт. У Бразилії, на річці Парана, розташована Ітайпу, яка забезпечує енергією велику частину населення країни. Україна також активно використовує потенціал своїх річок, зокрема Дніпра, де працюють такі великі станції, як Київська, Канівська та Каховська ГЕС.

Розглянемо традиційну структуру ГЕС (рисунок 1.2).

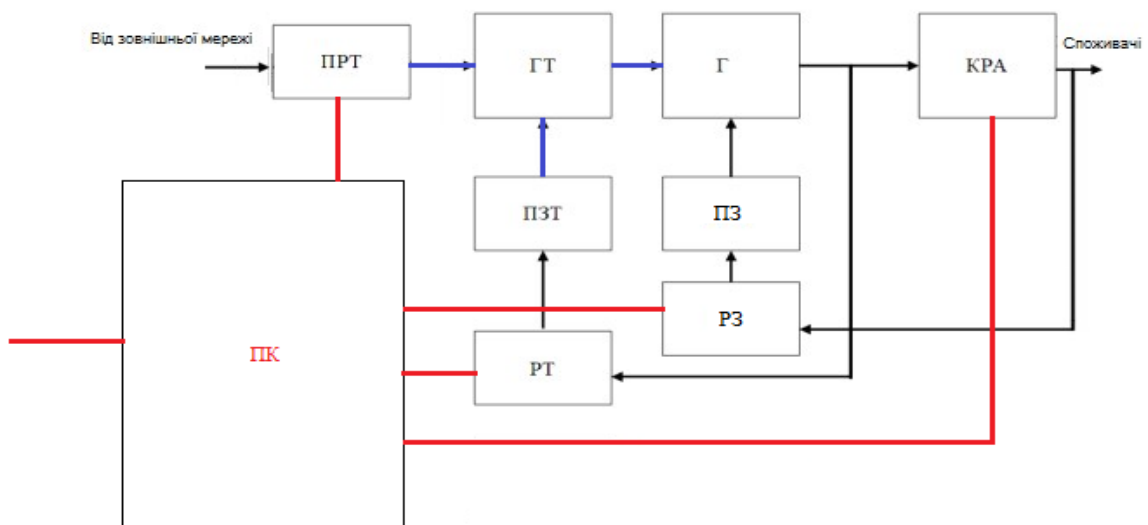


Рисунок 1.2 – Традиційна структурна схема ГЕС

До складу традиційної ГЕС малої та середньої потужності належать такі основні елементи:

- гідротурбіна (ГТ);
- електричний генератор (Г);
- комутаційно-захисна та розподільна апаратура (КРА);
- пристрій збудження (ПЗ);
- привід затвору турбіни (ПЗТ);
- привід розгінний турбіни (ПРТ);
- регулятор турбіни (РТ);
- регулятор збудження (РЗ);
- пристрій керування (ПК).

На рисунку 1.2 чорним кольором позначено лінії електричного зв'язку, синім – механічного чи гідравлічного, і червоним – слабострумове коло керування.

У більшості випадків ГТ містить пристрій регулювання швидкості обертання при зміні тиску рідини. Це може бути пристрій регулювання перекриття трубопроводу, або пристрій для регулювання кута повороту лопаток турбіни. У тому й іншому випадку це досить складні пристрої, що входять до ПК, який може працювати у складі системи автоматизованого управління (САУ).

Як генератори ГЕС найчастіше використовується синхронна машина з електромагнітним збудженням. Для такого генератора потрібно додаткове джерело постійного струму для збудження і струм збудження надходить через контактні кільця. Наявність контактних кілець знижує надійність генератора та потребує періодичного обслуговування.

Генератор може містити свій збудовуючий пристрій. Тоді машина буде безконтактною, але це вже не машина, а агрегат із двох машин, що також ускладнює конструкцію та обслуговування генератора.

Система управління повинна містити джерело електроживлення для власних потреб та електронні органи для регулювання частоти та амплітуди вихідної напруги ГЕС.

Гідростанція складається з секцій агрегатів та секції монтажного майданчика. Підводна частина є залізобетонною конструкцією, у якій розташовані спіральні камери, відсмоктувальні труби, водоскиди, приміщення перепускних пристроїв, сервомоторів, галерея для відведення води, що відкачується з будівлі ГЕС.

Типова секція агрегату має підводну частину з довжиною 25 м, шириною 53,75 м і висотою в центральній частині 30,5 м. Ця масивна конструкція, яка виконує функції напірної споруди, одночасно слугує фундаментом для встановлення агрегату (турбіни та генератора), загальна вага якого складає близько 2300 тонн.

З боку верхнього б'єфу знаходиться щитове приміщення, де розміщено механічне обладнання для обслуговування вхідних отворів спіральних камер та донних водоскидів. Підводний масив у цьому приміщенні закінчується на позначці 117,5 м, де встановлено два ряди пазів.

Перший ряд пазів використовується для розміщення мусорозатримувальних ґрат і тимчасових загороджень перед входом до спіральних камер та водоскидів. Загородження для ремонту водоскидів може опускатися окремо від загородження спіральних камер.

Другий ряд пазів призначений для встановлення робочих затворів.

З боку нижнього б'єфу розташований трансформаторний майданчик, оснащений шляхами для поздовжнього та поперечного переміщення трансформаторів, а також рейковими шляхами для козлового крана. Цей кран

використовується для обслуговування затворів вихідних отворів донних водоскидів, а також для ремонтних загороджень відсмоктувальних труб і водоскидів.

Гідроелектростанції є важливою складовою сучасної енергетики. Вони поєднують екологічність, ефективність та здатність працювати на основі відновлюваних ресурсів. Незважаючи на деякі недоліки, розвиток гідроенергетики залишається перспективним напрямком для багатьох країн, що прагнуть до енергетичної незалежності та збереження довкілля.

1.2 Загальні відомості про гідроагрегати ГЕС

Гідроагрегат (ГА) є основним робочим елементом ГЕС, який перетворює потенціальну енергію води на механічну, а потім на електричну. Він складається з кількох ключових компонентів, які працюють узгоджено, забезпечуючи виробництво електроенергії.

Зовнішній вигляд ГА та схематичний принцип роботи подано на рисунку 1.3.

На рисунку 1.3 позначено: А -- генератор; 1 -- статор; 2 -- ротор; В -- турбіна; 3 -- регульовані клапани; 4 -- лопатки турбіни; 5 -- потік води; 6 -- вісь обертання турбіни і генератора.

Основні компоненти гідроагрегата:

Гідротурбіна – це пристрій, який перетворює енергію води на механічну енергію обертання. Основні типи турбін, що використовуються в ГЕС: реактивні турбіни (наприклад, поворотнолопатеві та пропелерні) використовують як кінетичну, так і потенціальну енергію води; ударні турбіни (наприклад, ковшові) працюють виключно на кінетичній енергії води.

Турбіна включає кілька складових: робоче колесо, напрямний апарат та спіральну камеру.

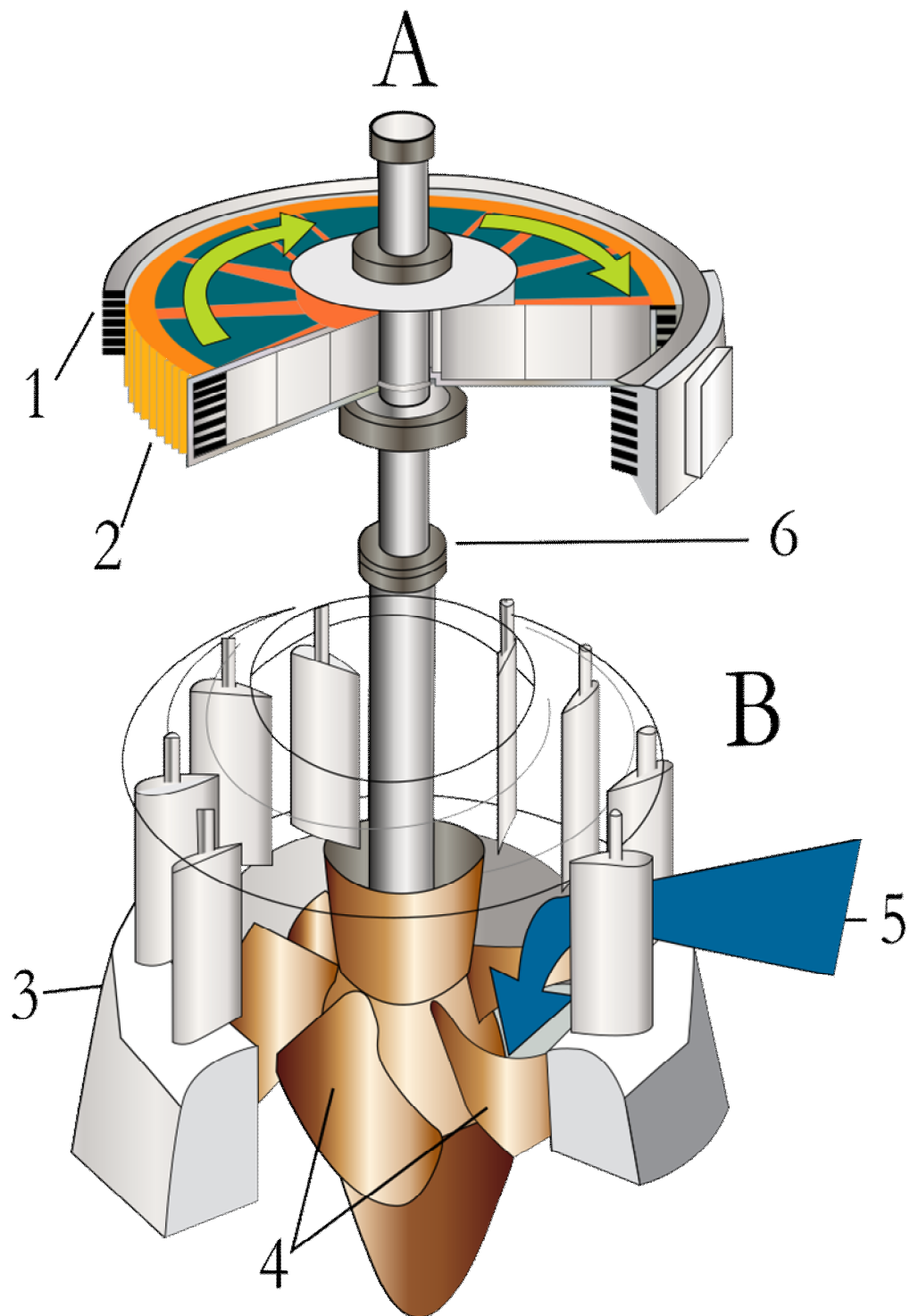


Рисунок 1.3 – Зовнішній вигляд та принцип роботи
гідроагрегата ГЕС

Напрямний апарат (НА) -- це пристрій, що регулює потік води до робочого колеса турбіни. Він забезпечує оптимальний напрямок потоку для максимальної ефективності роботи агрегата.

Функціональну схему гідравлічної частини для управління НА зображено на рисунку 1.4.

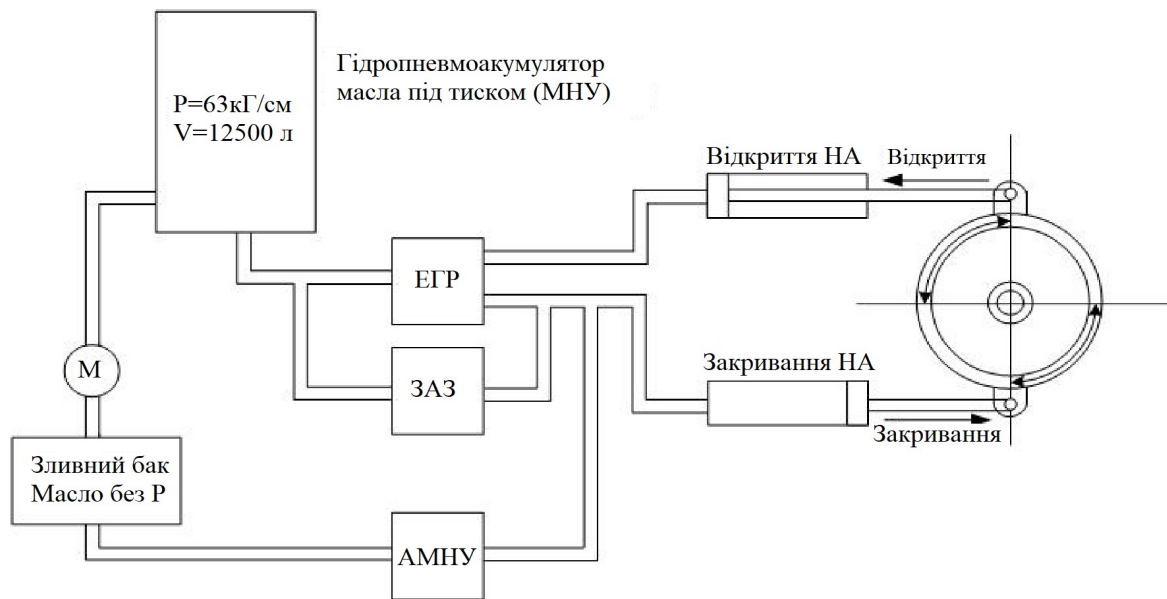


Рисунок 1.4 – Функціональна схема роботи гідравлічної частини НА

Направляючий апарат (НА) використовується для регулювання витрати води через гідротурбіну, забезпечуючи необхідне електричне навантаження, а також для припинення подачі води до робочого колеса під час зупинки гідроагрегату. НА складається з 32 поворотних лопаток, виготовлених із вуглецевої нержавіючої сталі.

Система управління та автоматики (АСУГ) здійснює контроль роботи направляючого апарату, регулюючи потік води, швидкість обертання турбіни та навантаження генератора. Завдяки АСУГ забезпечується безпечна й ефективна експлуатація обладнання.

Електрогідравлічний регулятор (ЕГР) є комплексом електричних та гідравлічних пристроїв, які виконують функції управління. ЕГР отримує сигнали від АСУГ і формує команди для сервоприводів, які відповідають за відкриття або закриття НА.

Режими роботи ЕГР:

- Підтримка заданої частоти обертання: використовується під час роботи ГА в режимах ХХТ (холостий хід турбіни) і ХХГ (холостий хід генератора).

- Підтримка заданої активної потужності: застосовується при роботі ГА в синхронному режимі з енергосистемою.

Додаткові функції ЕГР:

- Виконання автоматичної зупинки гідроагрегату в робочих або аварійних ситуаціях.

- Синхронізація роботи гідроагрегату з мережею.

Маслонапірна установка (МНУ) -- забезпечує управління напрямним апаратом та іншими компонентами гідроагрегата. Вона використовує тиск масла для переміщення лопатей чи затворів.

Робоче колесо (РК) -- обертається під тиском водяного потоку, передаючи енергію обертання валу гідроагрегата.

Зовнішній вигляд РК гідротурбіни зображено на рисунку 1.5.



Рисунок 1.5 – Зовнішній вигляд робочого колеса гідротурбіни ГЕС

Відсмоктувальна труба. Після проходження через турбіну вода спрямовується через відсмоктувальну трубу до нижнього б'єфу. Цей елемент забезпечує зниження втрат енергії та підвищення ККД системи.

Генератор -- це основний компонент для виробництва електроенергії. Він перетворює механічну енергію, що надходить від валу турбіни, на електричну. Типовий генератор у ГЕС – це трифазний синхронний генератор із системою охолодження. Система охолодження може бути повітряною або водяною залежно від конструкції агрегата.

Зовнішній вигляд генератора гідротурбіни зображено на рисунку 1.6.



Рисунок 1.6 – Зовнішній вигляд робочого колеса гідротурбіни ГЕС

Вал гідроагрегата -- передає обертальний рух від робочого колеса турбіни до ротора генератора. Його конструкція має бути міцною, щоб витримувати великі навантаження.

Принцип роботи гідроагрегата базується на тому, що вода під тиском надходить до спіральної камери. Напрямний апарат регулює подачу потоку до робочого колеса. Робоче колесо обертається, перетворюючи енергію води на механічну. Вал передає обертання на ротор генератора, який генерує електроенергію. Вода після турбіни через відсмоктувальну трубу повертається у нижній б'єф.

Особливості гідроагрегатів:

Вертикальне та горизонтальне розташування: Більшість агрегатів мають вертикальну конструкцію, що дозволяє економити простір та знижує навантаження на вал.

Надійність: Високі стандарти виготовлення гарантують довговічність і безпеку роботи при великих навантаженнях.

Масштабність: Агрегати можуть бути адаптовані для великих і малих гідроелектростанцій.

Гідроагрегат є ключовим елементом гідроелектростанції, що забезпечує ефективне перетворення енергії води в електроенергію для потреб населення та промисловості.

1.3 Автоматична система управління гідроагрегатом

Автоматична система управління гідроагрегатом (АСУГ) є ключовим елементом сучасної гідроелектростанції, який забезпечує ефективну та безпечну роботу гідроагрегатів. Вона виконує функції моніторингу, регулювання, діагностики та оптимізації роботи турбіни, генератора і допоміжного обладнання.

Основні функції АСУГ:

4. Регулювання параметрів роботи гідроагрегата:

- Підтримка стабільної частоти обертання робочого колеса.
- Управління навантаженням генератора відповідно до вимог енергосистеми.
- Регулювання подачі води через напрямний апарат.

5. Моніторинг стану обладнання:

- Відстеження температури генератора, турбіни та інших компонентів.
- Контроль рівня вібрацій і зусиль у валах та інших частинах агрегата.
- Фіксація тиску в гідравлічній системі.

6. Захист обладнання:

- Виявлення аварійних ситуацій (перевантаження, перегрів, відхилення параметрів).
- Автоматичне вимкнення агрегата при критичних значеннях параметрів.
- Захист від перевищення напруги, струму або обертів.

7. Автоматизація процесів запуску і зупинки:

- Забезпечення плавного запуску гідроагрегата для уникнення механічних пошкоджень.
- Автоматична зупинка агрегата за заданим алгоритмом.

8. Взаємодія з іншими системами:

- Інтеграція з автоматизованою системою управління технологічними процесами (АСУ ТП) ГЕС.
- Синхронізація з енергосистемою та робота в мережі.

АСУГ складається з наступних елементів:

1. Контролери та обчислювальні пристрої -- виконують обробку сигналів від датчиків і генерацію керуючих впливів; оснащені резервними каналами для забезпечення надійності.
2. Давачі та сенсори: давачі тиску, температури, рівня води, обертів турбіни, напруги і струму; сенсори вібрації та положення лопатей напрямного апарата.
3. Приводні механізми: електромеханічні або гідравлічні приводи, які змінюють положення лопатей напрямного апарата та робочого колеса.
4. Інтерфейси керування, до яких відносять панелі управління для операторів, що відображають поточні параметри агрегата, інформаційні дисплеї з можливістю ручного управління.
5. Програмне забезпечення, яке містить алгоритми регулювання та діагностики, системи прогнозування можливих відмов.

Розглянемо принцип роботи АСУГ.

1. Запуск агрегата: система забезпечує контрольний запуск гідроагрегата з поступовим відкриттям напрямного апарата. Вал приводиться в рух, а генератор починає виробляти електроенергію, синхронізуючись із мережею.

2. Робота у штатному режимі: АСУГ постійно моніторить основні параметри (тиск, частоту, потужність); регулює навантаження на генератор, забезпечуючи стабільність мережі. Постійний контроль частоти обертання турбіни, рівня напору, потужності генерації та витрати води. Також тут відбувається управління аварійними ситуаціями: у разі виникнення відхилень (перегрів генератора, падіння рівня води) система автоматично приймає рішення про зниження навантаження або вимкнення агрегата.

3. Зупинка агрегата: забезпечується контрольоване закриття напрямного апарата для зупинки потоку води. Генератор поступово припиняє виробництво електроенергії.

4. Аварійні ситуації: відбувається виявлення відхилень за допомогою давачів (перегрів, перевантаження, падіння напору), а також автоматичне відключення агрегата у разі критичних ситуацій для запобігання пошкодженням.

5. Оптимізація: відбувається корекція положення лопатей напрямного апарата для забезпечення максимального коефіцієнта корисної дії (ККД), а також адаптація роботи турбіни до змінних умов експлуатації (зміна витрати води чи навантаження генератора).

Додаткові функції АСУГ:

6. Моніторинг: відбувається постійний збір даних з сенсорів тиску, температури, вібрацій та частоти обертання.

7. Прогнозування: використовуючи обчислювальні пристрої та математичні моделі агрегата відбувається оцінка стану агрегата і запобігання потенційних несправностей.

8. Інтеграція з енергосистемою: полягає у регулюванні потужності відповідно до потреб мережі.

Серед причин аварійних ситуацій, які виникають під час роботи ГА ГЕС малої та середньої потужності, з досвіду експлуатації, називають наступні:

- пробій ізоляції статора чи ротора генератора;
- міжвиткові замикання обмоток статора чи ротора генератора;
- пошкодження ізоляції обмоток статора чи ротора генератора;
- замикання обмоток статора чи ротора генератора на «землю»;
- збільшення опору струмопроводів обмоток генератора;
- пробій опору ізоляції контактно-щіткового апарату генератора;

- пошкодження бандажів лобових частин обмоток генератора;
- недостатня щільність заклинювання стержнів обмоток статора генератора;
- недостатнє затягування болтових з'єднань полюсів ротора генератора;
- зношення графітових стержнів контактної-щіткового апарату генератора, що виникає через неточності у регулюванні;
- некоректна робота тахогенератора;
- механічні пошкодження обмоток та підшипників генератора внаслідок вібрацій;
- та інші.

Виявляті ці несправності в процесі роботи генератора і покликана АСУГ. Переваги використання АСУГ:

- Підвищення надійності та безпеки: Автоматичний контроль і захист зменшують ризик аварій.
- Ефективність роботи: Оптимізація роботи агрегатів дозволяє досягти максимального ККД.
- Мінімізація людського втручання: Знижуються вимоги до постійного контролю з боку персоналу.
- Економія ресурсів: Раціональне використання води та обладнання.

Отже, АСУГ є важливим елементом сучасної гідроелектростанції, який забезпечує безперебійну, економічну та екологічну роботу агрегатів. Завдяки постійному розвитку технологій ці системи стають все більш ефективними, підвищуючи надійність енергосистеми в цілому.

АСУГ є дворівневою розподіленою системою управління, виконаною з урахуванням програмованих логічних контролерів і засобів обчислювальної техніки.

1.4 Аварійні режими роботи гідрогенератора ГЕС

Аварійні режими роботи гідрогенератора ГЕС вимагають спеціальних алгоритмів управління, які спрямовані на забезпечення безпеки обладнання та запобігання пошкодженням. Ці алгоритми активуються при виникненні несправностей, перевантажень або відхилень у роботі гідроагрегата.

Основні алгоритми управління аварійними режимами:

1. Виявлення аварійної ситуації:

- Постійний моніторинг параметрів (струм, напруга, температура обмоток, частота обертання, вібрація).
- Виявлення відхилень за допомогою датчиків і систем діагностики.

2. Реакція на відхилення:

- Автоматичне зменшення навантаження або відключення генератора у разі перевищення граничних значень.
- Зниження подачі води через турбіну шляхом закриття прямого апарата.

3. Дії при специфічних аварійних ситуаціях:

- Перегрів генератора: зупинка агрегата або перехід у режим охолодження з допомогою спеціальних систем вентиляції чи охолодження.
- Перевантаження: миттєве зниження потужності генератора або його відключення від мережі.
- Падіння напору: зупинка турбіни для уникнення нестабільної роботи агрегата.

4. Виключення небезпеки:

- Задіяність аварійних клапанів для швидкого зливу води з турбіни.
- Автоматичне спрацювання системи блокування для захисту обладнання від механічних пошкоджень.

5. Відновлення роботи:

- Після усунення причин аварії система автоматично проводить діагностику та перезапуск агрегата.
- Повернення до штатного режиму роботи з поступовим збільшенням навантаження.

Для реалізації перелічених алгоритмів назовемо основні структурні компоненти аварійного управління, а саме:

1. Система моніторингу, яка постійно фіксує та аналізує параметри роботи.
2. Автоматизована система управління (АСУ): Включає алгоритми реакції на аварійні ситуації.
3. Резервні системи, що забезпечують автономну роботу генератора на мінімальному рівні.
4. Захисне обладнання: реле струму, напруги, температури, а також механічні блокатори.

Ці алгоритми забезпечують стабільність роботи гідроагрегатів навіть у складних умовах, підвищуючи безпеку та надійність всієї енергосистеми.

1.5 Висновки до розділу та постановка завдань дослідження

Алгоритм роботи системи керування гідроагрегатом ГЕС передбачає виконання низки функцій для забезпечення ефективною, стабільною та безпечною роботи гідроагрегата. Цей алгоритм включає контроль основних параметрів, автоматичне реагування на зміни умов та оптимізацію енергетичного процесу.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі **завдання**:

1. Систематизувати літературні джерела за темою дослідження.
2. Розробити рекомендації щодо побудови системи автоматичного керування ГА ГЕС в аварійних режимах роботи та запропонувати алгоритм роботи цієї системи.
3. Перевірити працездатність розроблених алгоритмів керування шляхом комп'ютерного моделювання.

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

2.1 Надійність роботи гідроагрегата ГЕС

Автоматизовані системи, які не потребують обслуговування, характеризуються високою надійністю та безаварійною роботою. Найчастіші аварійні ситуації в енергосистемах викликані короткими замиканнями. Причинами таких ситуацій можуть бути: використання неякісного обладнання, недотримання правил експлуатації, несвоєчасне проведення технічного обслуговування або ремонту, а також зовнішні фактори (наприклад, погодні умови).

На основі аналізу статистики відмов 2009–2020 рр., а також дефектів і проведених ремонтів були визначені основні причини аварій:

- заводські дефекти – 35%;
- порушення правил експлуатації – 20,5%;
- некваліфікований ремонт та обслуговування – 18%;
- грозові перенапруги та удари блискавки – 5,5%;
- старіння ізоляції – 10%;
- інші дефекти – 11%.

Основними наслідками таких аварій є обриви та короткі замикання. Обриви зазвичай швидко усуваються, тоді як короткі замикання можуть призводити до пожеж, серйозних пошкоджень обладнання та його повного виходу з ладу.

Відповідно до ДЕСТ 26522, визначено 23 види коротких замикань, пов'язаних переважно з людськими помилками. Найпоширенішими є:

- Трифазні короткі замикання – 5%;
- Двофазні короткі замикання – 10%;
- Однофазні короткі замикання – 65%;

- Двофазні замикання на землю – 20%.

Хоча генератори становлять лише частину всієї статистики, їх відмови є особливо небезпечними. На ГЕС вимоги до надійності є високими.

Через різноманітність конструкцій та умов експлуатації генераторів офіційна статистика їх відмов є обмеженою. Проте середньостатистичні дані вказують на такі причини:

- Міжфазні замикання – 5,3%;
- Виткові замикання – 44%;
- Ушкодження комутаційної апаратури – 13,8%;
- Пошкодження струмопідведення – 20,4%;
- Обрив обмотки – 4,6%;
- Інші причини – 11,9%.

Отже, найбільш небезпечними є виткові замикання, оскільки їх важко виявити на початковій стадії, особливо під час роботи генератора. Вони можуть викликати подальше руйнування ізоляції, що призводить до замикання фази на корпус і міжфазових коротких замикань. Саме тому систематичне технічне обслуговування та діагностика є критично важливими для зниження ризику аварій.

Короткочасні перевантаження генераторів статора і ротора часто виникають через зовнішні впливи, такі як короткі замикання, асинхронні режими, запуск двигунів, робота автоматики, форсування збудження чи автоматичне повторне вмикання. Перевищення струмів статора та ротора понад номінальні значення небезпечне через перегрів обмоток, що може призвести до перевищення допустимої температури. Ризик ушкоджень збільшується із зростанням тривалості та величини перевантаження, тому допускаються лише короткочасні перевантаження.

Багатофазні КЗ є найважчими аварійними ситуаціями для генератора, оскільки струми можуть у кілька разів перевищувати номінальні. Для їх захисту:

1. На генераторах потужністю понад 1000 кВт встановлюють поздовжній диференціальний захист із відключенням генератора.
2. Для генераторів малої потужності застосовують простіші захисні пристрої, такі як максимальний струмовий захист (МТЗ) або автоматичні вимикачі.

Однофазні замикання на землю (на корпус генератора) характерні для генераторів з ізольованою нейтраллю та напругою статора понад 1000 В. Хоча струми в таких випадках невеликі, тривала дуга може пошкодити ізоляцію та сталь статора, що потребуватиме тривалого ремонту.

Якщо струми замикання на землю не перевищують 5 А, захист зазвичай діє лише на сигналізацію.

Якщо струми перевищують 5 А, захист обов'язково діє на відключення.

На генераторах малої потужності з заземленою нейтраллю захист від однофазних КЗ забезпечує автоматичне відключення.

Виткові замикання в статорі виникають між витками однієї фази. Струми у таких випадках схожі до струмів багатофазних КЗ. Для генераторів із паралельними гілками застосовують поперечний диференціальний захист. Для генераторів без паралельних гілок захист від виткових замикань зазвичай не встановлюється, оскільки такі пошкодження трапляються рідко.

Замикання на землю в одній точці ланцюга збудження не впливає на роботу генератора, але становить потенційну небезпеку. У разі другого замикання частина обмотки ротора виявиться замкнутою, що викликає сильну вібрацію та пошкодження обмотки і сталі ротора.

Захист від одного замикання на землю для гідрогенераторів діє на відключення.

Захист від двох замикань на землю обов'язковий для турбогенераторів.

Аварійні режими роботи ГА ГЕС:

1. Перевантаження статора: Струми, що перевищують номінальні значення, спричиняють перегрівання ізоляції обмоток, що може призвести до КЗ або замикань на землю. Для захисту застосовують МСЗ, який діє на відключення генератора у разі перевантаження.
2. Асинхронний режим: Виникає через втрату збудження внаслідок пошкоджень у системі збудження або випадання генератора з синхронізму. Він супроводжується збільшенням частоти обертання генератора, пульсаціями струму статора, значним зниженням напруги і підвищенням струмів, що перевищують номінальні. У таких випадках генератор необхідно відключити або відновити нормальний режим роботи.
3. Підвищення напруги: Може виникнути через зникнення магнітного потоку реакції статора або збільшення частоти обертання агрегату при скиданні навантаження. Це небезпечно для ізоляції обмоток статора та може спричинити пошкодження.
4. Перевантаження ротора: Захист ротора від перевантаження встановлюють на турбогенераторах із прямим охолодженням та гідрогенераторах потужністю понад 30 МВт. Він діє з двома витримками часу:
 - для автоматичного зниження навантаження через регулятор збудження.
 - для повного відключення генератора.

Захист генераторів має ключове значення для попередження пошкоджень обмоток статора і ротора, забезпечення їхньої надійності та тривалого терміну експлуатації. Використання сучасних методів захисту

дозволяє ефективно реагувати на аварійні ситуації, мінімізуючи можливі наслідки.

2.2 Розрахунок силової частини ГА

У роботі розглядається ГА з гідроелектричними параметрами, що наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Гідроелектричні параметри гідроагрегата

№ п/п	Найменування	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
1	Номінальна потужність повна	S_H	кВА	137600
2	Номінальна потужність активна	P_H	кВт	117000
3	Коефіцієнт потужності номінальний	$\cos\varphi_H$	-	0,85
4	Напруга статора генератора номінальна	U_H	В	13800
5	Струм статора номінальний	I_H	А	5760
6	Частота обертання номінальна	ω_H	c^{-1}	125
7	Напруга збудження номінальна	U_{f_H}	В	330
8	Струм збудження номінальний	I_{f_H}	А	830
9	Індуктивний опір генератора по повздовжній осі	X_d	%	116
10	Об'єм води (продуктивність)		m^3/c	300
11	Міжремонтний цикл (капітальний ремонт)		р	6

Параметри НА, який забезпечує зміну гідравлічних параметрів турбіни ГА подані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри гідравлічної частини НА ГА

Назва параметру	Значення та одиниця вимірювання
Діаметр горловини напрямного апарату	9300 мм
Висота шлюзу апарату	3200 мм
Число лопатей НА	32 шт.
Вага однієї лопаті НА	3740 кг
Час відкриття НА (всіх лопатей одночасно)	15+1 секунд
Час закриття НА (всіх лопатей одночасно)	15+1 секунд
Ширина відкритого вікна однієї лопаті НА	1435 мм

Кут відкриття направляючого апарату (НА) визначає витрату води через гідротурбіну, що впливає на крутний момент, який передається на вал гідроагрегату (ГА). Зміна відсотка відкриття НА дозволяє регулювати частоту обертання валу ГА, а також потужність, що виробляється генератором.

Характеристики НА:

- Діаметр горловини, де розміщені напрямні лопатки НА: 9300 мм.
- Час повного відкриття/закриття: 15 с.

У першому наближенні математична модель направляючого апарату може бути описана аперіодичною ланкою першого порядку:

$$W_{\text{НА}}(p) = \frac{1}{T_{\text{НА}}p + 1} \quad (2.1)$$

де $T_{\text{НА}}$ – стала часу напрямного апарату.

Вихідна змінна аперіодичної ланки досягає 95% свого значення за час (3..4) $T_{\text{НА}}$. Максимальне значення сталої часу можна обчислити за формулою:

$$T_{\text{HA}} = \frac{15}{3} = 5 (\text{с}). \quad (2.2)$$

Для отримання моделі гідравлічної частини ГА використовуються гідравлічні експлуатаційні характеристики агрегату. Розрахункові залежності для роботи при напорі $H=17$ м наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Гідравлічні експлуатаційні характеристики агрегату за розрахункового тиску $H = 17$ м

S_{HA} мм	417,01	505,72	652,45	750,64	846,49	931,28	1046,67	1148,09	1173,5
Q , м ³ /с	70,80	104,58	164,13	215,51	277,96	338,96	425,92	504,17	525,57

Побудуємо залежність продуктивності НА від перерізу однієї лопаті направляючого апарату. Графік представимо на рисунку 2.1.

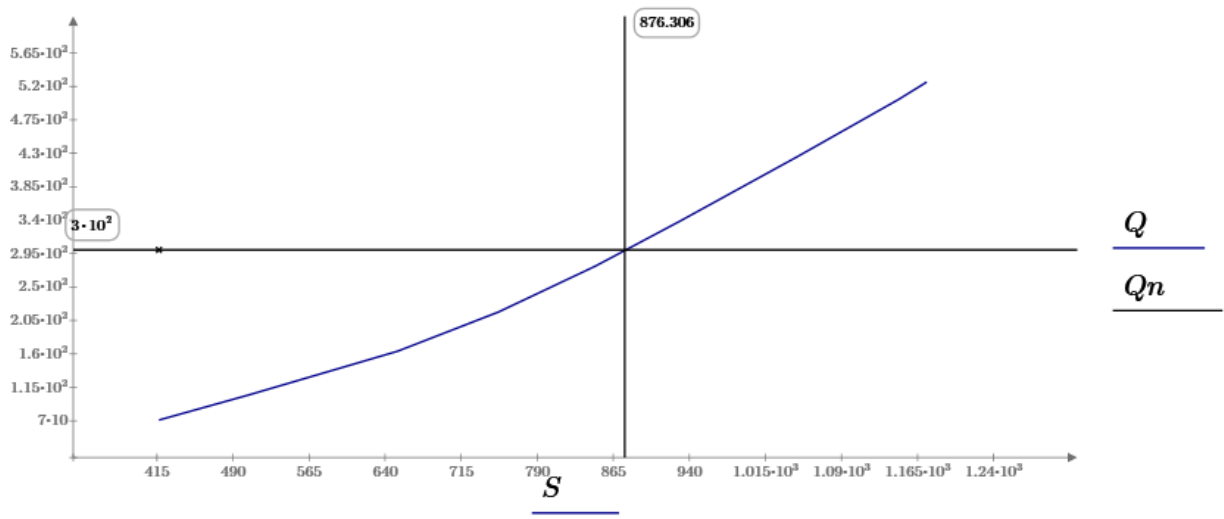


Рисунок 2.1 – Залежність кількості води м.куб/с від перерізу направляючого апарату мм

На рисунку позначено точку номінального режиму роботи НА, у якій продуктивність ГА становить 300м.куб/с, а переріз однієї лопаті НА становить 836,306мм.

На рисунку видно, що залежність має вигляд параболи. Представимо цю залежність рівнянням параболи, яка виходить з початку координат. Отримаємо:

$$Q(S) = A_1 \cdot S^2, \quad (2.3)$$

де A_1 -- коефіцієнт апроксимації рівняння об'єму води, що проходить через направляючий апарат, від перерізу однієї лопаті направляючого апарату.

Якщо записати дане рівняння для точки номінального режиму роботи, можна отримати значення коефіцієнта апроксимації. Отримаємо:

$$300 = A_1 \cdot \left(\frac{876,306}{1000} \right)^2, \quad (2.4)$$

звідки отримаємо:

$$A_1 = 300 / \left(\frac{876,306}{1000} \right)^2 = 390,67 \text{ (м}^2\text{/с)}. \quad (2.5)$$

Отже, отримаємо залежність кількості води від величини відкривання направляючого апарату турбіни:

$$Q(S) = 390,67 \cdot S^2. \quad (2.6)$$

Порівняємо на рисунку 2.2 отриману апроксимовану залежність з експериментальною.

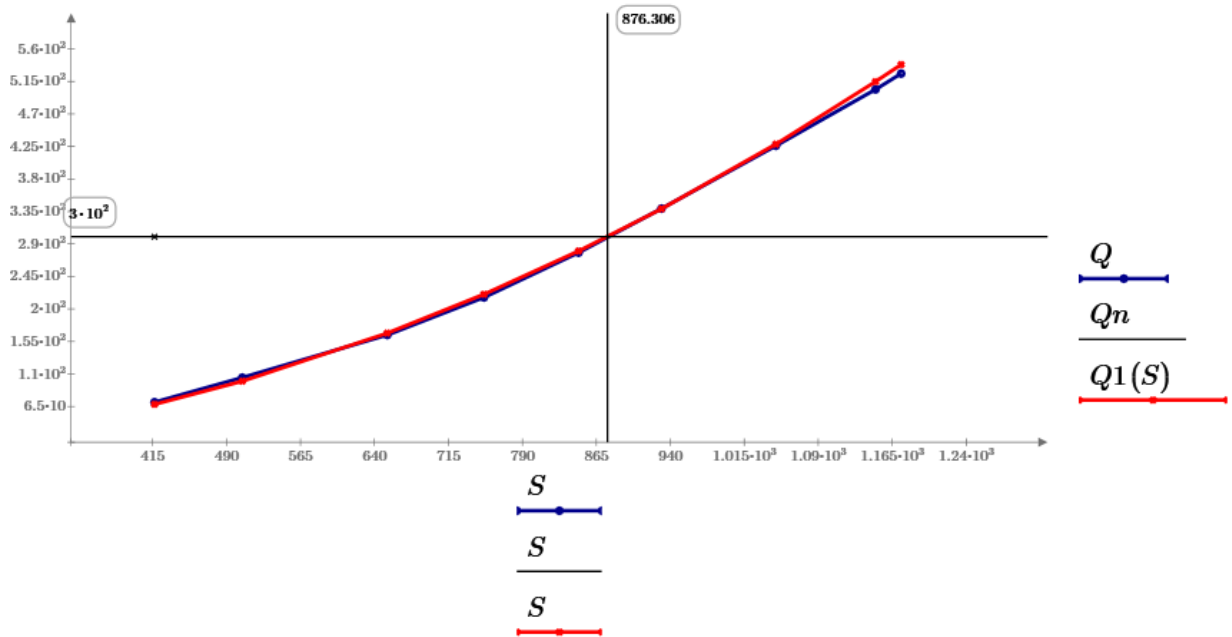


Рисунок 2.2 – Апроксимована та експериментальна залежність кількості води м.куб/с від перерізу направляючого апарату м

На рисунку червоним кольором позначено апроксимовану залежність, а синім – експериментальну. Графіки практично збігаються, отже даний вигляд рівняння апроксимації є достовірним.

Відомо, що швидкість турбомеханізму пропорційна до його продуктивності. Отже, її можна представити рівнянням прямої лінії, яка виходить з початку координат. Отримаємо:

$$\omega(Q) = A_2 \cdot \omega, \quad (2.7)$$

де A_2 -- коефіцієнт апроксимації рівняння швидкості обертання турбіни від об'єму води, що проходить через направляючий апарат.

Якщо записати дане рівняння для точки номінального режиму роботи, можна отримати значення коефіцієнта апроксимації. Отримаємо:

$$125 = A_2 \cdot 300, \quad (2.8)$$

звідки отримаємо:

$$A_2 = 125 / 300 = 0,417 (1/m^3). \quad (2.9)$$

Отже, отримаємо залежність швидкості обертання гідротурбіни від кількості води:

$$\omega(Q) = 0,417 \cdot Q. \quad (2.10)$$

Побудуємо на рисунку 2.3 апроксимовану залежність швидкості турбіни (1/с) від обсягу води (m^3/c).

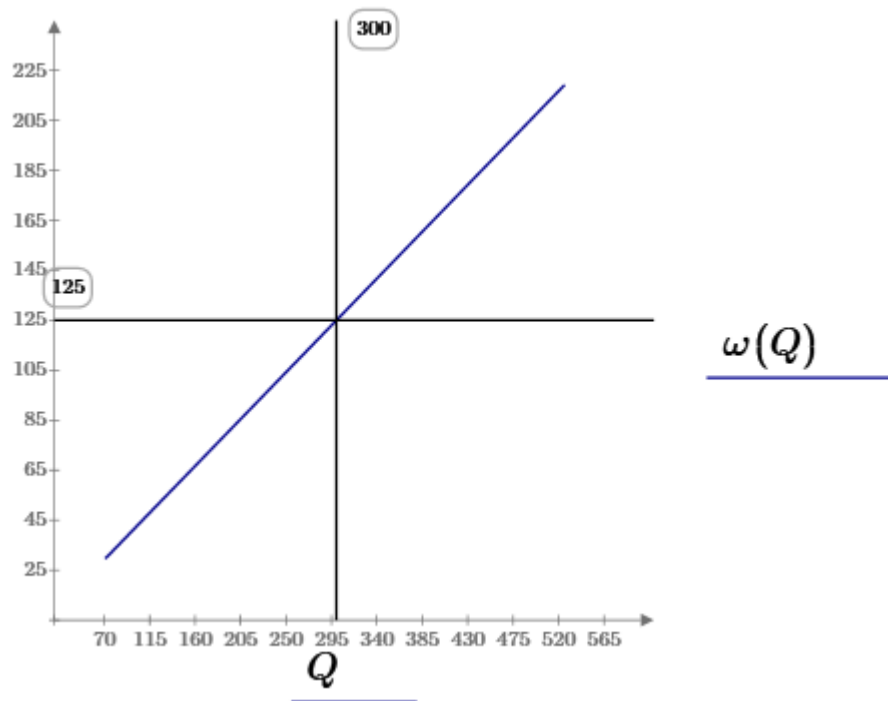


Рисунок 2.3 – Апроксимована залежність швидкості обертання турбіни (1/с) від кількості води (m^3/c)

Відомо, що напірно-витратна характеристика гідротурбіни має форму «перевернутої» параболи і її можна представити таким аналітичним виразом:

$$H = A_1 \cdot v^2 + A_2 \cdot Q^2, \quad (2.11)$$

де H – напір турбіни, м;

A_1, A_2 – коефіцієнти апроксимації напірно-витратної характеристики турбіни;

v – відносне значення частоти обертання турбіни, в.о.;

Q – продуктивність турбіни, м³/год.

Якщо підставити значення тиску та продуктивності з табл. 2.2, то для номінальної частоти обертання ($v = 1$) можна отримати систему двох рівнянь:

$$\begin{cases} 55 = A_1, \\ 50 = A_1 + A_2 \cdot \left(\frac{50}{3600} \right)^2. \end{cases} \quad (2.12)$$

Розв'яжемо дану систему рівнянь і знайдемо значення коефіцієнтів апроксимації. Отримаємо значення:

$$\begin{cases} A_1 = 55, \\ A_2 = -2,592 \cdot 10^4. \end{cases} \quad (2.13)$$

Коефіцієнт апроксимації A_1 показує величину тиску насоса при закритому напірному трубопроводі. Він визначає максимальне значення напору насоса. Коефіцієнт A_2 авдтаорює гідравлічний опір під час протікання води через насос. Це є характеристика втрати потоку води всередині насоса.

2.3 Розрахунок захистів ГА ГЕС

Система захисту генератора гідроагрегату ГЕС включає наступні компоненти:

1. Поздовжній диференційний захист генератора — захищає обмотки статора та виводи генератора від міжфазних коротких замикань.
2. Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора.
3. Захист від підвищення напруги — запобігає перевищенню допустимого рівня напруги під час скидання навантаження.
4. Струмовий захист від зовнішніх симетричних коротких замикань.
5. Захист від асинхронного режиму роботи — запобігає наслідкам втрати збудження генератора.
6. Захист від симетричного перевантаження обмотки статора.
7. Захист від перевантаження обмотки ротора із контролем тривалості форсування.
8. Захист ротора від замикань на землю в одній точці.
9. Захист від струмів зворотної послідовності — захищає генератор від перевантаження.
10. Захист від небезпечного підвищення напруги на статорі генератора.
11. Пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) — забезпечує відключення генератора у разі неспрацювання основного вимикача.

Ця система забезпечує високу надійність роботи генератора, запобігаючи аварійним ситуаціям і мінімізуючи ризики пошкодження обладнання.

2.3.1 Повздовжній диференційний захист.

Повздовжній диференційний захист генератора є основним швидкодіючим чутливим захистом від міжфазних коротких замикань в обмотці генератора і на вихідних клеммах цих обмоток. Даний захист виконується трифазним реалізується шляхом приєднання до трансформаторів струму (ТС) в нейтральних виводах обмотки.

Номінальний струм обмотки статора генератора: $I_{\text{ном}} = 5760 \text{ А}$. Трансформатор струму розрахований на струм – $I_{\text{ТС}} = 6000 \text{ А}$. Коефіцієнт трансформації трансформатора струму визначимо за формулою:

$$K_{\text{ТС}} = I_{\text{ТС1}} / I_{\text{ТС2}}, \quad (2.14)$$

де $I_{\text{ТС1}}$ -- струм первинної обмотки ТС, А;

$I_{\text{ТС2}}$ -- струм вторинної обмотки ТС ($I_{\text{ТС2}} = 5 \text{ А}$).

Отримаємо:

$$K_{\text{ТС}} = 6000 / 5 = 1200.$$

Початковий струм спрацювання визначає чутливість захисту при малих гальмівних струмах генератора. Позначимо цей струм $I_{\text{ср.о}}$. Величина цього струму вибирається відносно струму небалансу наомінального режиму роботи за формулою:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{ном}}, \quad (2.15)$$

де $K_{\text{ОДН}}$ -- коефіцієнт однотипності трансформаторів струму (приймаємо

$$K_{\text{ОДН}} = 0,5);$$

f_i -- відносна похибка ТС (приймаємо $f_i = 0,1$).

Отримаємо:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5760 = 288 \text{ (A)}.$$

Уставка спрацювання захисту вибирається за умовою:

$$I_{\text{CP.O}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (2.16)$$

де K_{H} -- коефіцієнт надійності захисту (приймаємо $K_{\text{H}} = 2$).

Отримаємо:

$$I_{\text{CP.O}} \geq 2 \cdot 288 = 576 \text{ (A)}.$$

Обираємо значення $I_{\text{CP.O}} = 600 \text{ A}$, уставка спрацювання при цьому буде дорівнювати:

$$K_{\text{уст.СРО}} = I_{\text{CP.O}} / I_{\text{ном}}, \quad (2.17)$$

$$K_{\text{уст.СРО}} = 600 / 5760 = 0,104.$$

Коефіцієнт гальмування K_{Γ} визначає чутливість захисту до пошкоджень під час протікання струму навантаження. Величина цього коефіцієнта вибирається з урахуванням налаштування захисту на струми небалансу, що виникають похибками трансформаторів струму під час наскрізних коротких замикань.

Максимальний струм небалансу при зовнішньому трифазному короткому замиканні визначається за формулою:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАХ}}, \quad (2.18)$$

де $K_{\text{АП}}$ -- коефіцієнт аперіодичної складової ($K_{\text{АП}} = 2$);

$K_{\text{ОДН}}$ -- коефіцієнт однотипності трансформаторів струму (приймається 0,5 для однотипних ТС і 1,0 – для різних ТС);

$I_{\text{МАХ}}$ -- максимальний струм через трансформатори струму на лінійних виводах при зовнішньому трифазному короткому замиканні на виході обмотки статора генератора.

Максиммальний струм можна розрахувати за виразом:

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_n, \quad (2.19)$$

де E''_{Γ} -- відносне значення ЕРС на виході генератора (приймаємо рівним $E''_{\Gamma} = 1,13 \text{ в.од.}$);

x''_d -- індуктивний опір повздовжньої складової обмотки статора генератора ($x''_d = 0,22 \text{ в.од.}$).

Отримаємо:

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,13}{0,22} \cdot 5760 = 29590 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 29590 = 2959 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт гальмування вибирають за умовою:

$$K_{\Gamma} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{МАХ}}}, \quad (2.20)$$

$$K_{\Gamma} > \frac{2959 \cdot 2}{29590} = 0,2.$$

Приймаємо уставку $K_{\Gamma} = 0,3$.

Уставка початкового гальмування, яка збільшує зону роботи захисту без гальмування, визначається за формулою:

$$I_{HT} = \frac{K_{уст.СРО}}{K_{\Gamma}}, \quad (2.21)$$

$$I_{HT} = \frac{0,104}{0,3} = 0,347.$$

Гальмівний струм визначає точку зламу характеристики спрацювання. Характеристика цієї точки має бути більша за I_{HT} . Обираємо значення 1,5.

2.3.2 Захист від підвищення напруги статора і ротора.

Уставка захисту напруги статора генератора вибирається за умовою:

$$U_{сп2} = \frac{1,4 \cdot U_{н}}{n_{TH}}, \quad (2.22)$$

де n_{TH} -- коефіцієнт трансформації вимірювального трансформатора напруги, визначається за формулою:

$$n_{TH} = \frac{U_{н}}{U_{вих.н}}, \quad (2.23)$$

де $U_{вих.н}$ -- вихідна напруга вимірювального трансформатора напруги в номінальному режимі роботи ($U_{вих.н} = 100V$);

U_H -- вихідна напруга генератора у номінальному режимі роботи ($U_H = 13800\text{В}$)

Отримаємо:

$$n_{TH} = \frac{13800}{100} = 138;$$

$$U_{сп2} = \frac{1,4 \cdot 13800}{138} = 140(\text{В}).$$

Крім того, додатково до цього захисту на генераторі передбачається друга уставка, призначена для роботи в режимі холостого ходу або під час скидання навантаження. Уставка розраховується за формулою:

$$U_{сп1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (2.24)$$

$$U_{сп1} = \frac{1,2 \cdot 13800}{138} = 120(\text{В}).$$

Уставка струму, що визначає відсутність струму в колі генератора і на стороні 110кВ приймається рівною $0,09 \cdot I_n$. Захист із затримкою часу 0,5с діє при відключенні вимикача генератора, гасіння полів.

2.3.3 Захист від симетричних перевантажень.

Захист від симетричних перевантажень використовується для ліквідації неприпустимих перевантажень обмоток статора. Захист реалізується по струму із затримкою часу. Він складається з таких елементів:

1. Сигнальний елемент, що спрацьовує з незалежною витримкою часу при збільшенні струму вище значення уставки спрацювання і діє в колах попереджувальної сигналізації. Уставка сигнального елемента розраховується за формулою:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н1}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.25)$$

де $K_{\text{В}}$ -- коефіцієнт повернення ($K_{\text{В}} = 0,98$);

$K_{\text{Н1}}$ -- коефіцієнт надійності даного виду захисту ($K_{\text{Н1}} = 1,05$).

Отримаємо:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,05 \cdot 5760}{0,98} = 6171 (\text{А}).$$

Затримка часу у спрацюванні даного захисту виставляється -- 0,9с.

2. Пусковий орган, що реагує без витримки часу у випадку збільшення струму понад уставку спрацювання і забезпечує пуск інтегрального органу.

Уставка пускового органу визначається за формулою:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{K_{\text{Н2}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.26)$$

де $K_{\text{Н2}}$ -- коефіцієнт надійності даного виду захисту ($K_{\text{Н2}} = 1,08$);

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot 5760}{0,98} = 6348 (\text{А}).$$

3. Інтегральний елемент спрацьовує зі змінною витримкою часу. Він діє через вимикальний орган на вимкнення вимикача генератора, гасіння полів. Уставка витримки часу приймається мінімальною і встановлюється на рівні 0,01с.

4. Елемент струмової відсічки спрацювує з постійною затримкою часу, яка визначається залежно від збільшення струму вище за значення уставки спрацювання. Визначається уставка за формулою:

$$I_{\text{ВДС}} = \frac{K_{\text{НЗ}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.27)$$

де $K_{\text{НЗ}}$ -- коефіцієнт надійності даного виду захисту ($K_{\text{НЗ}} = 1,2$);

$$I_{\text{ВДС}} = \frac{1,2 \cdot 5760}{0,98} = 7053 \text{ (A)}.$$

Струм відсічки залежить від напруги генератора. Мінімальне значення напруги спрацювання струмової відсічки розраховується за формулою:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{Н}}}{K_{\text{ВІ}} \cdot n_{\text{Т}}}, \quad (2.28)$$

де $K_{\text{ВІ}}$ -- коефіцієнт повернення для даного захисту ($K_{\text{ВІ}} = 1,03$);

$n_{\text{Т}}$ -- напруга на виході вимірювального трансформатора напруги ($n_{\text{Т}} = 100\text{В}$);

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 100} = 91,11 \text{ (В)}.$$

Відсічка встановлюється з затримкою часу 8,5с на відключення блокових вимикачів 110кВ і з затримкою часу 9,0с на вимкнення вимикача генератора і гасіння полів.

2.3.4 Захист від перевантаження обмотки ротора.

Захист виконується зі затримкою часу, яка залежить від струму ротора генератора. Він складається з таких основних елементів:

1. Сигнальний елемент, що спрацьовує з незалежною витримкою часу при збільшенні струму вище значення уставки спрацювання і діє в колах попереджувальної сигналізації. Уставка сигнального елемента розраховується за формулою:

$$I_{\text{СИГН.Р}} = \frac{K_{\text{Н1}} \cdot I_{\text{Н.Р}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.29)$$

де $I_{\text{Н.Р}}$ -- номінальний струм ротора генератора ($I_{\text{Н.Р.}} = 830$);

$$I_{\text{СИГН.Р}} = \frac{1,05 \cdot 830}{0,98} = 889,29 \text{ (А)}.$$

2. Пусковий орган, що реагує без витримки часу у випадку збільшення струму понад уставку спрацювання і забезпечує пуск інтегрального органу.

Уставка пускового органу визначається за формулою:

$$I_{\text{ПУСК.Р}} = \frac{K_{\text{Н4}} \cdot I_{\text{Н.Р}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.30)$$

де $K_{\text{Н4}}$ -- коефіцієнт надійності даного виду захисту ($K_{\text{Н4}} = 1,2$);

$$I_{\text{ПУСК.Р}} = \frac{1,2 \cdot 830}{0,98} = 1016 \text{ (А)}.$$

3. Інтегральний елемент спрацьовує зі змінною витримкою часу, яка задається у табличній формі. Діє даний захист на вимкнення вимикача генератора, гасіння полів.

4. Елемент струмової відсічки спрацьовує з постійною затримкою часу, у момент перевищення значення уставки спрацювання. Визначається уставка за формулою:

$$I_{\text{ВДС.Р}} = \frac{K_{\text{Н5}} \cdot I_{\text{Н.Р}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.31)$$

де $K_{\text{Н5}}$ -- коефіцієнт надійності даного виду захисту ($K_{\text{Н5}} = 2,15$);

$$I_{\text{ВДС.Р}} = \frac{2,19 \cdot 830}{0,98} = 1855 (\text{А}).$$

Відсічка встановлюється з затримкою часу 3,0с на відключення вимикача генератора і гасіння полів.

3 АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ

3.1 Загальні відомості та вимоги

Основні принципи управління та автоматизації ГЕС передбачають максимальну автономність, мінімізацію участі людини у їхній роботі та спрощення технічного обслуговування. Згідно з цими принципами, визначено ключові вимоги до обладнання та систем автоматизації таких станцій:

Можна виділити такі основні принципи управління ГЕС:

1. Автономна робота з мінімальною участю чергового персоналу. Максимальна кількість операцій, а особливо тих, які потребують оперативних дій за інструкціями, виконуються автоматично.
2. Періодичні огляди звести до мінімальних обсягів та максимального інтервалу їх проведення.
3. Повна автоматизація: обладнання має забезпечувати роботу у складі енергосистеми, з забезпеченням виходу з усіх аварійних ситуацій.

Вимоги до обладнання АСУ ГА ГЕС:

1. Простота управління та обслуговування.
2. Мінімізація допоміжного обладнання, яке має працювати лише в автоматичному режимі.
3. Ремонт шляхом заміни стандартних зношених вузлів без виготовлення деталей на місці.
4. У разі аварійної ситуації має забезпечуватися зупинка гідроагрегату з видачею сигналу на центральний пост управління.
5. Автоматичні регулятори гідротурбін повинні управляти всім допоміжним обладнанням.

6. Захист станції забезпечується автоматичними охоронними пристроями.

3.2 Структурна схема автоматичної системи управління гідроагрегатом

Структурна схема автоматичної системи управління гідроагрегатом ГЕС зображена на рисунку 3.1.

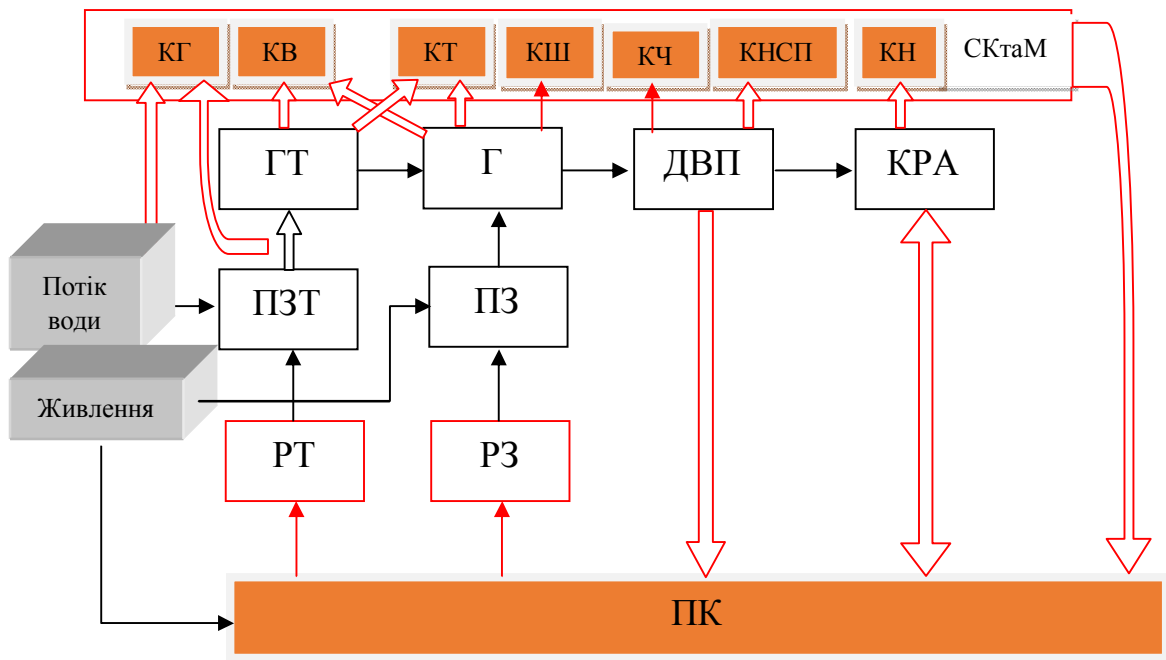


Рисунок 3.1 – Структурна схема АСУ ГТ ГЕС

До складу АСУ ГТ ГЕС належать такі основні елементи:

- гідротурбіна (ГТ);
- електричний генератор (Г);
- комутаційно-захисна та розподільна апаратура (КРА);
- пристрій збудження (ПЗ);
- привід затвору турбіни (ПЗТ);
- регулятор турбіни (РТ);

- регулятор збудження (РЗ);
- пристрій керування турбоагрегатом (ПК);
- система керування та моніторингу турбоагрегата (СКтаМ);
- система контролю гідравлічних параметрів гідротурбіни (КГ);
- система контролю вібрацій гідротурбіни та генератора (КВ);
- система контролю температури гідротурбіни та генератора (КТ);
- система контролю швидкості обертання гідротурбіни та генератора (КШ);
- система контролю частоти напруги статора генератора (КЧ);
- система контролю напруги, струму та потужності генератора (КНСП);
- система контролю навантаження генератора (КН).

Червоним кольором на рисунку 3.1 позначено слабкострумові сигнали керування чи вимірювання контрольованих параметрів. Сукупність блоків, які опрацюють ці сигнали формує саму структуру АСУ ГТ ГЕС.

До складу АСУ ГТ входять також підсистема діагностики та зв'язку з системами керування і моніторингу верхнього рівня.

3.3 Алгоритм автоматичної системи управління гідроагрегатом

У попередньому тексті описані функції АСУГ (Автоматизованої Системи Управління Гідроагрегатом) та її ключові компоненти. Однією з основних функцій АСУГ є моніторинг технічних параметрів ГА. На рисунку 2.1 представлено схематичну структуру АСУГ, на вході якої отримуються сигнали від сенсорів параметрів ГА, а на виході формується команда запуску.

АСУГ забезпечує запуск ГА в різних режимах, таких як ХХТ (холостий хід турбіни), ХХГ (холостий хід генератора) тощо.

АСУГ виконує наступні дії для автоматичного пуску, синхронізації та підключення гідроагрегату до мережі з подальшим виходом на робочу потужність:

1. Формується команда "Пуск турбіни". Відкриваються засувки охолодження, подається вода для охолодження підшипників і систем генератора, піднімається стопор направляючого апарата (НА).
2. Електронний обмежувач відкривається на 100%.
3. НА відкривається до пускового рівня (24–38% залежно від напору), і агрегат починає обертатися.
4. При досягненні 50% номінальної частоти обертання лопаті робочого колеса встановлюються у кут $+3^{\circ}$ за комбінаторною залежністю.
5. При частоті обертання 95% від номінальної НА закривається до 12–15%, і система виконує програмне збудження генератора в режимі "точна синхронізація".
6. На 100% обертів генератор підключається до мережі методом точної синхронізації або самосинхронізації (переважно використовується точна синхронізація).
7. Якщо ГА працює під управлінням лише від ЕГР (електронного гідравлічного регулятора) і АСУГ, агрегат набирає активну потужність за заданими параметрами.
8. У режимі групового регулювання активної та реактивної потужності (ГРАРМ) агрегат коригує як активне, так і реактивне навантаження відповідно до завдання.
9. Після підключення до мережі оперативний персонал виконує огляд ГА.

10. Під час пуску, при частоті обертання 95%, активується короткочасне збудження генератора для перевірки працездатності системи збудження. Якщо тест пройдено успішно, формується сигнал "Система збудження готова до пуску". При досягненні номінальної напруги статора система переходить у режим інвертування, напруга статора знижується до нуля, а струм ротора – до менш ніж 10% від номінального значення. Далі включається контактор самосинхронізації (КСС), шунтуючи обмотку ротора через резистор самосинхронізації.

АСУГ автоматично здійснює зупинку ГА в такій послідовності:

1. Подається команда "Зупинка" з агрегатної панелі. Генератор поступово розвантажується: реактивна потужність знижується до 0 МВар, активна – до 14,4 МВт, НА закривається до рівня 10–15% (режим ХХТ).
2. Вимикається автоматичний вимикач генератора.
3. Система збудження відключається разом із УГП (установкою гасіння поля).
4. При зниженні струму ротора до $<10\%$ НА закривається до нуля.
5. Лопаті робочого колеса встановлюються у пусковий кут.
6. При частоті обертання 24% від номінальної активується гальмування. Через 8–12 секунд після повної зупинки скидається тиск у гальмівній системі.
7. Стопор НА опускається автоматично.
8. Після зупинки ГА персонал виконує його огляд та перевіряє систему регулювання.

АСУГ виконує функції аварійного захисту в разі виникнення аварійних ситуацій. Залежно від характеру аварії, стану допоміжного обладнання (ЕГР,

ЗАЗ, МНУ тощо) та режиму роботи, система формує команди на виконання захисних заходів і аварійну зупинку агрегату в необхідній послідовності.

3.4 Функціональна схема автоматичної системи управління гідроагрегатом

Для реалізації описаних вище завдань керування в аварійних режимах роботи необхідно забезпечити можливість централізованого управління об'єктом у режимі реального часу. САУ ГЕС пропонується організувати у вигляді централізованої структури оперативного управління, яка включає часткову децентралізацію окремих функцій локального управління. Це досягається завдяки використанню адаптивних систем автоматичного управління, як показано на функціональній схемі на рисунку 3.2.

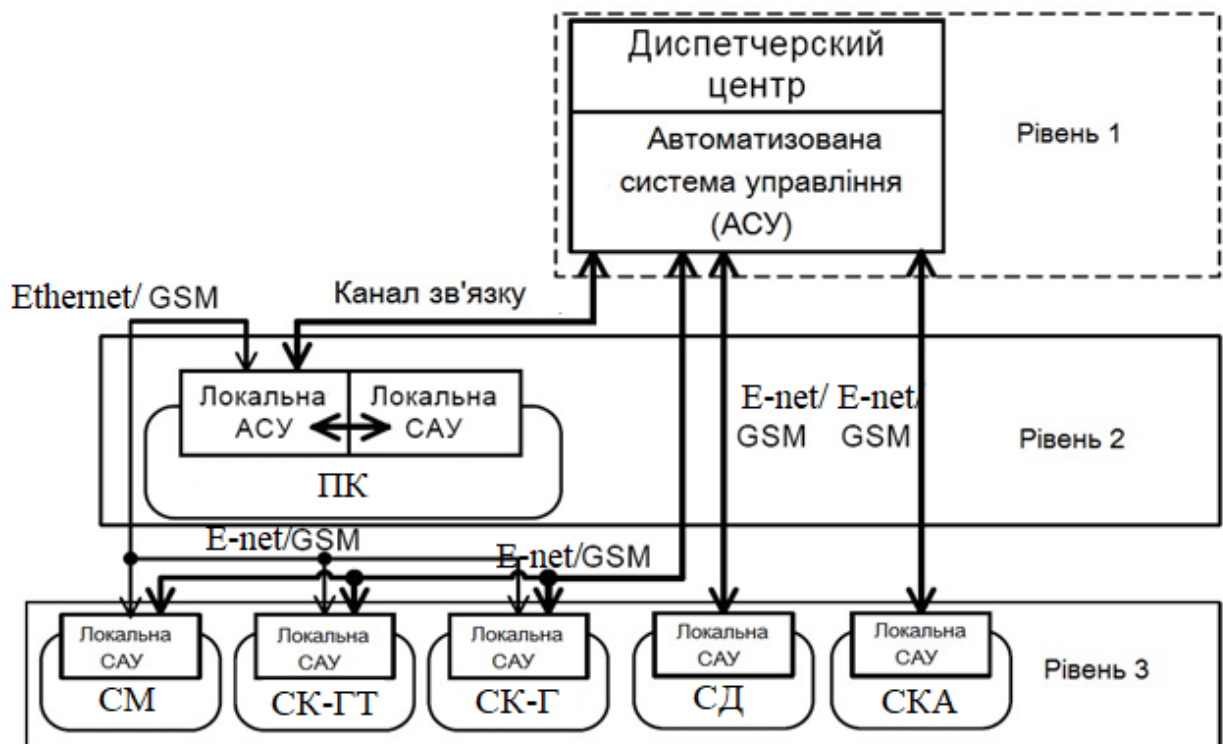


Рисунок 3.2 – Функціональна схема АСУ ГА ГЕС

На рисунку 3.2 позначено:

- Пристрій керування (ПК);
- Система моніторингу ГА ГЕС (СМ);
- Система керування гідротурбіною (СК-ГТ);
- Система керування генератором (СК-Г);
- Система діагностування (СД);
- Система керування в аварійних режимах роботи (СКА).

Для реалізації зазначених функцій запропоновано архітектуру першого рівня САУ ГА ГЕС, яка представлена на рисунку 3.3.

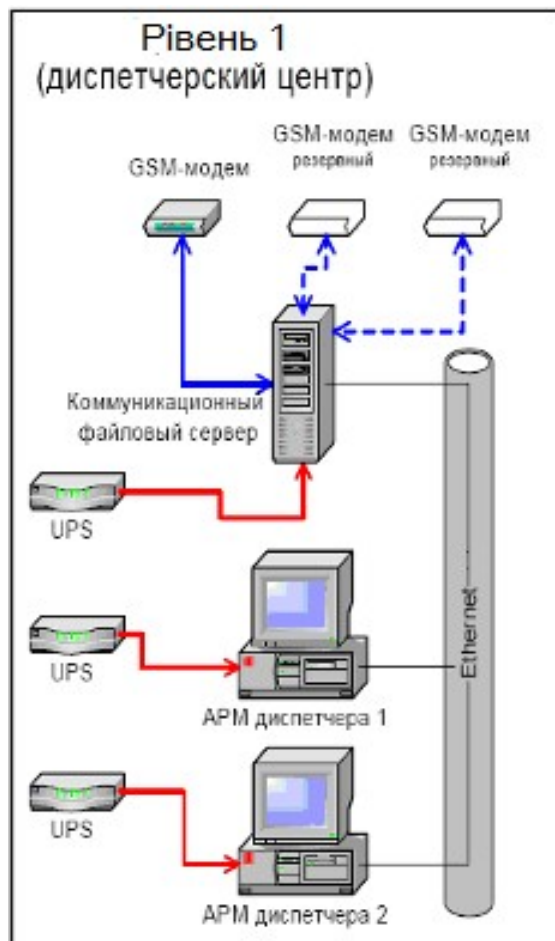


Рисунок 3.3 – Структурна схема апаратної реалізації САУ каскаду МГЕС першого рівня.

На першому рівні САУ виконуються завдання тестування обладнання, інтелектуальних лічильників електроенергії, перевірки каналів зв'язку, а

також забезпечується загальний контроль роботи системи за ключовими макропоказниками.

На другому рівні управління (див. рисунок 3.4) реалізується автоматизація процесів генерації електроенергії, забезпечення автономної роботи ГА ГЕС у штатному режимі, контроль роботи обладнання в автоматичному режимі, а також активація захисних механізмів і дистанційного управління у разі непередбачуваних чи аварійних ситуацій. Структуру другого рівня САУ МГЕС наведено на рисунку 3.4.

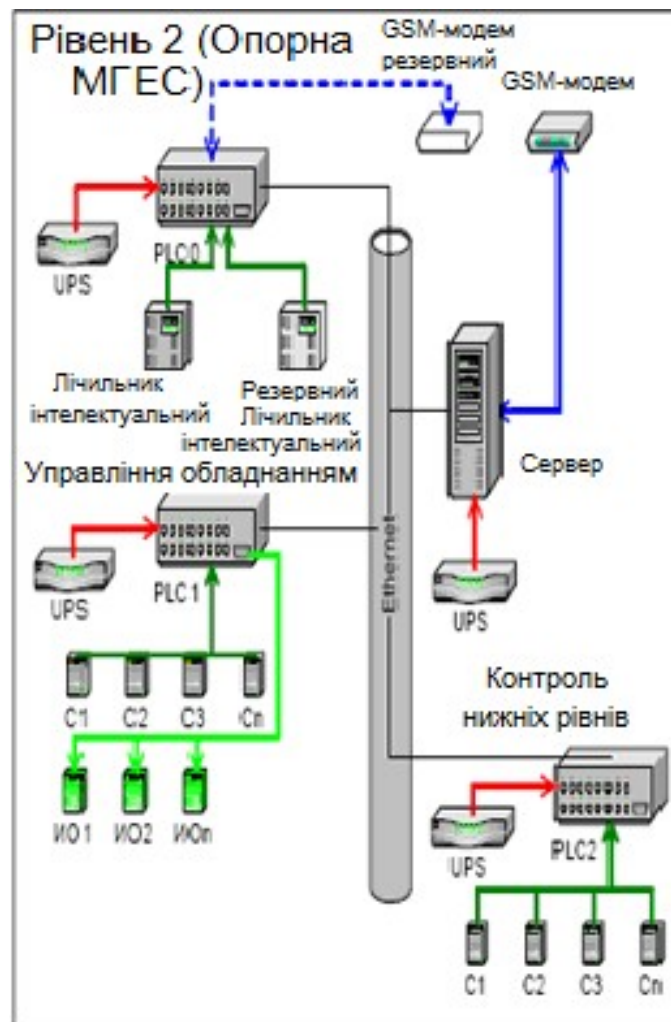


Рисунок 3.4 – Структурна схема апаратної реалізації другого рівня САУ каскаду ГЕС.

На другому рівні автоматизованого управління МГЕС реалізуються такі функції:

1. контроль потужності та регулювання подачі води на основі вимірювання рівня води у верхньому басейні з можливістю аварійного відключення обладнання при критичних показниках;
2. регулювання роботи генераторів шляхом корекції потужності турбін за результатами показів вимірювальних приладів;
3. контроль параметрів механічного обладнання для попередження аварійних ситуацій (вібрація, температура тощо);
4. реєстрація параметрів роботи обладнання в умовах відмов, передаварійних чи аварійних ситуацій;
5. забезпечення захисту персоналу й обладнання через аварійне відключення системи при непередбачуваних подіях;
6. виконання адміністративних та охоронних функцій, включаючи реєстрацію персоналу та сторонніх осіб, а також інформування диспетчерського центру й відповідальних осіб.

Передбачається також розширення програмно-апаратного забезпечення третього (нижнього) рівня управління – локальних САУ для кожного ГА ГЕС. Структуру цього рівня показано на рисунку 3.6.

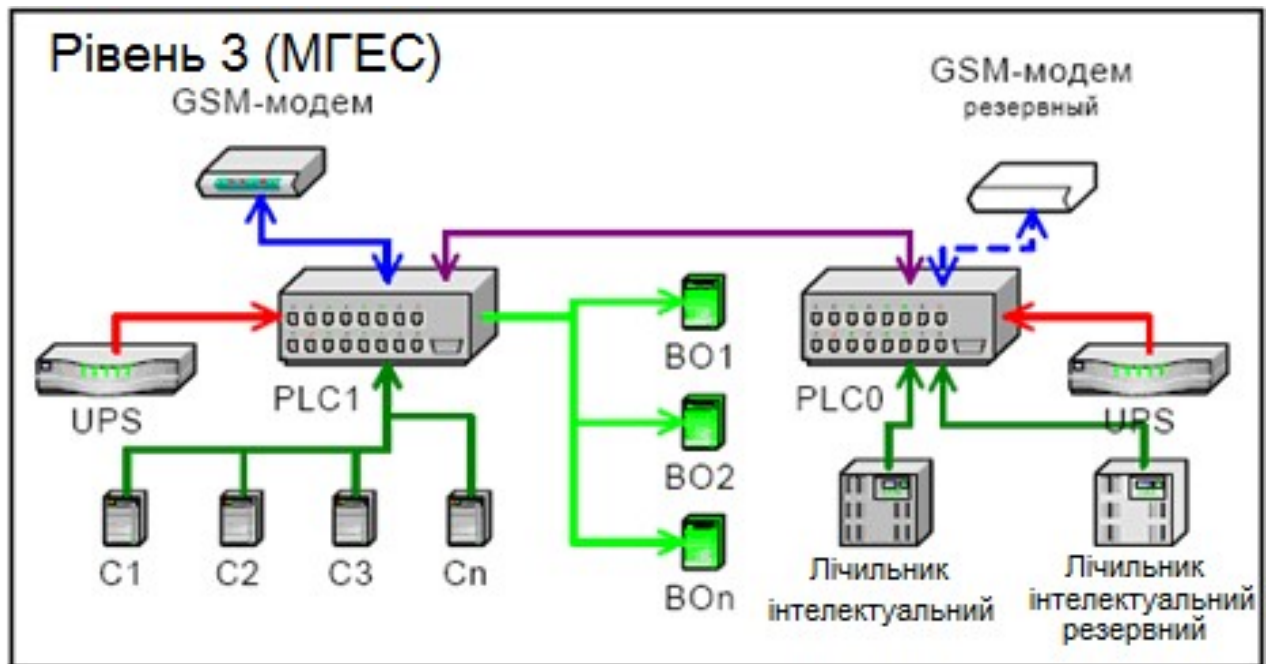


Рисунок 3.5 – Структурна схема апаратної реалізації третього рівня САУ ГА ГЕС.

Запропонована трирівнева ієрархія САУ МГЕС забезпечує високу надійність і ефективність системи, а також дозволяє суттєво знизити витрати на проектування та впровадження автоматизації.

3.5 Висновки до розділу

Проведено дослідження алгоритмів автоматичного управління гідроагрегатом у нормальних та аварійних режимах експлуатації:

1. Визначено послідовність дій, які виконує АСУГ під час автоматичного пуску гідроагрегату, включно з автоматичною синхронізацією та подальшим підключенням до мережі.

2. Виявлено недолік у наявних алгоритмах аварійної зупинки. Зокрема, аварійний стан агрегату фіксується, зокрема, через зниження рівня масла в маслонапірній установці. У такій ситуації алгоритм аварійної зупинки подає команду на відключення генераторного вимикача та закриття направляючого апарату (НА). Проте, якщо об'єм масла в системі недостатній, НА може не закритися повністю, що призводить до тривалої роботи агрегату на підвищених обертах після відключення від мережі.
3. На основі детального аналізу алгоритмів "Визначення аварійного стану агрегату" та "Відключення комутаційних апаратів" розроблено вдосконалений алгоритм автоматичного управління гідроагрегатом для роботи в аварійних режимах.

4 КОМП'ЮТЕРНЕ МОДЕЛЮВАННЯ

4.1 Комп'ютерна модель ГА ГЕС

На основі поданого опису було розроблено розгорнуту структурну схему імітаційної моделі гідроагрегату (ГА), яка представлена на рисунку 3.4.

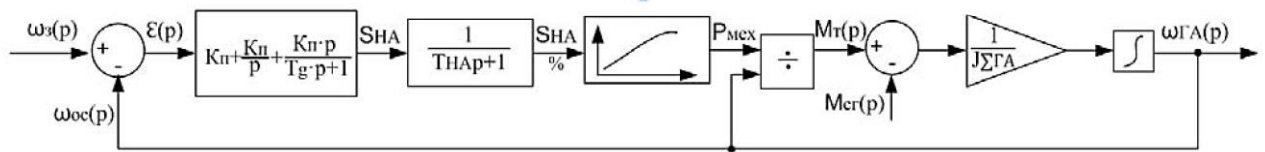


Рисунок 4.1 – Розгорнута структурна схема імітаційної моделі ГА ГЕС

Для аналізу алгоритмів АСУГ і їхнього впливу на роботу ГА та захистів було прийнято припущення, що механічний гальмівний момент синхронного генератора (СГ) є постійною величиною, пропорційною електромагнітній активній потужності, яка генерується. Це спрощення є обґрунтованим, оскільки електромагнітна стала часу СГ значно менша за механічну сталу часу турбіни ГА, тому вплив форми перехідної характеристики моменту СГ на динаміку турбіни незначний.

Механічний момент СГ було представлено у вигляді ступінчастої дії для рівнянь динамічної частини ГА.

Модель створено у MATLAB-Simulink із використанням додаткових блоків (наприклад, Saturation, Rate Limiter), які імітують обмеження реального обладнання, такі як максимальний і мінімальний кут направляючого апарату (НА) та швидкість керуючого впливу від електронного гідравлічного регулятора (ЕГР).

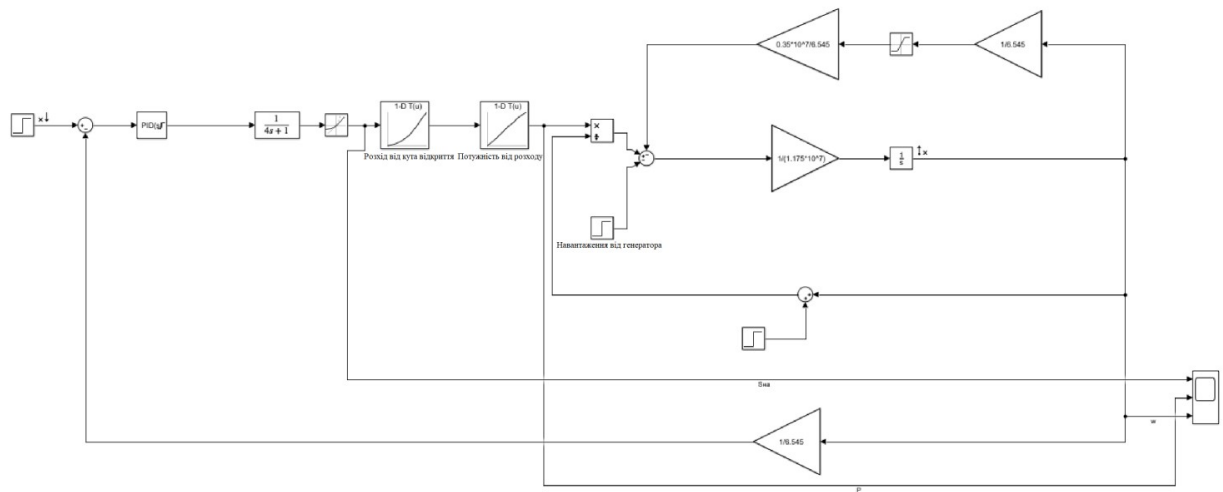


Рисунок 4.2 – Імітаційна модель ГА у програмному комплексі MATLABSimulink

Модель також включає від’ємний зворотний зв’язок по моменту втрат на холостому ходу, пропорційному частоті обертання ГА. Налаштування ПД-регулятора виконано засобами MATLAB-Simulink, забезпечивши максимальну відповідність характеристик моделі реальному об’єкту у режимах:

- запуску ГА в режимі ХХТ,
- точної синхронізації,
- роботи в режимі ХХГ,
- роботи під навантаженням.

Модель ЕГР має універсальну структуру для дослідження різних режимів роботи ГА, що дозволяє проводити аналіз без ускладнення реальної структури ЕГР.

За результатами розрахунку отримаємо пропорційно-інтегрально-диференціальний регулятор виду:

$$W_r(s) = 270,32 + \frac{9,54}{s} + 904,96s, \quad (4.1)$$

де s – оператор Лапласа.

Таким чином, регулятор навантаження пропорційно-інтегрально-диференційний.

На рисунку 4.3 зображено криві перехідних процесів запуску ГА в режимі ХХТ, виконання точної синхронізації та виходу на 100% навантаження. Перехідні процеси за показниками відкриття НА, механічної потужності та частоти обертання підтверджують стабільну роботу моделі.

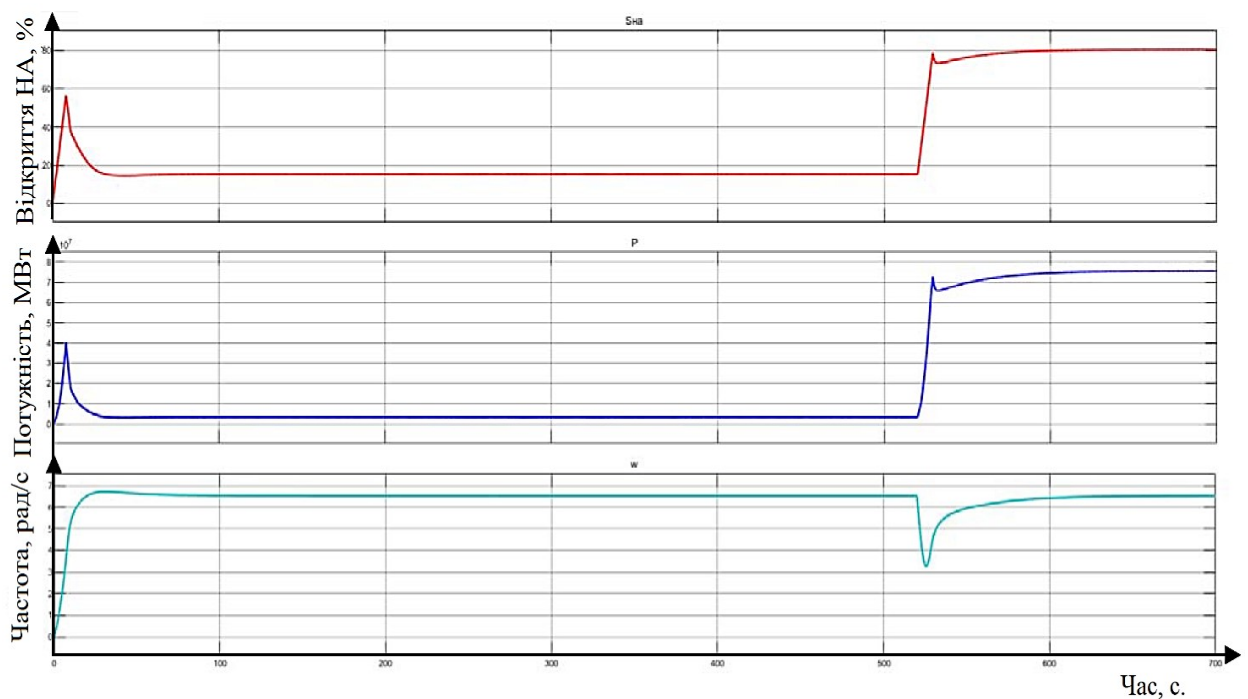


Рисунок 4.3 – Запуск моделі ГА з подальшою синхронізацією з мережею та накиданням навантаження

Модель ЕГР забезпечує стійку роботу ГА забезпечуючи його роботу з синхронною напругою і частотою.

Розглянуто аварійні режим АСУГ ГА, при якому відбувається скид навантаження та відключення ГА від мережі. Для запобігання таким ситуаціям розроблено модернізовані аварійні алгоритми, що включають попереднє розвантаження перед відключенням від мережі.

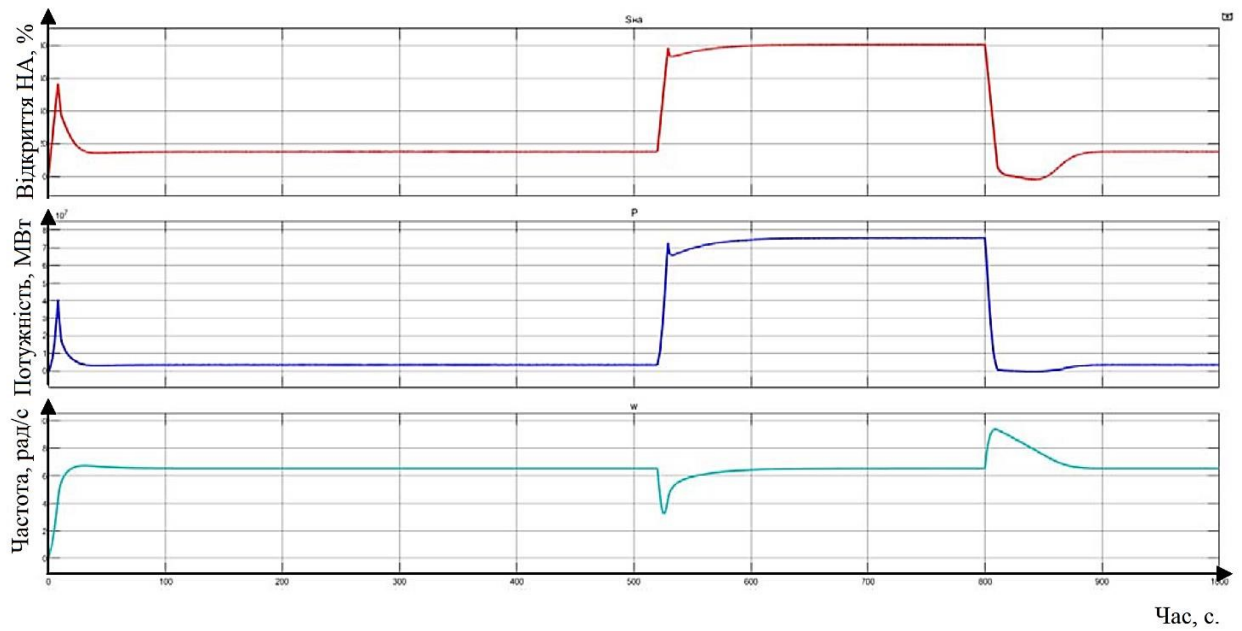


Рисунок 4.4 – Графіки перехідних процесів ГА ГЕС при накиді та скиді навантаження

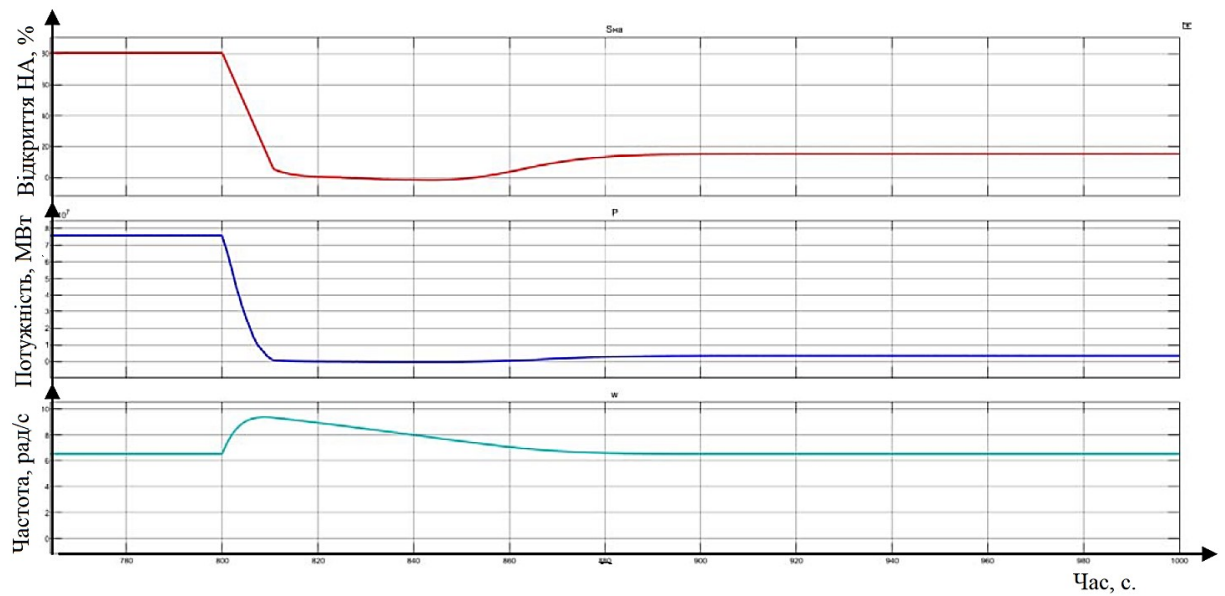


Рисунок 4.5 – Графіки перехідних процесів ГА ГЕС при повному розвантаженні

Для перевірки достовірності виконаних розрахунків та правильності побудови моделі ГА ГЕС наведемо реальні дані перехідних процесів при подібних аварійних ситуаціях.

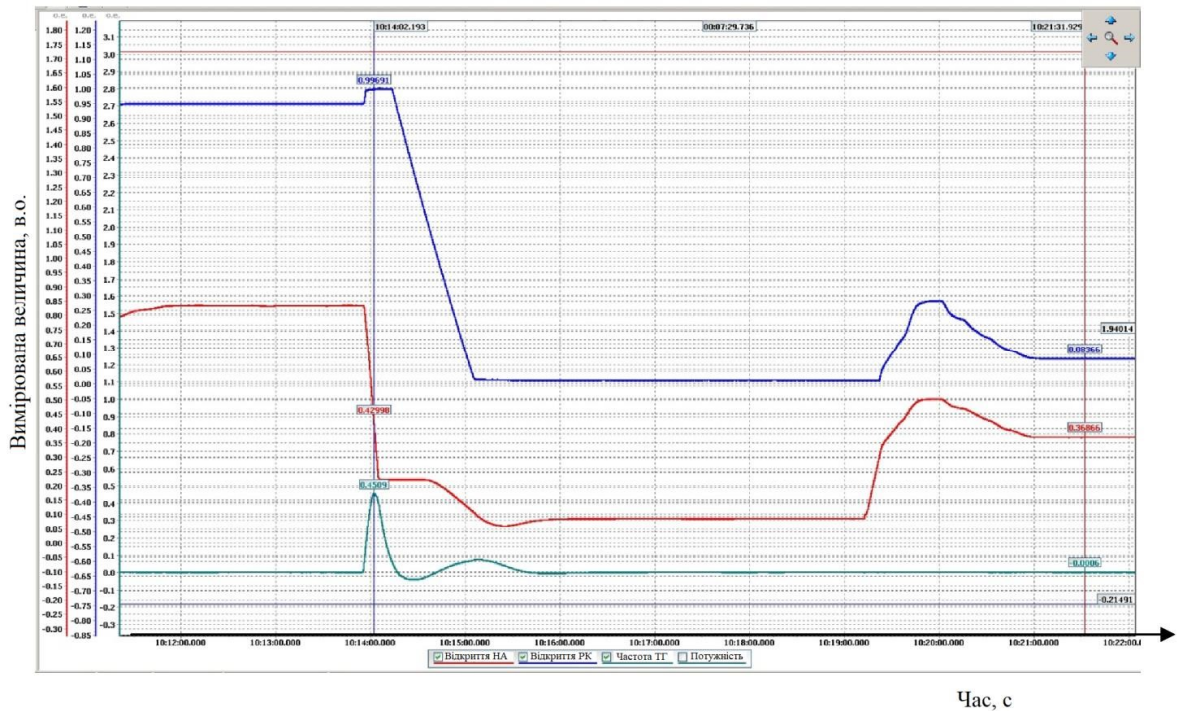


Рисунок 4.6 – Графіки реальних перехідних процесів ГА ГЕС при повному розвантаженні

З порівняння графіків видно, що характер процесів збігається. Невелика різниця є у амплітуді коливань, але її можна пояснити тим, що комп'ютерне моделювання оперує теоретичними залежностями, де є безмежні величини і миттєві процеси. Тому у моменти запуску та інших перехідних процесів графіки коливань навантаження дещо відрізняються. Але дана різниця не перевищує 10%.

4.2 Аналіз модернізованих аварійних алгоритмів АСУГ ГА на базі імітаційної моделі

Доповнимо модель ГА блоком розвантаження (рисунок 4.7).

Перехідні процеси, відповідні аварійній ситуації відключення навантаження, зобразимо на рисунку 4.8.

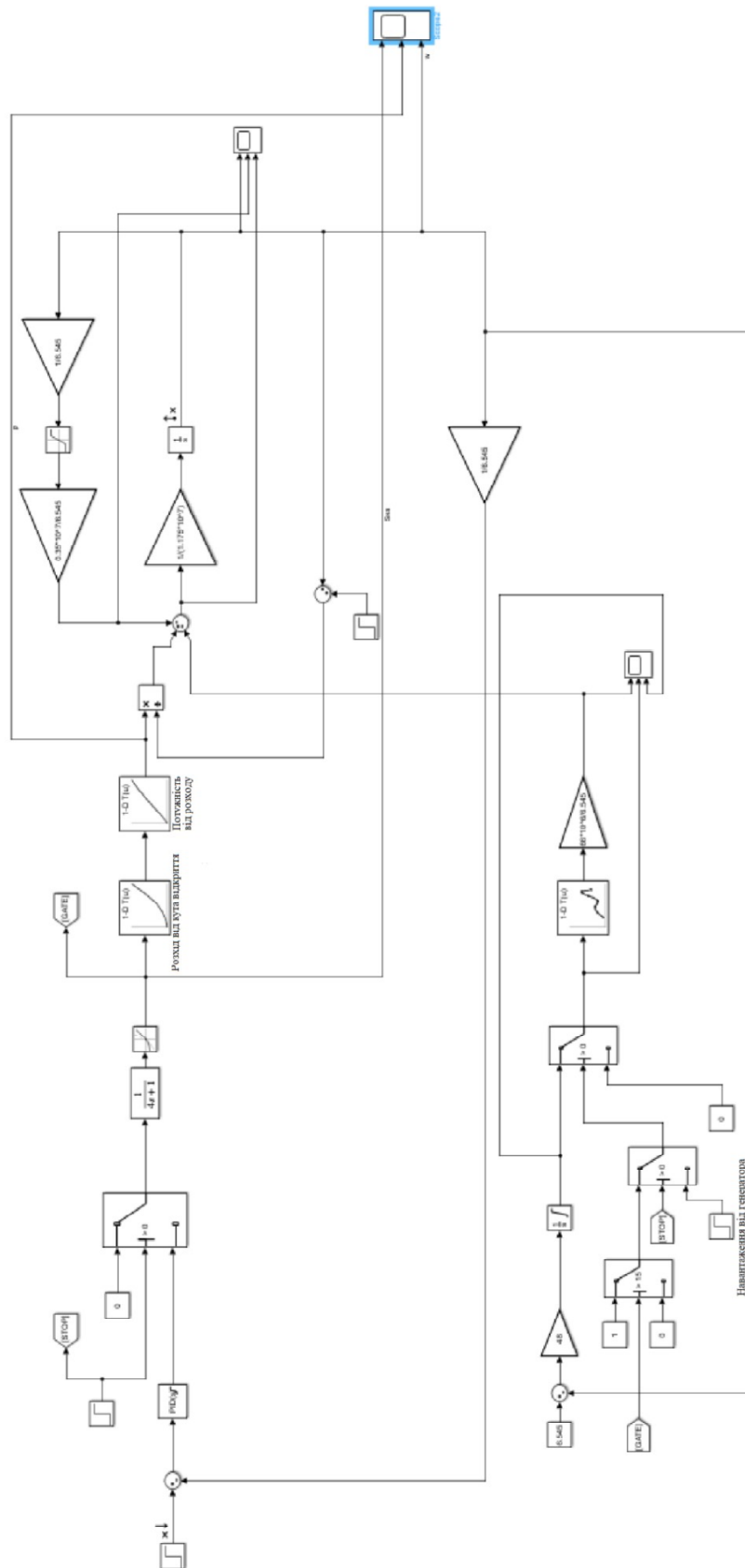


Рисунок 4.7 – Комп'ютерна модель ГА ГЕС з блоком розвантаження

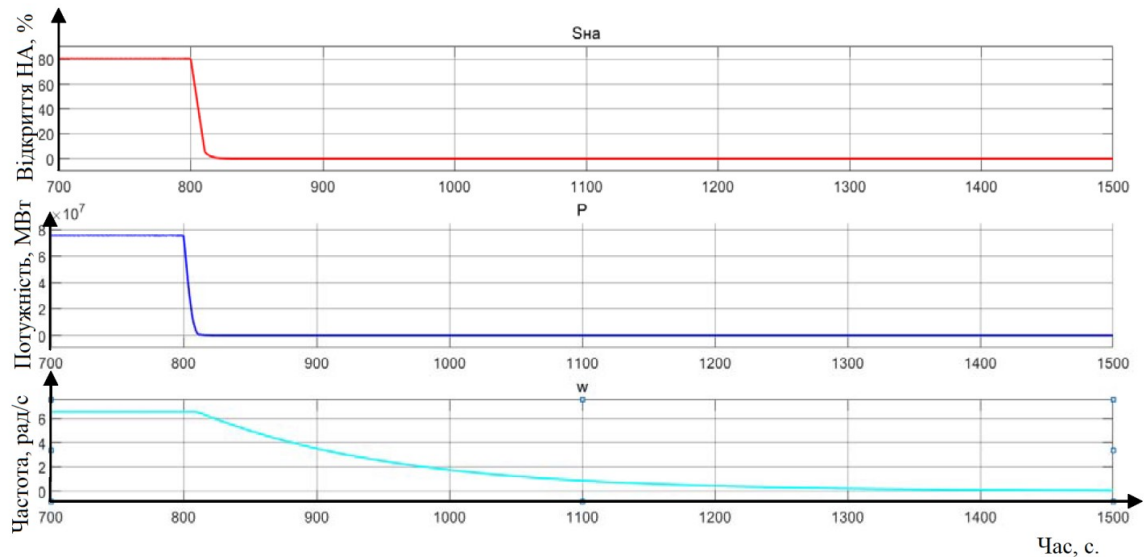


Рисунок 4.8 – Графіки перехідних процесів ГА ГЕС при аварійному вимкненні у момент часу 800с з використанням блоку аварійного розвантаження

На основі аналізу наведених перехідних процесів зроблено такі висновки:

1. У разі формування сигналу "Аварійний стан 2" аварійна зупинка гідроагрегату (ГА) здійснюється з попереднім розвантаженням. Відключення ГА від мережі виконується після зменшення відкриття направляючого апарату (НА) до 15%.
2. Під час відключення відсутнє закидання частоти обертання валу ГА.
3. Зниження частоти обертання до 5% від номінального значення відбувається приблизно за 400 секунд.
4. Завдяки алгоритму попереднього скидання навантаження під час аварійної зупинки ГА за сигналом "Аварійний стан 2":
5. Повністю виключається закидання частоти обертання.
6. Запобігається тривала робота агрегату на підвищених обертах.

7. Забезпечується можливість комутації вимикача трансформатора (ВТ) у режимі ХХГ, що знижує навантаження на ВТ та синхронний генератор (СГ).
8. Модернізація аварійних алгоритмів автоматизованої системи управління гідроагрегатом (АСУГ ГА) забезпечує:
9. Зупинку ГА без закидання частоти обертання, що зменшує знос компонентів ГА та допоміжного обладнання.
10. Запобігання розвитку аварійних наслідків, які можуть виникати під час відключення за стандартним алгоритмом.
11. Скорочення часу виконання аварійної зупинки.

Важливо, що модернізація не потребує значних змін до існуючих алгоритмів і не вимагає встановлення додаткового обладнання. Проведений аналіз підтверджує, що модернізація підвищує надійність роботи ГА та ефективність його експлуатації.

4.3 Дослідження ГА на стійність керування

Стійкість системи в частотній області досліджується за амплітудочастотною та фазочастотною характеристиками системи. Для їх побудови необхідно знайти загальну передавальну функцію, яка має вигляд:

$$W(s) = \frac{1,4 \cdot 10^{20} \cdot s + 7 \cdot 10^{21}}{2,5 \cdot 10^{18} \cdot s^2 + 5 \cdot 10^{18} \cdot s + 5 \cdot 10^{20}} \quad (4.2)$$

В командному вікні програми введемо отриману передавальну функцію. Зовнішній вигляд вікна програми з введеною функцією зобразимо на рисунку 4.9.

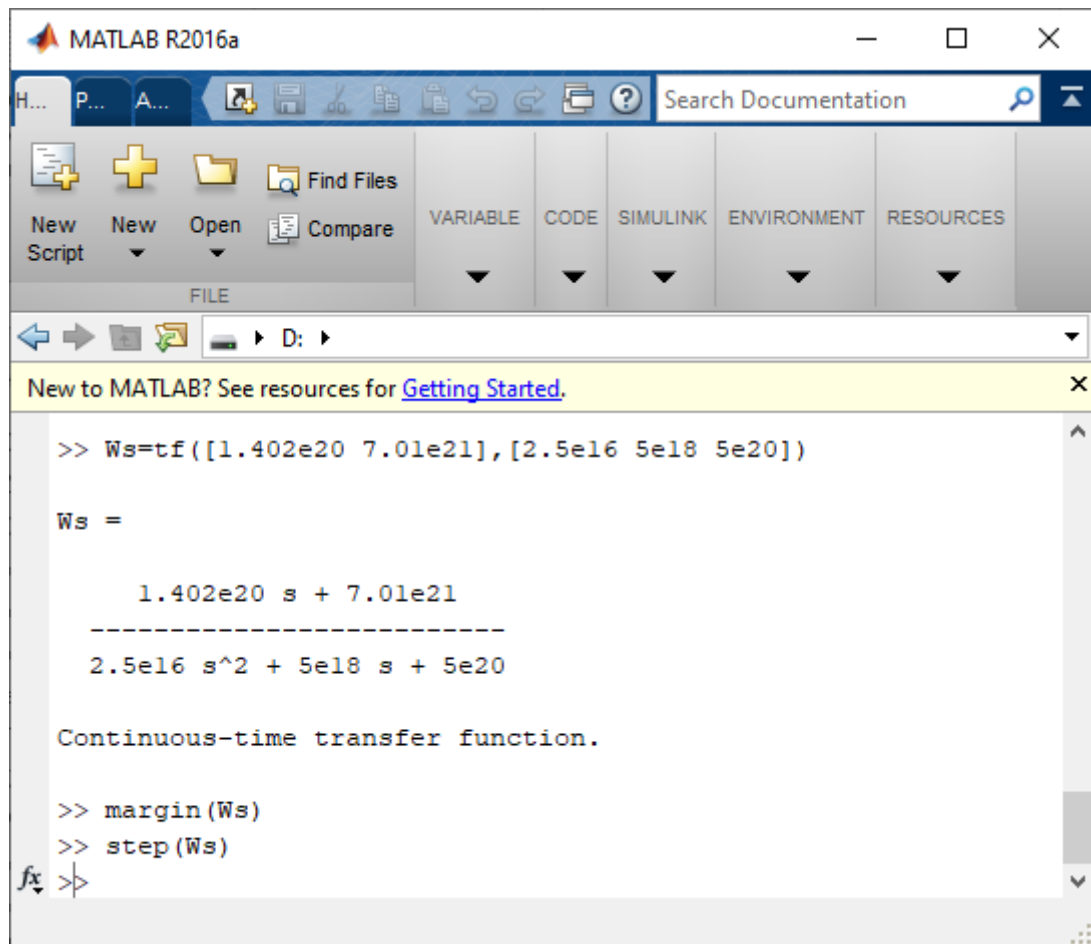


Рисунок 4.9 – Зовнішній вигляд вікна програми Matlab з введеною передатною функцією електропривода

Застосувавши до отриманої передатної функції команду побудови частотних характеристик та запасів стійкості у частотній області, отримаємо логарифмічну амплітудо-частотну та фазочастотну характеристики на рисунку 4.10.

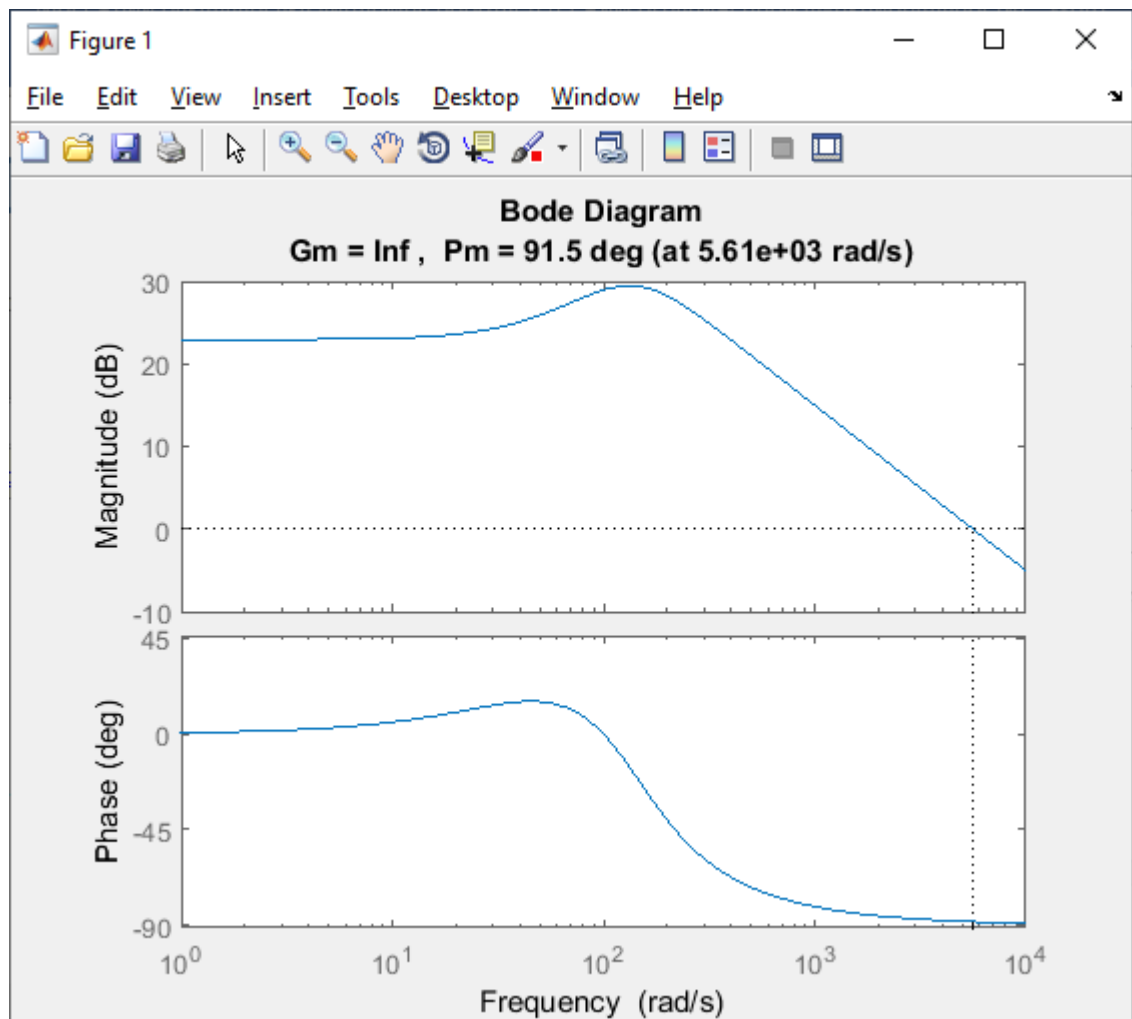


Рисунок 4.10 – Логарифмічна амплітудо-частотна (вікно зверху) та фазочастотна (вікно знизу) характеристики електропривода

З частотних характеристик видно, що частота зрізу системи (частота, при якій амплітудочастотна характеристика перетинає вісь) становить $5,63 \cdot 10^3$, що буде менше за критичну (частота, при якій фазочастотна характеристика перетинає значення -180), як дорівнює $+\infty$. Отже система електроприводу буде стійкою в частотній області.

Оскільки система стійка, то можна знайти її запаси стійкості. Запас стійкості по амплітуді безмежний, а по фазі дорівнює $91,5$ градусів.

Отже розрахована система буде стійкою в частотній області і має безмежний запас стійкості за амплітудою.

4.4 Висновки до розділу

У цьому розділі було розроблено імітаційну модель гідроагрегату (ГА) з урахуванням його експлуатаційних характеристик та параметрів допоміжного обладнання.

1. Проведено перевірку працездатності математичної моделі шляхом порівняння з експериментальними даними роботи ГА в таких режимах: ХХТ, ХХГ, та скидання навантаження.
2. На основі імітаційної моделі здійснено перевірку аварійних алгоритмів АСУГ, що дозволило виявити недоліки їх функціонування під час аварійної зупинки ГА з відключенням від мережі та скиданням навантаження. У ході аналізу оцінено величину закидання частоти обертання, тривалість роботи агрегату на підвищених обертах, а також час виконання аварійної зупинки.
3. Перевірено модернізовані аварійні алгоритми АСУГ на основі імітаційної моделі. Результати підтвердили, що модернізація усуває недоліки стандартних алгоритмів. Також було оцінено час виконання аварійної зупинки.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Приведені затрати на реалізацію технічної пропозиції щодо покращення рівня надійності чи ефективності роботи технічної системи визначається за формулою:

$$З = C + E_n \cdot K, \quad (5.1)$$

де C – річні експлуатаційні затрати, грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності ($E_n=0,2$);

K – капітальні вкладення, грн.

Річний економічний ефект визначається за формулою:

$$EE = E_n(K_1 - K_2) - (C_1 - C_2), \quad (5.2)$$

де індекси "1" та "2" відносяться до базового і нового варіантів відповідно.

Термін окупності визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\Delta C} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2}, \quad (5.3)$$

де $T_{ок}$ – термін окупності додаткових капітальних затрат.

5.1 Визначення капітальних вкладень

У якості базового варіанту реалізації системи автоматичного управління ГА ГЕС використаємо існуючу систему автоматизації, яка реалізована на реле та контакторах. Новий варіант системи керування

побудуємо на самому потужному контролері компанії SIEMENS SIMATIC S7-1500. Вартості реалізації систем керування візьмемо з офіційно сайту компанії SIEMENS. Для базового варіанту розглянемо вартість контролера S7-1500 моделі 6E7510, а для нового -- контролера S7-1500 моделі 6E7515. Таким чином, вартість базового варіанту реалізації буде умовною, оскільки ми сформували її на основі контролера SIEMENS. Але справедливості задля слід сказати, що обидві моделі контролерів за своєю потужністю дозволяють реалізувати всі функції керування ГА ГЕС.

Кошторис на обладнання для базового і нового варіантів наведений в таблиці 5.1. При складанні кошторису враховувалось, що транспортні витрати складатимуть 7% від вартості обладнання, а вартість монтажних робіт 10 % від вартості обладнання з транспортними витратами.

Визначення кошторису витрат для нового і старого варіантів

№ п/п	Найменування	Кіл.	Ціна за одиницю	Вартість	
				базова	нова
1	Гідротурбіна потужністю 117МВт	1		0,0	0,0
2	Гідрогенератор потужністю 117МВт	1		0,0	0,0
3	Система автоматичного керування аварійними режимами роботи	1		85089,0	230738,0
4	Допоміжні матеріали (провідники, скоби, інструмент)			4254,5	11536,9
5	Вартість обладнання			89343,5	242274,9
6	Транспортні витрати (7%)			6254,0	16959,2
7	Вартість всього			95597,5	259234,1
8	Монтажні роботи (10%)			9559,7	25923,4
9	Капітальні вкладення всього			105157,2	285157,6

З таблиці видно, що вартості гідрогенератора та турбіни не бралися до розрахунку, оскільки вони не модернізуються. Необхідні капіталовкладення для базового варіанту реалізації становлять $K_b = 105157,2$ грн, а для нового – $K_n = 285157,6$ грн.

5.2 Розрахунок основного фонду заробітної плати

5.2.1 Визначення чисельності персоналу

Визначення чисельності основного виробничого та ремонтного персоналу:

- 1) основним виробничим персоналом є диспетчер,
- 2) ремонтним та обслуговуючим персоналом на ГЕС є бригада слюсарів-електромонтерів.

Розглянемо випадок, коли диспетчер має 5 розряд, а чергові ГЕС -- 5-й, 4-й та 4-й розряди.

5.2.2 Розрахунок заробітної плати.

Розрахуємо оплату праці по існуючому тарифу. Тарифна ставка 1-го розряду $ТС_1$ складає 2893 грн/міс. Тарифна ставка кожного працівника буде розраховуватись за формулою:

$$TC = K \cdot TC_1 \quad (5.4)$$

де K – тарифний коефіцієнт.

У кожного працівника він відрізняється. Так тарифний коефіцієнт диспетчера і чергового 5-го розряду ($K_d = 2,33$); чергового 4-го розряду ($K_q = 2,03$).

Отримаємо:

$$TC_{\text{д}} = 2,33 \cdot 2893 = 6740,69 \text{ (грн/міс)};$$

$$TC_{\text{ч}} = 2,03 \cdot 2893 = 5872,79 \text{ (грн/міс)}.$$

Річна заробітна плата кожного працівника складає:

$$З_{\text{р}} = TC \cdot 12, \quad (5.5)$$

$$З_{\text{р.д}} = 12 \cdot 6740,69 = 80888,28 \text{ (грн)};$$

$$З_{\text{р.ч}} = 12 \cdot 5872,79 = 70473,48 \text{ (грн)}.$$

Оплата праці за професійну та майстерну діяльність:

$$П_{\text{п}} = \frac{З_{\text{р}} \cdot Н_{\text{п}}}{100}, \quad (5.6)$$

де $H_{\text{п}}$ – надбавка за професійну діяльність ($H_{\text{п}} = 10\%$).

Отримаємо:

$$П_{\text{п.д}} = \frac{80888,28 \cdot 10}{100} = 8088,828 \text{ (грн)};$$

$$П_{\text{п.ч}} = \frac{70473,48 \cdot 10}{100} = 7047,48 \text{ (грн)}.$$

Всього заробітна плата складає:

$$З_{\text{п}} = З_{\text{р}} + П_{\text{п}}; \quad (5.7)$$

$$З_{\text{п.д}} = 80888,28 + 8088,828 = 88977 \text{ (грн)};$$

$$З_{\text{п.ч}} = 70473,48 + 7047,348 = 77521 \text{ (грн)}.$$

Оплата премії працівнику (при коефіцієнті премії $K_{\text{п}} = 15\%$);

$$П_{\text{пр}} = \frac{З_{\text{п}} \cdot K_{\text{п}}}{100}, \quad (5.8)$$

$$П_{\text{пр.д}} = 0,15 \cdot 88977 = 13346,6 \text{ (грн)};$$

$$П_{\text{пр.ч}} = 0,15 \cdot 77521 = 11628,1 \text{ (грн)}.$$

Всього повна заробітна плата за рік складає :

$$З_{\text{пов}} = З_{\text{п}} + П_{\text{пр}}; \quad (5.9)$$

$$З_{\text{пов.д}} = 88977 + 13346,6 = 102324 \text{ (грн)};$$

$$З_{\text{пов.ч}} = 77521 + 11628,1 = 89149 \text{ (грн)}.$$

Загальний фонд оплати праці складе:

$$\Phi = 2 \cdot З_{\text{пов.д}} + З_{\text{пов.ч}}; \quad (5.10)$$

$$\Phi = 2 \cdot 102324 + 89149 = 293796 \text{ (грн)}.$$

5.3 Розрахунок експлуатаційних затрат

Експлуатаційні затрати в більшій мірі визначаються вартістю електричної енергії, яка споживається технічною системою. Знайдемо хоча б наближену вартість електроенергії виходячи з повної завантаженості гідроелектростанції і припускаючи, що ГЕС працює до 15 годин на добу протягом усього року.

Генерація енергії за рік:

$$C_{\text{Д}} = \Delta W_{\Sigma} \cdot c, \quad (5.11)$$

де $\Delta W_{\Sigma \text{дв}}$ – сумарна генерація енергії при роботі з певним коефіцієнтом завантаженості за рік, (кВт·год)/рік;

c – вартість однієї кіловатгодини енергії (прийmemo рівним $c = 10$ грн/(кВт·год)).

Загальна генерація потужності протягом роботи за рік:

$$\Delta W_{\Sigma \text{дв}} = \Delta P_{\text{ном}} \cdot k_z \cdot \Phi_{\text{д}} \quad (5.12)$$

де $\Delta P_{\text{ном}}$ – генерація потужності в номінальному режимі роботи, кВт;

k_z – коефіцієнт завантаження за потужністю (прийmemo рівним 0,5);

$\Phi_{\text{д}}$ – дійсний фонд часу роботи системи електричного привода за рік, год/рік.

Генерація потужності в номінальному режимі роботи:

$$\Delta P_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \cdot \frac{1 - \eta_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}}, \quad (5.13)$$

де $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність гідротурбіни;

$\eta_{\text{ном}}$ – номінальний ККД турбіни.

Під час розрахунку експлуатаційних затрат базового і нового варіантів будемо опертувати ефективністю роботи системи керування ГА. За результатами імітаційного моделювання було встановлено, що при реалізації алгоритмів керування ГА в аварійних режимах роботи покращується загальна ефективність ГЕС. Величину цього ефекту важко встановити, тому для розрахунків скористаємося умовними 0,01%, на які покращується ККД ГА ГЕС. Отже, для середнього ККД ГА, що дорівнює 70% отримаємо:

$$\eta_{\text{ном.1}} = 0,7, \quad (5.14)$$

$$\Delta P_{\text{ном.1}} = 117000 \cdot \frac{1 - 0,7}{0,7} = 50142,86 \text{ (кВт)}, \quad (5.15)$$

$$\eta_{\text{ном.2}} = 0,7 - 0,0001 = 0,6999, \quad (5.16)$$

$$\Delta P_{\text{ном.2}} = 117000 \cdot \frac{1 - 0,6999}{0,6999} = 50166,74 \text{ (кВт)}. \quad (5.17)$$

Дійсний фонд часу роботи ГА за рік:

$$\Phi_{\text{д}} = \frac{TB_{\text{факт}\%}}{100} \cdot Z_{\text{р.д.}} \cdot Z_{\text{р.з.}} \cdot t_{\text{р.з.}}, \quad (5.18)$$

де $TB_{\text{факт}\%}$ – фактична тривалість ввімкнення (припустимо, що $TB_{\text{факт}\%} = 15/24 \cdot 100\%$);

$Z_{\text{р.д.}}$ – кількість робочих днів за рік ($Z_{\text{р.д.}} = 365$ днів);

$Z_{\text{р.з.}}$ – кількість робочих змін ($Z_{\text{р.з.}} = 3$);

$t_{\text{р.з.}}$ – тривалість робочої зміни ($t_{\text{р.з.}} = 8$ год),

$$\Phi_{\text{д}} = \frac{15}{24} \cdot 365 \cdot 3 \cdot 8 = 5475 \text{ (год/рік)}.$$

Сумарна генерація потужності на ГЕС для базового та нового варіанту реалізації дорівнюватимуть:

$$\Delta W_{\Sigma \text{дв.б}} = 50142,86 \cdot 0,5 \cdot 5475 = 137266071,4 \text{ ((кВт·год)/рік)};$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{дв.н}} = 50166,74 \cdot 0,5 \cdot 5475 = 137331445,6 \text{ ((кВт·год)/рік)}.$$

Затрати на електроенергію для базового і нового варіантів електропривода:

$$З_{\text{вт.б}} = 137266071,4 \cdot 10 = 1372660714 \text{ (грн)},$$

$$З_{\text{вт.н}} = 137331445,6 \cdot 10 = 1373314456 \text{ (грн)}.$$

Відрахування на амортизацію обладнання:

$$З_a = K \cdot A, \quad (5.19)$$

де A – норма амортизації основних засобів ($A = 10\%$).

Отримаємо:

$$\begin{aligned} З_{аб} &= 105157 \cdot 0,1 = 10515 \text{ (грн/рік)}, \\ З_{ан} &= 285157,6 \cdot 0,1 = 28515,8 \text{ (грн/рік)}. \end{aligned}$$

Затрати на поточний ремонт та технічне обслуговування технічної системи приймаємо рівними 10 % для базового варіанту (велика кількість комутуючих елементів) та 2,5% для нового варіанту від капіталовкладень, оскільки для обох систем вони обумовлені поточним ремонтом та обслуговуванням ГА, а для базового варіанту – ще й додатковим обслуговуванням системи керування.

Отримаємо:

$$\begin{aligned} З_{рб} &= 105157 \cdot 0,1 = 10515,7 \text{ (грн/рік).}; \\ З_{рн} &= 285157,6 \cdot 0,025 = 7128,9 \text{ (грн/рік)}. \end{aligned}$$

Витрати на допоміжні матеріали для ремонту та обслуговування при базовому варіанті складають 15%, а при новому – 13% від фонду оплати праці:

$$\begin{aligned} З_{мб} &= 0,15 \cdot \Phi; \quad (5.20) \\ З_{мб} &= 0,15 \cdot 293796 = 44069,45 \text{ (грн/рік);} \\ З_{мн} &= 0,13 \cdot 293796 = 38193,52 \text{ (грн/рік)}. \end{aligned}$$

Річні експлуатаційні затрати разом:

$$\begin{aligned} Z_e &= Z_{вт} + Z_a + Z_p + Z_m + \Phi, \\ Z_{еб} &= 1372660714 + 10515 + 10516 + 44069 + 293796 = \\ &= 1373019611 \text{ (грн/рік);} \\ Z_{ен} &= 1373314456 + 28516 + 7129 + 38193,5 + 293796 = \\ &= 1373682090 \text{ (грн/рік).} \end{aligned} \quad (5.21)$$

5.4 Розрахунок економічної ефективності

Розрахунок абсолютної ефективності за експлуатаційними витратами:

$$\begin{aligned} Z_{ЕФ} &= Z_{ЕН} - Z_{ЕБ}, \\ Z_{ЕФ} &= 1373682090 - 1373019611 = 662478,67 \text{ (.грн).} \end{aligned} \quad (5.22)$$

Термін окупності:

$$\begin{aligned} T_{ОК} &= \frac{K_H - K_B}{Z_{ЕФ}}, \\ T_{ОК} &= \frac{285157,6 - 105157,2}{662478,67} = 0,27 \text{ (роки).} \end{aligned} \quad (5.23)$$

Річний економічний ефект:

$$\begin{aligned} EE &= (Z_{ЕБ} - Z_{ЕН}) \cdot E_H \cdot (K_H - K_B), \\ EE &= 662478,67 - 0,2 \cdot (285157,6 - 105157,2) = \\ &= 626478,61 \text{ (грн).} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Отже, термін окупності розроблених рішень становить 4 місяці.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

- У цьому розділі розглянуто питання охорони праці, що стосуються розробки та експлуатації системи контролю технічного стану гідроагрегату. Аварії в електричних мережах, а також недотримання правил з їх безпечної експлуатації призводять до серйозної загрози життю та здоров'ю людей через небезпеку падінь з висоти, поранень, опіку, уражень електричним струмом тощо. Крім того, на електротехнічний оперативний персонал, що здійснює монтаж і експлуатацію системи контролю технічного стану насосного агрегату, впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2]:

- фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

- хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

- фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту.

6.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.

Під час ремонту та монтажу обладнання системи контролю технічного стану гідроагрегату необхідно вживати заходів із запобігання впливу на працівників визначених вище небезпечних і шкідливих виробничих факторів. За наявності цих факторів, безпека праці під час монтажу та ремонту обладнання електропотяга повинна відповідати вимогам та заходам безпеки, що зазначені в нормативно-правовій документації з охорони праці, зокрема під час виконання робіт: в діючих електроустановках; на висоті; з застосуванням електроінструменту; зварюванні тощо.

Особливу увагу потрібно приділяти убезпеченню працівників під час виконання робіт в діючих електроустановках. Найбільш ефективним засобом захисту працівників є встановлення заземлень. Встановлювати заземлення на струмопровідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги. Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмопровідні частини. Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмопровідних частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення та зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках. Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також приєднувати заземлення за допомогою скручування.

В електроустановках понад 1000 В (підстанції 10/0,4 кВ) заземлювати слід струмопровідні частини всіх фаз (полісів) відключеної для робіт

дільниці з усіх боків, з яких може бути подана напруга, за винятком відключених для робіт збірних шин, на які достатньо встановити одне заземлення. Під час робіт на відключеному лінійному роз'єднувачі на проводи спусків з боку ПЛ, незалежно від наявності заземлювальних ножів, має бути встановлене таке додаткове заземлення, яке не порушується під час виконання операцій з роз'єднувачем.

Заземлені струмопровідні частини мають бути відокремлені від струмопровідних частин, що перебувають під напругою, видимим розривом (вимкненими вимикачами, роз'єднувачами, відокремлювачами або вимикачами навантаження, знятими запобіжниками, демонтованими шинами або проводами). Безпосередньо на робочому місці заземлення додатково встановлюється в тих випадках, коли ці частини можуть опинитися під наведеною напругою (потенціалом), яка може викликати ураження струмом, або коли на них може бути подана напруга понад 42 В змінного і 110 В постійного струму від стороннього джерела.

В електроустановках, конструкція яких така, що встановлення заземлень небезпечне (наприклад, в деяких розподільчих шафах, КРУ окремих типів, збірках з вертикальним розташуванням фаз), під час підготовки робочого місця слід вжити додаткових заходів безпеки, що перешкоджають помилковому поданню напруги до місця роботи: приводи і вимкнені апарати замикаються на замок; на ножі або верхні контакти роз'єднувачів рубильників, автоматів тощо встановлюються гумові ковпаки або спеціальні накладки з ізоляційних матеріалів; запобіжники, ввімкнені послідовно з комутаційними апаратами, знімаються. Ці технічні заходи мають бути вказані в місцевій інструкції з експлуатації. В разі неможливості вжиття зазначених додаткових заходів мають бути від'єднані кінці лінії живлення – в РУ, на щиті, збірці або безпосередньо на місці роботи. Список таких електроустановок визначається і затверджується особою, відповідальною за електрогосподарство.

Встановлення заземлення не потрібне під час роботи на електроустаткуванні, якщо від нього з усіх боків від'єднані шини, проводи та кабелі, якими може бути подана напруга; якщо на нього не може бути подана напруга зворотною трансформацією або від стороннього джерела і за умови, що на цьому устаткуванні не наводиться напруга. Кінці від'єднаних кабелів в цьому разі мають бути замкнені накоротко і заземлені.

Під час робіт в РУ встановлювати заземлення на протилежних кінцях ліній, що живлять це РУ, не потрібно, крім випадків, коли під час проведення робіт необхідно знімати заземлення з виводів ліній.

В електроустановках до 1000 В під час робіт на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин має бути знята і шини (за винятком шин, що виконані ізолюваним проводом) мають бути заземленими. Необхідність і можливість встановлення заземлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок і підключеного до них устаткування визначає особа, яка видає наряд (розпорядження). В електроустановках напругою до 1000 В всі операції зі встановлення і зняття заземлень дозволяється виконувати одній особі з групою III з числа оперативних чи оперативно-ремонтних працівників. Встановлення переносних заземлень у цьому випадку проводиться з землі за умови застосування спеціальної ізолювальної штанги, якою можна не тільки встановлювати, але і закріплювати ці заземлення.

Допускається тимчасове зняття заземлень, встановлених під час підготовки робочого місця, якщо це вимагається характером робіт, що виконуються. Тимчасове зняття і повторне встановлення заземлень виконується оперативним працівником чи (під його наглядом) членом бригади з групою III. Дозвіл на тимчасове зняття заземлень, а також на виконання цих операцій керівником робіт, слід обумовлювати в рядку наряду «Окремі вказівки» з записом про те, де і з якою метою мають бути зняті заземлення.

6.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання, яке використовується для виконання робіт з монтажу та експлуатації системи контролю технічного стану ГА, та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В). Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам [4, 5]:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно: розміщувати неізольовані струмопровідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах; використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки; підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом

дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

6.2.1 Мікроклімат

5.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] нормують допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення. Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [7]:

- Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні допустимих параметрів мікроклімату не повинна перевищувати 2°C.
- Якщо температура поверхонь вище або нижче допустимої температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м.
- Для забезпечення нормованих значень швидкості руху повітря проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

6.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³

При роботі електропривода насосного агрегату водопостачання в повітрі можуть накопичуватися різні шкідливі речовини: аміак, сірководень, хлор та пил нетоксичний. Всі ці речовини можуть виділятися при очищенні каналізаційних резервуарів та решіток забору каналізаційної води. ГДК цих речовин наведено у табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря в робочій зоні.

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		
	Максимально разова	Середньо добова	Клас небезпечності
Оксид вуглецю		20	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця [7]. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів з очищення забруднених поверхонь. Потрібно підкреслити, що будь-яке нагромадження пилу може привести до загоряння. Чим дрібніше пил (менша зернистість), тим вище небезпека.

Тому необхідно здійснювати наступні заходи: очищувати металевий пил якнайчастіше, щодня протирати гарячі поверхні, при високих концентраціях пилу обробляти запилені поверхні по частинам. Низька вологість збільшує потенційну небезпеку, це повинне прийматися в увагу під час прибирання.

6.2.3 Виробниче освітлення

Підприємство знаходиться у Вінницькій області, система природнього освітлення відноситься до бокової. Характеристика робіт при контролі за процесом роботи насосних агрегатів – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». При боковому суміщеному освітлені КПО= 0,9%.

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховується за формулою:

$$e_n = e_n \cdot m_n \quad (6.1)$$

де e_n – значення КЕО для будинків;

m_n – коефіцієнт сонячності клімату ($m_n = 1,5$ якщо вікна зорієнтовані на захід).

Таким чином, при природному і суміщеному освітленнях отримаємо відповідно:

$$e_n = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35(\%),$$

$$e_n = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 (\%).$$

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на схід.

Рациональне та правильне використання установок природнього та штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні приведені в табл. 6.3

Для освітлення технологічних діляниць вибираємо світильники типу ЛПО-02 з двома люмінісцентними лампами. Висота підвісу над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

Таблиця 6.3 – Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Середній малий	Середній темний	450	200

6.2.4 Виробничий шум

На каналізаційній насосній станції джерелами шуму є обладнання, насоси, вентилятори, які створюють механічний шум.

Шум- це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки – дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічних захворювань серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних умовах.

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається за формулою:

$$L = 20 \lg \left(\frac{P}{P_0} \right) = 20 \lg \left(\frac{U}{U_0} \right), \quad (6.2)$$

де L – рівень шуму, дБ;

P – звуковий тиск, Па;

U_0 – коливальна швидкість ($U_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ м/с);

P_0 – нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц ($P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па).

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

- нормування за гранично-допустимим спектром шуму;
- нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум – широкосмуговий з безперервною спектрошириною більше октави; за тональною характеристикою – постійний; за походженням – гідродинамічний та механічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в табл. 6.4

Таблиця 6.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують замащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушні раковини.

6.2.5 Виробничі вібрації.

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

Допустимі рівні вібрації на постійних місцях представлені в табл. 11.5

Таблиця 6.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

В чисельнику – середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^2 , в знаменнику – логарифмічні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів установок і

будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

6.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення, де здійснюється монтаж системи контролю технічного стану насосного агрегату модернізація електропривода електропотяга, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (місця, де зберігаються тверді горючі речовини).

Будівля характеризується ІІІ ступенем вогнестійкості.

До ІІІ ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та

максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 6.6.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 6.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 6.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 6.8 (знаменник).

Таблиця 6.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Сту- пінь вог- не- стій- кості будин- ків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло- ни	сходові площад- ки, костури, сходи, балки, марші сходови х кліток	пере- криття між по- верхові (у т.ч. горищн і та над підва- лами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходо- вих кліток	само- несучі	зов- ніш- ні не- несу- чі	внут- рішні не- несучі (пере- город- ки				пли- ти, наст и-ли, прог о-ни	балки, ферми , арки, рами
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 6.7.

Таблиця 6.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	3	REI 45	2	2
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	3	REI 45	2	1

Таблиця 6.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IV, V
III	8/9	8/12	10/15

На території підприємства встановлено 19 вогнегасників ВП-5(8).

ВИСНОВКИ

1. У магістерській кваліфікаційній роботі проведено аналіз технологічних процесів ГЕС, включаючи гідрологічні характеристики водосховища, режим роботи річкового стоку, режими експлуатації водосховища, а також регулювання роботи гідроагрегатів (ГА). Особливу увагу приділено автоматизованій системі управління гідроагрегатом (АСУГ) та обладнанню, що забезпечує його регулювання та експлуатацію.
2. Аналіз алгоритмів роботи АСУГ в аварійних режимах виявив їх недоліки. У разі виникнення аварійного сигналу виконується скидання навантаження ГА через відключення від мережі та подальшу аварійну зупинку. Такий підхід спричиняє зростання частоти обертання ГА, тривалу роботу на підвищених обертах, пульсації струму та вібрації в механічних вузлах.
3. Для усунення недоліків запропоновано модернізовані алгоритми АСУГ, які передбачають поділ аварійних сигналів на дві групи:
 - «Аварійний стан 1» – сигнали, що виникають у електричній частині ГА, потребують негайного відключення від мережі.
 - «Аварійний стан 2» – сигнали механічної частини ГА, що дозволяють відключення з попереднім розвантаженням. Реалізація попереднього розвантаження дає змогу уникнути закидання частоти обертання, запобігти роботі на підвищених обертах, знизити знос ГА та його допоміжного обладнання.
4. Для дослідження алгоритмів роботи АСУГ вдосконалено імітаційну модель ГА, яка враховує реальні експлуатаційні характеристики ГА та допоміжного обладнання (маслонапірна установка (МНУ), направляючий апарат (НА), водовід, електронний гідравлічний

регулятор (ЕГР), захисти від асинхронного режиму (ЗАЗ), аварійні механічні насоси (АМНУ) тощо). Перевірка адекватності моделі показала достатній ступінь відповідності експериментальним даним роботи реального ГА у різних режимах (ХХТ, ХХГ, скидання навантаження).

5. Дослідження аварійних алгоритмів АСУГ на основі імітаційної моделі виявило, що аварійне відключення ГА в номінальному режимі роботи за стандартними алгоритмами призводить до пульсації частоти обертання амплітудою до 150% та зростання тривалості виходу з перехідного режиму до однієї хвилини.
6. Перевірка модернізованих алгоритмів на базі імітаційної моделі показала їх ефективність у разі аварійної зупинки та розвантаження ГА. Відключення ГА від мережі з попереднім розвантаженням дозволило усунути зазначених недоліків. Тривалість перехідного процесу зменшилася у 3 рази.
7. Модернізація алгоритмів не потребує значних змін у системі АСУГ, оскільки використовує вже існуючі перевірені алгоритми, адаптовані для нових умов. Це забезпечує підвищення надійності роботи ГА без значних витрат.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ВІКІПЕДІЯ: "Як працюють ГЕС та ГАЕС в Україні". Укргідроенерго, 2021. – URL: uhe.gov.ua.
2. Кухарець Б. В. Підвищення ефективності керування гідроагрегатом ГЕС: БДР. – Тернопіль, ТНТУ – 2023. 59с.
3. Рябенко О. А. "Гідроелектростанції в особливих природно-кліматичних умовах". Рівне: НУВГП, 2024. – 192 с. – ISBN: 978-966-327-595-6. – URL: ep3.nuwm.edu.ua.
4. Реконструкція і модернізація ГЕС: "Нове життя станцій. Як в Укргідроенерго реанімують обладнання на ГЕС і ГАЕС". Укргідроенерго. – URL: uhe.gov.ua (УКРГІДРОЕНЕРГО).
5. Котова Л. О., Котов Ю. Г. Гідроенергетика: основи теорії та практики. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 254 с.
6. Бабков В. П., Коваленко В. Г. Системи автоматизації гідроелектростанцій. – Київ: Політехніка, 2018. – 312 с.
7. Гнатюк В. М. Автоматизовані системи керування на електростанціях і в мережах. – Львів: Техніка, 2020. – 278 с.
8. Енергетичні системи і мережі (Збірник навчальних матеріалів). Суми: СумДУ, 2019. – 305 с.
9. Пашковський А. А., Рябенко О. А. "Вплив коливань напору на роботу гідроагрегатів ГЕС у гірських районах". Науковий вісник НУВГП, 2022. – С. 122–130. URL: ep3.nuwm.edu.ua.
10. Гребенюк В. П., Сидоренко І. Г. "Реконструкція гідроагрегатів як засіб підвищення ефективності роботи ГЕС". Гідроенергетика України, №3, 2020. – С. 45–50.
11. Ковальчук О. В., Зайченко В. С. "Аналіз ефективності автоматичних систем управління на ГАЕС". Енергетика і автоматика, №4, 2018. – С. 27–34.

3. Мельничук Л. І., Притула І. В. "Автоматизація управління гідротурбінами в умовах змінного напору". Збірник наукових праць ВНТУ, 2019. – С. 18–23.

4. Заміховський Л.М. Основи теорії надійності і технічної діагностики систем / Л.М. Заміховський, В.П. Калявін: Навч. посібник. – Івано-Франківськ. Полум'я, 2004. – 360 с.

5. Zin M., Koval V., Tarasenko M., Sysak I. (2023) Creation and substantiation of the matrix for model series of tubular propeller turbines for small hydropower plants. Scientific Journal of TNTU (Tern.), vol 109, no 1, pp. 24–31

6. Суховій І. І., Зінь М. М. Підвищення енергоефективності малих гес на базі турбін з підвідними трубо-проводами сифонного типу //Збірник тез доповідей IX Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій —. – 2020. – Т. 2. – С. 131-131.

7. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування: Підручник. – 2-ге вид., – К.: Либідь, 2007. - 656 с

8. Чорний О. П. Моделювання електромеханічних систем: Підручник / О. П. Чорний, А. В. Луговой, Д. Й. Родькін, Г. Ю. Сисюк, О. В. Садовой – Кременчук, 2001. – 410 с.

9. В. Вовчак, О. Тесленко, О. Самченко. Мала гідроенергетика України під ред. С. Єрмілова. Інститут проблем екології та енергозбереження. у 2 томах, – К., 2018. — Т. І. Аналітичний огляд., — 181 с.

10. Трегуб В.Г. Проектування систем автоматизації: Навч. посібник. – К.: Видавництво Ліра-К, 2017. – 344 с.

20. M. Marwala, J. Kolodziej. Computational Intelligence for Optimization of Power Systems. – 2019 DOI: [10.1109/ISGT-Asia.2019.8881774](https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881774)

11. J. M. Mendel, R. Isermann. "The Past, Present, and Future of Control in Engineering Practice" 2018.

https://www.academia.edu/69204068/Enhancing_Undergraduate_Education_in_Control_Engineering

12. Emil Kraft, Marianna Russo, Dogan Keles, Stochastic optimization of trading strategies in sequential electricity markets / European Journal of Operational Research **Volume 308, Issue 1**, 1 July 2023, Pages 400-421

13. Автоматизація виробничих процесів. Технічні засоби автоматизації. Навчально-методичний посібник до практичних робіт для здобувачів освітнього ступенів «бакалавр» галузі знань 15 «Автоматизація та приладобудування» та 18 «Виробництво та технології» усіх форм навчання [Електронний ресурс] / [Упоряд. В.В. Тичков, В.Я. Гальченко, Р.В. Трембовецька, К.В. Базіло]; Мво освіти и науки України, Черкас. держ. технол. ун-т. - Черкаси: ЧДТУ, 2020. - 321 с.

24. Конспект лекцій з навчальної дисципліни «Перетворювачі та пристрої виміральної техніки» для студентів всіх форм навчання спеціальності «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка» відділу Інфокомунікацій та інженерії. / Уклад.: О.Д. Архелюк – Чернівці.: ЧНУ імені Юрія Федьковича 2021. – 51 с.

14. Пупена О.М., П88 Розроблення людино-машинних інтерфейсів та систем збирання даних з використанням програмних засобів SCADA/HMI: Навч. посіб. Київ : Видавництво Ліра-К, 2020. — 594 с.

Додаток А

(Обов'язковий)

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

ЗАТВЕРДЖЕНО

Завідувач кафедри КЕМСК

к.т.н., доц. Микола МОШНОРІЗ

“10” вересня 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ З
ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ
УПРАВЛІННЯ**

08-24.МКР.009.00.000 ПЗ

Керівник роботи

доцент

Микола МОШНОРІЗ

“10” вересня 2024 р.

Виконавець: ст. гр. ЕПА-23м

Дмитро МОСЄЖНИЙ

“10” вересня 2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024

1 Загальні відомості

Повне найменування розробки – «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ З ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ УПРАВЛІННЯ».

Скорочене найменування розробки – «Гідроагрегат гідроелектростанції».

Замовник – кафедра комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів.

2 Підстави для розробки

Індивідуальне завдання та наказ ректора Вінницького національного технічного університету про затвердження тем магістрських кваліфікаційних робіт.

3 Призначення розробки і галузь використання

Розвинутий у роботі підхід дозволяє покращити ефективність керування гідроагрегатами гідроелектростанцій в аварійних режимах роботи

4 Вимоги до розробки

Електропривод та система автоматизації призначені для надійної роботи в тривалому режимі при коефіцієнті включення 100% та температурі до 120⁰С при великих вібраціях та перенапруженні електромагнітного поля.

5 Комплектація розробки

Виріб складається з блоків програмованих логічних контролерів та периферійних модулів для об'єднання їх у систему та приєднання до них низки сенсорів.

6 Технічні характеристики

Номінальна потужність гідрогенератора – 117МВт; напруга статора генератора – 13800В; струм статора -- 5760А; частота обертання турбіни – 125^{с⁻¹}; продуктивність турбіни – 300м³/с.

7 Джерела розробки

1. Кухарець Б. В. Підвищення ефективності керування гідроагрегатом ГЕС: БДР. – Тернопіль, ТНТУ – 2023. 59с.
2. Бабков В. П., Коваленко В. Г. Системи автоматизації гідроелектростанцій. – Київ: Політехніка, 2018. – 312 с.
3. Гнатюк В. М. Автоматизовані системи керування на електростанціях і в мережах. – Львів: Техніка, 2020. – 278 с.
4. Гребенюк В. П., Сидоренко І. Г. "Реконструкція гідроагрегатів як засіб підвищення ефективності роботи ГЕС". Гідроенергетика України, №3, 2020. – С. 45–50.
5. Ковальчук О. В., Зайченко В. С. "Аналіз ефективності автоматичних систем управління на ГАЕС". Енергетика і автоматика, №4, 2018. – С. 27–34.

8 Елементна база

Двигун, апаратура керування і захисту, провідники, кабелі і т.п. виробництва України чи країн близького зарубіжжя.

9 Конструктивне виконання

Електропривод виготовляється окремими блоками, що реалізуються у відповідності до вимог електробезпеки у брызгозахищеному виконанні.

10 Показники технологічності

Обладнання виконується на сучасній елементній базі. Його монтаж, заземлення, струмопровід повинні відповідати правилам улаштування електроустановок.

11 Стадії і етапи розробки

Стадії і етапи розробки	Термін виконання
Основна частина пояснювальної записки	
Графічна частина	

12 Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування здійснюється слюсарями-електромонтажниками відповідної кваліфікації. Технічний огляд пристрою здійснюється мінімум один раз на півроку. Ремонт здійснюється електромеханіками, фахівцями з електромеханічних систем автоматизації та електропривода.

13 Живлення гідротурбіни

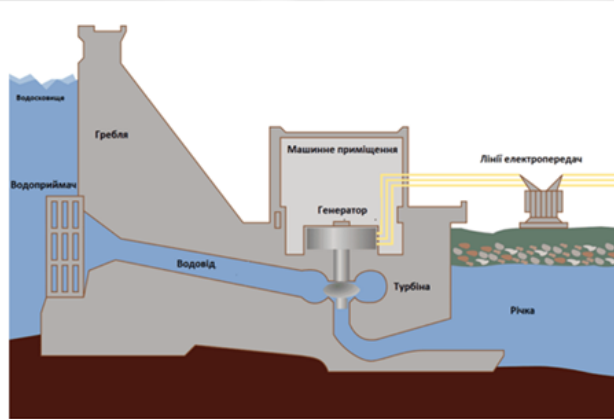
Живлення системи аварійної роботи гідрогенератора виконано трифазною напругою 0,4 кВ частотою 50Гц.

Додаток Б

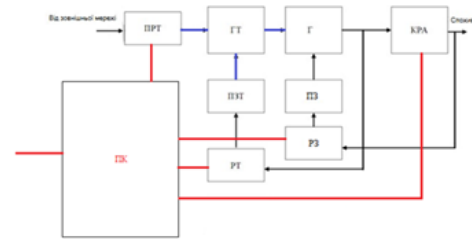
ІЛЮСТРАТИВНІ МАТЕРІАЛИ

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ
З ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ
УПРАВЛІННЯ**

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ГІДРОАГРЕГАТ



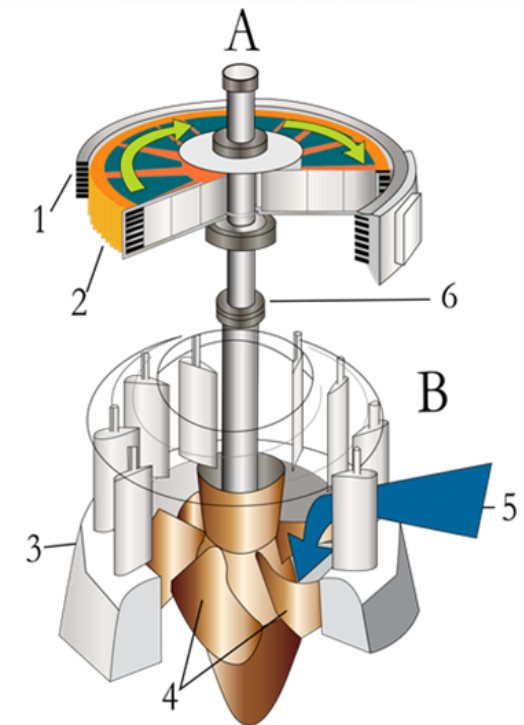
Принцип роботи ГЕС



Традиційна структурна схема ГЕС



Функціональна схема гідравлічної частини НА



Зовнішній вигляд та принцип роботи гідроагрегата ГЕС



Зовнішній вигляд робочого колеса гідротурбіни ГЕС



Зовнішній вигляд робочого колеса гідротурбіни ГЕС

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМУ УПРАВЛІННЯ АВАРІЙНИМИ РЕЖИМАМИ РОБОТИ

Основні алгоритми управління аварійними режимами:

1. Виявлення аварійної ситуації:

Постійний моніторинг параметрів (струм, напруга, температура обмоток, частота обертання, вібрація).

Виявлення відхилень за допомогою датчиків і систем діагностики.

2. Реакція на відхилення:

Автоматичне зменшення навантаження або відключення генератора у разі перевищення граничних значень.

Зниження подачі води через турбіну шляхом закриття напрямного апарата.

3. Дії при специфічних аварійних ситуаціях:

Перегрів генератора: зупинка агрегата або перехід у режим охолодження з допомогою спеціальних систем вентиляції чи оподження.

Перевантаження: миттєве зниження потужності генератора або його відключення від мережі.

Падіння напору: зупинка турбіни для уникнення нестабільної роботи агрегата.

4. Виключення небезпеки:

Задіяність аварійних клапанів для швидкого зливу води з турбіни.

Автоматичне спрацювання системи блокування для захисту обладнання від механічних пошкоджень.

5. Відновлення роботи:

Після усунення причин аварії система автоматично проводить діагностику та перезапуск агрегата.

Повернення до штатного режиму роботи з поступовим збільшенням навантаження.

Для реалізації перелічених алгоритмів назвемо основні структурні компоненти аварійного управління, а саме:

1. Система моніторингу, яка постійно фіксує та аналізує параметри роботи.

2. Автоматизована система управління (АСУ): Включає алгоритми реакції на аварійні ситуації.

3. Резервні системи, що забезпечують автономну роботу генератора на мінімальному рівні.

4. Захисне обладнання: реле струму, напруги, температури, а також механічні блокатори.

Ці алгоритми забезпечують стабільність роботи гідроагрегатів навіть у складних умовах, підвищуючи безпеку та надійність всієї енергосистеми.

Питання забезпечення надійної роботи ГЕС за рахунок законів керування в аварійних режимах роботи залишається особливо актуальним, тому метою роботи є підвищення рівня надійності роботи гідроагрегату гідроелектростанції в аварійних режимах.

Об'єктом дослідження є процеси, що протікають в гідрогенераторі ГЕС в аварійних режимах роботи.

Предметом дослідження є математична та комп'ютерна модель гідрогенератора ГЕС.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі завдання:

1. Систематизувати літературні джерела за темою дослідження.

2. Розробити рекомендації щодо побудови системи автоматичного керування ГА ГЕС в аварійних режимах роботи та запропонувати алгоритм роботи цієї системи.

3. Перевірити працездатність розроблених алгоритмів керування шляхом комп'ютерного моделювання.

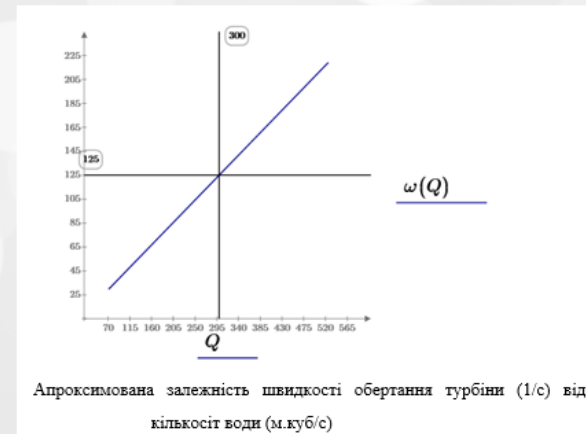
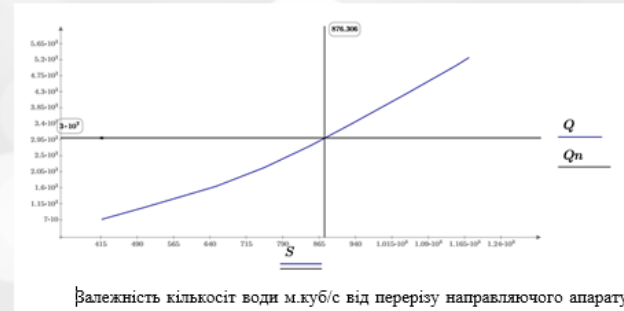
РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

Гідроелектричні параметри гідроагрегата

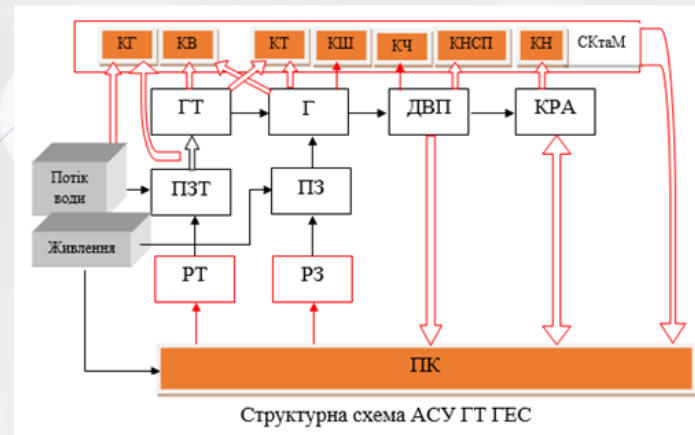
№ п/п	Найменування	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
1	Номинальна потужність повна	S_n	кВА	137600
2	Номинальна потужність активна	P_n	кВт	117000
3	Коефіцієнт потужності номінальний	$\cos\phi_n$	-	0,85
4	Напруга статора генератора номінальна	U_n	В	13800
5	Струм статора номінальний	I_n	А	5760
6	Частота обертання номінальна	ω_n	c^{-1}	125
7	Напруга збудження номінальна	U_{fn}	В	330
8	Струм збудження номінальний	I_{fn}	А	830
9	Індуктивний опір генератора по повздожній осі	X_d	%	116
10	Об'єм води (продуктивність)		m^3/c	300
11	Міжремонтний цикл (капітальний ремонт)		р	6

Параметри НА ГА

Назва параметру	Значення та одиниця вимірювання
Діаметр розташування напрямних лопаток	9300 мм
Висота напрямного апарату	3200 мм
Число напрямних лопаток	32 шт.
Вага однієї лопатки	3740 кг
Час відкриття НА	15+1 секунд
Час закриття НА	15+1 секунд
Повне відкриття НА	1435 мм



АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ГА ГЕС



АСУТ виконує наступні дії для автоматичного пуску, синхронізації та підключення гідроагрегату до мережі з подальшим виходом на робочу потужність:

1. Формується команда "Пуск турбіни". Відкриваються засувки ополов�дження, подається вода для ополов�дження підшипників і систем генератора, піднімається стопор наплавлюючого апарату (НА).
2. Електронний обмежувач відкривається на 100%.
3. НА відкривається до пускового рівня (24-38% залежно від напору), і агрегат починає обертатися.
4. При досягненні 50% номінальної частоти обертання лопаті робочого колеса встановлюються у кут "45" за комбінаторною залежністю.
5. При частоті обертання 95% від номінальної НА закривається до 12-15%, і система виконує програмне збудження генератора в режимі "точка синхронізації".
6. На 100% обертів генератор підключається до мережі методом точної синхронізації або самосинхронізації (переважно використовується точка синхронізації).
7. Якщо ГА працює під управлінням лише ЕПР (електронного гідравлічного регулятора) і АСУТ, агрегат набирає активну потужність за заданими параметрами.
8. У режимі групового регулювання активної та реактивної потужності (ГРАРА) агрегат користує як активне, так і реактивне навантаження відповідно до завдань.
9. Після підключення до мережі оперативний персонал виконує огляд ГА.
10. Під час пуску, при частоті обертання 95%, активується короткочасне збудження генератора для перевірки працездатності системи збудження. Якщо тест пройдемо успішно, формується сигнал "Система збудження готова до пуску". При досягненні номінальної напруги статора система переходить у режим інергування, напруга статора зникається до нуля, а струм ротора - до межі між 10% від номінального значення. Далі вмикається контактор самосинхронізації (КСО), згупуючи обмотку ротора через резистор самосинхронізації.

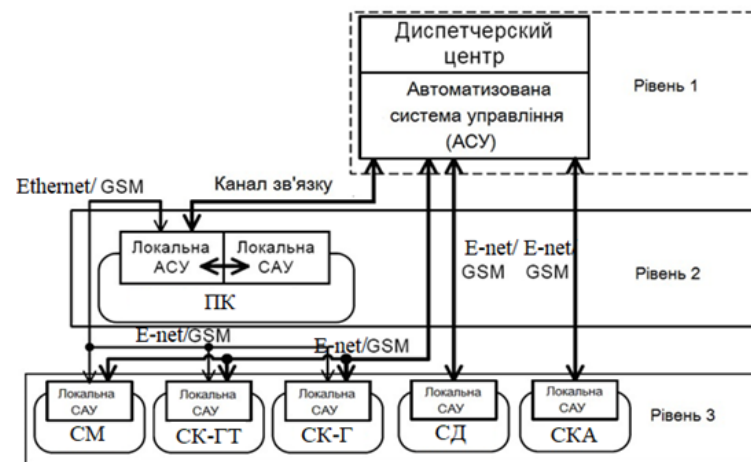
До складу АСУ ГТ ГЕС належать такі основні елементи:

- гідротурбіна (ГТ);
- електричний генератор (Г);
- комутаційно-захисна та розподільна апаратура (КРА);
- пристрій збудження (ПЗ);
- привід затвору турбіни (ПЗТ);
- регулятор турбіни (РТ);
- регулятор збудження (РЗ);
- пристрій керування турбоагрегатом (ПК);
- система керування та моніторингу турбоагрегата (СКтаМ);
- система контролю гідравлічних параметрів гідротурбіни (КТ);
- система контролю вібрацій гідротурбіни та генератора (КВ);
- система контролю температури гідротурбіни та генератора (КТ);
- система контролю швидкості обертання гідротурбіни та генератора (КШ);
- система контролю частоти напруги статора генератора (КЧ);
- система контролю напруги, струму та потужності генератора (КНСП);
- система контролю навантаження генератора (КН).

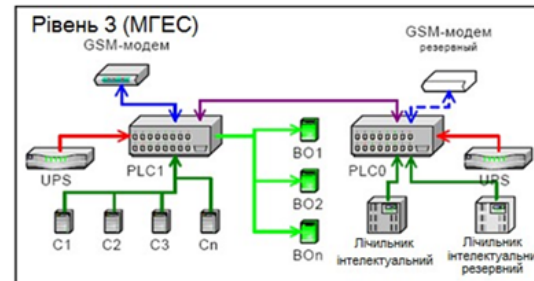
Червоним кольором на рисунку 3.1 позначено слабкострумові сигнали керування чи вимірювання контрольованих параметрів. Сукупність блоків, які опрацьовують ці сигнали формує саму структуру АСУ ГТ ГЕС.

До складу АСУ ГТ входять також підсистема діагностики та зв'язку з системами керування і моніторингу верхнього рівня.

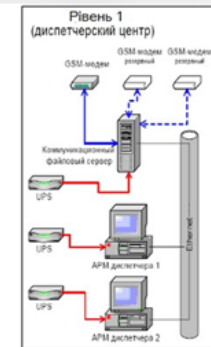
АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ГА ГЕС



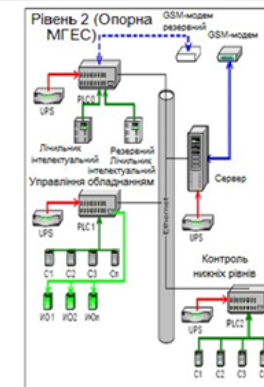
Функціональна схема АСУ ГА ГЕС



Структурна схема апаратної реалізації третього рівня САУ ГА ГЕС

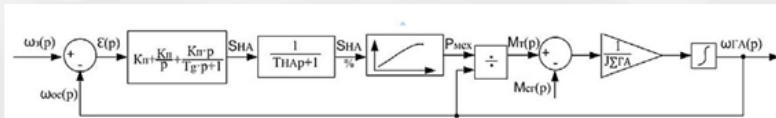


Структурна схема апаратної реалізації САУ каскаду МГЕС першого рівня.

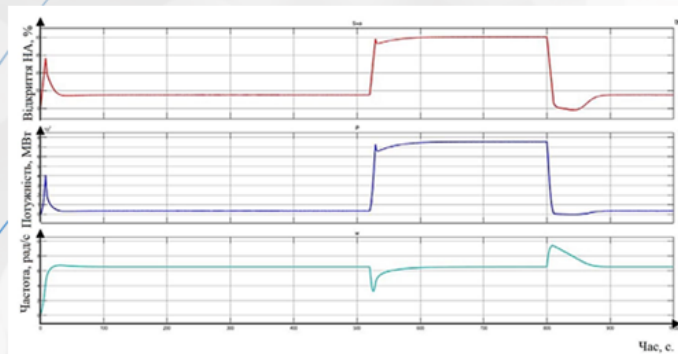


Структурна схема апаратної реалізації другого рівня САУ каскаду ГЕС

МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ГА ГЕС



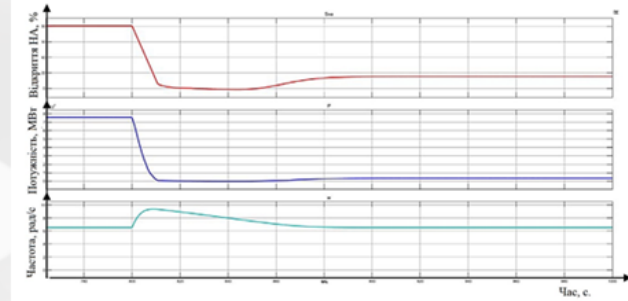
Розгорнута структурна схема імітаційної моделі ГА ГЕС



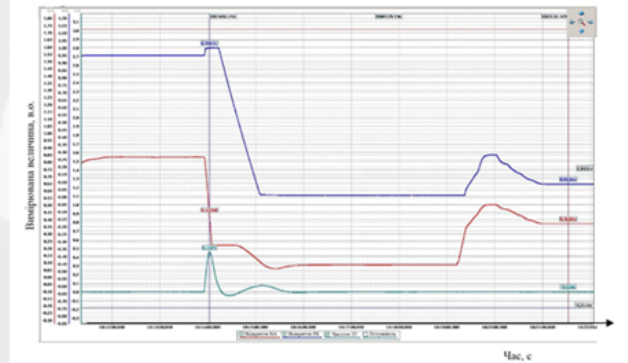
Графіки перехідних процесів ГА ГЕС при накиді та скиді навантаження

Показники якості перехідного процесу під час запуску ГА в режим ХХТ

Показник	Реальний об'єкт	Модель
Час регулювання, с	48	44
Максимальне пере регулювання, %	1	2,9



Графіки перехідних процесів ГА ГЕС при повному розвантаженні



Графіки реальних перехідних процесів ГА ГЕС при повному розвантаженні

ВИСНОВКИ

Методи дослідження. У процесі дослідження застосовувалися: теорія чисел та чисельних методів; теорія статистичних досліджень; теорія алгоритмів; теорія інтерполювання функцій; методи комп'ютерного моделювання та імітації технологічних процесів тощо.

Апробація результатів роботи. Результати роботи обговорювалися на таких науково-технічних конференціях:

1. Микола Миколайович Мошноріз, Дмитро Володимирович Мосежний (2023). ДО ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ. Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2023)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка". 22 червня 2023 року, Вінницький національний технічний університет, м.Вінниця [Електронний ресурс]. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2023/paper/view/18584>. URL2: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2023/paper/view/18584/15418>.

Фрагменти роботи опубліковані та апробовані на наступних конференціях та наукових заходах:

1. Микола Миколайович Мошноріз, Дмитро Володимирович Мосежний (2023). ВИКОРИСТАННЯ ЧАТУ ГРТ ДЛЯ НАВЧАЛЬНОГО ПРОЦЕСУ У ВИЩОМУ НАВЧАЛЬНОМУ ЗАКЛАДІ ТЕХНІЧНОГО СПРЯМУВАННЯ. Матеріали ЛП науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2023). Секція комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів [Електронний ресурс]. ВНТУ, Факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінниця. С.2365-2367. URL: <https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/view/788/1373/2632-1>.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Отримав подальший розвиток підхід до побудови системи автоматичної роботи гідроагрегату в аварійних режимах роботи, який на відміну від відомих, ґрунтується на систематизації зібраної інформації і виведення диспетчеру повідомлення про характер несправності та алгоритм дій для її усунення, що дозволить полегшити роботу диспетчера і тим самим підвищить надійність роботи гідроелектростанції вцілому.

2. Отримав подальший розвиток підхід до побудови математичної моделі гідроагрегата ГЕС, який базується на апроксимації залежностей технологічних параметрів ГА поліномами 1-го порядку, що дозволяє полегшити процес розрахунку системи керування та імітаційного моделювання агрегату на етапі його конструювання, і в результаті дозволить підвищити ефективність роботи системи генерації потужності.

Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному:

1. Отримав подальший розвиток спосіб систематизації моніторингової та діагностичної інформації про стан гідроагрегату ГЕС, який на відміну від відомих, дозволяє виконувати атоматичний збір оперативних сигналів про стан агрегату і виконувати оперативні дії у випадку виникнення аварійних ситуацій.

2. Отримав подальший розвиток алгоритм роботи автоматизованої системи керування гідроагрегатом в аварійних режимах роботи, який, на відміну від відомих, доповнений блоками, що реалізують сучасні підходи до виходу гідроагрегату з аварійного асинхронного режиму роботи, що дозволить підвищити надійність роботи ГА ГЕС.

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Підвищення ефективності керування гідроагрегатом з використанням модернізованих аварійних алгоритмів управління»

Тип роботи: магістерська кваліфікаційна робота

Підрозділ: кафедра КЕМСК, ФЕЕЕМ, гр. ЕПА-23м

Науковий керівник: к.т.н., доц. Мошноріз М.М.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності Turnitin

Оригінальність	85 %
Загальна схожість	15 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

☒ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагиату.

☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.

☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

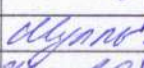
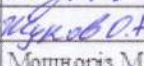
Автор Мосежний Д. В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Паянок О. А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

08-24.МКР 009.00.000

						08-24.МКР 009.00.000		
					Підвищення ефективності керування гідроагрегатом з використанням модернізованих аварійних алгоритмів управління	Літера	Маса	Масштаб
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		У		
Розробив		Москаленко Д.		19.11.24				
Перевірив		Мошноріз М.		19.11.24				
Т. контр.						Аркуш	Аркушів	
Рецензент				07.12.24		ВНТУ, ЕПА-23м		
Н.контр.				19.11.24				
Затв.		Мошноріз М.		19.11.24				