

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра комп'ютерних наук

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри КН

_____ Довбиш А. С.
_____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

зі спеціальності 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

на тему: «**Автоматизація міні ГЕС потужністю 5М Вт**»

(Дипломний проект)

Керівник проекту

к. ф. н., доцент

Журба В. О.

Дипломник

студент гр. СУдн-61П

Морозов А. С.

Ном. поз.	Формат.	Позначення			Найменування	Кільк. листів	Кільк. екз.	Примітка
					Документація загальна			
					Застосована			
1	A4				Завдання кафедри КН	1	1	
					Новорозроблена			
2	A4				Реферат	1	1	
3	A4	ТЗ			Технічне завдання	1	1	
4	A4	СУдн-61П 6.151.11.ПЗ Пояснювальна записка			Документація конструкторська	52	1	
5	A1	СУдн-61П 6.151.11.A2			Схема функціональна	1	1	
						1	1	
						1	1	
						1	1	
					Документація на плакатах			
					Презентація	17	1	
					СУдн-61П. 6.151.11.ВД			
Змін	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Разраб.	Морозов А.С.					Лист	Лист	Листів
Провер.	Журба В.О.							
Реценз.								
Затверд.	Дрозденко				СумДУ			
					Автоматизація міні ГЕС потужністю 5МВт Відомість проекту			

РЕФЕРАТ

Морозов А. С. Автоматизація міні ГЕС потужністю 5МВт. Дипломний проект. Сумський державний університет. Суми, 2020 рік.

Дипломний проект містить 52 аркуші пояснювальної записки, з урахуванням 25 малюнків, 5 таблиць; презентацію.

Проведено конструктивно - технологічний аналіз обладнання міні ГЕС. В результаті аналізу визначені особливості функціонування обладнання міні ГЕС, які полягають в наявності важливих підсистем, що забезпечують надійність та безпечність дистанційного керування роботою міні ГЕС. В результаті інформаційного аналізу сформульовані завдання керування об'єктом та вибрані канали контролю та керування обладнанням. Сформульована ідеологія побудови SCADA-системи на основі SIMATIC WinCC.

Ключові слова: технічні засоби автоматизації, гідроаккумулятор, сервомотор, гідротурбіна, мастильна напірна установка, пожежогасіння, SCADA-система.

SUMMARY

Morozov A.S. Automation of mini hydropower plants with a power of 5 MWatt Degree project. Sumy State University. Sumy, 2020.

Thesis project contains 52 sheets of explanatory note, including 25 figures, 5 tables; presentation.

The constructive - technological analysis of the mini hydroelectric power station equipment is carried out. As a result of the analysis, the features of the operation of mini HPS equipment are identified, which consist in the presence of important subsystems that ensure the reliability and safety of remote control of the mini HPS. As a result of the information analysis the tasks of object management are formulated and the channels of control and management of the equipment are chosen. The ideology of building a SCADA system based on SIMATIC Win CC is formulated.

Keywords: technical means of automation, hydraulic accumulator, servomotor, hydraulic turbine, lubricating pressure installation, firefighting, SCADA-system.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра комп'ютерних наук
Секція комп'ютеризованих систем управління

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри комп'ютерних наук
А. С. Довбиш
“ “
2020 р.

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту

зі спеціальності 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

На тему: «Автоматизація міні ГЕС потужністю 5М Вт»

Керівник проекту
к. ф. н., доцент

Журба В. О.

Дипломник
студент гр. СУдн-61П

Морозов А. С.

Зміст

ВСТУП	3
<i>1 КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ МІНІ ГЕС</i>	5
1.1 Аналіз структури об'єкта керування	5
1.2 Технологічний аналіз об'єкта	10
<i>2. ІНФОРМАЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ</i>	13
2.1 Завдання керування об'єктом	13
2.2 Вибір каналів контролю та керування	16
3 ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ	28
3.1 Вибір давачів	28
3.2 Вибір виконавчих механізмів	39
3.3 Вибір ПЛК	43
4 ПОБУДОВА SCADA СИСТЕМИ	46
ВИСНОВКИ	
ЛІТЕРАТУРА	
ДОДАТКИ	

					СУдн-61П 6.151.11.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Автоматизація мініГЕС Потужністю 5МВт Пояснювальна записка	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Морозов А. С.					2	52
<i>Провер.</i>		Журба О.В.				СумДУ		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АС – автоматичний синхронізатор

АРЧП – автоматичний регулятор частоти і потужності

БСС – берегові споруди сполучення

БСП – блок сигналізації положення вихідного вала

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

ПЛ – повітряні лінії

ГЕС – гідро електрична станція

ЗРЧП – загальностанційне автоматичне регулювання частоти і потужності

ЗПП – запірно пусковий пристрій

ККД – коефіцієнт корисної дії

МНУ – маслонапірна установка

МГ – мастильне господарство

ОПС – охоронно-пожежна сигналізація

ПГ – пневматичне господарство

ПЗА – пускозахисна апаратура

ПЛ – повітряні лінії електропередачі

ПЛК – програмно-логічний контролер

ПО – панель оператора

САР – система автоматичного регулювання

СМ – сервомотор

СЗ – система збудження

СО – система охолодження

СРУ – модуль центрального процесора

СВВ – система відкачування води

Вступ

За останні роки спостерігається підвищення зацікавленості до розвитку та використання міні ГЕС. У більшості регіонів міні ГЕС споруджуються на більш удосконаленій програмно-технічній базі, яка ґрунтується на повній автоматизації її роботи та дистанційному керуванні.

Світовий досвід показує екологічну та економічну ефективність малої гідроенергетики, яка проходить період відродження. За даними International Centre on Small Hydro Power, (ICSHP), генерована потужність малої гідроенергетики на 2014 рік вже перевищила 75 ГВт, що складає 43% ресурсів глобального потенціалу (173 ГВт). [1].

На теперішній час міні ГЕС потужністю до 10 МВт функціонують у 148 країнах світу. Розподіл ресурсного потенціалу міні ГЕС потужністю до 10 МВт по країнах світу складається: Азія - 65,18%; Америка -13,26%; Європа - 16,28%; Африка - 4,57%; Океанія - 0,72%

Найбільш повним використанням потенціалу міні ГЕС в Європі характеризується Іспанія – понад 80%, яка довела встановлену потужність міні ГЕС у 2015 р. до 1751 МВт. В той же час установлена потужність міні ГЕС в Україні складає 58МВт, Угорщині – 12 МВт, Латвії – 9 МВт, Литві – 8 МВт. Приросту нових потужностей міні ГЕС за 10 років практично не відбулося.

Завдяки природним умовам, при збільшенні щільності міні ГЕС, екологія регіону і водний туризм не страждають. Наприклад, в Південному Тіролі (Доломітові Альпи) діють тисячі міні ГЕС, які не входять в конфлікт з його туристичною привабливістю.

Після піку інвестицій в період з 2005 по 2008 рр у галузь малої гідроенергетики, спостерігався дворічний спад інвестицій, які направлялись у вітрову та сонячну енергетику. З 2012 р. темпи розвитку малої гідроенергетики збільшилися, а в подальші роки об'єми інвестицій у цю галузь почали скорочуватися. Якщо у 2013р. інвестиції в світову малу гідроенергетику склали \$5,5 млрд, то у 2014 р – \$4,5 [2].

По мірі підвищення значення міні ГЕС в енергоструктурі країни зростає необхідність розвитку інформаційного, програмного та технічного забезпечення систем керування малих ГЕС.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		3

Цей розвиток спрямований на досягнення комплексної інтеграції малих ГЕС в загальну енергосистему. Важливими складовими у вдосконаленні технічного та програмного забезпечення є комплексний підхід до покращення експлуатаційних параметрів міні ГЕС при функціонуванні їх в енергосистемі.

Необхідною умовою забезпечення ефективної експлуатації міні ГЕС є впровадження засобів автоматизації, що використовуються в процесі вироблення електроенергії. Такі умови передбачають:

- контроль стану основного обладнання, його захист в нормальних режимах функціонування та забезпечення надійності роботи ГЕС в цілому;
- забезпечення централізованого керування основними процесами;
- мінімізація необхідної кількості обслуговуючого персоналу.

До 2030 року передбачається довести генеруючу потужність всіх МГЕС України до 1140 МВт з річним обсягом виробництва електрики 3.75 млрд кВт/год

Вирішення цілого комплексу економічних, екологічних і соціальних проблем сільської місцевості орієнтується на розвиток малої гідроенергетики. Зняття проблем обумовлено децентралізацією мережи енергопостачання для віддалених і важкодоступних сільських регіонів. Західні регіони України, в силу наявності малих річок, можуть стати вагомим внеском енергозабезпечення країни [3].

Впровадження систем автоматизованого контролю і керування міні ГЕС дозволяє отримувати ефект не тільки з точки зору продуктивності та інформативності, але і з точки зору раціонального використання водних ресурсів, своєчасного технічного обслуговування.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		4

1 КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ ГЕС

1.1 Аналіз структури об'єкта керування

Гідроенергетика відноситься до найбільш ефективних варіантів, що використовуються для вирішення сучасних енергетичних проблем. Системи, засновані на гідроенергетиці, призначені для виробництва енергії за рахунок руху або падіння з певної висоти потоку води. Кількість виробленої енергії залежить від швидкості падіння води в залежності від сили тяжіння, висоти падіння або напору, ефективності або коефіцієнта корисної дії (ККД) гідротурбіни і т. і.

Потужність на валу гідротурбіни (кВт) визначається як:

$$N_T = 9,81 Q_T H_T \eta_T \quad (1)$$

де Q_T — витрати води крізь гідротурбіну, м³/с; H_T — напір турбіни, м; η_T — ККД турбіни.

Статичний напір турбіни дорівнює різниці відміток верхнього і нижнього б'єфів, м

$$H_{CT} = h_{BB} - h_{NB} \quad (2)$$

де h_{BB} верхній б'єф і h_{NB} нижній б'єф – відповідно ділянки річки вище водопідпірної споруди ГЕС і нижче будинку ГЕС.

Схема роботи ГЭС зображена на рис. 1.

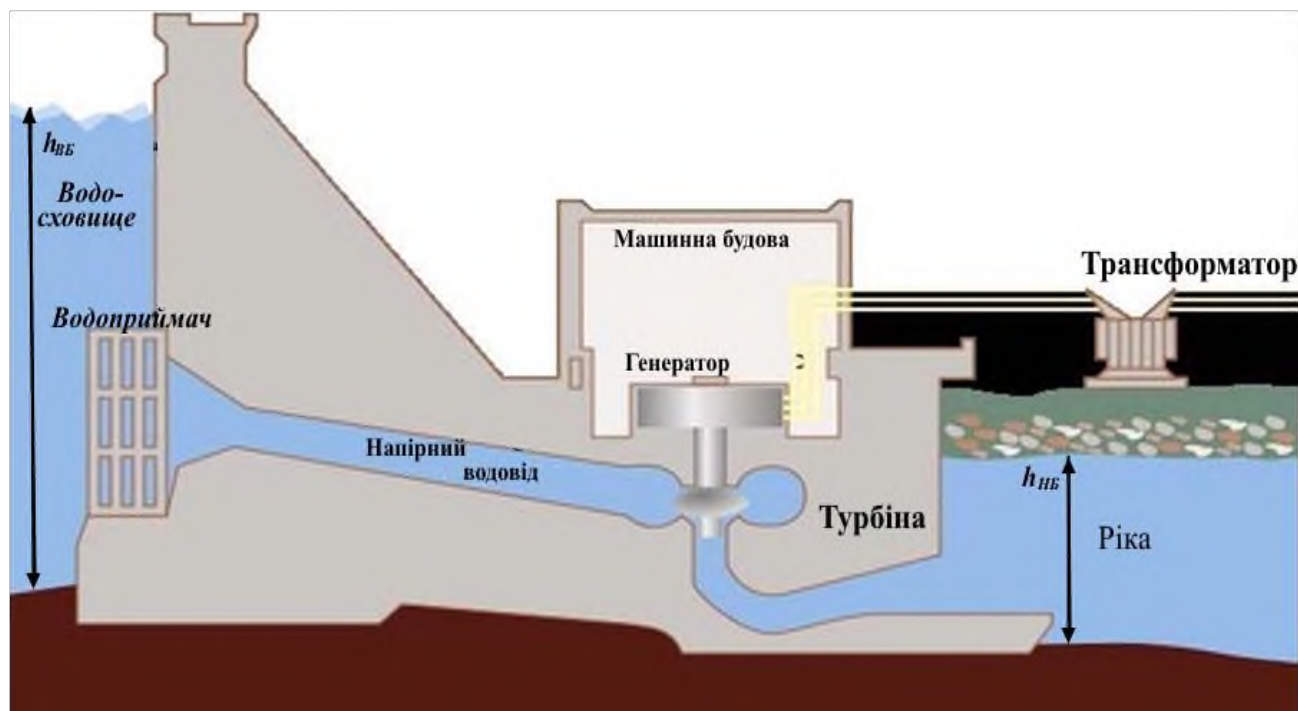


Рис. 1 – Схема роботи ГЕС

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

Підведення води до гідравлічних турбін здійснюється по напірних водоводах.

Обертання робочого колеса гідротурбіни під напором падаючої води передається на вал гідрогенератора, який виробляє електричний струм. На відкритому майданчику поруч з будівлею ГЕС або в окремій будівлі зазвичай споруджують трансформаторну підстанцію ГЕС із розподільними пристроями.

Режим роботи ГЕС в енергосистемі залежить від витрат води, напору, об'єму водосховища, потреб енергосистеми, обмежень по верхньому і нижньому б'єфу.

Основними спорудами ГЕС на рівнинній річці є гребля, яка створює водосховище і зосереджений перепад рівнів, і будівля ГЕС (рис. 2), в якій розміщуються гідравлічні турбіни, генератори, електричне та механічне обладнання. У разі необхідності будуються водоскидні і судноплавні споруди, рибопропускні споруди, тощо.

До гідросилового обладнання ГЕС відноситься [4]:

- гідротурбіна та гідрогенератор;
- допоміжне обладнання на агрегатному рівні;
- система автоматичного регулювання роботи гідротурбіни;
- система автоматичного керування допоміжним обладнанням;
- система збудження гідрогенератора.

Система автоматичного регулювання (САР) призначається для керування гідротурбіною шляхом зміни відкриття направляючого апарату та розвороту лопастей робочого колеса поворотно-лопастевих і діагональних турбін, або регулювання значення витрат потоку в ковшових турбінах. Завдання САР полягає в утриманні заданої частоти обертання агрегату, а також в запобіганні виходу агрегата в розгін при аварійних відключеннях і навантаженнях. Окремим завданням є забезпечення захисту агрегата від аварії.

До складу САР входить регулятор швидкості (РШ), маслонапірна установка (МНУ), сервомотори (СМ) і з'єднувальний маслопровід. МНУ для переміщення штоків СМ створює тиск 4,0 -6,3 МПа.

Частота обертання ротора агрегату регулюється відповідно до електричних сигналів від давачів за допомогою спеціального пристрою (зубчастого колеса), що встановлюється на вал агрегату.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		6

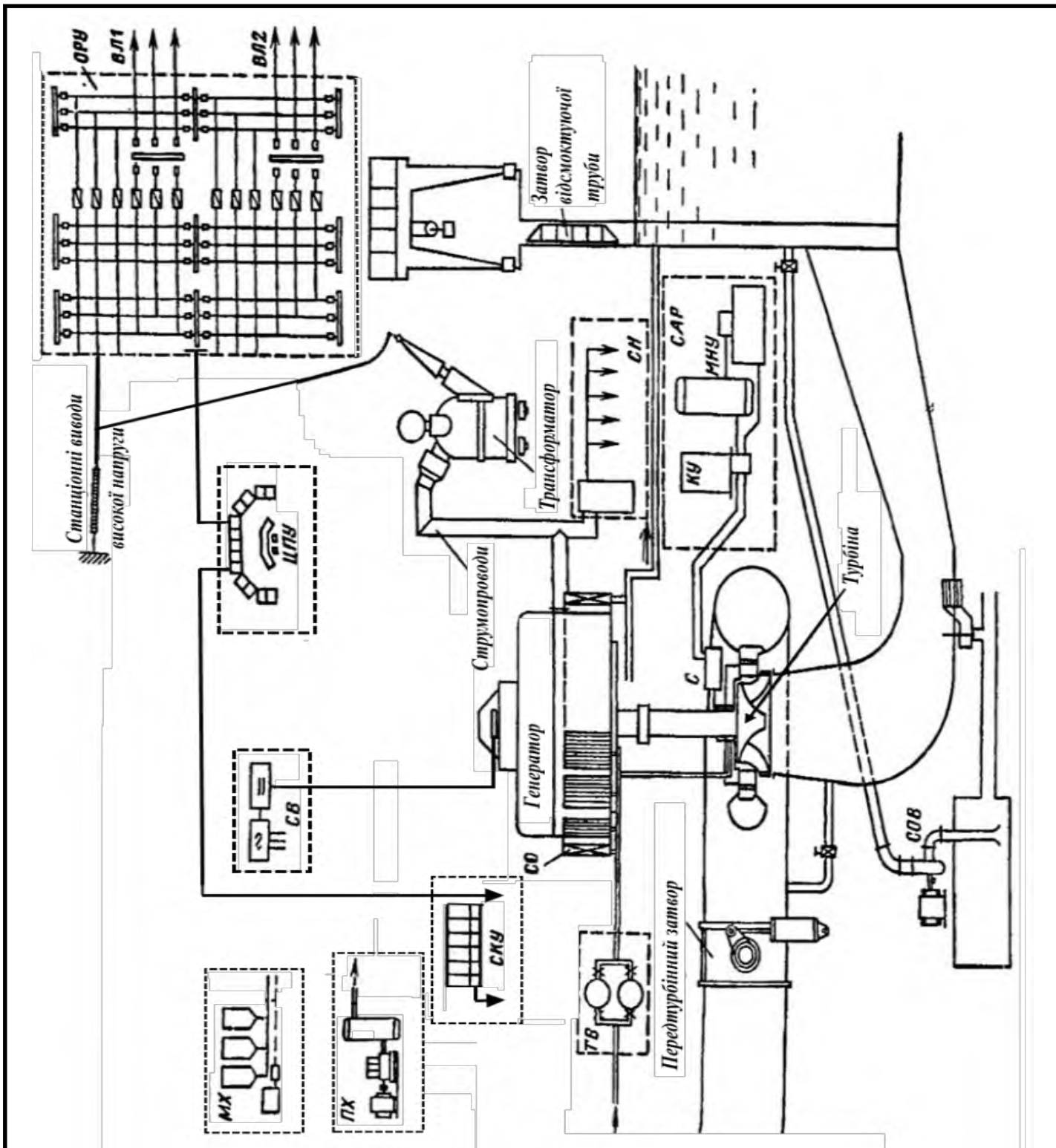


Рис. 2 –Компоновка обладнання ГЕС

Гідрогенератор перетворює механічну енергію від гідротурбіни в електричну, завдяки синхронному гідрогенератору, ротор якого з'єднаний із валом турбіни. Генерація змінного струму в обмотках статора здійснюється завдяки магнітному полю, яке створює ротор, що обертається. Частота обертання ротора синхронна з стандартною частотою напруги (50 Гц), що надходить до мережі споживання.

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ

Арк

7

Керування роботою ротора здійснюється через систему збудження (СЗ), яка живить обмотки ротора постійним струмом. Надійність роботи ГЕС визначається стабільністю функціонування СЗ.

Залежно від джерела енергії, що використовується для збудження гідрогенератора, СЗ поділяються на електромашинні системи з генератором постійного струму, системи з генератором змінного струму з подальшим його перетворенням в постійний. Більш надійними є статичні тиристорні СЗ, в яких напруга збудження обмотки отримується в результаті перетворення частини змінної напруги генератора в постійну наругу.

Для запобігання нагріву обмоток та осереддя генератора використовується система охолодження (СО), яка відводить тепло, втрати на яке можуть складати у сучасних генераторах до 2% (при к.к.д. генератора 98%). В основному застосовується водяна СО, в якій використовується вода із системи технічного водопостачання (ТВ) агрегату.

ТВ застосовується для забезпечення водою вузлів і теплообмінників (охолоджувачів) агрегату та іншого обладнання, необхідного для нормальної його роботи. Сюди входять пристрої для водяного змащення направляючих підшипників турбін, повітроохолоджувачі та теплообмінники гідрогенераторів, системи тиристорного збудження, маслоохолоджувачі трансформаторів.

Основні вимоги до системи ТВ полягають у тому, що вони повинні забезпечити необхідні витрати води і необхідний тиск в системі при високій надійності роботи. Для виключення засмічення і зносу обслуговуючих пристроїв необхідно, щоб вода, яка подається системою ТВ, була досить чистою. З цією метою встановлюються спеціальні сітчасті фільтри, які періодично очищаються. Система ТВ може бути насосна з забором води з нижнього б'єфу, самопливна з забором води з напірного водоводу і ежекторна з забором води з напірного водоводу і з нижнього б'єфу.

Від безвідмовності системи ТВ залежить надійність роботи ГЕС. Підвищення надійності забезпечується автономністю роботи ТВ для кожного агрегату, додатково передбачається резервування подачі води. При цьому керування роботою системи ТВ автоматизується.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		8

Пневматичне господарство (ПГ) забезпечує стисненим повітрям гідросилове та електричне обладнання станції, а також машини і пристрої для ремонтних робіт. Зазвичай є дві системи стисненого повітря:

- низького тиску 0,8 МПа (гальмування агрегату при зупинках, пневмоприводи, електричні вимикачі, пневмогідрравлічні засоби керування і контролю, пневмоінструмент);

- високого тиску 4 - 6,3 МПа (зарядження повітрям котлів МНУ, повітряні вимикачі, система віджимання води від робочого колеса при перекладі агрегату в режим синхронного компенсатора і при пуску агрегатів з оборотними гідромашинами в насосний режим роботи). Система ПГ складається з компресорів, повітребірників і повітрепроводів (трубопроводів) відповідного тиску.

ПГ виконується загальним для всієї станції, але подача стисненого повітря в найбільш відповідальні вузли повинна резервуватися, а керування всією системою повинно бути автоматизовано.

Мастильне господарство (МГ) забезпечує обладнання і пристрої турбінним (мастильним) і трансформаторним (ізоляційним) мастилами. Воно включає:

- ємності для зберігання необхідних оперативних запасів чистого сухого мастила;

- ємності для зливу відпрацьованого мастила;

- комунікаційні трубопроводи на всі точки, куди потрібно заливати мастила і звідки потрібно його зливати;

- мастилонасосні агрегати;

- апаратуру для очищення мастила.

Система відкачування води (СВВ) з проточної частини гідромашини (турбінної камери і відсмоктуючої труби) необхідна для проведення оглядів і ремонтних робіт.

Система включає- - скидні трубопроводи з запірними органами; зливний колектор або галерею; приймальну ємність; насосні агрегати, розраховані на відкачування води в нижній б'єф.

Передбачаються також дренажні пристрої для видалення води, що потрапляє в приміщення в результаті протікання і фільтрацій.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		9

1.2 Технологічний аналіз процесу

Функціонування ГЕС зазвичай залежить від водосховища, яке накопичує воду і дозволяє регулювати її витрати, відповідно, робочу потужність ГЕС, забезпечуючи найбільш вигідний режим генерації енергосистеми взагалі.

Процес регулювання передбачає, що в залежності від навантаження енергосистеми та природного припливу води в річці збалансувати видачу енергії в мережу та споживання напору води із водосховища.

В ситуації, коли робоча потужність станції відносно мала, вода може накопичуватись у водосховищі. В інший період часу, коли навантаження системи велике (або приплив води малий), ГЕС може споживати воду в кількості, що перевищує природний приплив. При цьому витрачається вода, що накопичена у водосховищі у попередній період, що дає змогу видавати, згідно до потреб, більшу робочу потужність. Залежно від обсягу водосховища, період регулювання, необхідний для поповнення водосховища, може становити добу, тиждень і більше. Протягом цього часу ГЕС може витратити регламентовану кількість води, яка визначається природним припливом.

Досвід експлуатації енергосистем показує, що протягом більшої частини року ГЕС доцільно використовувати в піковому режимі. Ця доцільність диктується метою мінімальних витрат палива, які зростають у моменти підвищення попиту на електричну енергію. Тому при спільній роботі ГЕС з енергосистемою навантаження між тепловими та атомними станціями розподіляють так, щоб збалансувати витрати води з водосховища з витратами палива інших станцій. При таких режимах використання ГЕС дозволяє вирівняти навантаження і зробити роботу теплових станцій більш економічною[4].

У періоди паводку, коли природний приплив води у річці великий, доцільно використовувати ГЕС цілодобово з робочою потужністю, що близька до максимальної, і таким чином зменшити холосте скидання води через греблю. Найбільш вигідний режим ГЕС залежить від безлічі факторів і повинен бути визначений відповідним розрахунком.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		10

Незважаючи на те, що в процесі роботи електростанції режими пусків та зупинок призводять до зміни значення робочої потужності, для гідравлічних турбін зміна режимів не є критичною. Це пояснюється тим, що вісьова довжина гідрогенератора відносно мала – порівнянні з паротурбінними генераторами, відповідно, температурні деформації стрижнів обмотки виявляються менше. Ця перевага дозволяє повністю автоматизувати процес пуску і витратити на пуск кілька хвилин.

Узагальнена компоновочно-технологічна схема будівлі ГЕС показана на рис. 3.

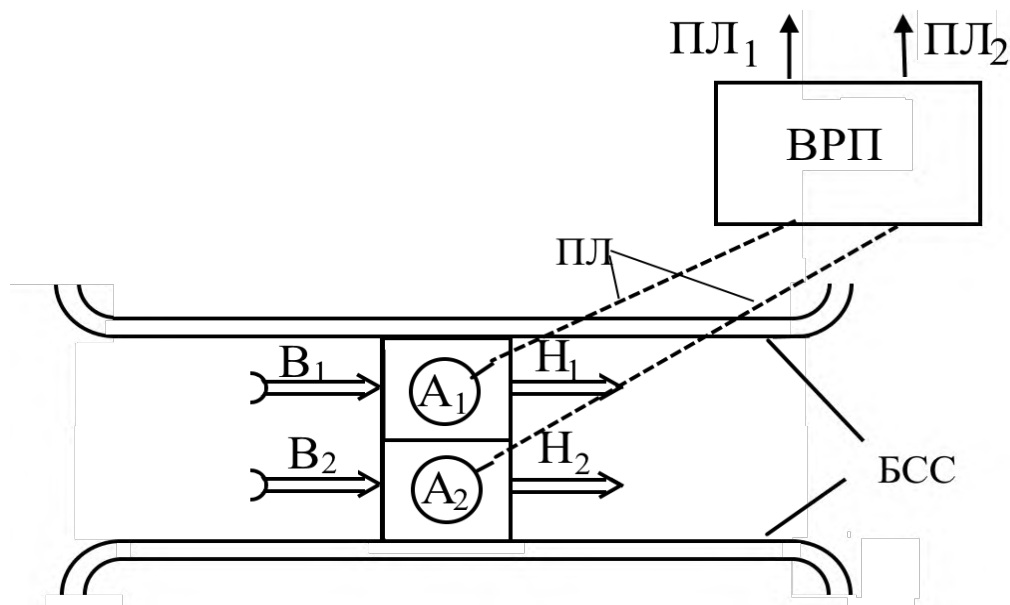


Рис. 3– Компоновочно-технологічна схема будівлі

A1–A2 – агрегатні блоки, в кожному з яких розміщені турбіна, генератор та інше обладнання; ВРП– відкритий розподільчий пристрій; ПЛ– Повітряні лінії;

БСС– берегові споруди сполучення

Кожний агрегатний блок має верхові пристрої сполучення В1– В2 та низові пристрої сполучення Н1 –Н2.

У руслових будівлях верхові пристрої сполучення В являють собою водоприймальні споруди, що входять до складу будівлі, а низові пристрої Н -кріплення русла. Якщо передбачається використання будівлі ГЕС також і для пропуску паводків, то в конструкцію будівлі включаються водоскиди з відповідним обладнанням (затвори), а кріплення нижнього б'єфу робиться більш потужним з урахуванням необхідності гасіння енергії скидних витрат. Будівлі ГЕС, розташовані на поверхні землі, повинні мати берегові споруди сполучення БСС (рис. 3).

Це роздільні стінки або підвалини, необхідні для сполучення з ґрунтовими або бетонними греблями, підпірні стінки для сполучення з низовим каналом, або розділові стінки між будівлею ГЕС і водоскидними прольотами греблі.

Електрична енергія від ГЕС передається в енергосистему споживачам по повітряних лініях електропередачі (ПЛ) високої напруги, що відходять від відкритого розподільчого пристрою (ВРП). На ВРП розміщуються електричні пристрої, необхідні для розподілу енергії між відводячими лініями електропередачі (шини, вимикачі, роз'єднувачі, різними пристосуваннями для захисту і контролю).

Для здійснення головної функції ГЕС - вироблення електроенергії і регулювання потужності в енергосистемі - необхідні комплекси різного устаткування, від якого залежать ефективність і надійність експлуатації ГЕС.

У зв'язку з цим, відповідальним етапом проектування ГЕС є *підбір типів і параметрів обладнання*, вирішення питань його компонування з урахуванням особливостей характеристик, взаємозв'язків і умов експлуатації. Склад і взаємо-зв'язок різного устаткування ГЕС представлені на рис. 2.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		12

2 ІНФОРМАЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ.

2.1 Структура та завдання керування міні ГЕС

Із аналізу процесу генерації електроенергії можна визначити, що міні ГЕС відноситься до складних об'єктів, підсистеми якого розташовані на певній відстані одна від іншої. Побудова системи керування такого об'єкта на базі однорівневої структури значно ускладнює комунікації системи, внаслідок чого різко зростають витрати на її спорудження та експлуатацію. Обробка інформації, частина якої є не потрібною для безпосереднього керування об'єктом, безпідставно навантажує систему. Відстань пункту управління від того чи іншого допоміжного підоб'єкту ускладнює прийняття оперативних заходів щодо усунення тих чи інших колізій.

Дворівнева система дозволяє розподілити функції між її рівнями і підвищити ефективність роботи системи керування міні ГЕС. Тоді при розбудові і експлуатації системи використовують апаратно-програмні засоби комунікацій. Ці засоби, до яких належать автоматичні пристрої збору і передавання сигналів (ПЗП), здійснюють обмін інформацією з диспетчерським пунктом та системним оператором.

На нижньому рівні (агрегатна частина- АЧ) здійснюється збір та обробка інформації про стан гідрогенератора і трансформатора енергоблока [5]. В результаті обробки інформації виконується діагностика гідроагрегатів та комутаційного обладнання. Додатково здійснюється аналіз аварійних і помилкових ситуацій, а також комплексне керування виконавчими механізмами і агрегатами.

Крім того, зареєстровані аварійні ситуації (РАС) на гідроагрегатах та розподільчих пристроях ВРП передаються на верхній рівень.

Головними завданнями функціонування агрегатної частини нижнього рівня системи є регулювання режимів автоматичного синхронізатора (АС), керування автоматичним регулятором частоти і потужності (АРЧП) та автоматичним регулятором збудження генератора (АРЗ).

На *верхньому*, загальностанційному рівні організовано керування процесом, створення баз даних, побудова аналітичних звітів на основі статистичних даних (в табличній або графічній формах). Використання місцевої панелі керування для оператора дає змогу візуалізувати процеси, а також здійснювати керування агрегатами в ручному і автоматичному режимі.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		13

Важливою функцією верхнього рівня (з метою координації роботи) є інформаційний зв'язок вищим рівнем керування та комплексного обліку електроенергії (КОЕ).

Завдання керування верхнього рівня вирішуються програмним забезпеченням системи, побудованого по модульному принципу. Так, підсистема загальностанційного автоматичного керування складається з трьох основних частин:

- підсистема ПУСК, яка здійснює автоматичне керування пуском і включенням на паралельну роботу гідрогенераторів;
- загальностанційне автоматичне регулювання частоти і потужності (ЗРЧП);
- загальностанційного регулювання напруги та реактивної потужності (ЗНРП).

Основне призначення підсистеми ПУСК - формування командних сигналів для пристроїв технологічної автоматики, яка забезпечує зміна стану гідрогенератора, а також забезпечення інформацією про протікання процесів нормального і прискореного пусків.

Крім того, підсистема ПУСК відслідковує чергові стадії електромеханічних перехідних процесів, наприклад, відкриття направляючого апарату, досягнення близької до синхронної частоти обертання, наборі гідрогенератором навантаження.

Підсистема ЗРЧП за сигналами від верхнього рівня керування формує сигнали запропонованої потужності кожного гідрогенератора і розподіляє її зміни між гідрогенераторами з урахуванням їх індивідуальних обмежень. Такими обмеженнями є небажані зони підвищення вібрацій і кавітації, навантажень, тобто забезпечує оптимальний розподіл змін навантаження ГЕС між гідрогенераторами.

Підсистема загальностанційного автоматичного регулювання напруги ЗНРП регулює відхилення напруги на шинах електростанції і реактивної потужності, що віддається в Енергосистему від запропонованих значень і змінює значення уставок напруги АРЗ (збудження) синхронних генераторів або статичних компенсаторів реактивної потужності.

Підсистема протиаварійної автоматики призначається для запобігання порушень стійкості паралельної роботи електричних станцій при аварійних збуреннях.

Таким чином забезпечення автономності функціонування міні ГЕС у штатних режимах роботи необхідно, щоб опорна ГЕС вирішувала завдання моніторингу

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		14

мережі станцій та керувала захистом обладнання за допомогою протиаварійної автоматики.

Дистанційний режим керування міні ГЕС реалізується в результаті вирішення наступних завдань [6]:

- контроль стану роботи генераторів з наступною реакцією на генеровану потужність турбін;
- запобігати аварійним ситуаціям станції шляхом контролю параметрів механічної частини ГЕС (підшипники генераторів, турбін, передач т. і.);
- зберігати інформацію щодо передаварійних та аварійних ситуацій;
- забезпечувати відеоспостереження у разі присутності штатних та сторонніх осіб у будівлі ГЕС
- передавати інформацію про рівень води у верхньому б'єфі та здійснювати зупинку агрегатів.

Організація обміну даними між підсистемами, а також вирішення завдань інформаційного забезпечення базується на програмно- технічному забезпеченні, яке складається з ПЛК нижнього рівня, датчиків (Д) та виконавчих органів (ВО).

Структурна схема технічного забезпечення автоматизації міні ГЕС приведена на рис. 4.

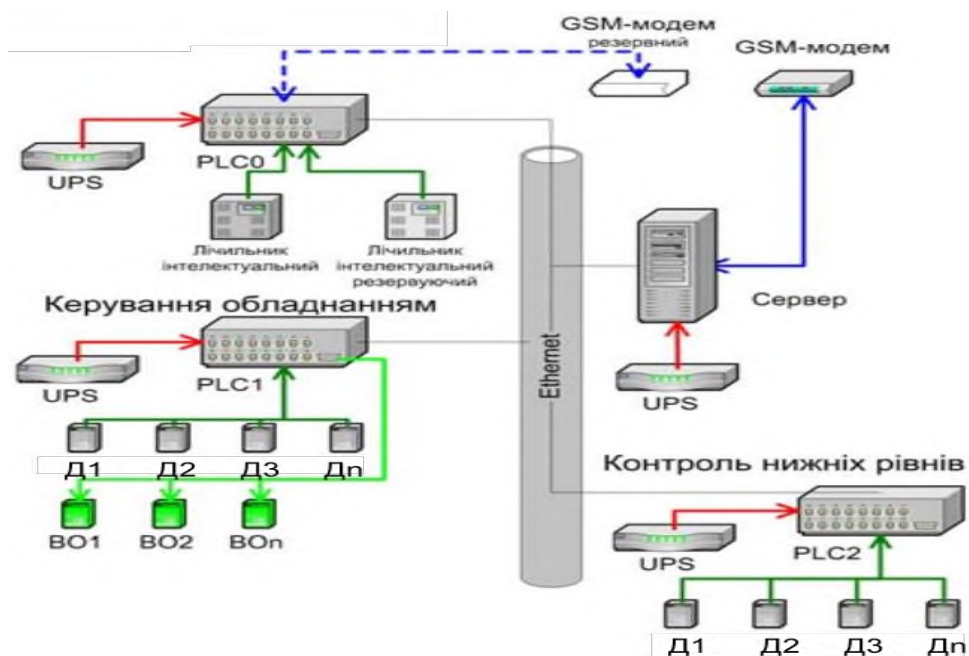


Рис. 4– Структурна схема технічного забезпечення автоматизації міні ГЕС

2.2 Вибір каналів контролю та керування

При зменшенні потужності електростанції в собівартості електроенергії починають переважати експлуатаційні витрати, 50% яких може становити заробітна плата обслуговуючого персоналу. Тому основні принципи роботи, керування і автоматизації об'єкта малої гідроенергетики декларуються так:

- забезпечення роботи ГЕС малої потужності без чергового персоналу;
- проведення огляду обладнання не частіше 1 разу на місяць силами виїзних бригад;
- повна автоматизація технологічного процесу на ГЕС, як при роботі з енергосистемою, так і при роботі з локальною мережею.

На основі викладених вимог формулюються вимоги до обладнання ГЕС [7]:

- основне обладнання повинно бути простим в керуванні та обслуговуванні;
- допоміжне обладнання, необхідне для роботи гідроагрегату і забезпечення його безпеки, має працювати тільки автоматично;
- ремонт будь-якого обладнання повинен зводитися до заміни стандартних зношених вузлів і деталей запасними;
- скасування резервування основного обладнання та застосування автоматичної аварійної зупинки з видачею сигналу на центральний пульт управління декількома міні-ГЕС;
- регулятор гідротурбіни повинен виконувати всі функції автоматичного управління гідроагрегату;
- охорона ГЕС повинна проводитися спеціальними охоронними пристроями.

З урахуванням цих вимог необхідний наступний обсяг органів керування і автоматизації міні ГЕС:

- регулятор турбіни з функцією *регулювання частоти обертання* при роботі на локальну мережу і функцією *регулювання по водотоку* при роботі з енергосистемою;
- маслонапірна установка (МНУ), як акумулятор енергії для автоматичного запуску ГЕС при відсутності напруги на шинах;
- електронна панель керування з виконанням всіх функцій регулювання частоти обертання, режиму по водотоку, розподілу навантаження між гідроагрегатами, виконання послідовності операцій при пуску/зупинці гідроагрегату, а також керування допоміжним обладнанням;

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		16

- пристрій для аварійної зупинки гідроагрегату при несправності системи керування;
- охоронне і протипожежне автоматичне обладнання;
- електричний захист генератора, трансформатора і фідерів, що відходять.

Частина згаданих задач може виконуватись програмними засобами:

- пуск і зупинка гідроагрегату;
- захист гідроагрегату від несправностей з виходом на реле зупинки;
- регулювання напруги і розподіл навантаження між гідроагрегатами;
- накопичення, переробка і видача інформації про роботу гідроагрегату.

До складу системи автоматичного керування гідроагрегатом входять: регулятор частоти обертання; маслonaпiрна установка та апаратура автоматичного керування турбіною.

2.2.1 Підсистема регулювання частоти обертання

Основним завданням регулятора гідротурбіни є підтримка в заданих межах частоти обертання гідроагрегату і, відповідно, забезпечення сталості частоти електричного струму, що виробляється генератором. Для стабілізації вихідних параметрів застосовуються системи стабілізації частоти обертання гідроагрегату [8]. Вибір засобів стабілізації обумовлюється економічною доцільністю та характером корисного навантаження ГЕС. У разі зміни частоти обертання при зміні навантаження, зокрема скиді навантаження, частота обертання може підніматись до значень, що в 2,5 рази перевищують номінальну. Враховуючи вартість засобів стабілізації вихідних параметрів ГЕС, що працюють за рахунок регулювання навантаження, до теперішнього часу найбільш поширеними залишаються методи регулювання частоти обертання турбіни.

На рис. 5 зображена функціональна схема автоматизації регулювання частоти обертання турбіни. Регулювання частоти здійснюється відповідно до зміни зовнішнього навантаження на генератор. Завдяки підтримці частоти обертання турбіни потужність, що генерується приводиться у відповідність з споживаною потужністю.

Сталість частоти обертання забезпечується регулювання потоку через турбіну шляхом автоматичної зміни кута відкриття/зачинення отворів направляючого апарату 4.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		17

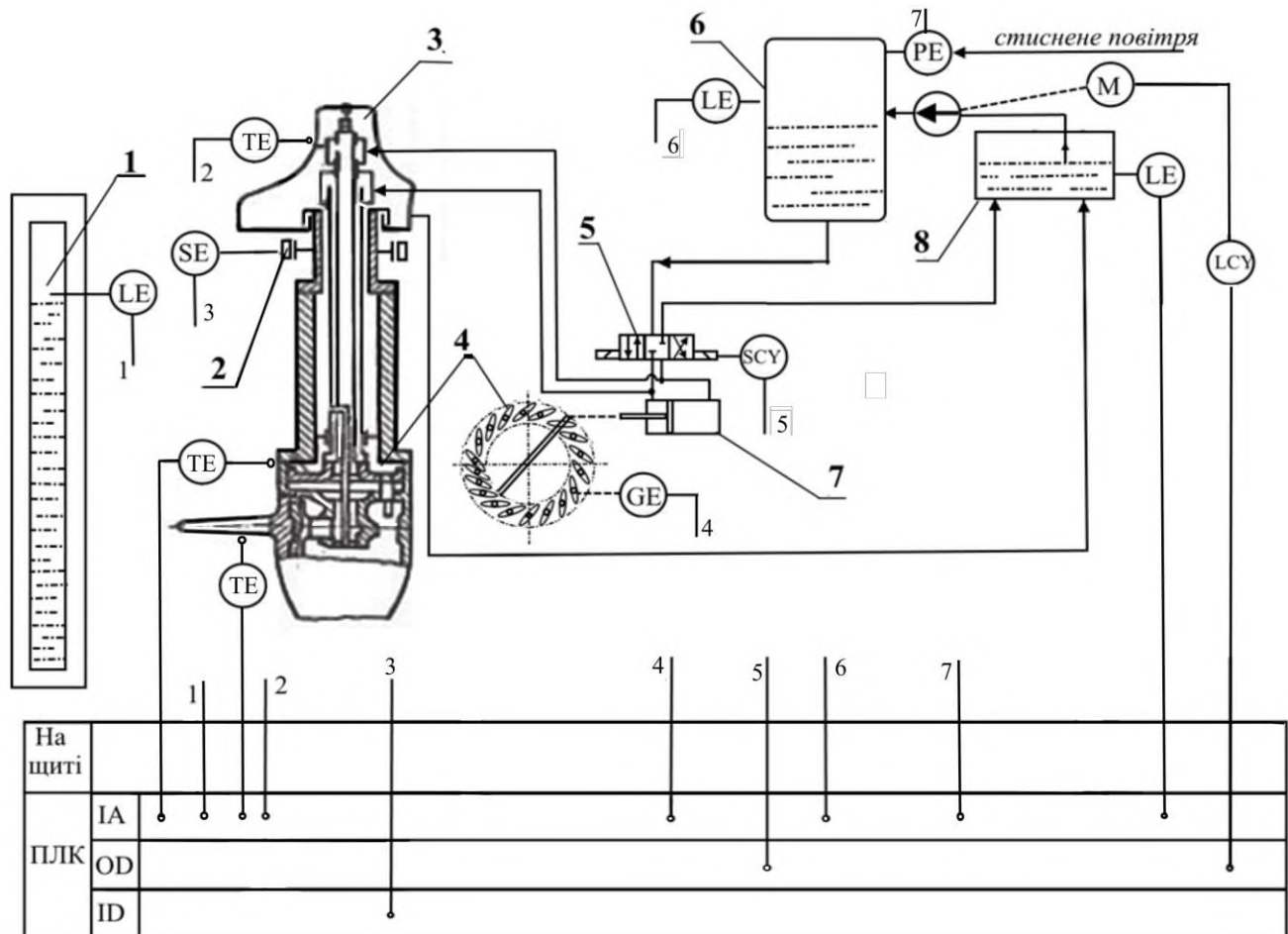


Рис. 5– Схема функціональна автоматизації регулювання частоти обертання турбіни

- 1– Верхній б'єф; 2– давач обертів; 3 – Турбіна; 4– Направляючий апарат;
 5–Гідротехнічна колонка; 6– Гідроаккумулятор тиску МНУ; 7– Сервомотор;
 8–Зливний бак мастила.

Регулювання здійснюється за допомогою ПЛК при наявності сигналу від давача обертів 2. Ступінь відкриття лопаток направляючого апарату 4 змінюється в результаті подачі сигналу в гідротехнічну колонку, яка відкриває подачу мастила під тиском із котла МНУ 6 у відповідну порожнину сервомотора 7. Робоча рідина із протилежної порожнини сервомотора повертається у зливний бак 8.

Сервомотор направляючого апарату повертає лопатки турбіни, при цьому одночасно здійснюється подача масла через маслоприймач турбіни. Тиск масла призводить до зміни кута розвороту лопатей робочого колеса турбіни. Контроль положення лопатей (кута розвороту) здійснюється давачем кута розвороту GE (лінія 4) Між відкриттям направляючого апарату і кутом розвороту лопатей робочого колеса турбіни весь час здійснюється так званий комбінаторний зв'язок.

Завдяки цьому зв'язку підтримується найвищий ККД турбіни при різних ступенях відкриття лопаток направляючого апарату. В результаті зміни відкриття направляючого апарату і кута розвороту лопатей встановлюється номінальна частота обертання агрегату, система приводиться в рівноважний стан при новій потужності агрегату. Часто система в новий рівноважний стан приходить не відразу, а здійснюючи загасаючий коливальний процес.

Для забезпечення надійності функціонування підсистема регулювання частоти обертання і гідроагрегата в цілому, використовується тепловий контроль різних частин гідроагрегата. Цей контроль дозволяє безперервно реєструвати температуру в критичних точках агрегату, сигналізувати про наближення небезпечного рівня нагріву та відключати генератор при перевищенні допустимої температури.

2.2.2 Підсистема керування маслонапірною установкою

Маслонапірна установка (МНУ) ГЕС забезпечує живлення гідравлічної системи регулювання гідротурбіни. До МНУ ставляться такі вимоги:

- забезпечення необхідного значення тиску мастила;
- забезпечення максимальної продуктивності при роботі ГЕС;
- підтримка температури мастила в певному діапазоні;
- очищення масла від домішок;
- накопичення мастила в кількості, яка достатня для аварійного закриття напрямних апаратів при непрацюючих насосах;
- автоматичне функціонування МНУ;
- запобігання та коректний вихід з аварійної ситуації.

МНУ також застосовуються для керування великими передтурбінними затворами і насосами.

На рис. 6 зображена функціональна схема автоматизації керування МНУ, до якої входять гідроакумулятор тиску 1, маслонасосний агрегат 2, з'єднані між собою гідравлічною системою, напірний трубопровід.

Гідроакумулятор МНУ є маслогазовим резервуаром, який заповнюється маслом та стисненим повітрям (або газом). Для забезпечення надійного функціонування гідроакумулятор МНУ на гідроакумуляторі встановлені:

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		19

- давач рівня мастила для сигналізації про високий і низький рівень масла;
- давач аварійно-низького рівня масла для аварійної зупинки гідроагрегату;
- давачі тиску для автоматичного керування насосами;
- пристрій автоматичної подачі повітря з повітрязбірника ГЕС.

У гідроакумуляторі міститься необхідний для регулювання обсяг масла, решта акумулятора заповнена стисненим повітрям. Повітря є акумулюючим середовищем і в стиснутому стані містить запас енергії, що забезпечує роботу механізмів гідро-системи.

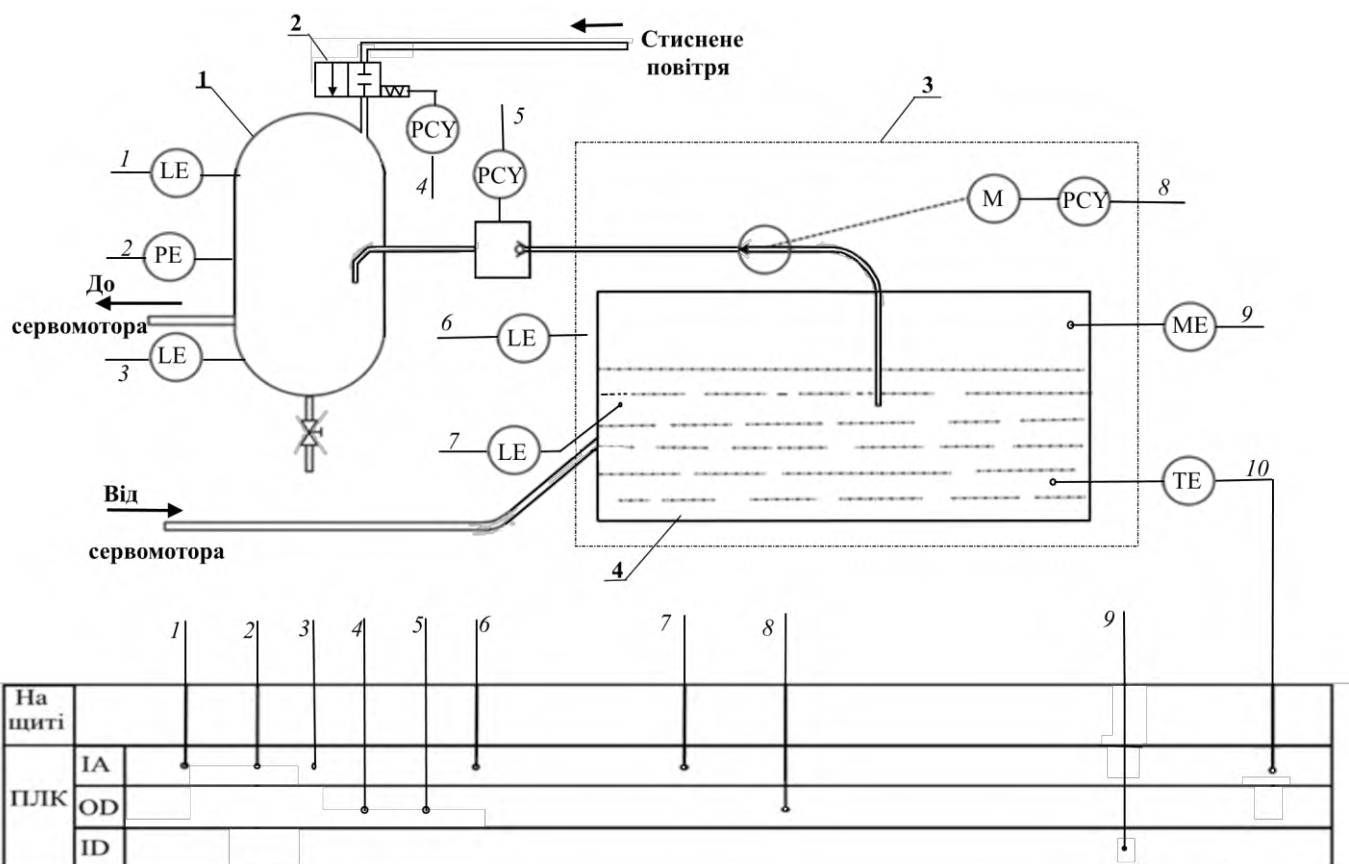


Рис. 6 – Схема функціональна автоматизації керування МНУ.

- 1–гідроакумулятор тиску; 2– пристрій автоматичної подачі повітря;
3– маслонасосний агрегат 4– зливний бак.

Відновлення витраченого з гідроакумулятора обсягу масла проводиться насосами при зниженні в ньому тиску.

В процесі роботи гідроакумулятора з його повітряної частини через нещільності, а також через розчинення у маслі, повітря постійно витрачається на виток. Для

заповнення втрат повітря в маслоповітряному просторі гідроакумулятора встановлюється регулятор рівня. У випадку відхиленні рівня масла в гідроакумуляторі від номінального, впускає порцію стисненого повітря з ресивера ГЕС.

Маслонасосний агрегат складається з зливного бака 4 (рис. 6) і встановлених на верхній кришці цього бака масловінтових насосів. Насоси з'єднуються з електродвигунами еластичними муфтами.

На напірній камері насосу встановлюються зворотний, запобіжний і перепускний клапани. На виході кожного насоса підключено фільтр тонкого очищення масла і давачем засмічення.

В автоматичному режимі керування роботою насосів здійснюється по сигналам давача тиску гідроакумулятора. Відповідно до величини тиску з ПЛК видаються команди на включення/виключення насосів. Одночасно з включенням насосу подається сигнал на закриття перепускного клапана. При цьому через перепускний клапан відбувається розвантаження насоса, що створює сприятливі умови для запуску електродвигуна насоса. При досягненні в гідроакумуляторі номінального тиску перепускні клапани відкриваються, відповідно, вимикаються електропривод насосів.

При зниженні рівня масла в зливному баці до рівня, що недостатній для нормальної роботи насосів, ПЛК відключає електродвигуни насосів, сигналізуючи про аварійну ситуацію. При появленні води в зливному баці вище норми, давач наявності конденсату видає відповідний сигнал.

Відпрацьоване масло із системи надходить в зливний бак, де фільтрується і частково звільняється від води і повітря.

2.2.3 Підсистема керування допоміжним обладнанням міні ГЕС

А) Автоматизація процесу аварійної зупинки гідроагрегату

Відповідно до вимог к допоміжному обладнанню міні ГЕС, яке повинне забезпечити надійність і безпеку функціонування в автоматичному режимі, в системі керування ГЕС використовується пристрій аварійної зупинки гідроагрегату. Автоматизація процесу зупинки передбачає зняття навантаження шляхом керування частотою обертання.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		21

Ініціювання процесу зупинки відбувається після спрацювання реле зупинки, яке заблоковано з реле захисту. Реле захисту запускає пристрій обмеження відкриття, в результаті чого закривається направляючий апарат.

Закриття направляючого апарату пов'язане з закриттям гідроклапана МНУ та відключенням вимикача генератора. В момент, коли оберти агрегати знизилися 40% номінальної частоти обертання, включається гальмування. Зняття гальмування, відключення фіксатора обертання, реле зупинки, закриття охолодження та змащування здійснюється лише після зупинки агрегату.

Аварійна зупинка ініціюється у разі спрацювання захисту від розгону агрегату або захисту при розриві запобіжних болтів направляючого апарату. На рис. 7 наведено алгоритм аварійної зупинки гідроагрегата.

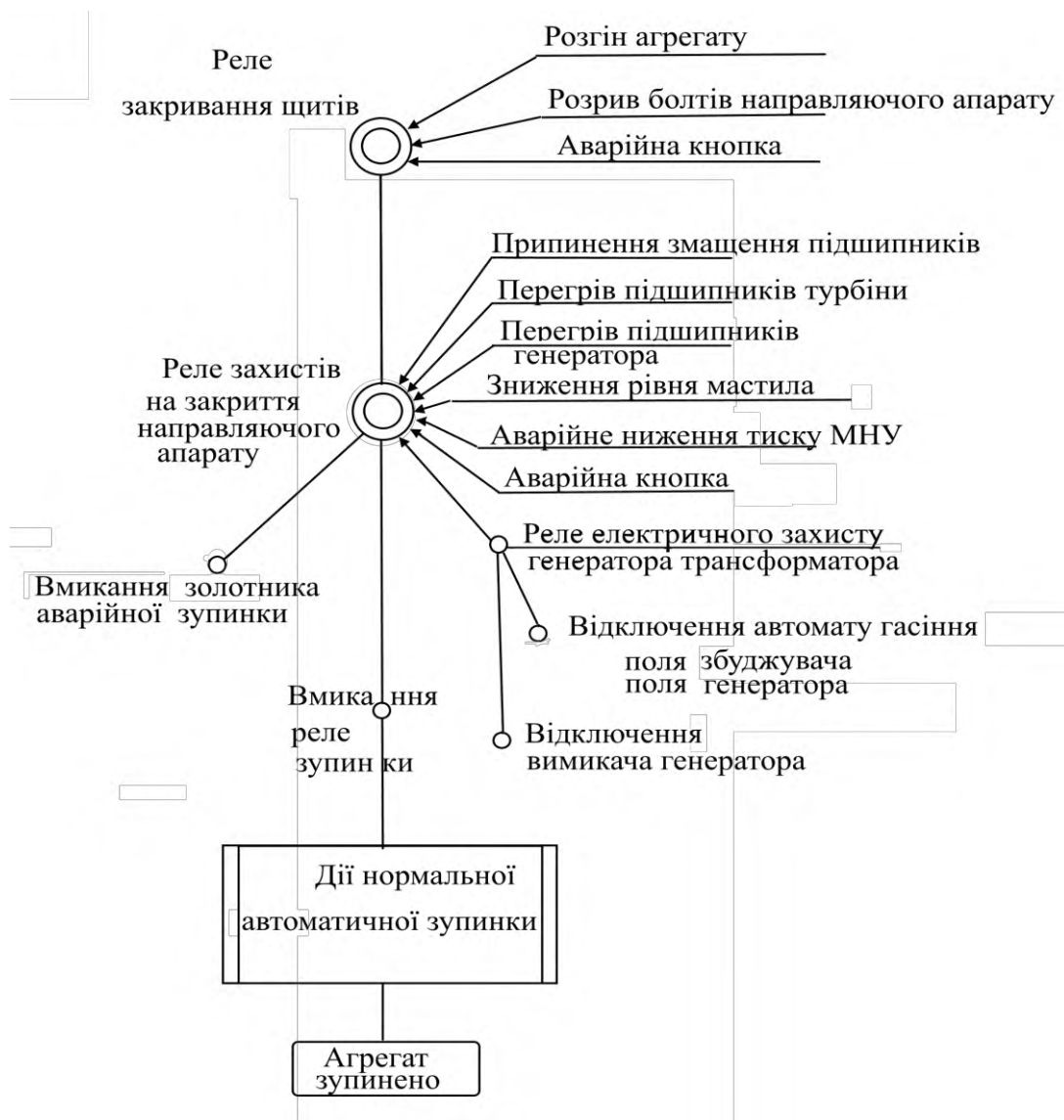


Рис. 7 – Алгоритм аварійної зупинки гідроагрегата

Розгін агрегату, як правило, відбувається при несправності регулятора швидкості турбіни. Отже, подача керуючого сигналу на механізм обмеження відкриття може виявитися марним. Те ж саме може статися і при спрацюванні захисту обриву болта направляючого апарату, оскільки в цьому випадку лопатка направляючого апарату стає нерегульованою. В цьому алгоритмі передбачається послідовність вмикання інших захисних пристроїв турбіни і генератора, аж до закриття направляючого апарату через аварійне реле агрегату.

Крім зазначених елементів, до схеми автоматизації аварійної зупинки входить контролер тривалості пуску і зупинки, що фіксує завершення операцій пуску або зупинки. Таким чином схема автоматизації аварійної зупинки аналізує стан контактів усіх реле захисту та програмно забезпечує послідовність операцій зупинки.

Б)- Автоматизація протипожежного обладнання

Об'єктами автоматичного водяного пожежогасіння на ГЕС зазвичай є синхронні машини-гідрогенератори ГЕС, трансформатори, кабельні споруди.

Пожежогасіння синхронних машин повинно здійснюватися автоматично і для цього на підвідному трубопроводі машини встановлюється запірний пусковий пристрій (ЗПП), а в самій машині - спеціальні пожежодавачі.

Слід зазначити, що при помилковому спрацюванні системи водяного пожежогасіння або тривалому поданні води відбувається небажане зволоження ізоляції, тому від системи пожежогасіння вимагається висока надійність виявлення пожежі.

Контроль за протипожежним станом ГЕС здійснюється за допомогою давачів пожежогасіння, якими оснащується обладнання. Застосовують кілька типів давачів:

ІДФ-1, які реагують на появу диму;

- ДІП-1 реагують на дим і підвищення температури;

- ДТЛ - реагують на підвищення температури і спрацювають при $T = +72^{\circ}\text{C}$.

Трансформатори ГЕС є головними об'єктами пожежної небезпеки, оскільки містять значну кількість трансформаторного масла. Їх пожежогасіння здійснюється розпорошеною водою автоматично. З цією метою по периметру і висоті трансформатора монтуються на електрично безпечній відстані водяні трубопроводи, на яких встановлюються дренчерні зрошувачі (Рис. 8).

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		23

Кабельні споруди ГЕС також обладнуються системами автоматичного водяного пожежогасіння. Система трубопроводів складається з окремих напрямків (відсіків), захист яких виконується спорудженням ізолюючих стінок. Для кожного відсіку встановлюється свій ЗПП 8, що включається не менше ніж двома пожежодавачами в цьому відсіку. В межах кожного відсіку розташовується розподільний трубопровід з дренчерними зрошувачами. Число зрошувачів приймається з урахуванням їх карт зрошення, причому повинні зрошуватися всі кабельні лінії і місця їх проходження крізь стіни.

Завдання автоматизації полягає керування роботою насосного обладнання та вмикання ЗПП, сигналізація про стан та несправності елементів протипожежного водопостачання [9].

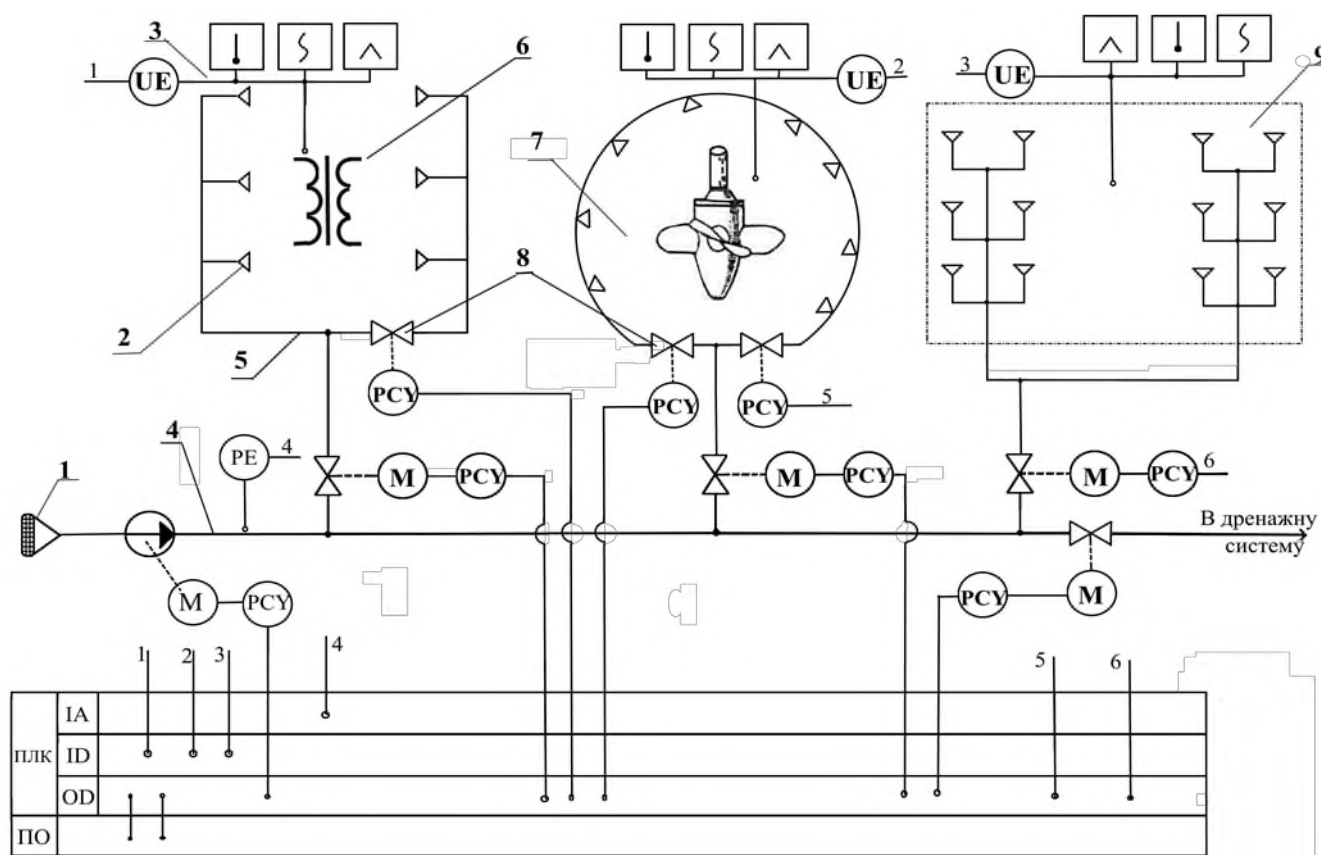


Рис. 8 – Схема функціональна автоматизації пожежогасіння

1–водозабір; 2– зрошувач; 3– давачі полум'я, диму, тепла; 4– живлячий водопровід; 5– водопровід підведення; 6– трансформатор; 7–гідрогенератор; 8–ЗПП; 9–кабельне приміщення.

Згадане завдання реалізується в насосній станції шляхом:

- автоматичного запуску робочих насосів одночасно з відкриттям будь-якого ЗПП по сигналу, що надходить від пожежодавачів із секції, що захищається;
- запуску резервного насоса у разі відмови робочих насосів або невиходу системи пожежогасіння на режим протягом встановленого часу;
- зупинки насосів після закриття ЗПП через певний час.

При надходженні сигналу про пожежу секція пожежогасіння повинна негайно відключатись від мережі (знята напруга), після чого видається команда на відкриття ЗПП. Електропривод ЗПП живиться від двох взаємно резервованих джерел.

Крім автоматичного відкриття ЗПП передбачаються пристрої дистанційного і місцевого керування для періодичного випробування.

Закриття ЗПП після ліквідації пожежі здійснюється на місцевому керуванні.

Насоси можуть також запускатися для періодичного випробування дистанційно з пункту керування або безпосередньо з Панелі Оператора (ПО). Перевірка системи пожежогасіння полягає в короткочасному вмиканні насосів при зачинених вентилях подачі води. При переході на дистанційне керування дія ручного режиму автоматично блокується.

В пункт керування, де передбачено постійне чергування персоналу, з насосної виводяться наступні світловий і звуковий сигнали:

- запуск робочого або резервного насосів (по наявності тиску в трубопроводі);
- про відключення насосів;
- про зникнення електроживлення насосів і перехід на резервне електроживлення.

Попереджувальний сигнал про несправності або спрацювання одного давача видається на пункти управління вищого рівня. При включенні системи водяного пожежогасіння подається аварійний сигнал.

При пожежі в синхронній машині гідроагрегат повинен бути негайно зупинений. Перераховані сигнали давачів та керуючі сигнали формують канали керування, що зображені на схемі функціональній СУдн-61П.6.151.11 А2 (Додаток 1)

В результаті аналізу каналів контролю, керування, блокування та сигналізації розроблені таблиці вхідних і вихідних сигналів системи автоматизації ГЕС :

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		25

Таблиця 1 – Таблиця вхідних сигналів

№ п/п	Сигнал	Діапазон вимірювань	Кіл-сть точок	Примітки
1	Рівні верхнього і нижнього б'єфів	10-100м	2	Аналог. 4 – 20мА
3	Швидкість обертання	10-3000об/хв	1	Імпульсний Число/аналог
4	Положення лопаток	0 – 90°	1	Аналог. 4 – 20мА
5	Температура елементів турбіни	0 – 100° С	3	Аналог. 4 – 20мА
8	Рівень мастила в Гідроакумуляторі тиску	0 – 24В	2	дискретний
10	Тиск стисненого повітря	0 – 60Бар	1	Аналог. 4 – 20мА
12	Рівень мастила в зливному баку(ниж-верх)	0 – 24В	2	дискретний
13	Тиск мастила до сервомотора	0 – 6Бар	1	Аналог. 4 – 20мА
14	Кількість конденсату	0 – 24В	1	дискретний
15	Температура мастила в зливному баку	0 – 100° С	1	Аналог. 4 – 20мА
16	Наявність задимленості	0 – 24В	3	дискретний
19	Перевищення температури об'єкту	0 – 24В	3	дискретний
22	Наявність полум'я	0 – 24В	3	дискретний
25	Тиск води в магістралі	0 – 6Бар	1	Аналог. 4 – 20мА
26	Контроль доступу	0 – 24В	1	дискретний

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ

Арк

26

Таблиця 2 – Таблиця вихідних сигналів

№ п/п	Сигнал	Діапазон сигналу	Тип сигналу	Кіл-сть точок	Вик. механізм
1	Керування гідророзподільвачем сервомотора	0 – 24В	позиційний	1	Електромагніт гідророзподільвача
2	Керування рівнем масла	0 – 24В	позиційний	1	Пристрій плавного пуску
3	Керування розподільвачем подачі повітря	0 – 24В	позиційний	1	Електромагніт розподільвача
4	Керування клапаном подачі до гідророзподільвача	0 – 24В	позиційний	1	Електромагнітний клапан
5	Керування насосом живлячого трубопроводу	0 – 24В	позиційний	1	Пристрій плавного пуску
6	Керування засувкою підводячого трубопроводу	0 – 24В	позиційний	3	Пристрій плавного пуску
7	Керування ЗПП	0 – 24В	позиційний	3	Електромагнітний клапан ЗПП

- - 15 вхідних позиційних сигналів,
- - 7 вхідних аналогових сигналів від давачів с діапазоном 4 – 20мА,
- - 1 числоімпульсний вхідний сигнал величини обертів
- - 7 дискретних вихідних сигналів керування.

Додатковим завданням забезпечення надійності функціонування ГЕС є контроль *параметрів електрозахисту генератора*, але воно представляється окремою задачею і до завдань автоматизації даного проекту не входять.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		27

3 ВИБІР ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

3.1 Вибір давачів

3.1.1 Вимірювання рівня б'єфу

Поплавкові давачі – найпоширеніший тип вимірників рівня у відкритих каналах і закритих резервуарах [10]. Чутливий елемент такого давача -поплавок, переміщення якого при зміні контрольованого рівня сприймаються поплавком і передаються по тросу із гнучким кабелем елементу перетворення. В якості вторинного перетворювача використовуються омичні або індуктивні давачі, які перетворюють переміщення у електричний вихідний сигнал.

До недоліків поплавкових давачів відноситься наявність рухомих частин, що призводить до нестійкої роботи давачів при зміні кліматичних умов (підморожування, опади), а також коливання похибки при зміні характеристик елементів.

Відповідно їх метрологічні та експлуатаційні характеристики при контролі рівня води в б'єфах не відповідають сучасним вимогам вимірювання миттєвих напорів, турбінних витрат.

Ультразвукові (УЗ) давачі рівня мають кращі метрологічні характеристики, що дозволяє використовувати отримані дані в автоматизованих системах керування [11]. Конструкція УЗ давача складається з вертикальних металевих труб, гідравлічно зв'язаних із зовнішнім об'ємом води у точках вимірювання рівня. У нижній частині труб розміщені УЗ перетворювачі, що сприймають імпульси, що відбиваються від поверхні води. Рівень води визначається по часу проходження ультразвукових імпульсів до рівня води. Недоліками УЗ давачів є залежність швидкості розповсюдження ультразвукових коливань у воді від температури та домішків. Додатково УЗ давачі рівня використовують спеціальні демпферні пристрої, що згладжують коливання рівня зовнішнього об'єму води.

Альтернативою до УЗ давачів рівня є використання *перетворювачів тиску* занурюваного типу, що встановлюються в закладну трубу. Сигнал від перетворювачів тиску, пропорційний перепаду рівнів, через перетворювачі сигналів надходить до схем обробки та індикації. В якості перетворювачів тиску для вимірювання рівнів верхнього і нижнього б'єфів використовуються спеціальні моделі давачів LPM305 та LPM 307.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		28

Похибка вимірювань таких датчиків складає 0, 5%, для тиску менше 40кПа, і 0, 35% для тиску більше 40кПа.

Датчик складається з вимірювального блоку тиску і електронного перетворювача, конструктивно об'єднаних в сталевому корпусі. Кабель, крім живлячих і сигнальних ліній, містить в собі порожнисту жилу, для подачі опорного атмосферного тиску. Перетворювач відділений від вимірюваного середовища сталеву мембраною, привареною до корпусу тензомодуля (рис. 9). Тиск, що впливає на сталеву мембрану викликає зміну опору тензорезисторів.

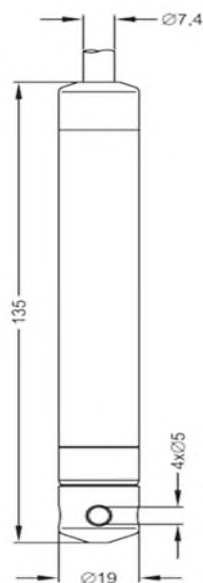


Рис. 9 – Габарити та зовнішній вигляд датчика LPM305

Електричний сигнал з первинного перетворювача через металевоскляні гермовиводи подається в електронний перетворювач, який здійснює, крім живлення тензомодуля, лінеаризацію, термокомпенсацію і перетворення сигналу в уніфікований вихідний сигнал постійного струму. Схема підключення датчика LPM305 зображена на рис. 10

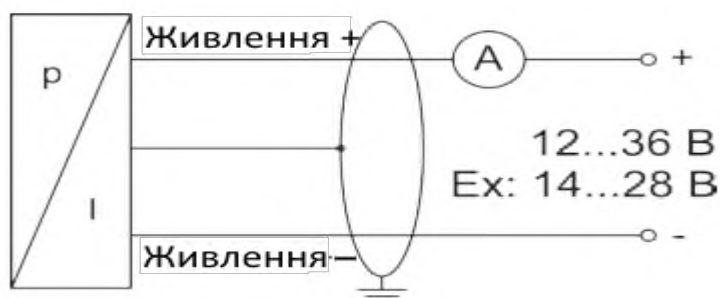


Рис. 10 – 2-х провідна схема підключення датчика LPM305

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ

Арк

29

3.1.2 Вимірювання тиску

Контроль тиску потоків здійснюється на ГЕС у декількох точках:

- тиск стисненого повітря, що надходить із пневмомережі станції до гідроаккумулятора тиску;
- тиск мастила до сервомотора;
- тиск води системи пожежогасіння.

Для вибору типу давача розглянемо порівняльну Таблицю 3, де наведені параметри давачів виробника Овен та давача тиску Сапфір 22ДІ. (Рис. 11 та Рис.12)

Таблиця 3 - Технічні характеристики перетворювачів тиску

Виробник	Сапфір-22ДІ	ОВЕН
Найменування	Сапфір-22ДІ	ПД100-ДІ-1,0-0,5
Вихідний сигнал	4...20/20...4; 0...5/5...0;	4...20 мА
Основна похибка	±0,15; 0,25; 0,5	1%
Діапазон робочих температур середовища	-40...+80	-40...95 ⁰ С
Напруга живлення	15...42 В DC	12...36 В DC
Опір навантаження	-	0...1 кОм
Споживана потужність	-	0,75 Вт
Ступінь захисту корпусу	IP65	IP-65
Час напрацювання на відмову	-	100 ⁰ 000 годин
Середній термін служби	15 лет	12 років
Маса	2,6 кг	0,2 кг
Штуцер для підключення	-	M20x1,5
Висота	-	Не більше 127,5 мм



Рис. 11 – Перетворювач надлишкового тиску ПД100-ДІ-1,0-0,5.



Рис. 12 – Перетворювач надлишкового тиску Сапфір 22ДІ

Із порівнянь технічних характеристик датчиків тиску Сапфір 22ДІ і ПД100-ДІ-1,0-0,5, витікає, що обидва датчика задовольняють вимогам експлуатації. І хоча давач Сапфір 22ДІ має меншу похибку, і більший середній термін служби, перевага віддається давачу ПД100-ДІ-1,0-0,5, оскільки має достатню точність і значно меншу вартість.

3.1.3 Вибір давачів положення

Давачі положення штоку сервомотора дотично характеризують положення лопаток турбіни, оскільки від положення штоку залежить напрям і значення кута повороту лопаток.

Давачі положення повинні задовольняти цілому комплексу вимог: мати високу чутливість і надійність, компактність, стійкість конструкції при регулюванні і обслуговуванні. Крім того, по експлуатаційним вимогам давачі повинні характеризуватись незначними змінами характеристик, відсутністю зворотного впливу на контрольований об'єкт, і споживати мінімальну потужність.

Керуючись вимогами, сформульованими в проекті, можна застосовувати індуктивні давачі фірми Fisher™ 4200, [12] зовнішній вигляд яких приведено на рис. 13.

Принцип дії електронного давача положення полягає в зміні значення потенціометра, що послідовно з'єднаний з навантаженням і підключений до джерела живлення, як показано на рис. 14.

Важіль або перетворювач руху перетворює поступальний рух пристрою в обертальний рух потенціометра. Потенціометр, в свою чергу, підключений до входу схеми датчика. Напруга, присутня на ковзному контакті потенціометра, направляє генерує вихідний струм 4-20мА через навантажувальний резистор, який підклю-

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		31

чається до керуючої схеми.

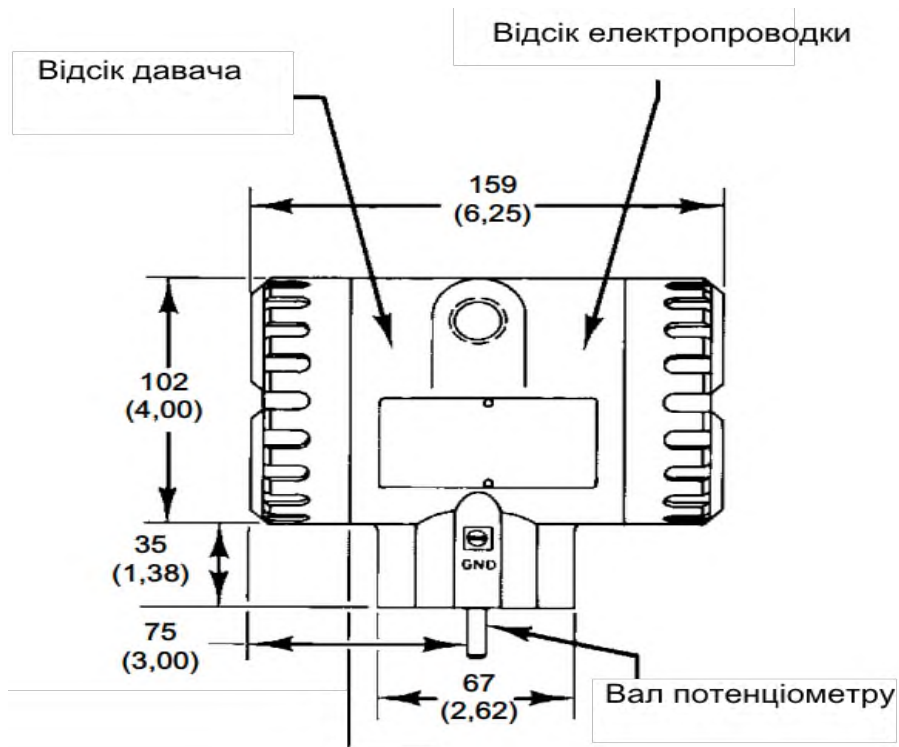


Рис. 13– Розміри давача положення Fisher™ 4200

Відсік давача містить сам давач і друковану плату з контурами сигналізатора кінцевих положень, відповідну проводку, потенціометри налаштування, а також потенціометр для визначення положення.

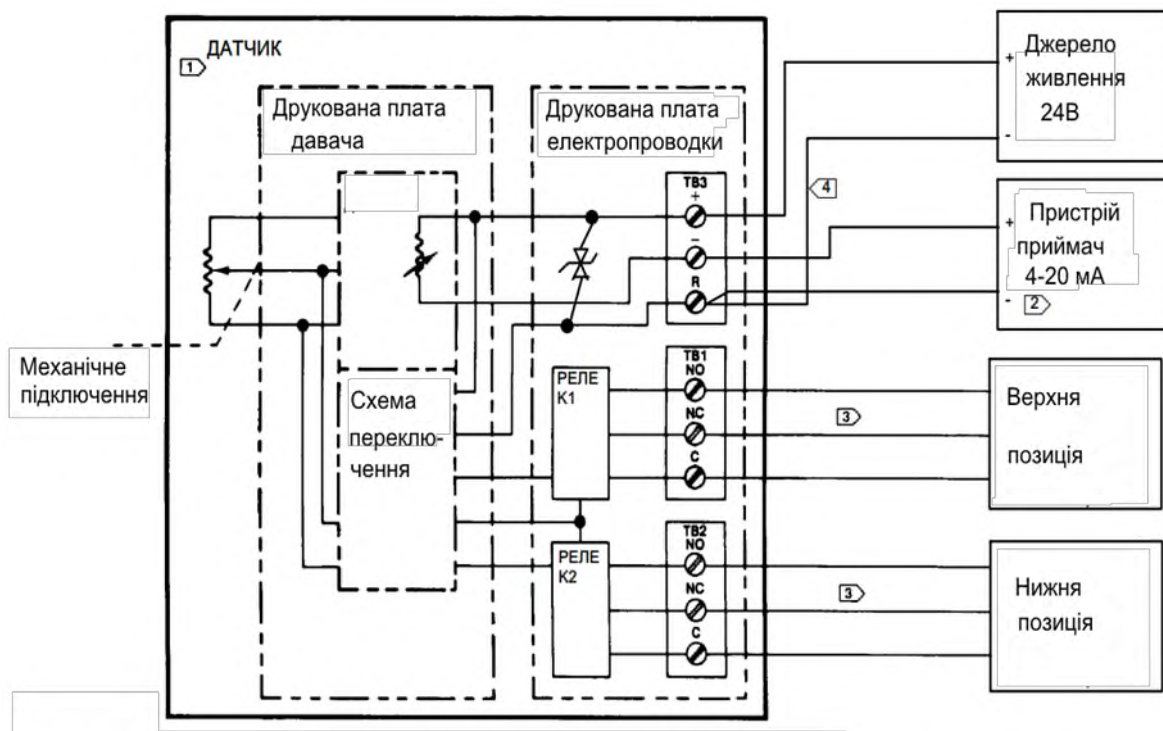


Рис.14– Схема підключення давача

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

3.1.4 Вибір датчиків рівня мастила

Для вимірювання рівня мастила у резервуарах вибрано гнучкий датчик рівня АЕ-100-Е [13]. Цей поплавковий перемикач для різних рівнів наповнення, і він працює за принципом вимикача геркона. Гнучкий датчик рівня складається з пластикового кабелю з комутаційною голівкою з нержавіючої сталі, в яку вставлена коротка ковзана труба. Датчик рівня АЕ-100-Е використовується як нормально відкритий контакт. (Рис.15)

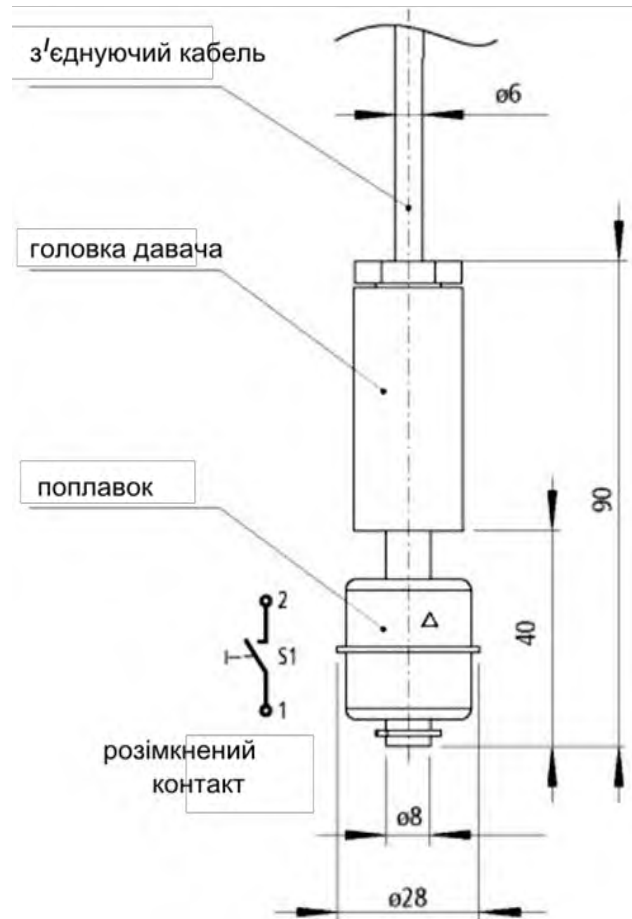


Рис. 15– Схема датчика рівня АЕ-100-Е

Діапазон температур для фіксованого кабелю становить від -30°C до $+50^{\circ}\text{C}$, Стійкість згідно з VDE 0282: Кабель стійкий до олій, жирів, бензину, води та атмосферного впливу, озону, кисню та ультрафіолетових променів.

Технічні параметри:

Максимальна напруга, що перемикається – 200V DC/120V AC

Максимальний струм що перемикається – 0,5А

Параметри кабелю 2x0,75мм², довжина 5м

Матеріал поплавка нержавіюча сталь 1,4571

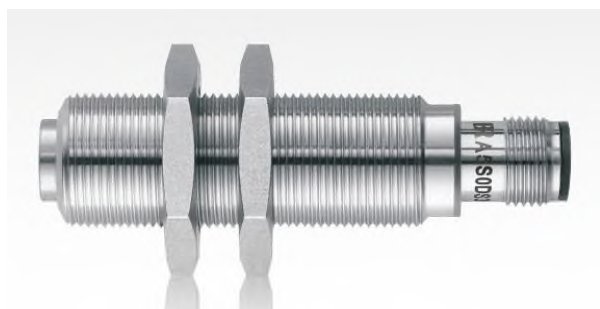
					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		33

3.1.5 Вимірювання швидкості обертання турбіни

Найбільш дешевими та простими вимірювачами швидкості обертання є тахогенератори. Проте, наявність недоліків: нелінійність при малих частотах обертання, наявність контактних щіток і колектора, які внаслідок тертя мають невисоку надійність обумовлює використання безконтактних датчиків.

Найбільш поширеними датчиками вимірювання швидкості обертання є оптичні, індуктивні та магнітодинамічні. Враховуючи переваги і недоліки зазначених датчиків, особливо експлуатаційні характеристики, було вибрано надійний магнітодинамічний датчик з використанням елемента Холла фірми «Braun» [14].

Датчики швидкості обертання (рис. 16 а) встановлюються на кронштейні в блоці переднього підшипника навпроти зубчастого колеса з 60-ма прямокутними зубцями (рис. 16 б). Робоча дистанція, на відміну від інших датчиків, досягає 4 мм.



а)



б)

Рис. 16—Датчик швидкості А5S0DD3 фірми «Braun» (а); монтаж датчиків(б)

Завдяки робочій частоті датчика більше 25 кГц, похибка має значення $\pm 0,01$ Гц. Корпус датчика з нержавіючої сталі ущільнений спереду і є стійким до тиску (> 200 бар). Напруга живлення: + 6 В... + 30 В постійного струму. Поточне споживання: 15 мА (одноканальний датчик), може збільшуватися до 60 мА при великій довжині лінії передачі та високій частоті сигналу.

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

3.1.6 Вибір давачів температури.

Найбільш важливими критеріями при виборі давача температури є: діапазон вимірюваних температур, вибухозахищеність і характеристика вимірюваного середовища. Виходячи із умов експлуатації- резервуар мастила, а також діапазону температур, вибираємо термоперетворювач Наукового-виробничого об'єднання «Термоприлад» (м. Львів) з уніфікованим вихідним сигналом 4-20мА. Чутливий елемент первинного перетворювача і вбудований в головку давача вимірювальний перетворювач перетворюють вимірювану температуру в уніфікований струмовий вихідний сигнал, що дає можливість побудови систем управління без застосування додаткового нормуючого перетворювача (рис. 17).

З вибухобезпечним виконанням ІЕхdIICT6Х має наступні параметри:

Напруга живлення, В	12-36
Опір навантаження, з вихідним сигналом 4-20мА	1,2 кОм
Межі допустимого значення основної похибки,	0,5-1,0%
Температура навколишнього середовища, °С	від мінус 40 до 70

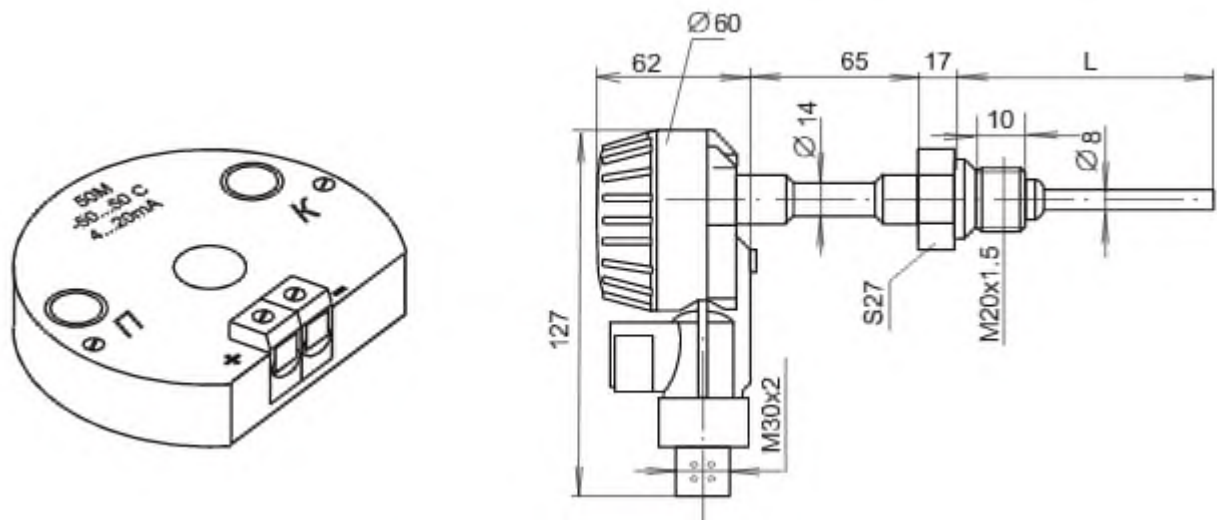


Рис. 17– Зовнішній вигляд термоперетворювача НВО «Термоприлад»

Для вимірювання температури підшипників вибираємо давач температури МВТ 5310 – фірми «Danfoss A/S», схвалений для застосування на морських судах і розроблений спеціально для вимірювання температури підшипників. Щоб забезпечити малу інерційність, чутливий елемент розміщений на срібній пластинці в наконечнику давача, завдяки чому стала часу не перевищує 0,5 с. Параметри давача витримуються при температурі робочого середовища до +200°С. В корпусі давача змонтована пружина, що забезпечує постійний надійний контакт між металевими

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		35

частинами підшипника і давача. У цьому датчику використовується стандартний термометр опору Pt100, що забезпечує надійне і точне вимірювання. Довжина вставки регулюється від 60 до 300 мм

3.1.7 Вибір давачів виявлення пожежі

Вибір давачів виявлення пожежі здійснюється, виходячи із функцій, які виконує охоронно-пожежна сигналізація (ОПС):

- Цілодобовий контроль безпеки охоронюваного приміщення;
- Фіксування факту загоряння на самій ранній стадії;
- Точне визначення місця, де розгорається пожежа;
- Передача інформації про небезпеку пожежі на верхній рівень керування;
- Віддалене керування засобами пожежогасіння та димовидалення;
- Автоматична самодіагностика приладів пожежогасіння та димовидалення;
- Резервне живлення від автономних джерел для повноцінної роботи пожежогасіння навіть при аварійних відключеннях електромережі.

Початкова стадія пожежі супроводжується випромінюванням теплової енергії завдяки теплопровідності середовища, переносом теплових повітряних потоків, та випромінюванням цієї енергії над її осередком [15].

Вимірювальна частина давача може бути реалізована з використанням різноманітних фізичних принципів перетворення теплової енергії в механічний або електричний сигнал.

Найбільш поширеними тепловими пожежними сповіщувачами є ІПК-7 (ІПК-9). Зовнішній вигляд давача-сповіщувача представлений на рис. 18

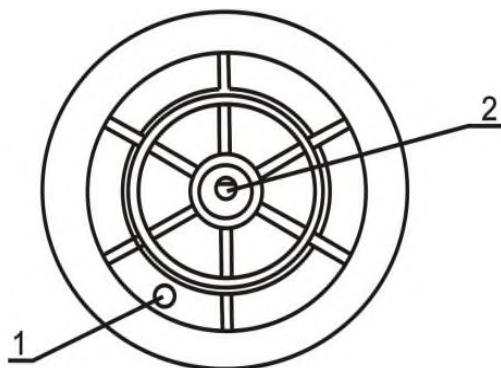


Рис. 18– Зовнішній вигляд сповіщувача ІПК-7

1 – індикатор оптичного пристрою; 2 – чутливий елемент

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		36

Сповіщувач являє собою точковий, автоматичний пристрій, що здійснює електричну й оптичну сигналізацію про перевищення температури навколишнього повітря вище граничного значення (максимальний – ІПК-9), або про перевищення швидкості наростання температури в місці його розташування (максимально-диференціальний – ІІПК-7).

Більш ефективним є тепловий лінійний сповіщувач SecuriSense® TSC 511, робота якого заснована на використанні залежності електричних параметрів напівпровідникового чутливого елемента від температури оточуючого середовища.

Лінійний тепловий пожежний сповіщувач TSC 511 являє собою пристрій, в якому функцію чутливого елемента виконує спеціальний сенсорний кабель, максимальна довжина якого може сягати 2 км.

До складу базової комплектації сповіщувача входять (рис. 19):

блок оцінювання СТР; тепловий сенсорний кабель; кінцевий модуль СТМ.

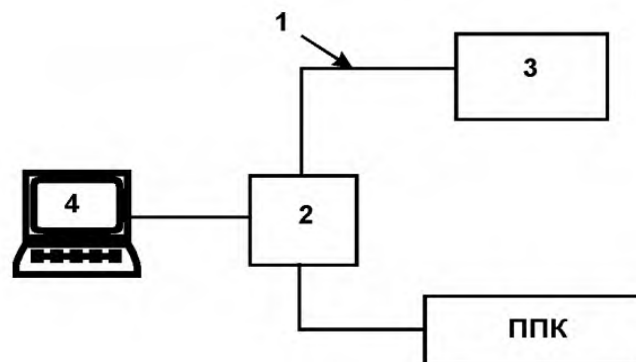


Рис. 19 – Схема базової конфігурації сповіщувача SecuriSense® TSC 511:

1 – тепловий сенсорний кабель; 2 – блок оцінювання СТР; 3 – кінцевий модуль СТМ; 4 – ПЕОМ з програмним забезпеченням SecuriWin TSC

Технічні характеристики блоку оцінювання СТР

Назва характеристики	Значення
Робоча напруга, В	10 -30
Максимальна споживана потужність, Вт	10
Температура навколишнього середовища, °С	– 20 ÷ 70

Найбільш поширені типи пожежних *сповіщувачів полум'я* технічно реалізовані таким чином, що вони реагують на ультрафіолетове та інфрачервоне випромінювання від полум'я, що виникає при пожежі. На ринку України відомі унікальні пожежні сповіщувачі відкритого полум'я серій Пульсар-1 та Пульсар-2.

Типові значення технічних характеристик сповіщувачів серії "Пульсар" наведені в таблиці 4

Таблиця 4.

Основні технічні характеристики сповіщувачів полум'я "Пульсар"

Назва характеристики	Значення
Час спрацьовування, с	4,5
Напруга живлення, В	24
Споживаний струм, мА:	
– в черговому режимі	0,3
– в режимі тривога	20
Кут обзору, °:	
– "Пульсар-1"	120
– "Пульсар-2"	90
Дальність викриття осередку пожежі, м:	
– ТП 5 (нафтопродукти)	32
– ТП 6 (спирти)	13
Діапазон температур експлуатації, °С	-10 ÷ 55

В модифікації "Пульсар-2" оптичний сигнал проходить по оптичному каналу зв'язку, який виконано з кварцового оптоволоконного кабелю, довжика якого може сягати 25 метрів

Сповіщувачі серії "Пульсар" підключаються по дводрововому шлейфу до усіх відомих приймально-контрольних приладі, що сертифіковані на Україні, при цьому кількість сповіщувачів в одному шлейфі зі струмом до 10 мА складає 19 одиниць.

3.2 Вибір виконавчих механізмів

Вирішення завдань керування міні ГЕС в здійснюється в результаті видачі позиційних сигналів з виходів ПЛК в процесі виконання основної програми. Гідравлічний привод сервомотора керується через зміни стану гідророзподілювача. Переміщення штоку сервомотора відбувається при подаванні керуючого сигналу на обмотку електромагнітів. Вибір типу електромагнітів проводиться виходячи з необхідності забезпечення поєднання параметрів вихідного сигналу МК з параметрами обмотки.

3.2.1 Привод гідророзподілювача PE 10.3

Привод гідророзподілювача призначений для дистанційного керування золотником гідравлічного розподілювача з умовним проходом $D_u = 10\text{мм}$, зовнішній вигляд якого показаний на рис. 20, а технічні характеристики - в Таблиці 5

Таблиця 5 *Технічні характеристики PE 10.3*

1. Робоча напруга, В

- постійний струм	12, 24, 48, 110, 220
└ змінний струм	110, 220

2. Номінальне тягове зусилля, Н

160

3. Хід якоря робочий, мм

3,2

4. Хід якоря повний, мм

7

5. Споживана потужність, Вт

45

6. Маса, кг

1,45



Рис. 20 –Зовнішній вигляд PE 10.3

3.2.2 Виконавчий механізм зі зворотним зв'язком

Для автоматичного регулювання теплових процесів, води, повітря, пара в системах опалення, вентиляції, конденсації повітря як запірний пристрій використовуються запорно-регулюючі клапани. Вони забезпечують передачу крутного моменту на робочий орган арматури за допомогою однооборотних електричних фланцевих виконавчих механізмів (МЭОФ). Ці механізми встановлюються безпосередньо на арматуру.

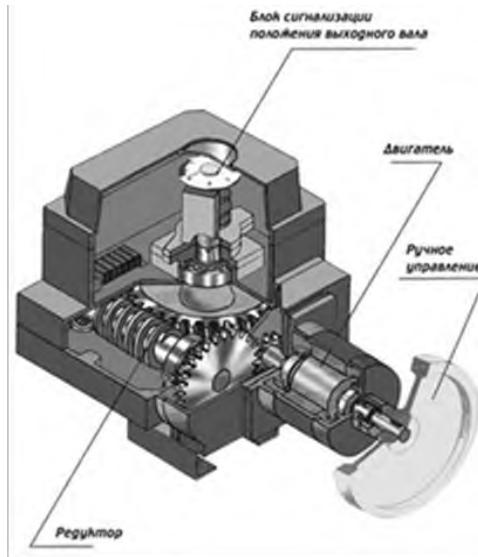


Рис. 21 –Зовнішній вигляд МЭОФ в розрізі

До механізму входить блок сигналізації положення вихідного валу, який перетворює значення положення вихідного валу механізму в пропорційний електричний сигнал, а також блок, що забезпечує блокування крайніх або проміжних положень вихідного валу. Механізми обов'язково комплектуються одним із блоків сигналізації положення вихідного валу: реостатним (БСПР-10); індуктивним (БСПІ-10); струмовим (БСПТ-10), а також блоком кінцевих вимикачів БКВ без датча положення вихідного валу.

Зниження частоти обертання і збільшення крутного моменту, що створюється двигуном, здійснюється за допомогою редуктора. В якості приводу МЭОФ використовуються спеціальні синхронні електродвигуни з електромагнітної редукцією типу які забезпечують поворотно-короткочасний режим роботи, а також виконавчі або асинхронні двигуни.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		40

3.2.3 Засувка Баттерфляй з електроприводом

Засувка Баттерфляй використовується регулювання і перекриття потоку робочого середовища в трубопроводі. Запірним елементом в засувці служить поворотний диск, який виготовляється з чавуну або нержавіючої сталі. Залежно від умов застосування і робочого середовища на виробництвах і підприємствах теплоенергетики, газо-і водопостачання, та інших галузях промисловості використовуються відповідні модифікації диску. До переваг засувки, в порівнянні з іншого трубопроводною арматурою відносяться:

- відкриття / закриття засувки за короткий проміжок часу;
- мала вага і мала будівельна довжина;
- можливість регулювати потік робочого середовища;
- простота конструкції забезпечує стабільність і ефективність в роботі.

Загальний вигляд засувки Баттерфляй представлений на малюнку 22.

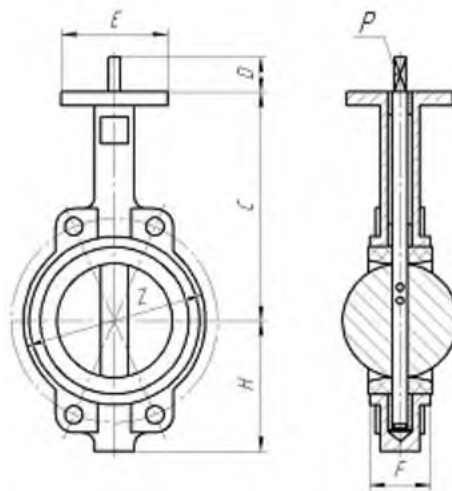


Рис. 22 – Загальний вигляд засувки Баттерфляй

Засувки Баттерфляй з електроприводом Ду50 комплектуються електроприводами BELIMO, втім можливе встановлення іншого типу електроприводу.

Технічні характеристики електроприводу:

Напруга живлення: 24В / 50Гц, 220В / 50Гц

Потужність : 3 Вт

Крутний момент: 20 Нм

Час повороту: 150 с

Ступінь захисту: IP54

Температура експлуатації: -30 ° С до + 50 ° С

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		41

3.2.4 Пристрій плавного пуску (ППП)

Основна функція ППП в тому, щоб при запуску двигуна зменшити пусковий струм таким чином, щоб не допустити ушкоджень механіки приводу і уникнути перепадів напруги в мережі. Друге завдання, - це плавна зупинка двигуна.

Найчастіше ППП використовують для асинхронних електродвигунів самої різної потужності, наприклад, в межах 0,37-15 кВт. ППП електродвигуна використовується, щоб запобігти ударне навантаження, плавно виводити двигун з роботи, та працювати з мінімумом витрат енергії і максимумом ККД.

Використання ППП при запуску промислових насосів дозволяє уникнути гідравлічних ударів, недовантаження або навпаки перевантаження електролінії.

Пристрої плавного пуску ABB PSR6-600-70 в комплекті з автоматами захисту характеризуються зниженим тепловиділенням, тому їх монтаж допускається в шафах з високим ступенем захисту IP.

Характеристики ABB PSR6-600-70

номінальна напруга АС	208 ... 600V;
- напруга керування ном.	DC 24 V або АС 100 ... 240V;
- номінальний робочий струм	3 ... 105 A;
- робоча температура	від -25 ° C до +60 ° C;
- установка на монтажну плату або DIN-рейку (мод. PSR3 ... PSR45);	

Перевагами пристроїв плавного пуску ABB PSR6-600-70 є:

- вбудовані шунтуючі контакти;
- сигнальне реле для відображення стану;
- налаштування за допомогою потенціометрів;
- комплексний захист: від перевантаження, КЗ;
- можливість підключення до шин FieldBus для автоматизованого контролю.

Ці пристрої допомагають контролювати процес роботи двигунів, за рахунок ступінчатого зниження напруги роблять пуск / зупинка двигунів більш плавним. Шунтуючі контакти допомагають знизити втрати потужності, а також виконують функції захисту двигунів від короткого замикання.

3.3 Вибір ПЛК

При побудові системи автоматизованого керування ГЕС необхідно враховувати основні вимоги:

- висока надійність системи;
- модульність системи;
- повторюваність при реалізації;
- простота налагодження та обслуговування.

Саме Програмовані логічні контролери (ПЛК) дозволяють відповідно до вимог виконати функції керування обладнанням, контролю його стану і обробки аварійних ситуацій. Виконання зазначених функцій залежить від реалізації зв'язків з периферією, до якої належить пускозахисна апаратура (ПЗА).

До ПЗА належать частотні приводи, пристрої плавного пуску електродвигунів, автоматичні вимикачі, магнітні пускачі, реле управління та захисту, запобіжники, кнопки управління і кнопкові станції. Тому при виборі ПЛК вагомим фактором його вибору є кількість вхідних вихідних сигналів, що обробляються [16].

В даний час на ринку перевагами користувачів відзначаються контролери фірм: Siemens, Mitsubishi, ABB, Schneider Electric, GE Fanuc, проте з часом збільшується частка ринку, зайнята продукцією ближніх країн - Овен, Емікон та ін.

Деталізуємо характеристики ПЛК:

1. Для створення нескладних засобів автоматизації, з функціями таймерів, реле часу і т. і, обґрунтовано використовується лінійка фірми SIEMENS нижнього рівня, відома як контролери LOGO. Передбачається розширення функцій за рахунок різних модулів SIEMENS S 7-300, S 7-400
2. ПЛК фірми Omron можуть бути блочного і модульного типу. За технічними можливостями, які визначають рівень вирішуваних завдань в залежності від класу:
3. ПЛК фірми Mitsubishi Electric відрізняються виключно високою якістю, варіативністю і гнучкістю рішень, широким спектром можливостей застосування і високою швидкодією. Випускається в наступних моделях: ПЛК серії FX2N, серії FX3G, ПЛК серії FX3U, ПЛК серії FX3UC, MitsubishiElectricAL2-10MR.
4. ПЛК фірми РК 5100 складається з одного основного блоку, або одного основного і одного, двох або трьох блоків розширення [16]. Широка номенклатура

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		43

модулів і наявність віддалених блоків введення-виведення дозволяють створювати як зосереджені, так і розподілені системи управління практично для будь-якого обладнання. До складу кожного блоку входить компоновальна панель (одного з трьох типорозмірів), модуль електроживлення, процесор або модуль розширення і до 8-ми модулів вводу-виводу.

5. Промислові контролери ОВЕН – характеризуються високою програмною надійністю і продуктивністю, великим об'ємом внутрішньої пам'яті. На ринку відомі наступні моделі: ОВЕН ПЛК100, ОВЕН ПЛК150, ОВЕН ПЛК154, ОВЕН ПЛК110 / 160, ОВЕН ПЛК63 / 73, ПЛК 304/308.

Для порівняння характеристик ПЛК різних виробників зведемо їх дані у Таблицю 5.

Таблиця 5

Найменування	Частота (швидкодія)	Об'єм пам'яті	Кількість входів/виходів	Виробник
Siemens	до 25 МГц	до 2-х Мбайт	24 входа і 16 виходів	ФРН
Omron	До 100 МГц	до 48 Мбайт	24 входа і 20 виходів	Японія
Mitsubishi	До 20 МГц	1 Гбайт	До 64 Вх / Вих	Японія
PK-5100	До 50 МГц	8196 Мбайт	До 2048	Україна
Oven	100–150 МГц	до 8 Мбайт	До 8 входів і 16 виходів	Росія

Враховуючи можливості використання комбінованого мови програмування і низьку вартість, здійснено вибір контролерів Siemens, а саме Simatic S7-300.

Завдяки модульній конструкції ПЛК Simatic S7-300 мається можливість використовувати в проекті наступні пристрої:

- модуль центрального процесора (CPU), який дозволяє виконання програм користувача і керування всіма вузлами контролера;
- модуль блоку живлення (PS) забезпечує живлення контролера від мережі змінного струму напругою 120/230 В або від джерела постійного струму напругою 24/48/60/110 В;
- сигнальні модулі (SM) ,які забезпечують введення-виведення дискретних і аналогових сигналів з різними електричними і часовими параметрами;
- комунікаційні процесори (CP) дозволяють підключення контролера до мереж

PROFIBUS, PROFINET, Industrial Ethernet, AS-Interface, організації зв'язку через Internet або PtP (point to point) інтерфейс;

- функціональні модулі (FM) здатні самостійно вирішувати завдання автоматичного регулювання, позиціонування, швидкісну обробку сигналів і т. і.;
- інтерфейсні модулі (IM) забезпечують функції обміну даними між базовим блоком та декількома стійками розширення вводу-виводу;
- модулі спеціального призначення – це імітаційний модуль SM 374 для формування вхідних і відображення вихідних дискретних сигналів на етапі налагодження прикладних програм і для перевірки працездатності контролера при експлуатації.

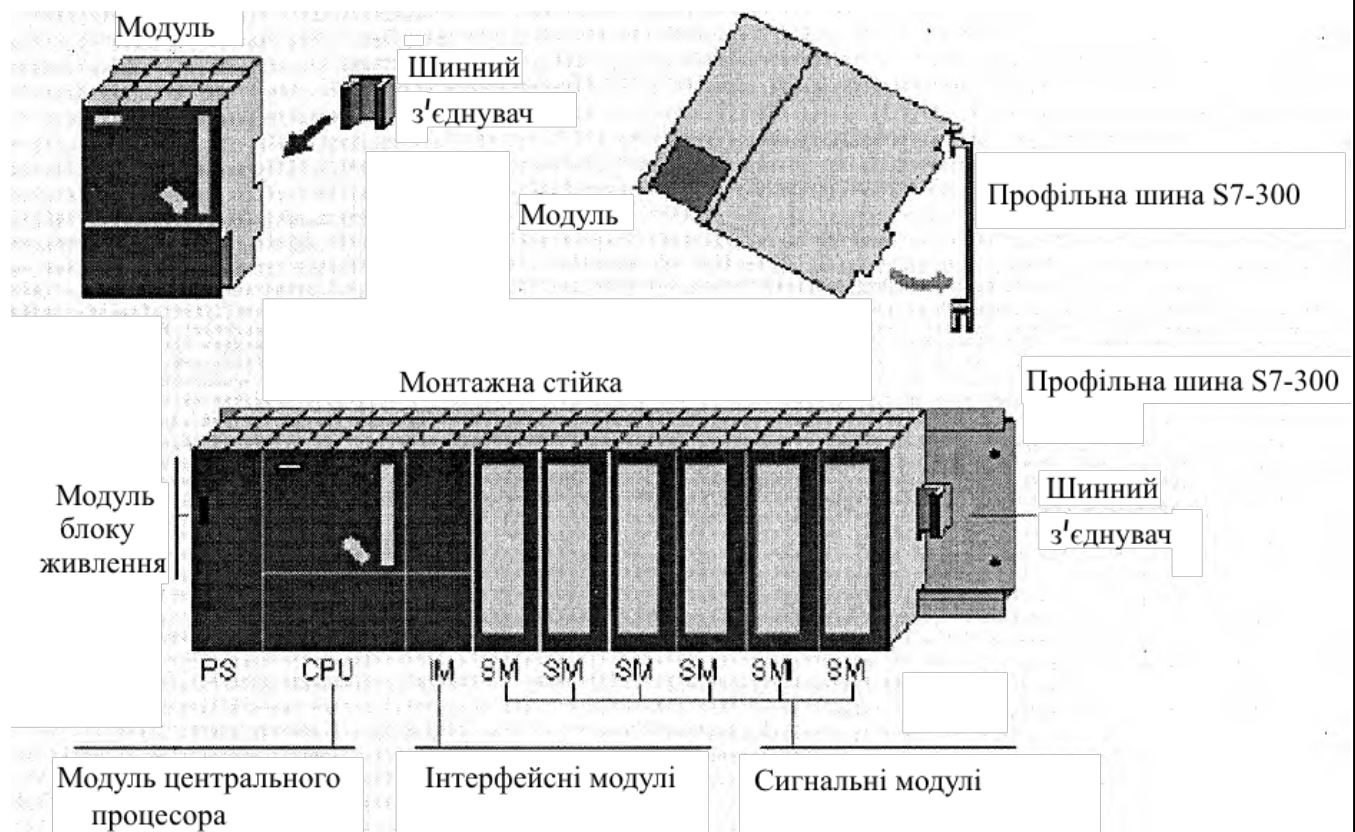


Рис. 23 –Конструкція контролера SIMATIC S7-300

Модулі PS, CPU та ІМ розміщуються за фіксованими позиціями монтажної стойки. Функції, які підтримує контролер SIMATIC S7-300, суттєво спрощують процеси розробки та налагодження прикладних програм, діагностики і пошуку несправностей при експлуатації готової системи автоматизації.

Додатковими перевагами SIMATIC S7-300 є висока швидкодія , підтримка математичних операцій для ефективної обробки даних, а також зручне налаштування параметрів із загальними інструментами для всіх модулів контролера.

Для програмування і конфігурування S7-300 використовують пакети STEP 7.

Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата

4 ПОБУДОВА SCADA СИСТЕМИ

Проектування і монтаж обладнання автоматизації ГЕС має наступну мету:

- підвищення безпеки роботи технічних засобів автоматизації ГЕС;
- підвищення надійності роботи обладнання і зручності його експлуатації;
- підвищення економічної ефективності експлуатації об'єкта

Реалізація функцій та завдань керування системи автоматизації міні ГЕС здійснюється на базі структури, що утворена окремими підсистемами. Ці підсистеми є функціонально-закінченими, але пов'язаними між собою. Кожна підсистема передбачає можливість подальшої модернізації та розширення складу завдань, що може вирішувати система.

Із завдань дистанційного керування обладнанням міні ГЕС витікає, що система керування будується на базі двох рівнів: верхнього (станційного) та нижнього (агрегатного) (Рис. 24.) Розділення функціональних задач системи обумовлює використання декількох ПЛК.

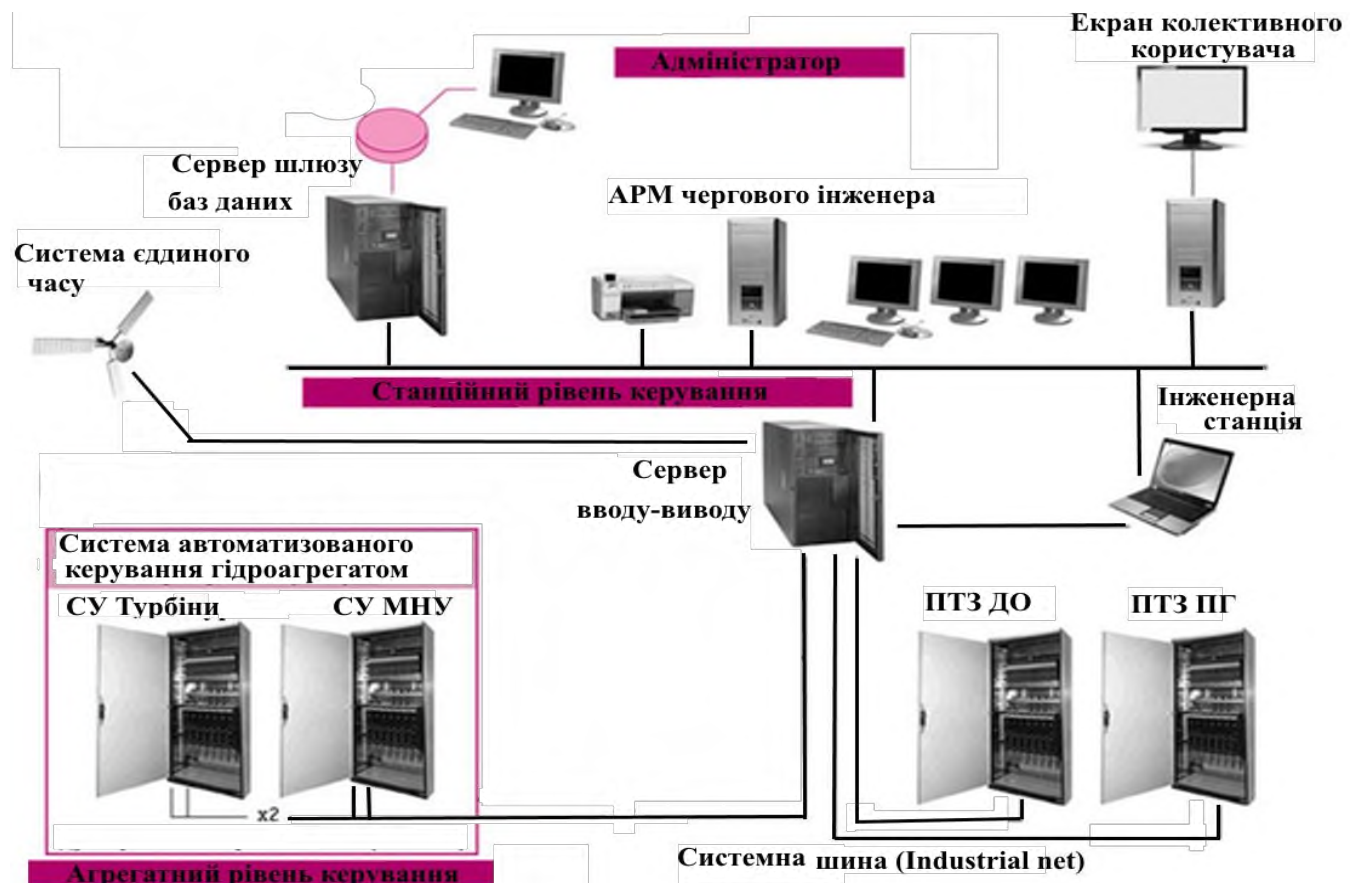


Рис. 24 – Структура системи автоматизації міні ГЕС

ПЛЗ ДО-програмно-технічні засоби допоміжного обладнання; ПЛЗ ПГ програмно-технічні засоби пожежогасіння.

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		46

Нижній рівень керування– це рівень безпосереднього управління технологічним обладнанням гідроагрегату. Цей рівень забезпечує введення і обробку інформації від технологічного обладнання ГЕС, а також виведення керуючих впливів на пристрої керування різними виконавчими механізмами технологічного обладнання гідроагрегату.

Агрегатний рівень призначається для:

- керування гідроагрегатом (пуск, зупинка, переведення режимів роботи);
- забезпечення технологічних захистів гідроагрегату;
- регулювання частоти обертання і активної потужності;
- керування допоміжним обладнанням;
- забезпечення безаварійної експлуатації основного і допоміжного обладнання гідроагрегату.

«Верхній» рівень керування призначений для спостереження за ходом процесів, завдань дистанційного керування, зміни параметрів налаштувань роботи системи, архівування та протоколювання. Цей рівень дозволяє здійснювати керування мінімальною кількістю чергового персоналу з центрального пульта керування.

Станційний рівень керування забезпечує:

- автоматизоване виконання заданих параметрів поточного режиму з урахуванням найбільш повного використання енергії водотоку і встановленої потужності ГЕС;
- надання оперативному персоналу необхідної інформації про стан технологічного обладнання для виконання заданих параметрів поточного режиму;
- дистанційне керування кожним агрегатом (пуск, зупинка, переведення режимів роботи, регулювання активної і реактивної потужності);
- контроль стану вимикачів і роз'єднувачів головної електричної схеми, ввідними і секційними вимикачами КРУ 110 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ загальностанційного власного споживання;
- оперативно-технологічний зв'язок програмно-технічних комплексів.

Інтерфейс операторів ГЕС будується таким чином, щоб блокувати помилкові дії оперативного персоналу. Поділ рівнів допуску персоналу до керування технологічним процесом дозволяє запобігти несанкціонованим змінам режимів роботи

					СУдн-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		47

обладнання, уставок спрацьовування сигналізації і захистів. Реєстрація всіх подій в системі в хронологічному порядку з мітками часу дозволяє аналізувати нештатні ситуації, що виникають, а також дії операторів щодо їх ліквідації.

Система автоматизації міні ГЕС побудована на базі засобів комплексної автоматизації PCS7 фірми Siemens. Для підвищення надійності ПЛК Siemens серії SIMATIC S7–300 до складу технічних засобів включені станції розподіленого вводу-виводу ET-200M.

У якості засобів візуалізації, контролю та архівації використана SCADA-система SIMATIC WinCC. [18] До складу SCADA-пакета включені всі функції HMI, такі, як адміністрування користувачів, призначення прав доступу, графічна система, система повідомлень, система архівації, система звітів, система протоколювання, діагностика.

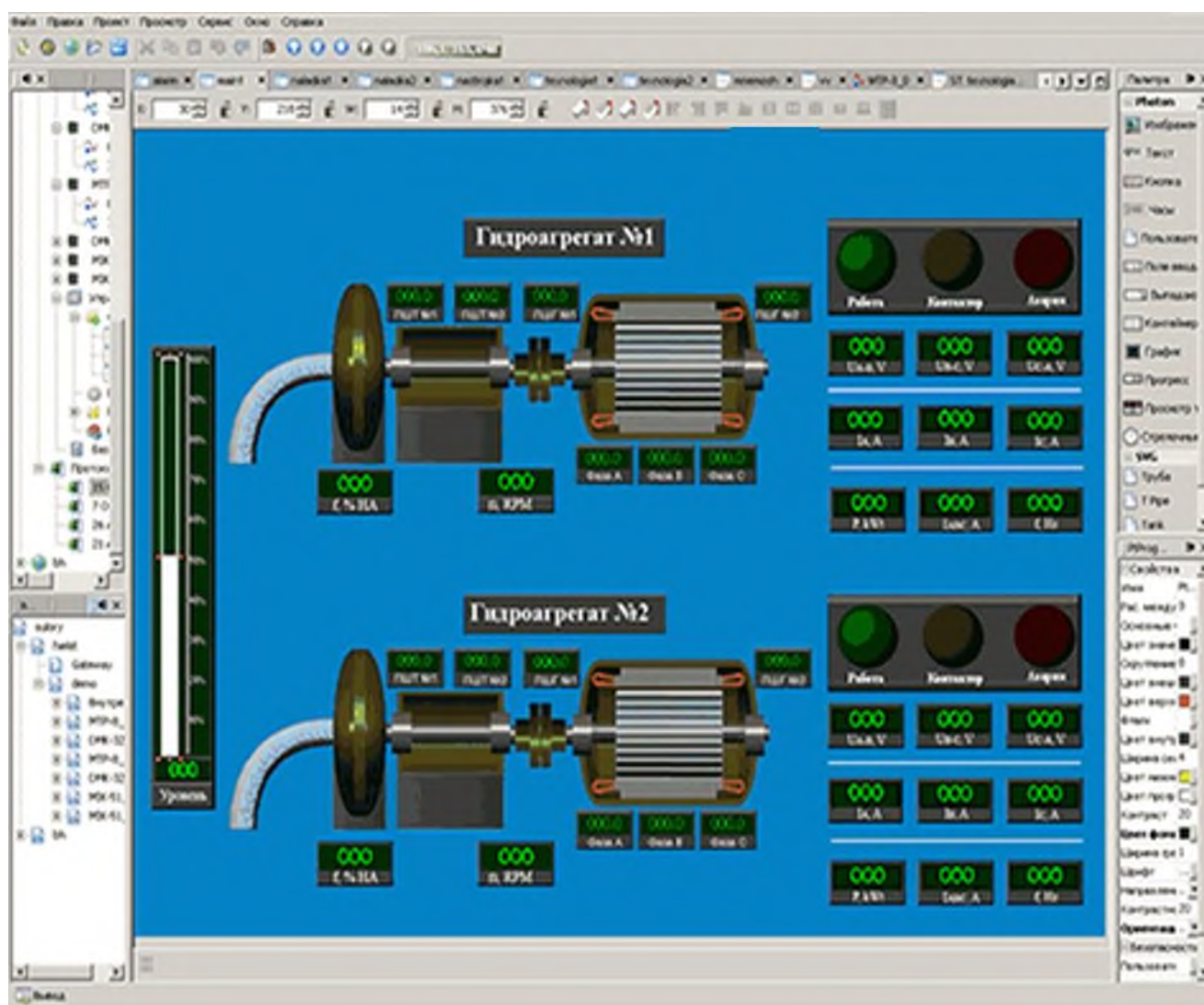


Рис. 25– Вікно оператора

Збір даних починається в віддаленому терміналі (RTU) або на рівні ПЛК і включає показання вимірювального приладу. Далі дані збираються і форматуються таким чином, щоб оператор диспетчерської, використовуючи НМІ-інтерфейс зміг прийняти відповідні рішення - корегувати або перервати стандартне керування засобами RTU/ПЛК. Дані можуть також записані в архів для побудови трендів та іншої аналітичної обробки накопичених даних.

У вікні оператора (Рис. 25) можна переглянути статус обладнання, задані параметри і контрольовані параметри. Оператор може задавати параметри роботи станції вручну. Якщо необхідності зміни параметрів немає, то станція працює згідно алгоритмів, прописаних в програмах ПЛК, де і враховуються всі необхідні параметри для коректної роботи станції.

Після запуску програми у оператора з'являється вікно з вкладками кожної з міні-ГЕС з інформацією та даними про них, які він контролює. Оператор у змозі контролювати параметри як однієї ГЕС так і цілого каскаду.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		49

ВИСНОВКИ

В процесі виконання проекту по автоматизації міні гідроелектростанції проведено конструктивно - технологічний аналіз обладнання міні ГЕС. В результаті аналізу визначені особливості функціонування обладнання ГЕС, які полягають в наявності важливих підсистем, що забезпечують надійність та безпечність дистанційного керування роботою міні ГЕС.

Технологічний аналіз об'єкта дозволив розробити інформаційну структуру системи автоматизації, сформувати таблицю вхідних – вихідних сигналів системи.

В результаті інформаційного аналізу сформульовані завдання керування об'єктом та вибрані канали контролю та керування обладнанням.

Відповідно до вибраних каналів керування розроблена функціональна схема автоматизації міні ГЕС. Вибрані засоби автоматизації, що забезпечують функціонування обладнання: давачі, виконавчі механізми та мікропроцесорні контролери.

Розглянута архітектура системи, яка представлена трьома рівнями: агрегатний, станційний та верхній (дистанційний).

Вибір ПЛК Siemens серії SIMATIC S7–300 дозволив сформулювати ідеологію побудови SCADA-системи на основі SIMATIC WinCC.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		50

Джерела інформації

1. Кудря С. О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні // Вісник НАН України. –2015р. –№12. – С. 19-26.
2. Стан і перспективи розвитку малої гідроенергетики, сонячної, вітрової та інших джерел поновлюваної енергії зарубіжних країн та України// Державне підприємство «Національна Енергетична Компанія «УКРЕНЕРГО». –Київ – 2016 –№ 08 – 103с.
3. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ//Отраслевой обзор №14.– Алматы.– 2011. –36с. ISBN 978–601–7151–24–9.
4. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики / [Є.Т. Базєєв Білека Б.Д та ін.] .– Фенікс.– Київ.– 2013.–399 с.
5. Дьяков А.Ф., Овчаренко И.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем// Издательство МЭИ.–Москва.– 2010.– 336с.
6. Лежнюк П.Д., Нгома Жан-П'єр., Килимчук А.В. Автоматизація малих ГЕС як засіб підвищення ефективності їх роботи в електричній мережі// Наукові праці ВНТУ.–2008.–№ 3.–С.1–5.
7. Горелов В.П., Горелов С.В., Горелов В.С. Альтернативные источники энергии/Директ-Медиа.–Москва-Берлин.–2016.–433с.
8. Vinnikov A.V., Kvitko A.V., Popuchieva M.A. Ways of stabilization the energy of small hydropower plants/ <http://ej.kubagro.ru>.–2015.– №112(08).– р. 1–13
9. Системи протипожежного захисту ДБН В.2.5-56/кер.Платкевич.// Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України: Київ .–2015.– 127с.
10. Ташматов, Х. К. Устройство и приборы для регистрации максимальных и минимальных уровней воды в гидроузлах / Х. К. Ташматов, А. А. Мукольянц, Б. О. Кенжаев. — Текст : непосредственный, электронный // Молодой ученый. — 2016. — № 2 (106). — С. 238-241.
11. Брайцев В., Клабуков В., Красильников А. и др. АС контроля уровней бьефов и расхода воды через гидроагрегаты// Современные технологии автоматизации .– 2008.– №1.– С.54–57.

					СУДН-61П. 6.151.11.ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		51

12. <https://www.emerson.com/en-us/automation/control-and-safety-systems>[Електронний ресурс].
13. <https://www.krampitz.de/en/equipment-and-system-pumps-for-fuels-and-engine-oils/level-sensor>
14. <https://www.braun-tacho.de/products/speed-sensors/hall-effect-sensors> [Електронний ресурс].
15. Дерев'янюк О.А., Антошкін О.А., Бондаренко С.М., Мурін М.М. Автоматичний протипожежний захист об'єктів. Частина 4://НУЦЗУ. – Харків.– 2016. – 364 с.
16. Кочетков Е.К., Савин Н.Г. Выбор микроконтроллера для технологических систем // Актуальные проблемы авиационной и космонавтики. – 2015. Том 1. –с. 459-461.
17. <https://helpiks.org/1-117827.html> [Електронний ресурс].
18. WinCC Options – WinCC/Web Navigator –SIMATIC HMI, the leading Human Machine Interface solution – Siemens [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.automation.siemens.com/mcms/human-machine-interface/en/visualization-software/scada/wincc-options/wincc-web-navigator/Pages/Default.aspx>.