

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ:
В. о. зав. кафедри КСУ
_____ Т. В. Коротка
« ____ » _____ 2021 р.

Кваліфікаційна робота магістра

зі спеціальності 151-Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології
на тему:

*“ Автоматизоване управління режимами роботи гребельної міні-
ГЕС потужністю 5 МВт ”*

Керівник роботи: _____ В. Д. Черв'яков

дипломник:
студент гр. СУ.мдн-01п _____ А. С. Морозов

Суми – 2021 р.

Реферат

Морозов Артем Сергійович. Автоматизоване управління режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт. – Комп'ютерний набір тексту. – Кваліфікаційна робота магістра зі спеціальності 151 - "Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології". – Сумський державний університет, Суми, 2021.– 97 сторінок пояснювальної записки, до складу якої входять 30 рисунків, 8 таблиць, 20 джерел інформації, графічно конструкторська документація складається з презентації.

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

Робота присвячена розробці автоматизованого управління режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт. 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. У результаті, представлений комплект конструкторської документації, що задовольняє всім поставленим завданням.

Summary

Morozov Artem Sergeevich. Automated control of operation modes of the mini dam hydropower plant with a capacity of 5 MW. - Computer typing. - Qualification work of the master in specialty 151 - "Automation and computer-integrated technologies". - Sumy State University, Sumy, 2021. - 97 pages of explanatory note, which includes 30 figures, 8 tables, 20 sources of information, graphic design documentation consists of a presentation.

Key words: technical means of automation, hydraulic accumulator, servomotor, hydroturbine, lubricating pressure installation, fire extinguishing, SCADA-system.

The work is devoted to the development of automated control of modes of operation of a mini-hydropower plant with a capacity of 5 MW. The constructive - technological analysis of the equipment of mini hydroelectric power stations is carried out. As a result of the analysis, the peculiarities of the operation of mini HPP equipment are determined, which consist in the presence of important subsystems that ensure the reliability and safety of remote control of mini HPPs. 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 WinCC is formulated. As a result, a set of design documentation is presented that satisfies all the tasks.

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра: "Комп'ютеризованих систем управління"

Спеціальність: 151 - "Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології"

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В. о. зав. кафедри КСУ

_____ Т. В. Коротка

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра студенту:

Морозову Артему Сергійовичу

(Прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: " Автоматизоване управління режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт".

затверджена наказом по університету

від 17 листопада 2021 р № 0861-VI _____

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 27.11.2021г

3. Вихідні дані до роботи: Завдання кафедри, матеріали переддипломної практики.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. НАУКОВИЙ ПІДХІД ДО МОДЕРНІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРЕБЕЛЬНОЇ МІНІ –ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 5 МВТ

2. ІНФОРМАЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ

3. ВИБІР ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

4. ПОБУДОВА SCADA СИСТЕМИ

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

6. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5. Перелік графічного матеріалу:

1. СХЕМА РОБОТИ ГЕС

2. КОМПОЗИЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ГЕС

3. СХЕМА ФУНКЦІОНАЛЬНА АВТОМАТИЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ МАСЛОНАПІРНОЇ УСТАНОВКИ

4. СХЕМА ФУНКЦІОНАЛЬНА АВТОМАТИЗАЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОБЕРТАННЯ ТУРБІНИ

5. СТРУКТУРА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ МІНІ ГЕС

6. (ПЛАКАТ) КАЛЬКУЛЯЦІЯ СОБІВАРТОСТІ ПРОДУКТУ

6. Дата видачі завдання 08.09.21.

Керівник

_____ В. Д. Черв'яков
(підпис)

Завдання прийняв до виконання

_____ А. С. Морозов
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи магістра	Терміни виконання етапів		Примітка
		початку	закінчення	
1.	АНАЛІЗ ЗАВДАННЯМ КАФЕДРИ. НАУКОВИЙ ПІДХІД ДО МОДЕРНІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРЕБЕЛЬНОЇ МІНІ –ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 5 МВт	13.10.21	20.10.21	
2.	ІНФОРМАЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ	20.10.21	29.10.21	
3.	ВИБІР ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ	29.10.21	03.11.21	
4.	ПОБУДОВА SCADA СИСТЕМИ	03.11.21	13.11.21	
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ	13.11.21	14.11.21	
6.	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.	14.11.21	15.11.21	
7.	РОЗРОБКА ГРАФІЧНОЇ КОНСТРУКТОРСЬКОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ РОБОТИ	15.11.21	20.11.21	
8.	ОФОРМЛЕННЯ ПОЯСНОВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ, ГРАФІЧНОЇ, КОНСТРУКТОРСЬКОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ	20.11.21	23.11.21	
9.	ПРЕДСТАВЛЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ МАГІСТРА КЕРІВНИКУ І ОДЕРЖАННЯ ВІДГУКУ	23.11.21	27.11.21	
10	ЗДАЧА КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ МАГІСТРА ДЛЯ РЕЦЕНЗУВАННЯ	28.11.21	03.12.21	

Студент

_____ А. С. Морозов
(підпис)

Керівник:

_____ В. Д. Черв'яков
(підпис)

Зміст

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
1 НАУКОВИЙ ПІДХІД ДО МОДЕРНІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРЕБЕЛЬНОЇ МІНІ –ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 5 МВт.....	10
1.1 Аналіз структури об’єкта керування.....	10
1.2 Технологічний аналіз процесу.....	16
1.3 Вибір та розрахунок гідротурбіни.....	19
2 ІНФОРМАЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА КЕРУВАННЯ.....	23
2.1 Структура та завдання керування міні ГЕС.....	23
2.2 Вибір каналів контролю та керування.....	27
3 ВИБІР ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	42
3.1 Вибір датчиків.....	42
3.2 Вибір виконавчих механізмів.....	55
3.3 Вибір ПЛК.....	60
4 ПОБУДОВА SCADA СИСТЕМИ.....	64
5. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	69
5.1 Аналіз потенційно небезпечних чинників при розробці і експлуатації системи.....	69
5.2. Надзвичайні ситуації (ЧС).....	72
5.3. Розрахунок заземлення трансформаторної підстанції.....	74
6. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	80
6.1. Свої фінансові ресурси підприємства і джерела їх формування.....	80
6.2. Нематеріальні ресурси підприємства: формування і оцінка.....	84
6.3 Розрахунок повної собівартості автоматизованого управління режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт.....	89
6.4. Розрахунок ціни автоматизованого управління режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт.....	93
ВИСНОВКИ.....	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	96

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГЕС – гідроелектростанція

САР - Система автоматичного регулювання

РШ - регулятор швидкості

МНУ - маслонапірна установка

СМ - сервомотори

СЗ -систему збудження

ВРП– відкритий розподільчий пристрій

ПЛ– Повітряні лінії

БСС– берегові споруди сполучення

ЗРЧП - загальностанційне автоматичне регулювання частоти і потужності

ЗНРП - загальностанційного регулювання напруги та реактивної потужності

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%.

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].

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.

1 НАУКОВИЙ ПІДХІД ДО МОДЕРНІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРЕБЕЛЬНОЇ МІНИ –ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 5 МВТ

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:

$$N_T = 9,81Q_T H_T \eta_T \quad (1.1)$$

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

$$H_{CT} = h_{BB} - h_{NB} \quad (1.2)$$

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.

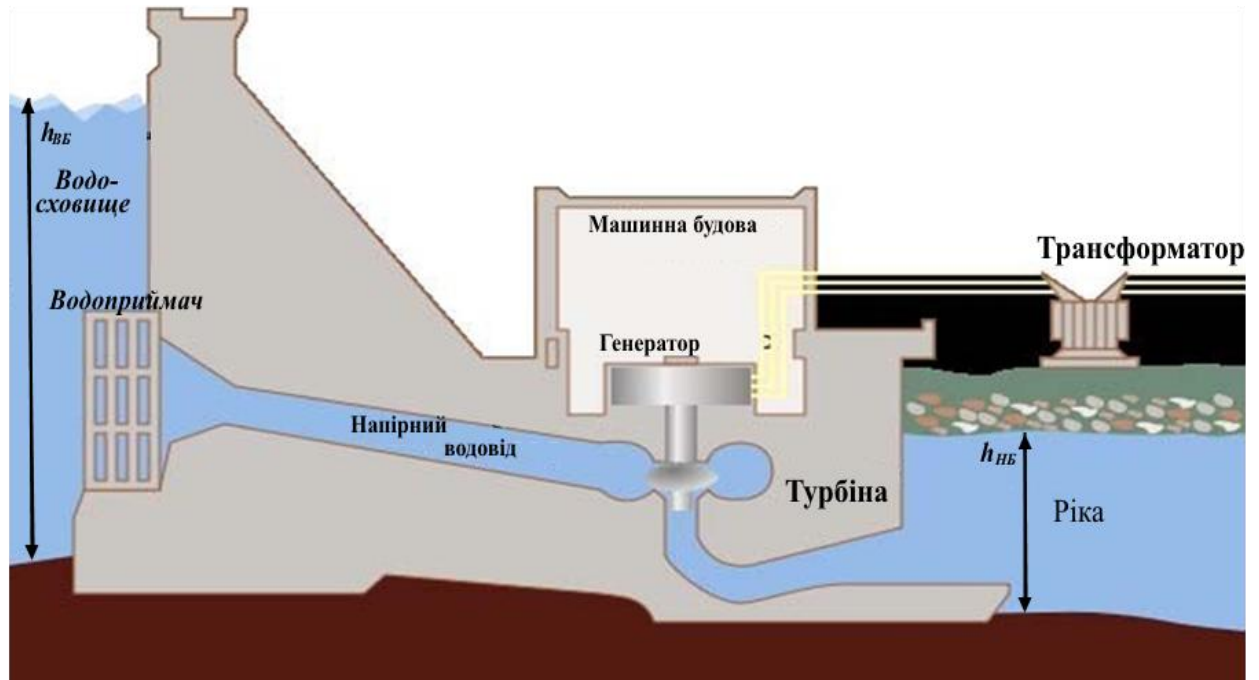


Рис. 1 – Схема роботи ГЕС

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.

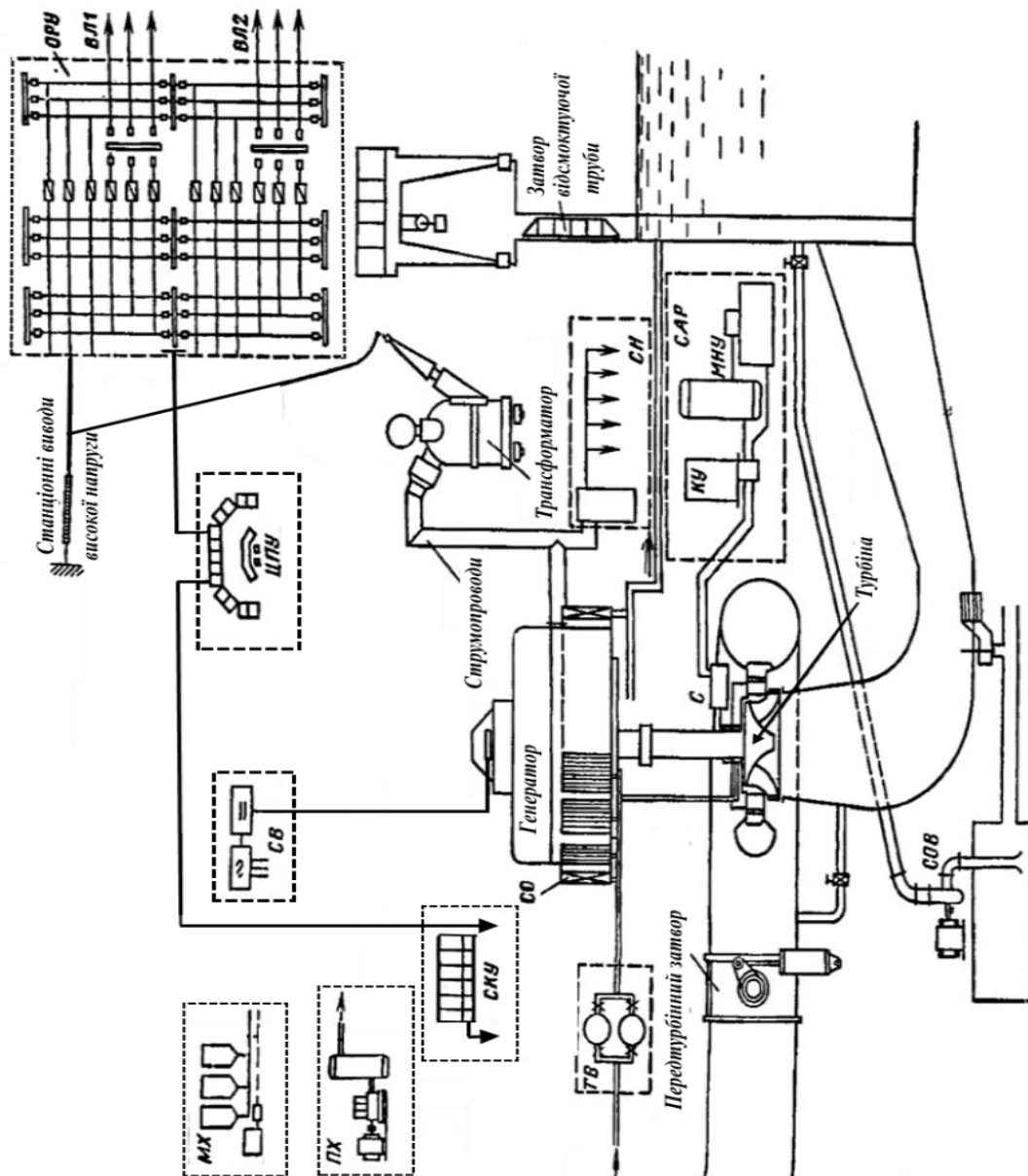


Рис. 2 –Компоновка обладнання ГЕС

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.

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.

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, пневмогідравлічні 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 гідромаши-нами 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.

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.

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 ц 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.

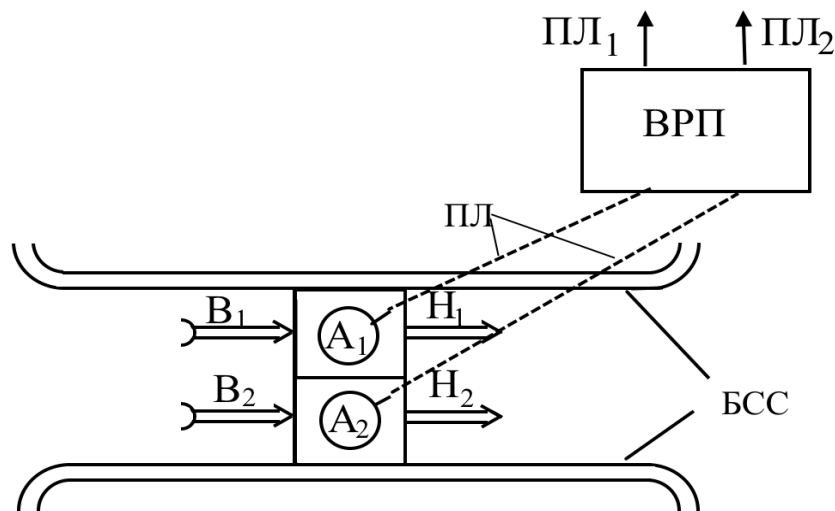


Рис. 3– Компоновочно-технологічна схема будівлі

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.

1.3 Вибір та розрахунок гідротурбіни

Для вибору типу гідротурбіни використовуються дані безпосередньо виміряні на греблі. Потрібні показники: $Q = 16 \text{ м}^3/\text{с}$ – середня багаторічна витрата води, $H = 3 \text{ м}$ – напір води. Вибираємо гідротурбіну Каплана. Для аналізу характеристик агрегату використаємо програмне забезпечення RETScreen.

Місцезнаходження об'єкту важливе для подальших розрахунків, оскільки для них необхідно знати кліматичні особливості зони. Програма використовує дані NASA по кліматичним показникам для цього регіону (рис. 4.).

	Одиниця	Розміщення кліматичних даних	Місцезнаходження обладнання	Джерело
Широта		50,2	50,1	
Довгота		35,5	34,7	
Кліматична зона.		5A - Прохолодна - Волога		NASA
Підняття	м	182	100	NASA - NASA
Розрахункова температура опалення	°C	-12,3		NASA
Розрахункова температура охолодження	°C	26,5		NASA
Амплітуда коливань температури землі	°C	24,0		NASA

Місяць	Температура повітря	Відносна вологість	Опади	Денна сума сонячної радіації - на горизонтальній поверхні	Атмосферний тиск	Швидкість вітру	Температура землі	Градусо-дні опалювального сезону 18 °C	Градусо-дні з від'ємною температурою 10 °C
	°C	%	мм	кВтгод/м ² /день	кПа	м/с	°C	°C-д	°C-д
Січень	-6,1	84,2%	76,98	1,14	99,8	4,4	-7,2	748	0
Лютий	-5,8	81,8%	65,76	1,93	99,8	4,4	-6,6	665	0
Березень	-0,2	76,8%	67,93	3,05	99,8	4,4	-0,4	564	0
Квітень	9,0	61,6%	44,23	3,98	99,5	4,1	9,8	271	0
Травень	15,8	49,7%	61,46	5,27	99,5	3,8	17,2	70	178
Червень	19,3	54,6%	75,06	5,32	99,2	3,5	20,7	0	280
Липень	21,8	53,7%	84,25	5,38	99,2	3,4	23,4	0	365
Серпень	21,3	48,2%	53,60	4,67	99,4	3,5	23,4	0	351
Вересень	15,3	57,7%	57,98	3,19	99,6	3,8	16,5	82	158
Жовтень	8,2	68,4%	58,92	1,98	99,9	4,2	8,3	305	0
Листопад	-0,2	80,0%	64,17	1,10	100,0	4,3	-0,5	545	0
Грудень	-5,4	82,1%	63,38	0,86	99,9	4,4	-6,2	724	0
Щорічний	7,8	66,5%	773,73	3,16	99,6	4,0	8,3	3 974	1 332
Джерело	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Виміряно в м 10 0

Рис. 4. -Кліматичні показники обраного регіону

Наступним кроком задано дані для самої гідротурбіни:

1. Розрахунковий потік – приймається рівним середній багаторічній витраті, тобто $Q = 16 \text{ м}^3/\text{с}$.
2. Тип турбіни – турбіна Каплана.
3. ККД турбіни – залишаємо стандартним, у цьому випадку програма розрахує його максимально згідно наших параметрів. При цьому кут нахилу лопаток буде вибраний автоматично, який

забезпечить оптимальний кут атаки.

4. Кількість турбін – обираємо 2 турбіни, далі в залежності від результату можемо змінити цей показник.

5. Розрахунковий коефіцієнт – цей коефіцієнт регулює ефективність роботи турбіни для врахування різних методів виробництва. Коефіцієнт є безрозмірним чинником, який використовується у формулах для розрахунку оціночної максимальної ефективності турбіни, його можна вибрати з таблиці 1.

Таблиця 1.- Коефіцієнт виготовлення/проекування турбіни

Матеріали та метод виготовлення турбіни	Розрахунковий коефіцієнт
Литий або відновлений ротор з вуглецевої сталі.	2,8
Литий ротор з вуглецевої сталі та нержавіючої накладкою у критичних областях.	3,8
Литий або відновлений ротор з нержавіючої сталі, лопатки якого зігнуті до бажаного профілю в пресі (за замовчуванням).	4,5
Литий або відновлений ротор з нержавіючої сталі, розробленим з використанням ПЗ динаміки обчислювальної рідини (CFD), лопатки якого зігнуті в пресі.	5
Литий або відновлений ротор з нержавіючої сталі, розробленим з використанням ПЗ CFD, лопатки якого литі, зігнуті в пресі та пройшли фрезерування.	5,6
Виготовлений на замовлення ротор з нержавіючої сталі, розробленим з використанням ПЗ CFD, лопатки якого литі, зігнуті в пресі та пройшли фрезерування.	6,1

6. Корегування ККД – у нашому випадку приймаємо 0%. Всі попередні дані вносимо до програми (Рис. 5).

Гідротурбіна - Рівень 2		
Оцінка ресурсів		
Запропонований проект		Руслова
Гідрологічний метод		Заданий користувачем
Загальний напор	м	3
Максимальний рівень води в нижньому б'єфі	м	1,4
Залишкова витрата	м³/с	0,1
% часу, коли є стійкий стік	%	95%
Стійкий потік	м³/с	
Гідротурбіна		
Розрахунковий потік	м³/с	16
Тип		Каплан
ККД турбіни		Стандартний
Кількість турбін		2
Виробник		Hydro Innovation
Модель		Каплан
Розрахунковий коефіцієнт		4,5
Корегування ККД	%	0%
Максимальний ККД турбіни	%	78,4%
Потік при максимальному ККД	м³/с	12
ККД турбіни при розрахунковому стоці	%	78%
Втрати		
Максимальні гідравлічні втрати	%	8%
Інші втрати	%	1%
ККД генератора	%	95,5%
Можливість використання	%	95%
Резюме		
Електрична потужність	кВт	300
		Стійкий

Рис. 5. - Результати розрахунків програми RETScreen.

Показники в полі «втрати», представлені на рис. 5, підібрані під середні показники синхронних генераторів. Також програма розраховує ККД турбіни відносно номінальних витрат води, що дає змогу проаналізувати її роботу (рис. 6).

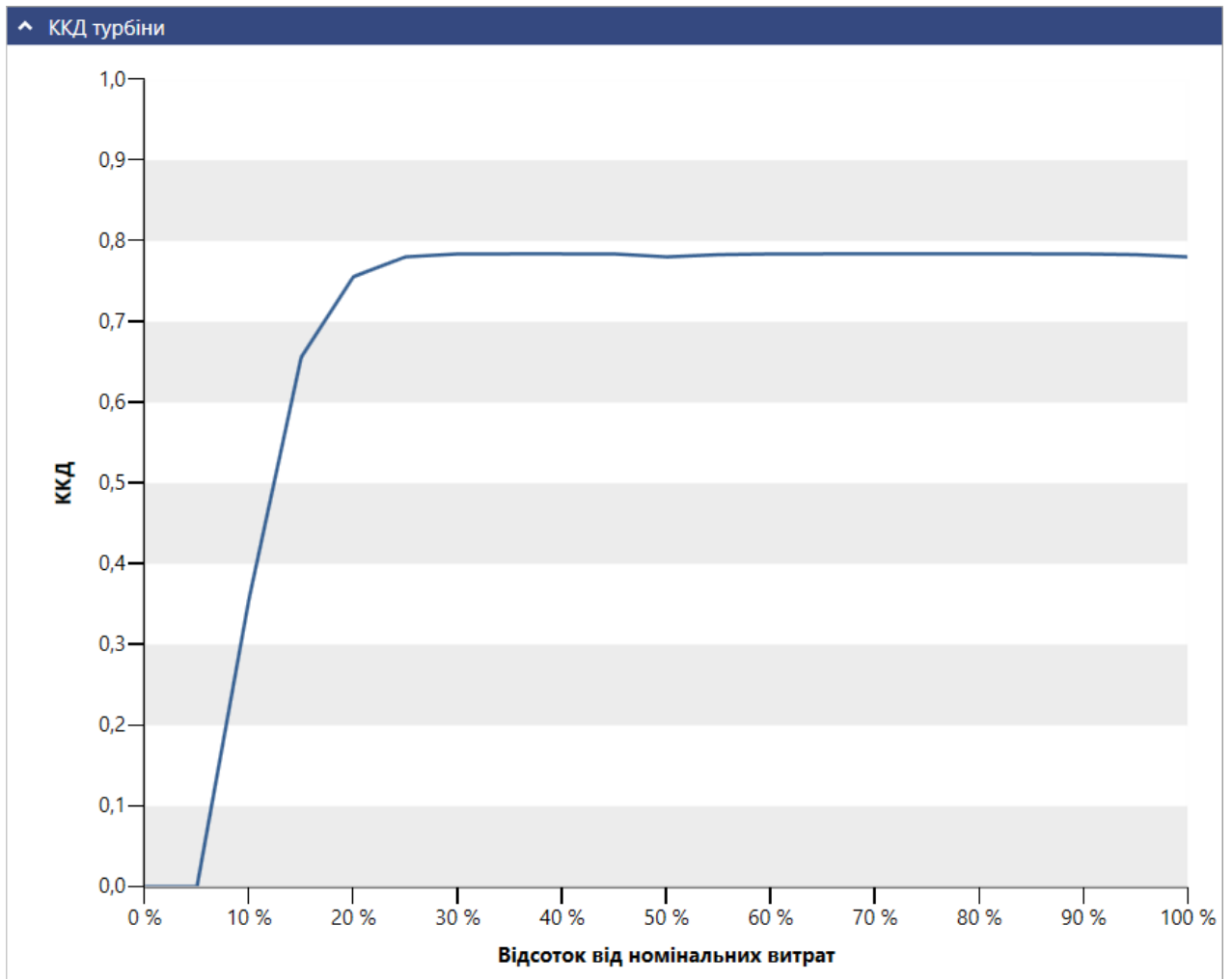


Рис. 6. - ККД турбіни

Гідрогенератор підбирається за довідковими даними серійних типів по розрахунковим значенням його номінальної потужності і синхронної частоти обертання. По каталогу НП ЗАО «Електромаш» вибираємо тип генератора СГИ–БК 150/14 УЗ.

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 непотрібною 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.

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 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. 7.

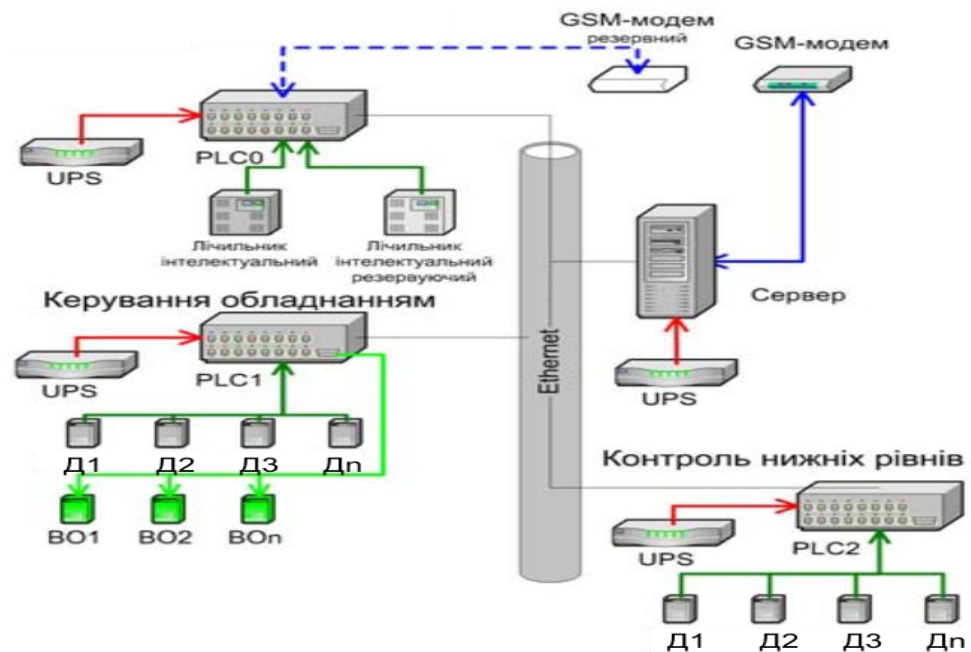


Рис. 7– Структурна схема технічного забезпечення автоматизації міні ГЕС

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;
- 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; маслонапірна 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. 8 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.

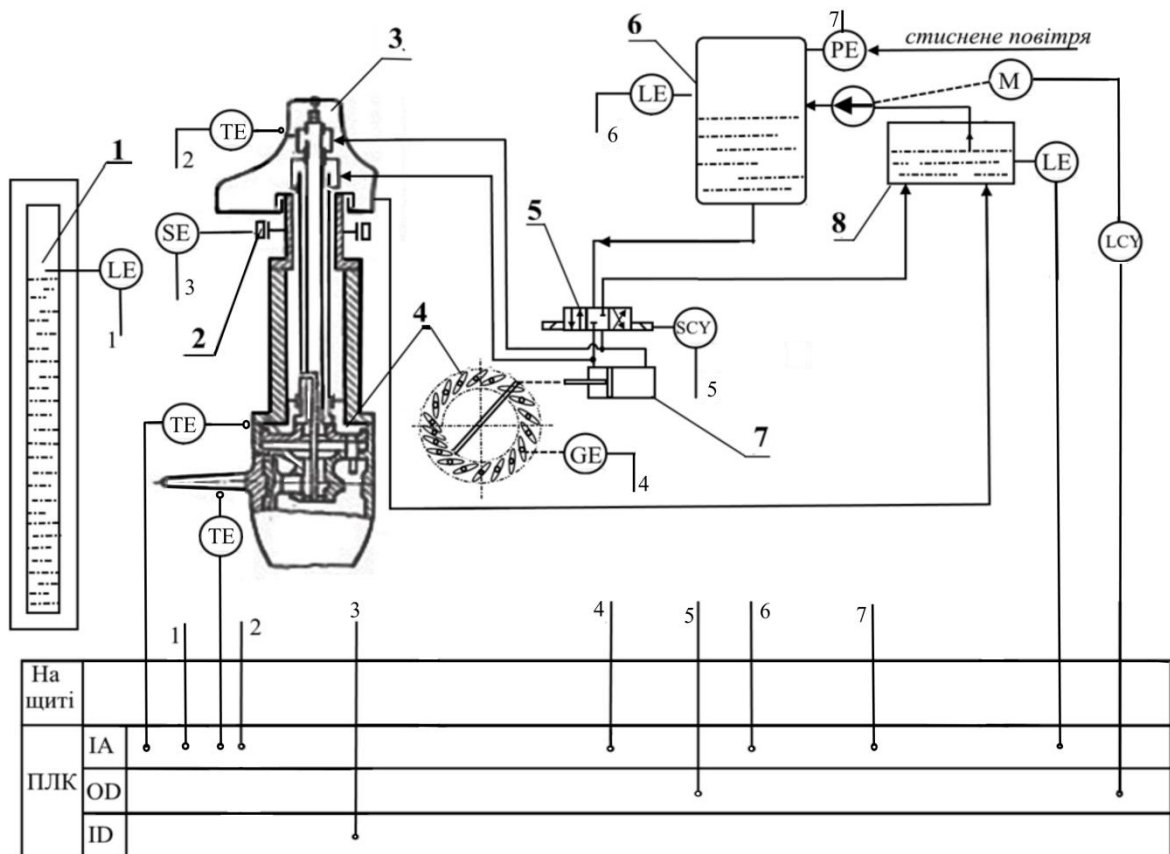


Рис. 8– Схема функціональна автоматизації регулювання частоти обертання турбіни

- 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 приходять 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 маслonaпiрною установкою

Маслonaпiрна установка (МНУ) ГЕС забезпечує живлення гiдравлiчної системи регулювання гiдротурбiни. 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. 9 зображена функціональна схема автоматизації керування МНУ, до якої входять гiдроакумулятор тиску 1, маслonaсосний агрегат 2, з'єднані між собою гiдравлiчною системою, напiрний трубопровiд.

Гiдроакумулятор МНУ є маслогазовим резервуаром, який заповнюється маслом та стисненим повітрям (або газом). Для забезпечення надійного функціонування гiдроакумулятор МНУ на гiдроакумуляторі встановлені:

- давач рівня мастила для сигналізації про високий і низький рівень масла;
- давач аварійно-низького рівня масла для аварійної зупинки гiдроагрегату;
- давачі тиску для автоматичного керування насосами;
- пристрій автоматичної подачі повітря 3 (рис. 9) з повітрязбірника ГЕС.

У гiдроакумуляторі 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 гiдросистеми.

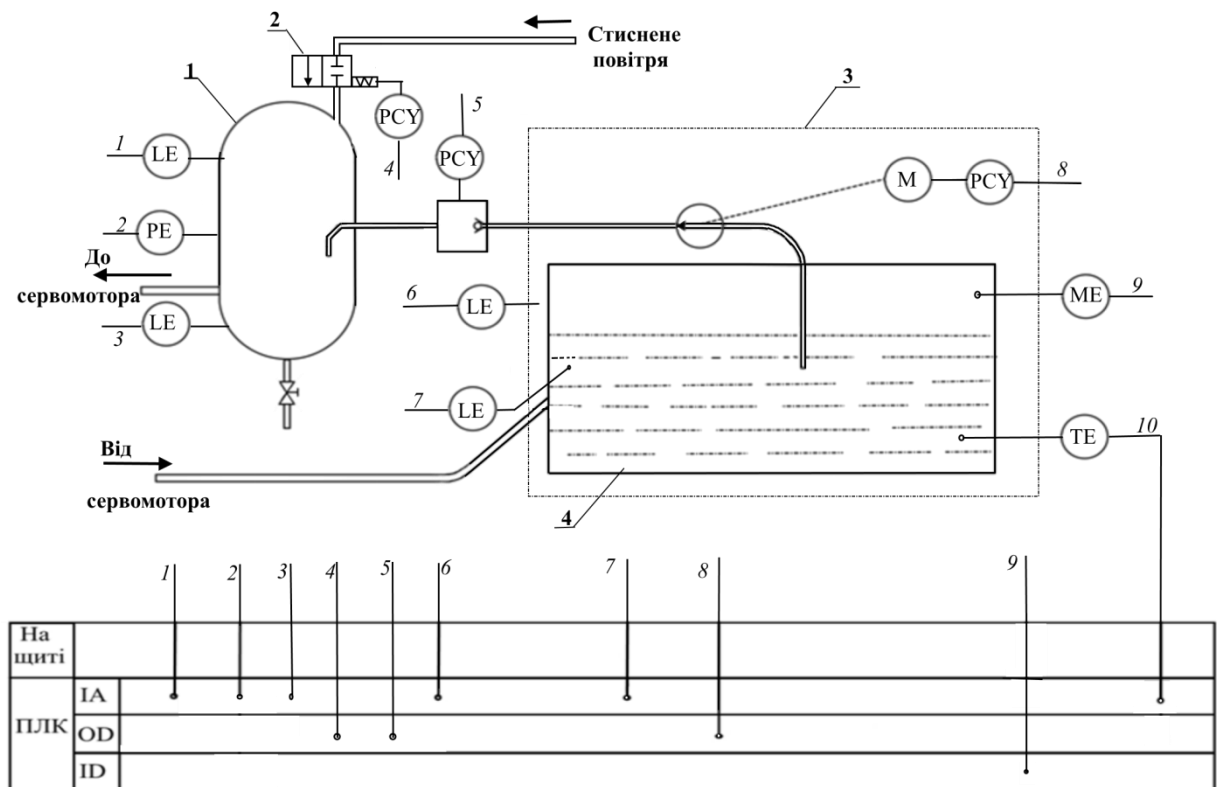


Рис. 9 – Схема функціональна автоматизації керування МНУ.

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

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

В процесі роботи гідроаккумулятора з його повітряної частини через нещільності, а також через розчинення у маслі, повітря постійно витрачається на виток. Для заповнення втрат повітря в маслоповітряному просторі гідроаккумулятора встановлюється регулятор рівня. У випадку відхиленні рівня масла в гідроаккумуляторі від номінального, впускає порцію стисненого повітря з ресивера ГЕС.

Маслонасосний агрегат складається з зливного бака 4 (рис. 9) 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 гідроаккумулятора. 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 гідроаккумуляторі 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.

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. 10 наведено алгоритм аварійної зупинки гідроагрегата.

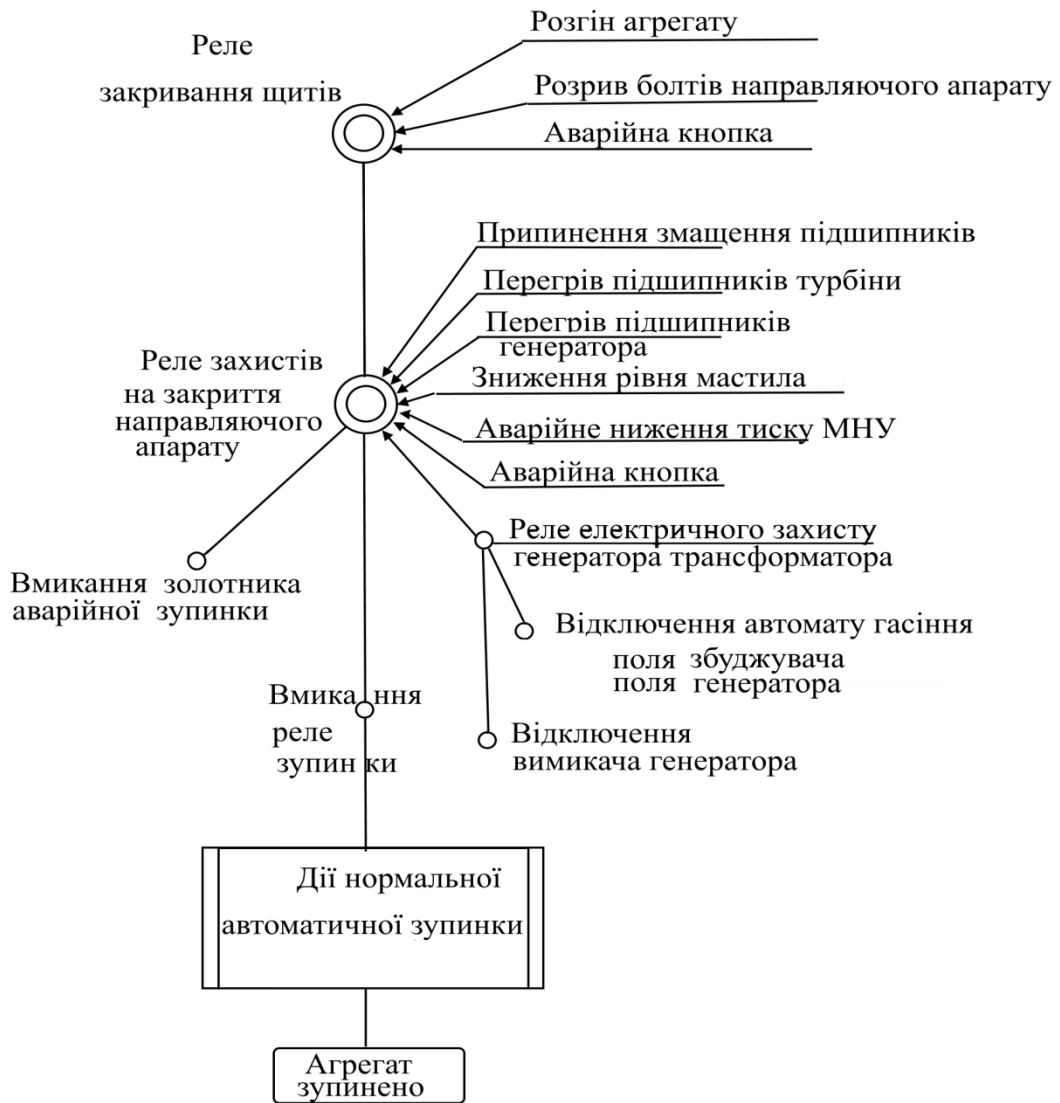


Рис. 10 – Алгоритм аварійної зупинки гідроагрегата

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 спрацьовуванні 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;

- ДП-1 реагують на дим і підвищення температури;

- ДТЛ - реагують на підвищення температури і спрацьовують 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. 11).

Кабельні споруди ГЕС також обладнуються системами автоматичного водяного пожежогасіння. Система трубопроводів складається з окремих

напрямоків (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].

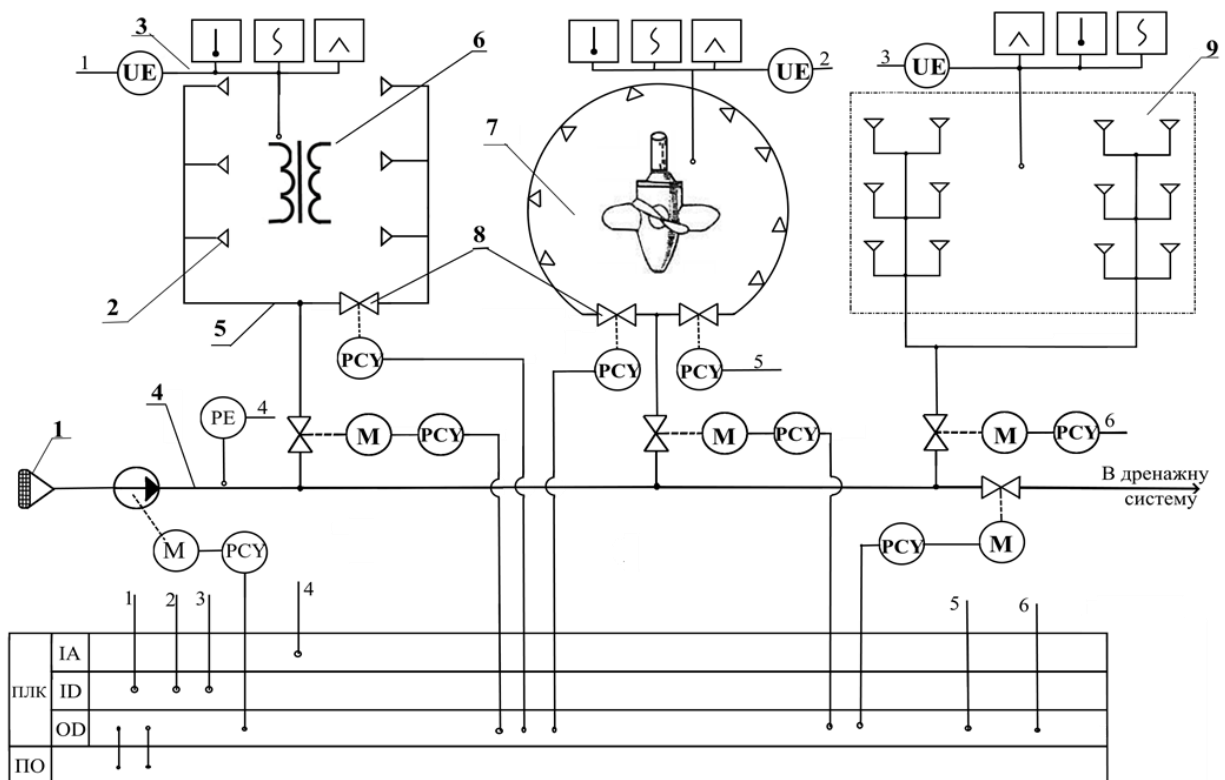


Рис. 11 – Схема функціональна автоматизації пожежогасіння

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.

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

Таблиця 2 – 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 Гідроаккумуляторі 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

Таблиця 3 – Таблиця вихідних сигналів

№ п/п	Сигнал	Діапазон сигналу	Тип сигналу	Кіл-сть точок	Вик. механізм
1	Керування гідророзподілювачем сервомотора	0 – 24В	позиційний	1	Електромагніт гідророзподілювача
2	Керування рівнем масла	0 – 24В	позиційний	1	Пристрій плавного пуску
3	Керування розподілювачем подачі повітря	0 – 24В	позиційний	1	Електромагніт розподілювача
4	Керування клапаном подачі до гідророзподілювача	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.

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 - поплавком, 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.

Похибка вимірювань таких давачів складає 0, 5%, для тиску менше 40кПа,

і 0, 35% для тиску більше 40кПа.

Давач 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. 12). Тиск, що впливає на сталеву мембрану викликає зміну опору тензорезисторів.



Рис. 12 – Габарити та зовнішній вигляд давача 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. 13

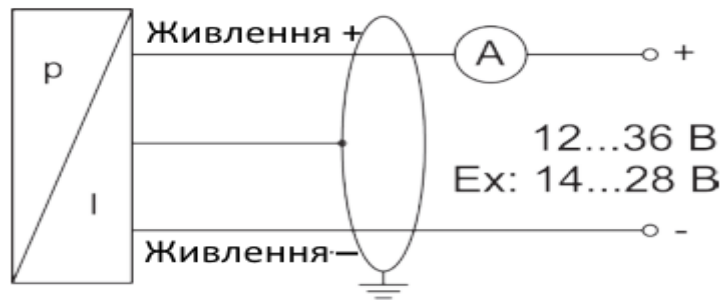


Рис. 13 – 2-х провідна схема підключення датчика LPM305

3.1.2 Вимірювання тиску

Контроль тиску потоків здійснюється на ГЕС у декількох точках:

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

Для вибору типу датчика розглянемо порівняльну Таблицю 4, де наведені параметри датчиків виробника Овен та датчик тиску Сапфір 22ДІ. (Рис. 14 та Рис.15)

Таблиця 4 - Технічні характеристики перетворювачів тиску

Виробник		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...1кОм
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. 14 – Перетворювач надлишкового тиску ПД100-ДІ-1,0-0,5.



Рис. 15 – 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. 16.

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. 17.

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 підключається до керуючої схеми.

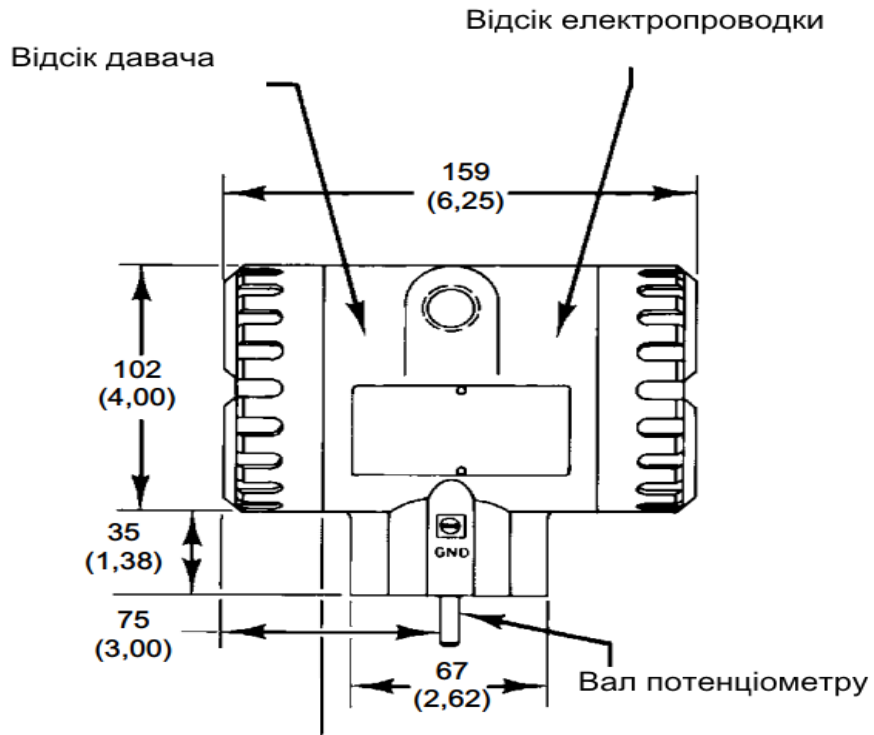


Рис. 16– Розміри давача положення Fisher™ 4200

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

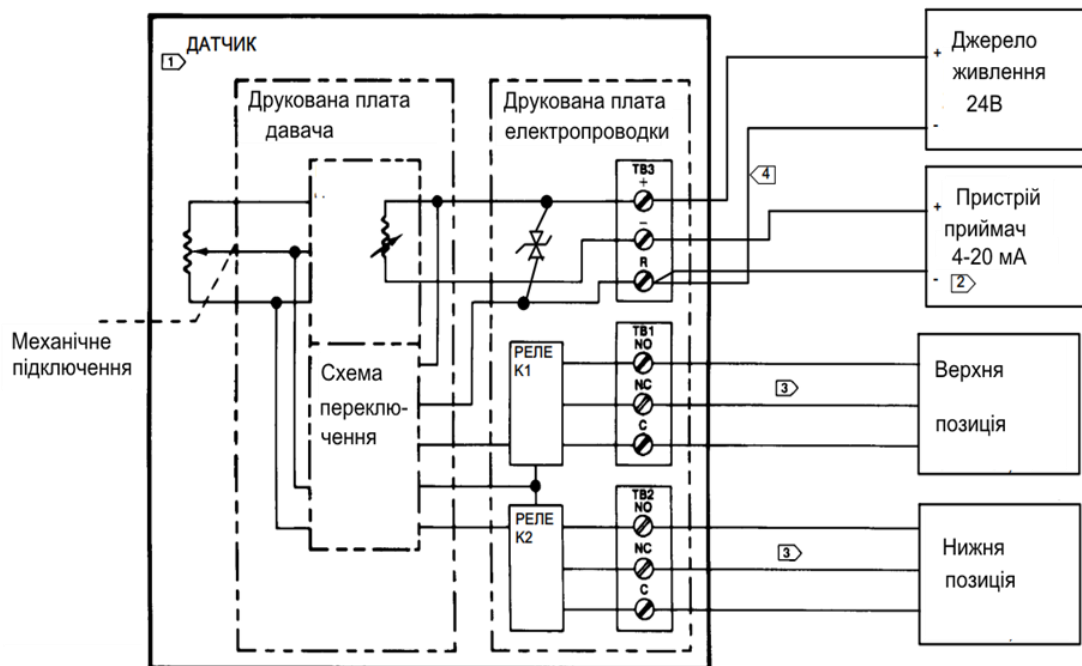


Рис.17– Схема підключення давача

3.1.4 Вибір давачів рівня мастила

Для вимірювання рівня мастила у резервуарах вибрано гнучкий давач 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 головкою з нержавіючої сталі, в яку вставлена коротка ковзана труба. Давач рівня АЕ-100-Е використовується як нормально відкритий контакт. (Рис.18)

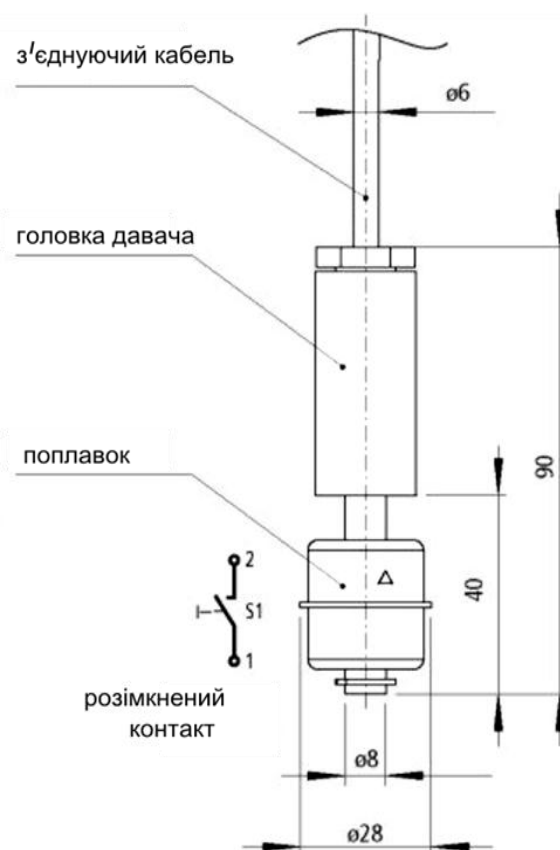


Рис. 18– Схема давача рівня АЕ-100-Е

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 переключається – 200V DC/120V AC

Максимальний струм що переключається – 0,5А

Параметри кабелю $2 \times 0,75\text{мм}^2$, довжина 5м

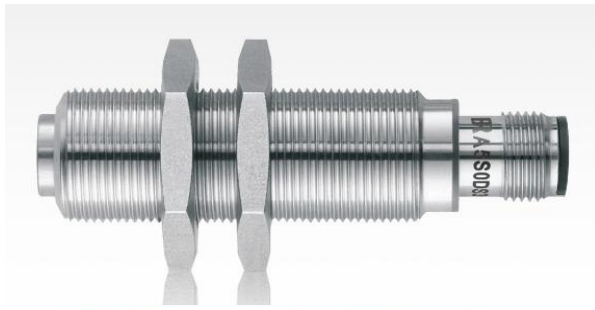
Матеріал поплавка нержавіюча сталь 1,4571

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 давачів.

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

Давачі швидкості обертання (рис. 19 а) встановлюються на кронштейні в блоці переднього підшипника навпроти зубчастого колеса з 60-ма прямокутними зубцями (рис. 19 б). Робоча дистанція, на відміну від інших давачів, досягає 4 мм.



а)

б)

Рис. 19–Давач швидкості A5S0DD3 фірми «Braun» (а); монтаж давачів(б)
Завдяки робочій частоті давача 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 60мА при великій довжині лінії передачі та високій частоті сигналу.

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. 20).

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

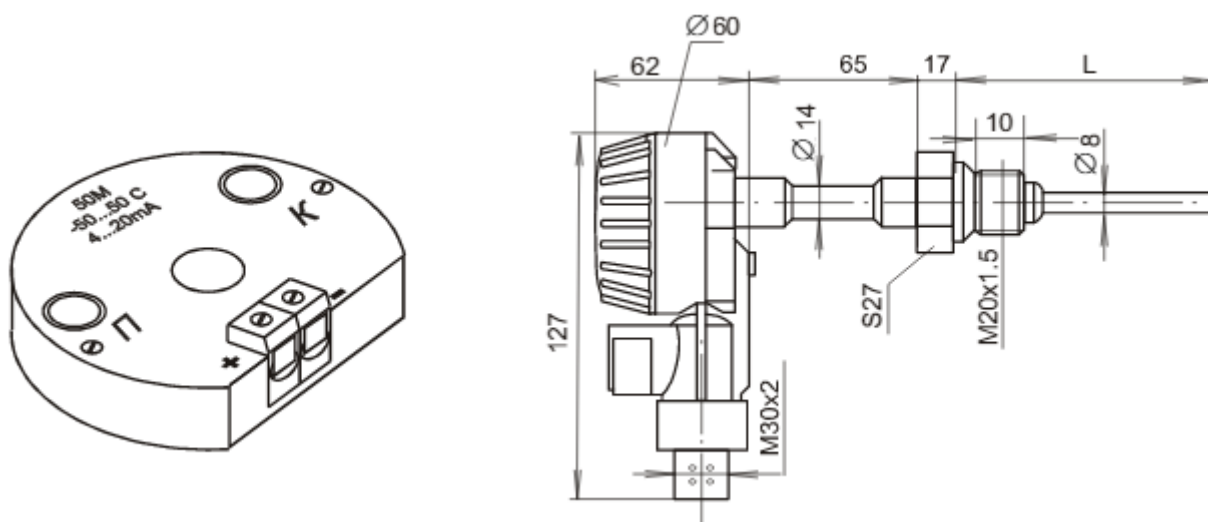


Рис. 20– Зовнішній вигляд термоперетворювача НВО «Термоприлад»

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 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 датчиків виявлення пожежі

Вибір датчиків 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 датчика може бути реалізована з використанням різноманітних фізичних принципів перетворення теплової енергії в механічний або електричний сигнал.

Найбільш поширеними тепловими пожежними сповіщувачами є ППК-7 (ППК-9). Зовнішній вигляд датчика-сповіщувача представлений на рис. 21

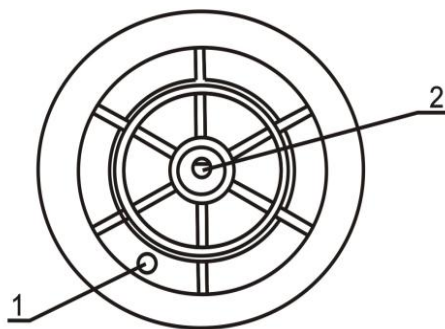


Рис. 21– Зовнішній вигляд сповіщувача ППК-7

1 – індикатор оптичного пристрою; 2 – чутливий елемент

Сповіщувач являє собою точковий, автоматичний пристрій, що здійснює електричну й оптичну сигналізацію про перевищення температури навколишнього повітря вище граничного значення (максимальний – ППК-9), або про перевищення швидкості наростання температури в місці його розташування (максимально-диференційний – ІППК-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. 22):

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

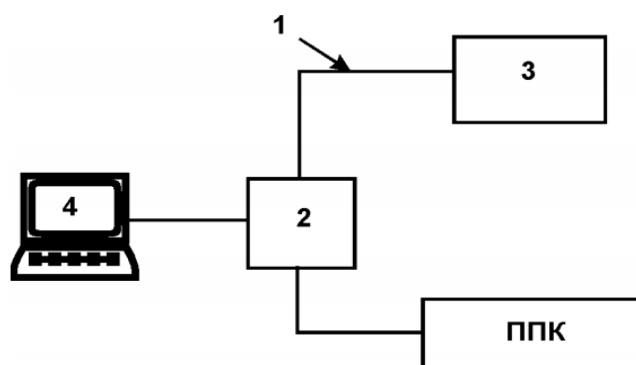


Рис. 22 – Схема базової конфігурації сповіщувача SecuriSense® TSC 511:

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 5

Таблиця 5.

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 гідророзподільвача. 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 гідророзподільвача PE 10.3

Привод гідророзподільвача призначений для дистанційного керування золотником гідравлічного розподільвача з умовним проходом $D_u = 10\text{мм}$, зовнішній вигляд якого показаний на рис. 23, а технічні характеристики - в Таблиці 6

Таблиця 6 *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. 23 –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.

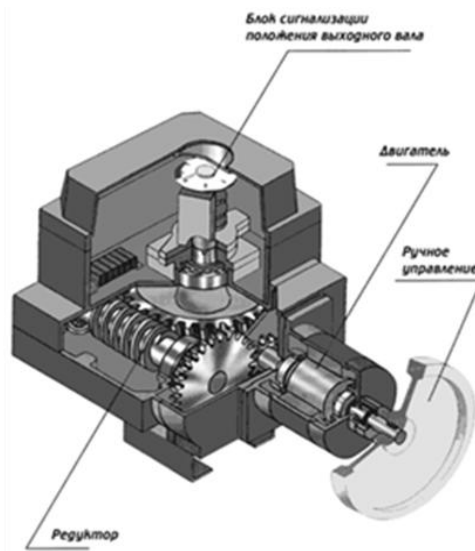


Рис. 24 – Зовнішній вигляд МЭОФ в розрізі

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

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 рисунку 25.

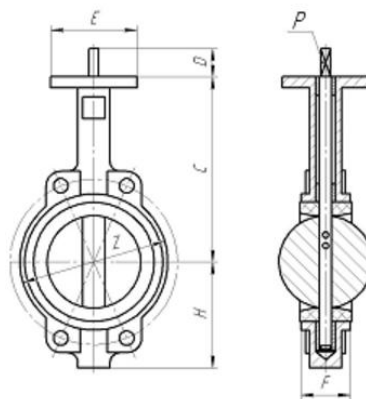


Рис. 25 – Загальний вигляд засувки Баттерфляй

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

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 електродвигуна.

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 ° С до +60 ° С;
- 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 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 компонувальна 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 6.

Таблиця 6

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
РК-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.

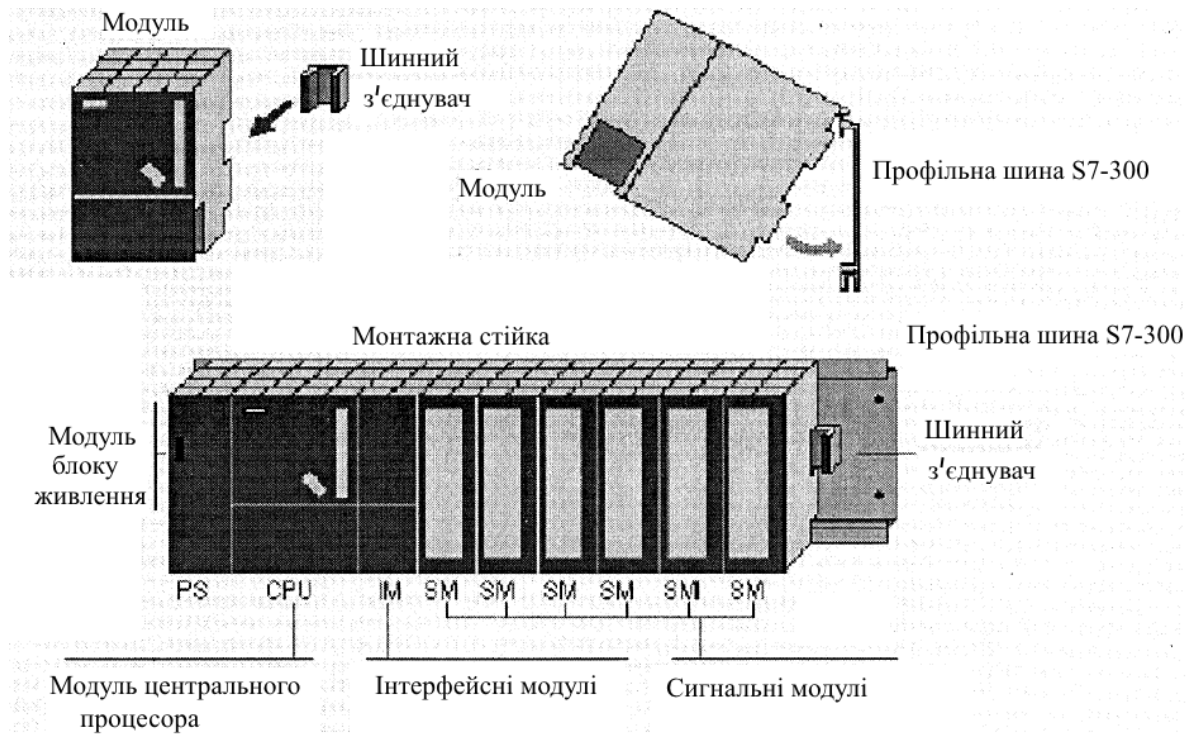


Рис. 26 –Конструкція контролера SIMATIC S7-300

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.

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. 27.) Розділення функціональних задач системи обумовлює використання декількох ПЛК.

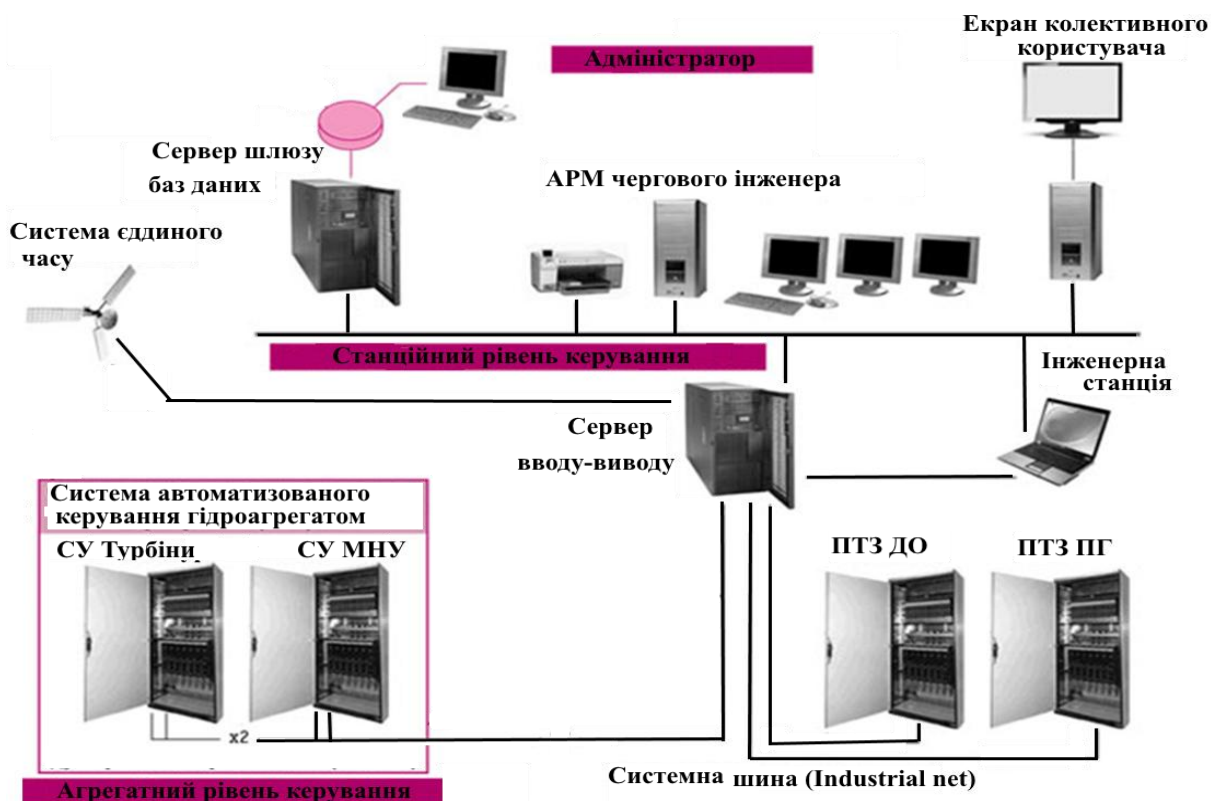


Рис. 27 – Структура системи автоматизації міні ГЕС

ПТЗ ДО-програмно-технічні засоби допоміжного обладнання; ПТЗ ПП програмно-технічні засоби пожежогасіння.

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 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 НМІ, такі, як адміністрування користувачів, призначення прав доступу, графічна система, система повідомлень, система архівації, система звітів, система протоколювання, діагностика.

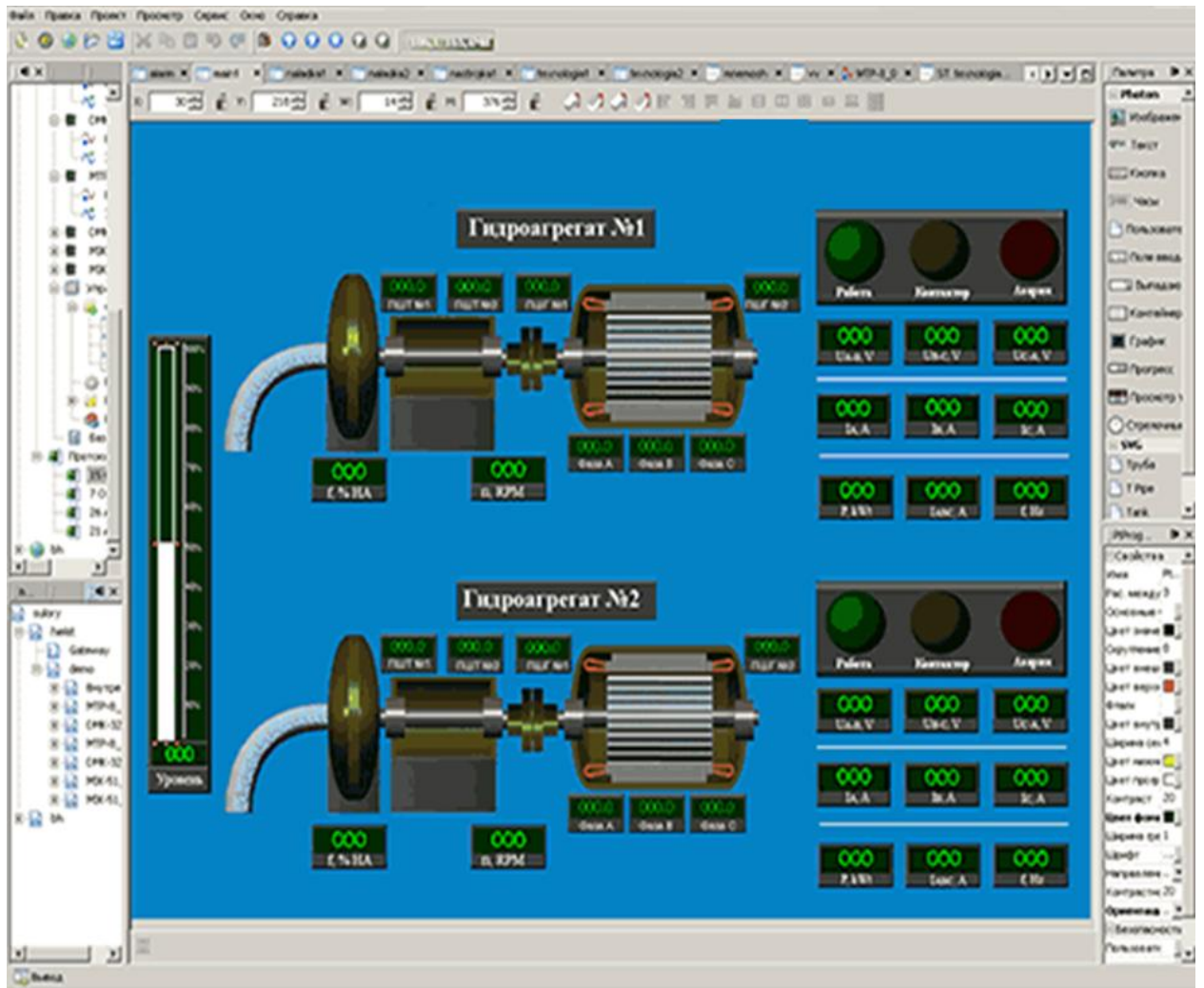


Рис. 28– Вікно оператора

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. 28) 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.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНО НЕБЕЗПЕЧНИХ ЧИННИКІВ ПРИ РОЗРОБЦІ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ

Управління всією системою вестиме оператора в інформаційному центрі. Вся інформація, що поступає, обробляється робочою станцією і зберігається на жорсткий диск. Оператор може контролювати роботу системи прочитуючи дані з монітора.

Наявний в даний час в нашій країні комплекс розроблених організаційних заходів і технічних засобів захисту, накопичений передовий досвід роботи ряду обчислювальних центрів показує, що є можливість добитися значно великих успіхів в справі усунення дії на працюючих небезпечних і шкідливих виробничих чинників. Проте стан умов праці і його безпеки у ряді ВЦ ще не задовольняють сучасним вимогам. Оператори ЕОМ, оператори підготовки даних, програмісти і інші працівники ВЦ ще стикаються з дією таких фізично небезпечних і шкідливих виробничих чинників, як підвищений рівень шуму, підвищена температура зовнішнього середовища, відсутність або недостатня освітленість робочої зони, електричний струм, статична електрика та інші.

Багато співробітників ВЦ пов'язано з дією таких психофізичних чинників, як розумове перенапруження, перенапруження зорових і слухових аналізаторів, монотонність праці, емоційні перевантаження. Дія вказаних несприятливих чинників призводить до зниження працездатності, викликане стомленням, що розвивається. Поява і розвиток стомлення пов'язана із змінами, що виникають під час роботи в центральній нервовій системі, з гальмівними процесами в корі головного мозку. Наприклад сильний шум викликає труднощі з розпізнаванням колірних сигналів, знижує швидкість сприйняття кольору, гостроту зору, зорову адаптацію, порушує сприйняття

візуальної інформації, зменшує на 5-12% продуктивність праці. Тривала дія шуму з рівнем звукового тиску 90 дБ знижує продуктивність праці на 30-60 %.

Медичні обстеження працівників ВЦ показали, що окрім зниження продуктивності праці, високі рівні шуму приводять до погіршення слуху. Тривале знаходження людини в зоні комбінованої дії різних несприятливих чинників може привести до професійного захворювання. Аналіз травматизму серед працівників ВЦ показує, що в основному нещасні випадки походять від дії фізично небезпечних виробничих чинників при заправці носія інформації на барабан, що обертається, при зняттю кожусі, при виконанні співробітниками невластивих ним робіт. На другому місці випадки, пов'язані з дією електричного струму.

Електричні установки, до яких відноситься практично все устаткування ЕОМ, представляють для людини велику потенційну небезпеку, оскільки в процесі експлуатації або проведенні профілактичних робіт чоловік може торкнутися частин, що знаходяться під напругою. Специфічна небезпека електроустановок: токоведучі провідники, корпусу ЕОМ і іншого устаткування, що опинився під напругою в результаті пошкодження (пробою) ізоляції, не подають яких-небудь сигналів, які попереджають людину про небезпеку. Реакція людини на електричний струм виникає лише при протіканні останньої через тіло людини. Виключно важливе значення для запобігання електротравматизму має правильна організація обслуговування електроустановок ВЦ, що діють, проведення ремонтних, монтажних і профілактичних робіт. При цьому під правильною організацією розуміється строге виконання низки організаційних і технічних заходів і засобів, встановлених “Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів і правила техніки безпеки, що діють, при експлуатації електроустановок споживачів” (ПТЕ і ПТБ споживачів) і “Правила установки електроустановок” (ПУЕ). Залежно від категорії приміщення необхідно

прийняти певні заходи, що забезпечують достатню електробезпеку при експлуатації і ремонті електроустаткування. Так, в приміщеннях з підвищеною небезпекою електроінструменти, переносні світильники мають бути виконані з подвійною ізоляцією або їх напруга живлення не повинна перевищувати 42В. У ВЦ до таких приміщень можуть бути віднесені приміщення машинного залу, приміщення для розміщення сервісної і периферійної апаратури. У особливо небезпечних же приміщеннях напруга живлення переносних світильників не повинно перевищувати 12В, а робота з напругою не вище 42В вирішується тільки із застосуванням СИЗИЙ (діелектричних рукавичок, килимків і тому подібне). Роботи без зняття напруги на токоведущих частинах і поблизу них, роботи проводяться безпосередньо на цих частинах або при наближенні до них на відстань менш встановленого ПЕУ. До цих робіт можна віднести роботи по наладці окремих вузлів, блоків. При виконанні такого роду робіт в електроустановках до 1000 В необхідне застосування певних технічних і організаційних заходів, таких як:

- огорожі, розташовані поблизу робочого місця і інших токоведущих частин, до яких можливий випадковий дотик;
- робота в діелектричних рукавичках, або стоячи на діелектричному килимку;
- застосування інструменту з ізолюючими рукоятками, за відсутності такого інструменту слід користуватися діелектричними рукавичками.

Роботи цього вигляду винні виконуються не менше чим двома працівниками.

Відповідно до ПТЕ і ПТБ споживачам і обслуговуючому персоналу електроустановок пред'являються наступні вимоги:

- особи, що не досягли 18-річного віку, не можуть бути допущені до робіт в електроустановках;

- обличчя не повинні мати каліцтв і хвороб, що заважають виробничій роботі;
- обличчя повинні після відповідної теоретичної і практичної підготовки пройти перевірку знань і мати посвідчення на доступ до робіт в електроустановках. [20]

У ВЦ розрядні струми статичної електрики найчастіше виникають при дотику до будь-якого з елементів ЕОМ. Такі розряди небезпеки для людини не представляють, але окрім неприємних відчуттів вони можуть привести до виходу з ладу ЕОМ. Для зниження величини виникаючих зарядів статичної електрики у ВЦ покриття технологічної половини слід виконувати з одношарового полівінілхлоридного антистатичного лінолеуму. Іншим методом захисту є нейтралізація заряду статичної електрики іонізованим газом. У промисловості широко застосовуються радіоактивні нейтралізатори. До загальних заходів захисту від статичної електрики у ВЦ можна віднести загальні і місцеве зволоження повітря.

Основними потенційно небезпечними і шкідливими чинниками при експлуатації системи:

- небезпека поразки електричним струмом;
- підвищений рівень шуму;
- пожежна небезпека;
- іонізуюче випромінювання.

Розроблені заходи дозволяють понизити небезпечні і шкідливі чинники до допустимих норм, і тим самим забезпечити безпеку роботи оператора, що здійснює контроль роботи системи.

5.2. НАДЗВИЧАЙНІ СИТУАЦІЇ (ЧС)

У Україні щорічно виникають тисячі важких надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру, в результаті яких гине велика кількість

людей, а матеріальні збитки досягають декількох мільярдів гривень. В даний час в багатьох областях України у зв'язку з небезпечними природними явищами, аваріями і катастрофами, обстановка характеризується як дуже складна. Тенденція зростання кількості природних і, особливо, техногенних надзвичайних ситуацій, ваговитість наслідків об'єктивно примушують розглядати їх як серйозну загрозу безпеці окремої людини, суспільства і навколишнього середовища, а також стабільності розвитку економіки країни.

Руйнівну силу техногенних катастроф і стихійних лих в деяких випадках можна порівняти з військовими діями, а кількість постраждалих значною мірою залежить від типу, масштабів, місця і темпу розвитку ситуації, особливостей регіону і населених пунктів, які опинилися в районі події, об'єктів господарської діяльності. Несподіваний розвиток подій веде до значного скорочення часу на підготовку рятувальних робіт і їх проведення.

Надзвичайна ситуація (ЧС) - порушення нормальних умов життя і діяльності людей на об'єкті або території, викликане аварією, катастрофою, стихійним лихом або іншою небезпечною подією, яка привела (може привести) до загибелі людей і (або) значних матеріальних втрат.

Надзвичайні ситуації, які можуть виникати на території України і здійснювати негативний вплив на функціонування об'єктів економіки і життєдіяльність населення в мирний і військовий час, розділяються за наступними основними ознаками:

- за сферою виникнення;
- за галузевою ознакою;
- за масштабами можливих наслідків.

Надзвичайні ситуації, які можуть виникати на території України

Загальними ознаками надзвичайних ситуацій є:

- наявність або загроза загибелі людей або значне порушення умов їх життєдіяльності;
- спричинення економічних збитків;

- істотне погіршення стану навколишнього середовища.

Всі надзвичайні ситуації за масштабом можливих наслідків розділяються з урахуванням територіального розповсюдження, характеру сил і засобів, які притягуються для ліквідації наслідків, на НС:

- загальнодержавного рівня - надзвичайна ситуація розвивається на території два і більше областей;

- регіонального рівня - надзвичайна ситуація розгортається на території два і більше адміністративних районів коли для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси в об'ємах, які перевищують власні можливості окремого району, але не менше одного відсотка об'єму витрат відповідного бюджету;

- місцевого рівня - надзвичайна ситуація, яка виходить за межі потенційного небезпечного об'єкту, загрожує розповсюдженням самої ситуації або її вторинних наслідків на навколишнє середовище, сусідні населені пункти, інженерні споруди, а також у разі, коли для її ліквідації необхідні матеріальні і технічні ресурси, які перевищують власні можливості потенційно небезпечного об'єкту, але не менш одного відсотку об'ємів витрат відповідного бюджету. До місцевого рівня також належать всі надзвичайні ситуації, які виникають на об'єктах житлово-комунальної сфери і інших, що не входять в затверджені переліки потенційно небезпечних об'єктів;

- об'єктового рівня - надзвичайні ситуації, які не підпадають під відмічені визначення.

5.3. РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Одному з основних мерів робіт, що забезпечують безпеку, в електроустановках є захисне заземлення. Заходи від дотику до частин що нормально не знаходиться під напругою, але опинився під напругою є

надійні заземлення корпусів електроустаткування і конструктивних металевих частин електроустановок.

До заземлень підстанцій пред'являються особливі вимоги [8]. Розрахунок заземляючих пристроїв зводиться до розрахунку заземлителя, оскільки заземляючі провідники в більшості випадків приймаються за умовами механічної міцності і стійкості до корозії по ПТЕ і ПУЕ [9]. Розрахунок опору заземлителя проводиться в наступному порядку:

Встановлюється необхідне по ПУЕ допустимий опір заземляючого пристрою;

Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{расч}$. З урахуванням коефіцієнтів тих, що враховують висихання ґрунту літом і промерзання зимою, що підвищують;

Визначається розрахунковий опір розтіканню одного вертикального електроду R_{BO} ;

Визначається зразкове число вертикальних заземлителів n при заздалегідь прийнятому коефіцієнті використання η_B ;

Визначається опір розтіканню горизонтальних електродів R_L ;

Уточнюється необхідний опір розтіканню вертикальних електродів з урахуванням провідності горизонтальних з'єднань;

Уточнюється число вертикальних електродів з урахуванням коефіцієнта використання. [20]

Опір заземляючого пристрою в електроустановках напругою вище 1000 В з великими струмами замикання на землю не повинно перевищувати 0,5 Ом. У нашому випадку потрібно розрахувати контурний заземлитель підстанції з наступними даними. Ґрунт в місці споруди підстанції – мул і пісок дрібний вологий середній щільності. Кліматична зона - третя. Додатково як заземлення використовується система трос-опора з опором заземлення 1,3 Ом. Оскільки для сторони 35 кВ потрібний опір заземлення 0,5 Ом, перевіримо величину опору заземлення для сторони 10 кВ. У

мережах з незаземленою нейтраллю заземляючий пристрій заземлень підстанцій високої напруги повинен мати опір

$$r_3 \leq \frac{U_{PACЧ}}{I_{PACЧ}} = \frac{125}{65} = 1,92 \text{ Ом}$$

де $U_{PACЧ}$ – розрахункову напругу приймаємо 125 В, оскільки заземляючий пристрій використовується також і для установок підстанції напругою до 1000 В;

$I_{PACЧ}$ – повний струм замикання фази на землю.

Таким чином як розрахунковий приймається опір $r_3 = 0,5 \text{ Ом}$.

Опір штучного заземлителя розраховується з урахуванням використання системи трос- опора. Це опір R_n можна обчислити таким чином

$$\frac{1}{R_n} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_c} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ См};$$

$$R_n = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

де r_c – опір системи трос – опора.

Питомий опір ґрунту, що рекомендується для попередніх розрахунків, в місці споруди заземлителя для нашого ґрунту складає 30 Омм.

·Коефіцієнти Kr і KB , що підвищують, рівні відповідно 3,5 і 1,5.

Визначаються з таблиць [10] для горизонтальних протяжних електродів при глибині заставляння 0,8 м і для вертикальних електродів при глибині заставляння вершини 0,5..0,8 м. Як вертикальні електроди застосовуються електроди, виготовлені з круглої сталі діаметром 12 мм, завдовжки 5 м з одним вигостреним кінцем. До них приєднуються горизонтальні електроди – смуги 304 ×мм2, приварені до верхніх кінців вертикальних. Розрахунковий питомий опір для горизонтальних електродів

$$\rho_{расч.г} = Kгг\rho = 3,530 = 105 \cdot \rho \cdot \text{Омм};$$

$$\rho_{расч.в} = K \rho_{гр} = 1,530 = 45 \cdot \rho \cdot \text{Омм}$$

де $\rho_{гр}$ – питомий опір ґрунту.

Визначимо опір розтіканню одного вертикального електроду при зануренні нижче рівня землі на 0,8 м

$$R_{BO} = \frac{\rho_{расч.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right),$$

де l – довжина вертикального електроду, дорівнює 5 м;

d – діаметр вертикального електроду, рівний 0,012 м;

t – геометричний параметр, в даному випадку рівний $l/2 + 0,8$, м.

Таким чином

$$t = l/2 + 0,8 = 5/2 + 0,8 = 3,3 \text{ м};$$

$$R_{BO} = \frac{\rho_{расч.в}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right) = \frac{45}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 1}{4 \cdot 3,3 - 1} \right) = 11,26 \text{ Ом}.$$

Визначимо зразкове число вертикальних електродів при попередньому коефіцієнті використання, прийнятому рівним $\eta_B = 0,6$

$$n = \frac{R_{BO}}{\eta_B \cdot R_n} = \frac{11,26}{0,6 \cdot 0,812} = 23,1.$$

Визначимо опір розтіканню горизонтальних електродів. Коефіцієнт використання сполучної смуги в контурі при числі електродів близько 20 і відношенні між відстанями між вертикальними електродами і їх довжиною, рівному 1 рівний по таблицях $\eta_{\epsilon=0,27}$.

Опір розтіканню смуги по периметру контура ($l=296,4$) рівний

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{расч.г}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{\epsilon \cdot t} = \frac{1}{0,27} \cdot \frac{105}{2 \cdot \pi \cdot 296,4} \cdot \ln \frac{2 \cdot 296,4^2}{0,03 \cdot 1,15} = 3,22 \text{ Ом}$$

де $y = 30$ мм – ширина смуги.

Уточнене число вертикальних електродів визначається при коефіцієнті використання $\eta_{\epsilon=0,47}$, прийнятого при числі електродів близько 20 і

відношенні відстаней між вертикальними електродами і їх довжині рівному 1.

$$n = \frac{R_{BO}}{\eta_B \cdot R_n} = \frac{11,26}{0,47 \cdot 1,08} = 22,2$$

Остаточно приймаємо 22 вертикальних електроду. Всі з'єднання елементів заземляючих пристроїв, у тому числі і перетини, виконуються зваркою в нахльостування. У входів і виходів на територію КРУ має бути забезпечене вирівнювання потенціалів шляхом укладання двох смуг на відстані 1 і 2 м від заземлителя на глибині 1 і 1,5 м відповідно. Відстань від меж заземлителя до огорожі з внутрішньої сторони належного бути не менше 3 м. Число і місцерозташування заземлителів представлені на рис. 29.

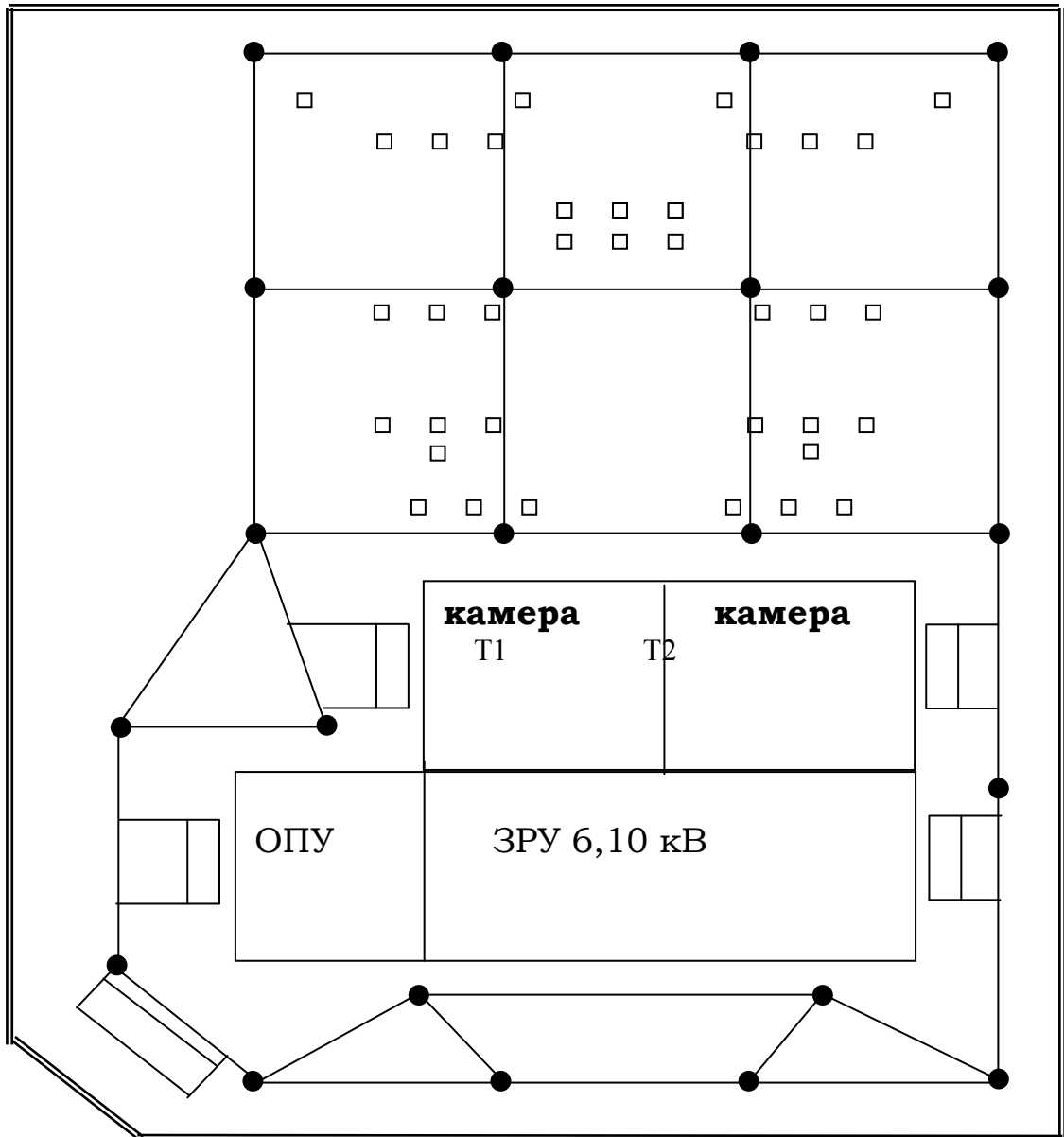


Рис. 29. - Місце розташування заземлителів на території підстанції

6. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1. СВОЇ ФІНАНСОВІ РЕСУРСИ ПІДПРИЄМСТВА І ДЖЕРЕЛА ЇХ ФОРМУВАННЯ

Фінансові ресурси підприємства - це сукупність власних грошових доходів і надходжень ззовні (привернуті і позикові засоби), призначені для виконання фінансових зобов'язань підприємства, фінансування поточних витрат і капітальних витрат, пов'язаних з відтворенням засобів виробництва.

Рух фінансових ресурсів можливий в двох випадках - при створенні підприємства і при його функціонуванні. У першому випадку господарюючий суб'єкт набуває чинників виробництва за рахунок власних засобів, позикових або в комбінації (власні і позикові). У момент установа підприємства фінансові ресурси формуються на основі утворення статутного фонду. Залежно від організаційно-правових форм господарювання його джерелом є акціонерний капітал, пайові внески членів кооперативів, довгостроковий кредит, бюджетні дотації (Економіка, 1999)

У разі функціонуючого підприємства господарюючий суб'єкт набуває необхідних чинників виробництва для виготовлення продукції або надання послуг, для розширення виробництва за рахунок виручки від продажу проведеної продукції або надання послуг або грошових надходжень від других видів діяльності, а також шляхом внутрішньогосподарчих накопичень на основі відрахувань від прибутку і амортизації. При браку фінансових коштів підприємство старається получить кредит або бюджетні субсидії від держави.

Враховуючи сказане вище, фінансові ресурси умовно можна розділити на наступні групи:

- власні і прирівняні до них засоби;

- ресурси, мобілізовані на фінансовому ринку;
- надходження із зовнішніх джерел.

Фінансові ресурси формуються головним чином за рахунок прибутку (від основної і інших видів діяльності), а також виручки від реалізації вибулого майна, стійких пасивов, різних цільових надходжень, пайових і інших внесків членів трудового колективу. До стійких пасивів належать статутний, резервний і інші капітали; довгострокові позики; що постійно знаходиться в обороті підприємства кредиторська заборгованість (по зарплаті із-за різниці в термінах начислення і виплати, по відрахуваннях до позабюджетних фондів, до бюджету, по розрахунках з покупцями і постачальниками і ін.).

Амортизаційні відрахування є грошовим виразом вартості зносу основних виробничих фондів і нематеріальних активів. Вони мають подвійний характер, оскільки включаються в собівартість продукції і у складі виручки від реалізації продукції повертаються на розрахунковий рахунок підприємства, стаючи внутрішнім джерелом фінансування як простого, так і розширеного відтворення.

Значні фінансові ресурси, особливо в знов створюваних і підприємствах, що реконструюються, можуть бути мобілізовані на фінансовому ринку за допомогою продажу акцій, облигацій і інших видів цінних паперів, що випускаються даним підприємством, дивідендів і відсотків по цінних паперах інших емітентів, доходів від фінансових операцій, кредитів.

Підприємства можуть отримувати фінансові ресурси від асоціацій і концернів, в які вони входять, від вищестоящих організацій при збереженні галузевих структур, від органів державного управління у вигляді бюджетних субсидій, від страхових організацій. У складі цієї групи фінансових ресурсів, що формуються в порядку перерозподілу, все більшу роль грають виплати страхових відшкодувань і все меншу —

бюджетні і галузеві фінансові джерела, котрые призначені для строго обмеженого переліку витрат.

Фінансові ресурси використовуються підприємством в процесі виробничої і інвестиційної діяльності. Вони знаходяться в постійному русі і перебувають в грошовій формі лише у вигляді залишків грошових коштів на розрахунковому рахунку в банці і в касі підприємства.

Підприємство, піклуючись про свою фінансову стійкість і стабільне місце в ринковому господарстві, розподіляє свої фінансові ресурси по видах діяльності і в часі.

Поглиблення цих процесів приводить до ускладнення фінансової роботи, використання в практиці спеціальних фінансових інструментів.

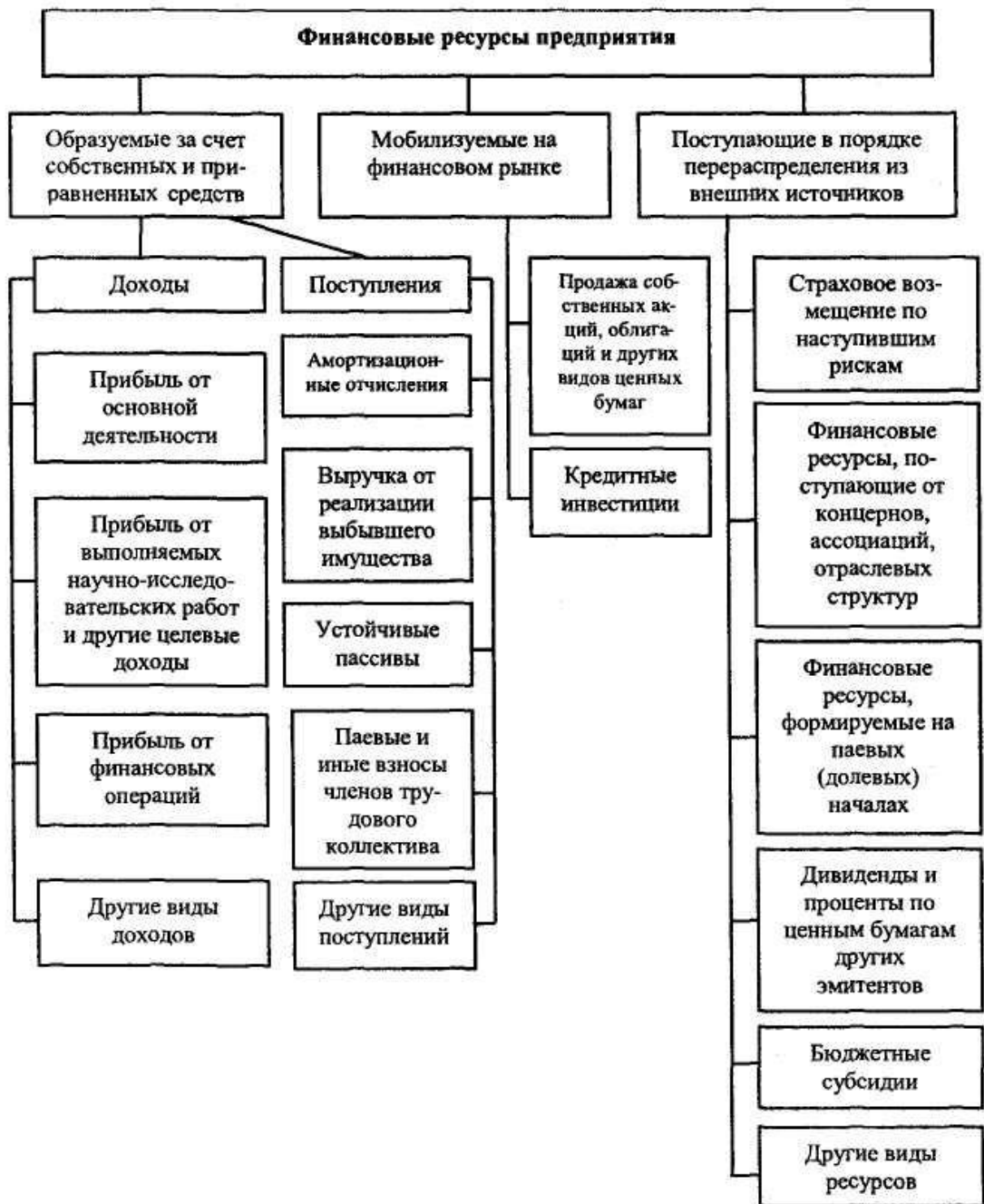


Рис. 30. - Джерела формування ресурсів підприємства[19]

6.2. НЕМАТЕРІАЛЬНІ РЕСУРСИ ПІДПРИЄМСТВА: ФОРМУВАННЯ І ОЦІНКА.

На сучасному етапі розвитку ринкової економіки науково-технічний прогрес знаходить своє віддзеркалення в якісних змінах структури життєво необхідних ресурсів підприємства, происходит підвищення ролі нематеріальних (інформаційних) активів підприємства.

Нематеріальні активи - це складова частина ресурсного потенціалу підприємства, для якої характерні: можливість приносити прибуток в течение тривалого періоду часу, відсутність матеріальної основи, складність визначення майбутнього прибутку, її використання.

Під нематеріальними активами розуміють об'єкти промислової і інтелектуальної власності, а також інших аналогічних майнових прав, які визнаються об'єктом права власності конкретного підприємства (господарства).

Згідно теорії інформації нематеріальні активи можна визначити як нові відомості, позволяющие поліпшити виробничі процеси, пов'язані з перетворенням матеріальних ресурсів, енергії і самій інформації.

До найбільш поширених нематеріальних активів належать: *права використання природних ресурсів; права використання майна; права на знаки для товарів і послуг; права на об'єкти промислової власності; авторські і суміжні з ними має рацію, гудвіл* (тобто ціна фірми, репутація фірми, добре ім'я фірми), інші нематеріальні активи.

Нематеріальні (інформаційні) активи підприємства включають права на об'єкти майнової, інтелектуальної власності (Покропівній, 2000).

Зокрема, права на об'єкти промислової власності обумовлюють можливості використання нематеріальних активів промислового призначення. Вони включають: *винаходи, промислові зразки, працюючі експериментальні моделі, товарні знаки, гудвіл.*

Винахід - вирішення технологічного або техніко-економічного завдання, виконання якого зв'язане із застосуванням інноваційних підходів. Технічне рішення повинне відрізнятися оригінальністю підходів і базуватися на використанні ноу-хау.

Ноу-хау - технічні знання і практичний досвід технічного, комерційного, управлінського, фінансового і іншого характеру, які представляють комерційну цінність, застосовні у виробництві і професійній практиці і не забезпечені патентним захистом.

Патент - документ, що видається державою приватній особі (фірмі) і що забезпечує визнання за ним прав на виняткове використання винаходу протягом встановленого терміну. Патенти бувають декларативні і звичайні. Декларативний патент на винахід видається за умови місцевої новизни винаходу на період до 6 років. Звичайний патент видається за умови світової новизни винаходу на строк до 20 років.

Товарний знак - позначення, що поміщається на товарі (на його упаковці) промисловими і торговими підприємствами для індивідуалізації товару і його виробника.

Ліцензія - дозвіл на використання іншою особою або організацією винаходу, технології, технічних завдань і виробничого досвіду, секретів виробництва, торгової марки, комерційної і іншої інформації протягом певного терміну за обумовлену угодою винагороду; спеціальний дозвіл, що видається компетентними державними органами на здійснення окремих видів діяльності.

Гудвіл - нематеріальний актив, вартість якого визначається як різниця між балансовою вартістю активів підприємства і його звичайною вартістю як цілісного майнового комплексу, що виникає унаслідок використання кращих управлінських якостей, домінуючої позиції на ринку товарів (робіт і послуг), нових технологій і ін.

Специфіка нематеріальних активів зумовила необхідність розробки механізмів захисту промислової власності, стимулювання розвитку науки і

науково-технічної діяльності в Україні, що отримало юридичне закріплення в Законі України «О основах державної політики у сфері науки і науково-технічної діяльності», прийнятому Верховною Радою України 13 грудня 1991 року. Цим законом определены п'ять основних аспектів суспільних стосунків у сфері науково-технічного прогресу. Це, по-перше, роль держави в розвитку науки і техніки, використанні науково-технічних результатів для перетворення общественного виробництва і задоволення потребностей населення. По-друге, основні цілі, напрями і принципи державної науково-технічної політики. По-третє, методи державного регулювання в науково-технічній сфері. По-четверте, повноваження государственных органів в здійсненні науково-технічної політики і наслідків, п'ятий аспект определяет економічні і правові гарантії розвитку науково-технічної діяльності.

Ефективна система захисту інтелектуальної собственности стає одним з визначальних напрямів політики міжнародної інтеграції економіки України. 17 листопада 1999 року Україна приєдналася до Паризької конвенції про охорону промислової власності, а 1 червня 2000 року ратифікувала Мадридську угоду про міжнародну класифікації товарів і послуг. Не дивлячись на безумовний прогрес в створенні системи захисту інтелектуальної власності, внутрішнє законодавство не в повному об'ємі забезпечує захист і стимулювання створення національної інтелектуальної власності.

Інтелектуальна власність - виняткові права на використання в комерційних цілях продукції творчої діяльності (літературних, художніх, наукових творів, винаходів, промислових зразків, товарних знаків і ін.) (Юридичний, 1992).

Вперше захист авторських прав в Україні отримав юридичне закріплення в Законі України «Про авторське право і суміжні має» рацію, прийнятому Верховною Радою України 23 грудня 1993 року. Цим законом определяются поняття автора, аудіовізуального продукту, комп'ютерної програми і так далі У Законі розглядаються об'єкти авторського права,

виникнення і здійснення авторського має рацію, дається поняття співавторства, розглядаються майнові і немайнові права авторів, можливості передачі права на авторську власність через ліцензування. Після приєднання України до міжнародних угод було переглянуто внутрішнє законодавство про охорону прав на винаходи і експериментальні моделі і 1 липня 2000 року був прийнятий Закон України «Про охорону прав на винаходи і корисні моделі» Верховною Радою України в новій редакції. Целесообразність цього з'явилася із-за розбіжностей окремих положень Закону і потреби наближення процедури патентування винаходів і експериментальних моделей в Україні до міжнародних стандартів. Нова редакція Закону припускає:

- розширення об'єктів патентування;
- визначення загальних правил напряму міжнародних патентних заявок згідно з Угодою про патентну кооперацію;
- встановлення прав працедавців на отримання патента на винахід найнятого робітника і регламентацію процедури патентування;
- впровадження поняття декларативного патенту на винахід.

Подальший розвиток система захисту авторських і суміжних прав отримала в Законі України «Про розповсюдження примірників аудіовізуальних творів та фонограм», прийнятому Верховною Радою України 23 березня 2000 року. Закон встановлює адміністративну відповідальність за незаконне розповсюдження копій аудіовізуальних творів і фонограм. Згідно Закону рознична торгівля копіями аудіовізуальних творів і фонограм дозволена тільки в спеціалізованих об'єктах роздрібної торгівлі.

Підприємства можуть купувати нематеріальні активи, отримувати їх безкоштовно або створювати самі. Підставою для оприходоування нематеріальних активів є документи, які ідентифікують ці активи. Вони повинні описувати сам об'єкт нематеріальних активів або порядок їх використання (наприклад, опис рецептів, право користування на землю, патент, свідоцтво), а також відображати його первональну вартість, термін корисного використання, норму зносу, підрозділ, в якому використовуватимуться об'єкт,

підписи посадових осіб, які прийняли об'єкт, разом з додатком документів, в яких описується сам об'єкт нематеріальних активів або порядок його використання. Окрім цього, документ повинен підтверджувати ті або інші майнові права підприємства.

Вартість нематеріальних активів оцінюється по сумі всіх фактичних витрат на придбання і приведення до стану готовності для використання. У випадку якщо нематеріальні активи вносяться учасником створеного підприємства, то вони оцінюються по світових цінах.

Вартість нематеріальних активів відшкодовується шляхом включення у витрати діяльності (виробничою, коммерческой) амортизаційних відрахувань. Для амортизації используется лінійний метод. Величина амортизації нематеріальних активів повинна визначатися щомісячно по нормах, которые розраховуються виходячи з первинної вартості і терміну корисного їх використання (але не більше) або терміну деятельности підприємства.

Норма зносу нематеріальних активів визначається виходячи з первинної вартості і встановленого терміну їх використання (але не більше десяти років) або терміну діяльності підприємства і затверджується приказом керівника підприємства. Нарахування зносу починаються 1-го числа місяця, подальшого за місяцем зарахування на баланс підприємства, або по об'єктах, которые вибули, закінчується з 1-го числа місяця, последующего за місяцем вибуття. Нарахування зносу по отдельным об'єктах нематеріальних активів проводяться впродовж терміну їх використання у межах первоначальной вартості. Не нараховується знос на ноу-хау, гудвіли фірми, знаки для товарів і послуг, вартість которых не зменшується в процесі їх використання. [19]

6.3 РОЗРАХУНОК ПОВНОЇ СОБІВАРТОСТІ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРЕБЕЛЬНОЇ МІНІ-ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 5 МВт

Собівартість продукту - це виражені в грошовій формі поточні витрати підприємства на його виробництво і збут. Витрати на виробництво формують виробничу собівартість, а витрати на виробництво і збут - повну собівартість. Розрахунок собівартості продукту за статтями витрат називається калькуляцією. Калькуляція собівартості програмного продукту здійснюється відповідно «Типовому положенню з планування, обліку і калькуляції собівартості продукції (робіт, послуг) в промисловості». /Ссылка на літературу: Типове положення з планування, обліку і калькуляції собівартості продукції. Затверджено КМ. України від 26 квітня 1996 № 473 // Бізнес. - № 32-35/.

Витрати, пов'язані з виробництвом і збутом (реалізацією) продукту групуються за наступними статтями:

1. Матеріали і комплектуючі вироби.
2. Основна заробітна плата.
3. Додаткова заробітна плата.
4. Відрахування на соціальні заходи.
5. Витрати на утримання і експлуатацію устаткування.
6. Загальновиробничі витрати.
7. Адміністративні витрати.
8. Витрати на збут.

6.3.1 Матеріали і комплектуючі вироби.

Розглядаються виходячи з відомостей на матеріали, сировину, що комплектують, операцію з розрахунку на 1 одиницю випуску.

Таблиця 7. - Матеріали і комплектуючі вироби

Найменування	Кількість	Вартість, грн.
Контроллер	1	4000
Провідники	10 м	500
Сумарна вартість купувальних виробів (Сп)		4500

6.3.2 Витрати на основну заробітну плату (Z_0):

$$Z_0 = t \cdot ЧКА = 3 \cdot 50 \cdot 1 \cdot 2 = 300 \text{ грн}, \quad (6.1)$$

де T - сумарна трудомісткість розробки продукту (година).

Визначається експертним шляхом виходячи з фактично витраченого часу на виробництво і наладку продукту;

$Ч$ - середня годинна тарифна ставка 1 робочого, який задіяний у виробництві продукту, грн./час;

K - коефіцієнт трудової участі (розрядності);

A - кількість працівників задіяних у виробництві.

6.3.3 Додаткова заробітна плата (Z_d) (10?30% від Z_0):

$$Z_d = Z_0 \cdot \frac{K_d}{100} = 300 \cdot \frac{20}{100} = 60 \text{ грн}, \quad (6.2)$$

де K_d - відсоток додаткової заробітної плати.

6.3.4 Відрахування на соціальні заходи містять відрахування від суми основної і додаткової зарплати по встановлених ставках

- на обов'язкове державне пенсійне страхування - 33,2%;
- на державне страхування від нещасних випадків - 0,9%;
- на обов'язкове державне соціальне страхування на випадок безробіття - 1,3%;
- у зв'язку з тимчасовою втратою працездатності і витратами, обумовленими народженням дитини і похованням, - 1,5%)

$$H_{см} = (Z_о + Z_д) \cdot \frac{36,9}{100} = (300 + 60) \cdot \frac{36,9}{100} = 132,84 \text{ грн} \quad (6.3)$$

6.3.5 Витрати на утримання і експлуатацію устаткування:

Якщо устаткування знаходиться на балансі підприємства.

Витрати на зміст і експлуатацію устаткування (РСЕО) = основна зарплата * %РСЭО, визначається з відомостей за аналізом повної собівартості продукту (в середньому 120-150%).

$$Z_{уе} = z_о \cdot 150\% = 300 \cdot 150\% = 450 \text{ грн} \quad (6.4)$$

6.3.6 Загальновиробничі витрати.

Є витратами, пов'язаними з управлінням підрозділом, витратами на службові відрядження співробітників підрозділу (цехи), амортизаційні відрахування від вартості основних фондів загальцехового призначення і так далі

Визначаються у розмірі 130?250% від основної зарплати.

$$Z_{обц} = z_о \cdot 250\% = 300 \cdot 250\% = 750 \text{ грн} \quad (6.5)$$

6.3.7 Виробнича собівартість продукту.

$$P_c = c_n + Z_о + Z_д + H_{см} + Z_{уе} + Z_{обц} = 4500 + 300 + 60 + 132,84 + 450 + 750 = 6192,84 \text{ грн} \quad (6.6)$$

6.3.8 Адміністративні витрати.

Можуть включати:

- витрати, пов'язані з управлінням підприємства;
- витрати на службові відрядження адміністрації підприємства;
- витрати на пожежну і сторожову охорону;
- витрати, пов'язані з підготовкою (навчанням) і перепідготовкою кадрів;
- витрати на перевезення працівників до місця роботи і назад;
- витрати на сплату відсотків за фінансові кредити, а також відсотків за товарні і комерційні кредити; витрати, пов'язані із сплатою відсотків за користування матеріальними цінностями, узятими в оренду (лізинг);
- витрати, пов'язані з оплатою послуг комерційних банків і інших кредитно-фінансових установ;
- податки, відрахування.

Визначаються у розмірі 140-200% від основної зарплати.

$$Z_a = z_o \cdot 200\% = 300 \cdot 200\% = 600 \text{ грн} \quad (6.7)$$

6.3.9 Витрати на збут.

Включають витрати на рекламу і передпродажну підготовку продукту. Орієнтування ці витрати визначаються у розмірі 5-10% від виробничої собівартості.

$$Z_c = n_c \cdot 10\% = 6192,84 \cdot 10\% = 619,28 \text{ грн} \quad (6.8)$$

6.3.10 Повна собівартість продукту.

$$C = n_c + z_a + z_c = 6192,84 + 600 + 619,28 = 7412,12 \text{ грн} \quad (6.9)$$

6.3.11 Калькуляція собівартості продукту зводиться в таблицю

Таблиця 8. - Калькуляція собівартості автоматизованого управління режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт

Найменування статей калькуляції	Величина, грн
Матеріали і комплектуючі вироби.	4500
Основна заробітна плата	300
Додаткова заробітна плата	60
Відрахування на соціальні заходи	132,84
Витрати на утримання і експлуатацію устаткування	450
Загальновиробничі витрати	750
Адміністративні витрати	600
Витрати на збут	619,28
Повна собівартість продукту	7412,12

6.4. РОЗРАХУНОК ЦІНИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГРЕБЕЛЬНОЇ МІНІ-ГЕС ПОТУЖНІСТЮ 5 МВТ

У ринковій економіці існують різні методи ціноутворення: с/с плюс прибуток, забезпечення фіксованого об'єму прибули, залежно від рівня попиту .

Розрахунок оптової ціни продукту проведемо по схемі «собівартість плюс прибуток».

$$Ц_{opt} = Z + П \quad (6.10)$$

де Z - собівартість програмного продукту

$П$ - величина прибули.

Прибуток визначається виходячи з нормативу (показника) рентабельності виробництва продукції встановлюваного підприємством:

$$R = \frac{П}{C} \cdot 100\%, \quad (6.11)$$

де R - рентабельність продукції (продукту), приймається в розмірі до 35%.

Тоді оптова ціна програмного продукту визначається:

$$Ц_{opt} = C + \frac{R \cdot C}{100} = 7412,12 + \frac{35\% \cdot 7412,12}{100} = 10006,36 \text{ грн}, \quad (6.12)$$

Позитивні сторони даної методики полягають в її простоті, комплексній очевидності такої функції ціни як відшкодування витрат на виробництво і забезпечення прибутковості від створення і реалізації продукту. Недолік даної методики полягає в тому, що вона майже не враховує ринкові чинники ціноутворення і перш за все попит. Проте в умовах ринкової економіки існують ситуації, якщо підприємствам доцільно її застосовувати: в умовах відсутності конкуренції (монополії), при обмеженні рентабельності продукції з боку держави, виконанні одноразових замовлень, виготовленні оригінальної продукції.

Необхідно відзначити, що для встановлення реальної ціни яка б відповідала умовам існуючого ринку програмних продуктів, необхідні відповідні маркетингові дослідження.

$$Ц_{розн} = ц_{opt} \cdot 1,2 = 10006,36 \cdot 1,2 = 12007,63 \text{ грн} \quad (6.13)$$

де 20% ПДВ

Вивід. При визначенні повної собівартості системи ми визначили, що вона рівна 7412,12 грн

ВИСНОВКИ

В процесі виконання роботи по автоматизованому управлінню режимами роботи гребельної міні-ГЕС потужністю 5 МВт. 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.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Кудря С. О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні // Вісник НАН України. –2016р. –№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.– 2018.–399 с.
5. Дьяков А.Ф., Овчаренко И.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем// Издательство МЕИ.–Москва.– 2017.– 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.–2018.–№ 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>.–2016.– №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 .–2016.– 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. — 2017. — № 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 .–2018.– №1.– С.54–57.

12. <https://www.emerson.com/en-us/automation/control-and-safety-systems>[Электронный 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>
[Электронный ресурс].

15. Дерев'янку 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 авиации и космонавтики. – 2015. Том 1. –с. 459-461.

17. <https://helpiks.org/1-117827.html> [Электронный ресурс].

18. WinCC Options – WinCC/Web Navigator –SIMATIC HMI, the leading Human Machine Interface solution – Siemens [Электронный ресурс]. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.automation.siemens.com/mcms/human-machine-interface/en/visualization-software/scada/wincc-options/wincc-web-navigator/Pages/Default.aspx>.

19. Економіка підприємства: Навчальний посібник / Під общ. ред. д. э. н., проф. Л. Р. Мірошника. – Суми: ІТД «Університетська книга», 2002. – 632 с.

20. Долин П. А. Основы техника безопасности в электроустановках. – М.: Энергия, 2019. – 408 с.