МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота (проєкт)

другого (бакалаврського) рівня освіти
(рівень вищої освіти)

на тему Проект автоматизації водогрійного котла ТВГ – 8 в умовах локального теплопостачання побутових споживачів. Система автоматичного управління температурним графіком

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1512
спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

освітньої програми Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Софієнко А.О.

Керівник доктор т. н., професор Пазюк М.Ю.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент _____

Запоріжжя 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти другий (бакалаврський)
Спеціальність 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ) СТУДЕНТОВІ
Софієнко Артем Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) Проект автоматизації водогрійного котла ТВГ – 8 в умовах локального теплопостачання побутових споживачів. Система автоматичного управління температурним графіком
керівник роботи Пазюк М.Ю, професор, доктор т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «23» грудня 2025 року № 1833-с
2. Строк подання студентом роботи 14 червня 2026 р.
3. Вихідні дані до роботи технічна документація, технологічні інструкції, дані, отримані під час проходження виробничої практики
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз існуючого рівня автоматизації; розробка схеми інформаційних потоків; розробка технічного завдання; структура програмно-технічного комплексу; проєктування системи управління температурним графіком; розробка технічної документації; техніко-економічних показники; охорона праці, пожежна безпека
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): функціональна схема автоматизації, принципові електричні схеми, монтажно-комутаційна схема, схема зовнішніх з'єднань креслень) презентація роботи

6. Консультанти розділів роботи.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	професор, Пазюк М.Ю.		
2	професор, Пазюк М.Ю.		
3	професор, Пазюк М.Ю.		
4	професор, Пазюк М.Ю.		
5	професор, Пазюк М.Ю.		
6	професор, Пазюк М.Ю.		
7	професор, Пазюк М.Ю.		
8	професор, Пазюк М.Ю.		

7 Дата видачі завдання 14.04.2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз існуючого рівня автоматизації	21.04-27.04.26	
2	Розробка схеми інформаційних потоків	28.04-04.05.26	
3	Розробка технічного завдання	05.05-07.05.26	
4	Вибір структури та складу програмно-технічного комплексу	08.05-10.05.26	
5	Проєктування системи регулювання температури	08.05-14.05.26	
6	Розробка технічної документації	15.05-18.05.26	
7	Розрахунок системи автоматизації та показників її надійності	19.05-21.05.26	
8	Розрахунок техніко-економічних показників	22.05-23.05.26	
9	Розгляд питань охорони праці та техногенної безпеки	24.05-25.05.26	
10	Розробка презентації роботи, проходження нормконтролю, підготовка доповіді	26.05 – 14.06.26	

Студент _____ Артем СОФІЄНКО
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту) _____ Михайло ПАЗЮК
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ Андрій КОЛОСОК
(підпис) (ініціали та прізвище)

РЕФЕРАТ

Софієнко А. О. Проект автоматизації водогрійного котла ТВГ – 8М в умовах локального теплопостачання побутових споживачів. Система автоматичного управління температурним графіком.

Кваліфікаційна робота бакалавра на здобуття вищої освіти за спеціальністю 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології», науковий керівник М.Ю. Пазюк, Запорізький національний університет, Інженерний науково-навчальний інститут ім. Ю.М. Потебні, кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем. Запоріжжя, 2026.

Метою роботи є розробка та впровадження сучасної високоефективної автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСУ ТП) підігріву води на базі котельного агрегату ТВГ-8М.

У ході виконання роботи було проведено детальний аналіз водогрійного котла як об'єкта автоматизації та обґрунтовано доцільність переходу на мікропроцесорні засоби керування. Запроектовано трирівневу структуру програмно-технічного комплексу, де в якості керуючого органу середнього рівня обрано промисловий контролер Siemens Simatic S7-200 (CPU 224 XP) з модулями розширення, а нижній рівень модернізовано шляхом інтеграції сучасних інтелектуальних датчиків. Також розроблено алгоритми протиаварійного захисту, логічних блокувань, світлозвукової сигналізації та прикладне програмне забезпечення контролера. Виконано розрахунки економічної ефективності проекту та опрацьовано розділи з охорони праці й техногенно-екологічної безпеки.

Кваліфікаційна робота бакалавра складається з вступу, восьми розділів, висновків, переліку джерел посилання з 30 найменувань, викладена на 98 сторінках машинописного тексту, включаючи 25 рисунків, 13 таблиць та 9 аркушів графічного матеріалу.

Ключові слова: водогрійний котел, автоматизація, промисловий контролер, регулятор, математичне моделювання, оптимізація параметрів

ЗМІСТ

ВСТУП 7
1. ОПИС ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ 9
1.2 Автоматизація технологічних процесі виробництва теплової енергії 11
1.3 Статичні і динамічні характеристики об’єкту автоматизації, имоделювання САР 15
2 ВИМОГИ ДО СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ 18
2.1 Вимоги до системи АСУ ТП в цілому 18
2.2 Вимоги до режимів роботи механізмів 19
2.3 Вимоги до надійності 20
2.4 Вимоги до видів забезпечення 21
2.4.1. Вимоги до інформаційного забезпечення 21
2.4.2. Вимоги до математичного забезпечення 22
2.4.3. Вимоги до програмного забезпечення 22
2.4.4 Вимоги до метрологічного забезпечення 24
3 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ВОДОГРІЙНОГО КОТЛА ТГВ-8М 29
3.1 Вибір та обґрунтування функціональної структури СА 29
3.1.1. Структура СУ водогрійного котла 29
3.1.2 Структура середнього рівня СУ водогрійного котла 30
3.1.3 Пристрій технологічних захистів 31
3.1.4 Структура верхнього рівня СУ водогрійного котла 32
3.2 Вибір (розрахунок) математичної моделі системи управління 33
4. ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ 38
4.1 Схема матеріальних і інформаційних потоків 38
4.2 Вибір та обґрунтування технічних засобів САУ 42
4.2.1. Первинні перетворювачі та вторинні прилади 42
4.2.2. Вибір промислового контролера 45
4.3 Розробка функціональної схеми системи автоматизації 51

5 РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ 58
5.1 Опис алгоритму роботи водогрійного котла ТВГ-8 58
5.2 Реалізація алгоритму роботи в середовищі CODESYS 59
6. РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ 66
6.1 Розрахунок параметрів наближеним методом 66
6.2 Розрахунок параметрів надійності з урахуванням режимів роботи елементів та впливом дестабілізуючих факторів 69
6.3 Визначення гарантійного терміну служби САР 72
7. ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА 75
7.1 Характеристика потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів 75
7.2 Заходи з поліпшення умов праці 79
7.3 Виробнича санітарія 81
7.4 Електробезпека 83
7.5 Пожежна безпека. Техногенна безпека 85
8. ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ 87
8.1 Техніко-економічне обґрунтування АСУ 87
8.2 Організаційна структура підприємства 88
8.3 Розрахунок одноразових витрат на створення АСУ 89
ВИСНОВКИ 96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 98

ВСТУП

Автоматизація є впровадженням комплексу технічних засобів, які дозволяють здійснювати виробничі процеси без безпосередньої участі людини, залишаючи за нею лише функції загального контролю. Завдяки цьому суттєво збільшуються обсяги випуску продукції, знижується її собівартість, економляться матеріали, а також підвищується надійність і довговічність обладнання. Крім того, автоматизація кардинально покращує умови праці та рівень техніки безпеки, звільняючи людину від рутинного й важкого керування механізмами. В автоматизованому виробництві роль персоналу зводиться до налаштування, регулювання та моніторингу систем, що полегшує як фізичну, так і розумову працю, але водночас вимагає від працівників високої кваліфікації. Сучасні тенденції розвитку індустрії свідчать про те, що цей процес є незворотним і визначає конкурентоспроможність будь-якого підприємства. Впровадження новітніх технологій мінімізує вплив так званого людського фактора, який часто стає причиною збоїв. Це дозволяє компаніям досягати стабільної якості, яка раніше була недоступною через обмеження ручної праці.

У теплоенергетиці автоматизація посідає одне з провідних місць через безперервність технологічних процесів, де генерація тепла та електрики має щомиті чітко відповідати поточному споживанню. Оскільки перехідні процеси тут розвиваються дуже швидко, майже всі операції на теплоенергетичних установках потребують високого рівня автоматизації. На прикладі водогрійних котлів це забезпечує точне підтримання параметрів води, підвищує безпеку й надійність устаткування, а також максимізує економічність його роботи. Грамотне налаштування теплотехнічних систем дозволяє оперативно реагувати на коливання зовнішніх температур та оптимізувати витрати палива. Завдяки цьому підприємства комунальної енергетики суттєво знижують фінансові втрати під час опалювального сезону.

Цілісна система автоматизації котельного обладнання об'єднує в собі кілька важливих підсистем. Автоматичне регулювання безперервно підтримує такі процеси як живлення водою та горіння палива. Дистанційне управління дозволяє операторам віддалено запускати й зупиняти агрегати безпосередньо з центрального пульта. Паралельно з цим автоматичні показувальні та самописні прилади теплотехнічного контролю, розміщені на спеціальних щитах, забезпечують безперервний моніторинг усіх параметрів. Технологічні блокування чітко координують послідовність дій під час пусків чи зупинок, виключаючи помилки персоналу та вимикаючи обладнання в разі аварії. Нарешті, пристрої світлової та звукової сигналізації інформують про стан техніки, попереджають про наближення параметрів до небезпечних меж і сповіщають про виникнення аварійних ситуацій. У підсумку експлуатація котлів має першочергово гарантувати надійне й ефективне вироблення гарячої води із заданими характеристиками при забезпеченні повної безпеки для персоналу. Модернізація цих захисних і контролюючих систем є ключовим кроком до створення енергоефективної промисловості майбутнього.

1. ОПИС ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Основні характеристики водогрійних котлів ТГВ-8М

Водогрійні котли, призначенням яких є отримання гарячої води заданих параметрів, використовують для забезпечення підігрітою водою систем опалення та вентиляції, побутових і промислових споживачів. Водогрійні стальні котли, працюючі звичайно за прямоточним принципом з постійною витратою води, встановлюють в промислово – опалювальних котельнях, а також на ТЕЦ для покриття граничних опалювально-вентиляційних завантажень. Температура води на вході в котел 70ºС (в граничному режимі 110ºС), температура води на виході котла - 150ºС та більше (до 200ºС). Для водогрійних котлів встановлена наступна шкала потужностей МВт (ГКал/год.): 4,65(4); 7,5(6,5); 11,63(10); 23,3(20); 35(30); 58,2(50); 116,3(100); 209,4(180).

Водогрійні котли потужністю до 23,3 МВт звичайно використовують тільки в основному режимі з підігрівом води до 150ºС. При цьому тиск на вході в котел приймається 1,6 МПа. Котли потужністю 35 МВт і вище повинні витримувати роботу в основному та граничному режимах з можливістю підігріву води до 200ºС. Тиск води на вході в котел 2,5 МПа. Котли можуть працювати на газі, рідкому та твердому паливі. Для водогрійних котлів температура води на вході повинна бути вищою за точку роси для продуктів згоряння для уникнення інтенсивної зовнішньої корозії труб. У зв’язку з цим температура води на вході у котли повинна бути не менше 60 ºС при роботі на природному газі, 70 ºС – при роботі на малосернистому мазуті і не нижче 110 ºС – при роботі на високосернистому мазуті. Враховуючи, що потрапляюча із тепломережі зворотна (холодна) вода має звичайно температуру менше 60 ºС, частина прямої (гарячої) води за допомогою рециркуляційних насосів підмішують до зворотної води для досягнення необхідної температури води на вході в агрегат.

Водогрійний котел ТВГ-8М призначений для нагріву води, яка використовується для гарячого водопостачання та опалення. Вода, що йде до споживача, називається прямою, а повертає назад від споживача в котел - зворотною. Вода використовується хімічно очищена, тому що розчинні гази (кисень і вуглекислота), що містяться в природній воді руйнують метал котельного агрегату і трубопроводи. Також використання природної води призводить до відкладення накипу, яка викликає перегрів металу в слідстві погіршення відводу тепла. Для поповнення неминучих втрат води, потрібна вода для підживлення зворотної води. Поживна вода застосовується хімічно очищена. Нагрівання води відбувається за рахунок тепла, що виділяється при спалюванні палива.

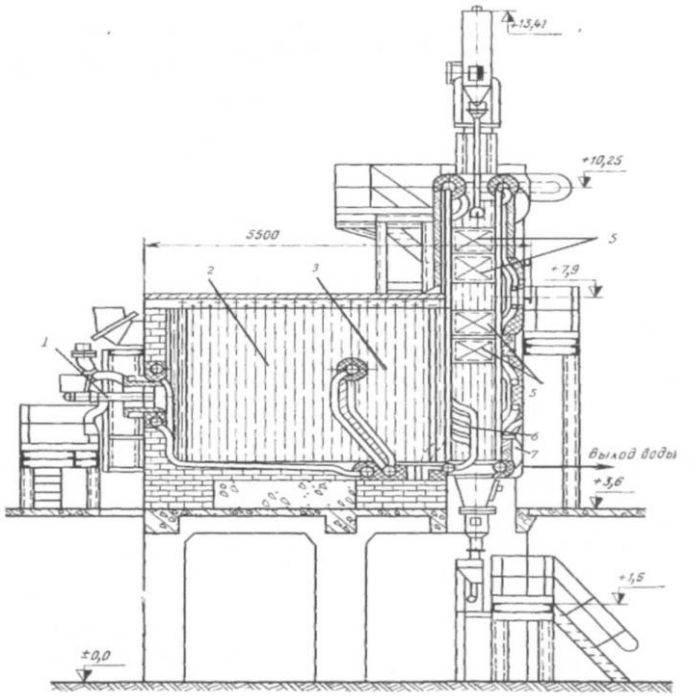
Для спалювання газу та мазуту котел оснащується ротаційною газо- мазутною пальником типу РГМГ. В котлі вода нагрівається до 150 ºС. Вода проходить через колектори і труби екранів, після чого відводиться в труби конвективного пучка. Для забезпечення необхідної швидкості руху води колектори екранів розділені перегородками. Із верхніх колекторів відводиться повітря по спеціальних трубах.

Водогрійні котли (рисунок 1.1) працюють по прямоточному принципу. Вода від місця входу в котел до місця виходу проходить прямим током. Топка котла відокремлена перегородкою від камери догорання, з якої димові гази відводяться в вертикальну шахту – конвективних газохід. Топка з усіх сторін має екрани, виконані з паралельних труб, замкнутих на колектори. В шахті конвективного газоходу встановлені пакети з труб розміром 28х3 мм.

Труби пакетів зігнуті в вигляді змійовиків, кінці труб приєднуються до вертикально установлених стояків із труб великого діаметру. Передня стінка топкової камери закрита (футерована) шамотною цеглою.

Тепловиробничість котла становить 10 Гкал/час (11,63 МВт), тиск води до 2,5 МПа, витрата води через котел 123,5 т/год. Площа поверхні нагріву – 295,1 м^2. Розрахунковий ККД котла: на газу – 92%; на мазуті –88%.

Масса котла – 18,4 т.



1 – ротаційний пальник; 2 – топкова камера; 3 – камера догорання; 4 – дробеочистка; 5 – пакети конвективных поверхонь нагрівання; 6 – труби, що екранують; 7 – нижній бункер для дробу

Рисунок 1.1 – Водогрійний котел ТГВ-8М

1.2 Автоматизація технологічних процесі виробництва теплової енергії

При автоматизації теплогенеруючих установок припускають, що технологічні процеси повинні проходити без участі людини. Це забезпечується за рахунок механізації оперативного управління роботою обладнання за допомогою різноманітних засобів і пристроїв, які виконують наступні функції:

1. Дистанційне управління регулюючими та запірними органами (пуск та зупинка допоміжного обладнання: дуттєвих вентиляторів, димососів, насосів та ін.)

2. Автоматичне регулювання технологічних режимів (додержання визначених значень або зміни по заданому графіку технологічних параметрів:

температури води, відходящих продуктів згоряння, витрати живильної води та ін.).

3. Автоматичне управління періодичними операціями (пуск і зупинка обладнання подачі палива і резервних насосів і ін.)

4. Автоматичне блокування роботи обладнання (для запобігання аварійних ситуацій при неправильних діях обслуговуючого персоналу. Наприклад, при аварійній запинці димососу повинно спрацювати автоматичне відключення вентилятора і зупинка паливоподачі в камеру згоряння).

5. Сигналізація про режими роботи обладнання, аварійних ситуаціях та ін.

Перелік автоматизованих трактів і складових частин об'єкта:

а) водогрійний тракт

– тракт води;

– топка котла;

б) тракт природного газу;

в) тракт доменого газу;

г) тракт коксового газу;

д) паромазутопровід;

е) тракт подачі повітря з повітропідігрівниками;

ж) тракт димових газів (топки котла, конвективна шахта, газоходи);

з) тягодуттєві машини;

і) тракт системи пожежогасіння конвективної шахти.

Котел встановлюється й експлуатується в котельній першій категорії (безперервного циклу). Умови характеризуються:

а) температура всередині котельного відділення від 0 до +45 ^{0}C (у верхній частині котла в районі обмуровування до +80 ^{0}C);

б) підвищеним рівнем вологості;

в) значним рівнем напруженості електромагнітних полів, які створюються основним устаткуванням котельні (эл. приводу й эл. двигуни

насосів вентиляторів і т. п.);

г) наявністю високого рівня напруженості магнітних полів;

д) можливою наявністю значного рівня перешкод у ланцюгах електроживлення й заземлення.

СУ виконує наступні функції:

1. Автоматичне регулювання параметрів технологічних процесів котла:

– рівня води;

– теплового навантаження;

– співвідношення "паливо-повітря";

– розрідження в топці котла;

– температури гарячої води.

2. Виконання автоматичних захистів діючих на зупинку котла:

– по загасанню загального полум’я в топці,

– по зниженню тиску основного палива до регулювального клапана;

– при вимиканні всіх димососів;

– при вимиканні всіх дуттєвих вентиляторів;

– при падінні розрідження в топці котла;

– при падінню тиску повітря після дуттевих вентиляторів;

– при спрацьовуванні захисту системи пожежогасіння конвективної шахти.

3. Виконання локальних захистів:

– захист по відключенню одного з видів палива при падінні тискуданого виду палива до регулювального клапана;

– захист при незапаленні або загасанні полум’я пальника при розпалюванні котла. Захист виконується окремо для різних палив.

4. Виконання автоматичних блокувань:

– заборона розпалу пальників при розпалюванні без вентиляції топки;

– заборона подачі всіх видів палива в пальник при відсутності смолоскипа запального пристрою цього пальника;

– заборона подачі палива до котла при не закритті хоча б одного запірного пристрою з електроприводом на підведенні цього палива перед будь-яким пальником;

– заборона відкриття другого запірного пристрою з електроприводом по ходу палива перед пальником при невідкритому першому;

– блокування запірного пристрою на трубопроводі безпеки пальника газу;

– припинення й заборона подачі палива в пальник у випадку повного закриття шибера на підведенні повітря до цього пальника;

– блокування роботи основного регулятора на магістралі природного газу без використання байпаса (у складі регулятора теплового навантаження);

– дистанційне автоматизоване управління регулюючою, запірною й відсічною арматурами;

– формування сигналів аварійної й попереджувальної сигналізації;

– прийом і обробка сигналів ручного вводу/виводу захистів оператором котла;

– прийом сигналів від ЗВТ нижнього рівня;

– формування сигналів управління на складання управління запірної, запірно-відсічної й регулюючої арматур

5. Відображення інформації;

– видача інформації на печатання;

– формування й зберігання архівів оперативних даних.

6. Допоміжні:

– первинна обробка прийнятих сигналів;

– розрахунок керуючих уставок;

– захист даних;

– формування й відправлення запитів даних;

– обробка запитів даних;

– прийом і видача даних по цифрових каналах зв'язку;

– діагностика програмно-технічних засобів середнього рівня;

– ведення архіву аварій;

– функція адміністрування.

1.3 Статичні і динамічні характеристики об’єкту автоматизації, моделювання САР

САР температури прямої води.

Теплове навантаження – це кількість тепла, подаваємого до водогрійної установки у виді палива.

Теплове навантаження – кількість гарячої води, споживаної споживачем.

Динамічні властивості об'єкта на рис. 1.2

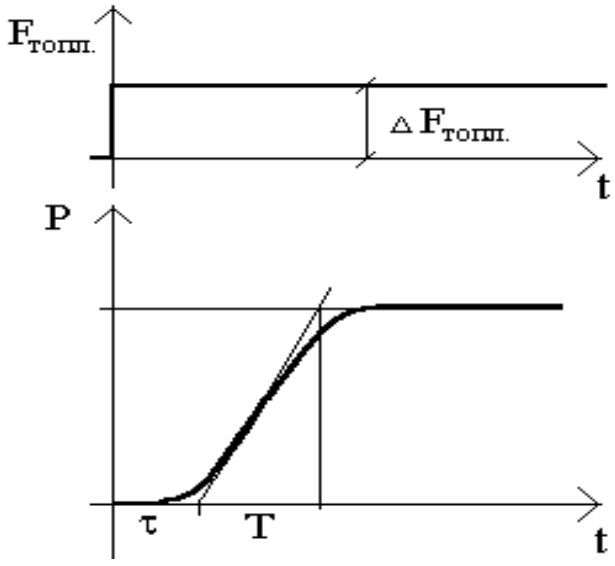


Рисунок 1.2 – Крива розгону по каналу витрата палива – тиск гарячої води.

При регулюванні навантаження водогрійних установок необхідно підтримувати витрату палива відповідно до навантаження котлів.

САР теплового навантаження будується з умови забезпечення теплового

балансу, дотримання якого контролюється по витраті гарячої води в якій-небудь точці водопроводу.

Вимоги по гарячій воді: відхилення тиску води, подаваної споживачу, не повинно перевищувати 3-5% від номінального.

$$\frac{\tau}{T} = 0{,}2 \div 0{,}4; \; T=10 \div 300 \text{ с}$$

САР співвідношення паливо повітря.

Коефіцієнт витрати повітря необхідно підтримувати:

- Для пальників, що працюють на газовому паливі, α = 1,05÷1,1;
- Для пальників, що працюють на рідкому паливі, α = 1,1÷1,2;
- Для пальників, що працюють на твердому паливі, α = 1,2÷1,4.

Системи горіння на водогрійних котлах найчастіше будуються як системи співвідношення паливо-повітря.

САР тиску в топці (розрідження в топці).

Для того щоб не відбувалося вибивання продуктів згоряння в робоче приміщення і не відбувалося підсмоктування повітря в топку, необхідно підтримувати на рівні нещільностей нульовий надлишковий тиск. Однак у нижній частині топки добір тиску неможливий через те, що дані показники спотворюють струмені смолоскипа. Тому добір тиску роблять у верхній частині топки котла.

Враховуючи, що водогрійні котли є об’єктами інерціонними для регулювання технологічними параметрами достатньо використовувати ПІ закони регулювання.

Висновки. Водогрійний котел ТВГ-8М є складним і високоінерційним об'єктом автоматизації з прямоточним принципом руху хімічно очищеної води, ефективна експлуатація якого в умовах безперервного циклу вимагає суворого дотримання температурних і гідравлічних режимів. Специфіка роботи котельні першої категорії та агресивне зовнішнє середовище обумовлюють необхідність повного виключення людського фактора з

процесів оперативного керування за рахунок впровадження комплексної системи управління. Створена СУ успішно вирішує завдання автоматичного регулювання ключових параметрів, забезпечує багаторівневий технологічний захист, а також реалізує складні логічні блокування й сигнали попередження для запобігання аварійним ситуаціям. Враховуючи значну динамічну інерційність теплових процесів у котлі, для якісної підтримки теплового балансу та стабілізації тиску й співвідношення палива з повітрям є цілком достатнім і технічно обґрунтованим застосування ПІ-законів регулювання.

2 ВИМОГИ ДО СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

2.1 Вимоги до системи АСУ ТП в цілому

АСУ котельні реалізована на апаратній платформі фірми «SIEMENS» на базі програмованого контролера CPU 224 XP серії S7-200 з набором модулів дискретного і аналогового вводу-виводу. Як програмне забезпечення візуалізації технологічного процесу на станціях операторів, використовувати STEP 7 Micro/WIN.

АСУ повинна працювати цілодобово в режимі реального часу.

В якості основних принципів при виборі програмно-апаратної платформи, а також при побудові і організації архітектури АСУ котельні приймаються наступні:

– модульність побудови програмних і технічних засобів;

– уніфікація програмних і технічних засобів, для забезпечення їх взаємозамінності;

– уніфікація і стандартизація взаємозв'язків (функціональна, програмна, конструктивна) між рівнями управління і підсистемами;

– оперативне діагностування програмних і технічних засобів, включаючи автоматичну самодіагностику окремих елементів системи;

– функціонування без постійної присутності обслуговуючого персоналу безпосередньо біля технологічного обладнання.

Технічними та програмними засобами повинна бути передбачена автоматична діагностика, яка включає:

– діагностику технічних засобів управління, як на рівні модулів, так і комплексу в цілому;

– діагностику інтерфейсних каналів зв'язку;

– діагностику виявлення відмов вимірювальних каналів, джерел живлення і видача повідомлень при їх відмові.

Діагностика повинна базуватися на наступних принципах:

– будь-яка несправність стану сигналізується світловою та звуковою сигналізацією на станціях операторів;

– технічні засоби повинні бути оснащені програмними засобами діагностики;

– в системі повинен бути передбачений режим тестування;

– тестування має здійснюватися по програмним тестів при включенні комплексу, а також при необхідності перевірки функціонування системи протиаварійного захисту без безпосереднього зв'язку (імітування свідчення значень датчиків що входять в систему протиаварійного захисту) з об'єктом захисту і можливістю відстеження роботи алгоритму захисту;

– діагностика повинна виконуватися безперервно в процесі роботи комплексу.

2.2 Вимоги до режимів роботи механізмів

Для управління роботою кожного виконавчого механізму установки повинно бути передбачено два види управління: «МІСЦЕВЕ» і «ДИСТАНЦІЙНЕ».

Вибір виду управління здійснюється оператором з АРМ оператора.

Місцеве управління здійснюється через АСУ посредствам кнопкових постів управління, встановлених в безпосередній близькості від відповідного виконавчого механізму.

Дистанційне керування здійснюється з АРМ оператора. При дистанційному управлінні з АРМ оператора передбачається два режими роботи – «автоматичний» і «ручний»:

Режим «ручний» – це управління кожним механізмом з АРМ оператора. Контроль виконання команд управління ведеться на моніторі АРМ оператора.

Режим «автоматичний» – управління по заданому програмному алгоритму або закону управління.

При пропажі електроживлення повинна бути забезпечена безперебійна робота АСУ на час не менше 30 хвилин на основі використання джерел безперебійного живлення.

При пропажі електроживлення на більш тривалий час вся архівна інформація повинна на зберігатися на жорстких дисках станцій операторів необмежений час.

Структурна організація АСУ для інтеграції всіх структурних елементів системи в єдиний комплекс і зв'язку з зовнішніми абонентами повинна припускати використання наступних типів мереж:

– резервовану мережу PROFIBUS, для зв'язку центральних процесорів (CPU) з інтерфейсними модулями (IM);

– мережа Industrial Ethernet, для зв'язку контролерів (PLC) з автоматизованими робочими місцями (АРМ) операторів;

– офісна мережа Ethernet, для зв'язку АРМ між собою.

2.3 Вимоги до надійності

Надійність АСУ є комплексним властивістю, що включає показники безвідмовності і ремонтопридатності.

Показники надійності системи повинні відповідати вимогам ГОСТ 24.701-86 та ДСТУ 2506.

Показники надійності системи повинні відповідати наступним значенням:

– для проектованої АСУ значення середнього часу напрацювання на відмову повинна бути не менше 100000 год. При цьому ймовірність безвідмовної роботи технічних засобів системи повинна бути не менше 0,99.

– середній час відновлення будь-якого каналу контролю або управління повинно бути не більше однієї години. Допускається заміна зі складу ЗІП виробів, термін служби яких менше 10 років.

– середній термін служби АСУ – не менше 10 років. Перелік робіт з технічного обслуговування, які ведуть до підвищення безвідмовності роботи обладнання АСУ, розробник призводить в керівництві по експлуатації або іншої документації.

2.4 Вимоги до видів забезпечення

2.4.1. Вимоги до інформаційного забезпечення

Вхідна інформація СУ представлена аналоговими сигналами (сигналів термопар і термометрів опору, уніфікованими струмовими 0-5 мА або 4-20 мА), що надходять від датчиків.

Вихідна інформація представлена у вигляді дискретних сигналів 0-24В, необхідних для управління технологічним процесом.

Частина інформації представляється на екранах оператора у вигляді трендів і індикаторів. Необхідна для документації інформація виводитися на принтер і з'являється в друкованому виді.

Період виведення інформації на кожному рівні.

Вхідною інформацією СУ є аналогові сигнали, що надходять із термопар і уніфіковані струмові сигнали (0-5 мА або 4-20 мА), а вихідна інформація - сигнал регулювання подачі палива в топку котла й сигнал безпосереднього управління виконавчим механізмами витрати палива. На екрани АРМів оператора, начальника КВПіА та начальника цеху виводиться вся інформація про основні параметри процесу. Крім того, передбачена аварійна світлова сигналізація (при падінні тиску газу або повітря на вході нижче 100 мм. вод. ст.) і вивод інформації у вигляді документів на друк.

Період вивода інформації повинен бути достатнім для аналізу персоналом виведеної інформації й прийняття рішень, і в тойже час, необхідно враховувати при визначенні частоти відновлення інформації інерційності об'єкта, часу реалізації керуючих впливів і часу циклу обробки інформації регулятором.

Час опиту кожного каналу регулятора в даній системі дорівнює від однієї до двох секунд.

2.4.2. Вимоги до математичного забезпечення

Математичне забезпечення повинно включати в свій склад алгоритми управління технологічним процесом установки і алгоритми протиаварійних захистів.

Застосовувані закони регулювання і настройки регуляторів повинні забезпечувати необхідну якість регулювання, оптимальне використання ресурсу органів регулювання.

Повинна бути передбачена можливість оперативного зміни коефіцієнтів і законів регулювання обслуговуючим персоналом, які мають відповідний рівень доступу в систему.

2.4.3. Вимоги до програмного забезпечення

Програмне забезпечення АСУ повинно бути достатнім для реалізації всіх функцій, зазначених у цій роботі. Програмне забезпечення повинно бути розраховане на експлуатацію в реальному масштабі часу.

Програмне забезпечення складається з програмного забезпечення контролера і програмного забезпечення операторських станцій (АРМ). Кожне програмне забезпечення ділиться в свою чергу на системне, інструментальне і прикладне.

Системне та інструментальне програмне забезпечення розробляється поза зв'язку зі створенням цієї системи, і поставляється в комплекті з технічними засобами.

Прикладне програмне забезпечення розробляється стосовно до функцій і технічних засобів даної системи.

Системне та інструментальне програмне забезпечення АСУ повинно включати наступні програмні продукти:

– операційні системи АРМ операторів;

– програмне забезпечення для програмування контролера;

– програмне забезпечення візуалізації технологічного процесу, протоколювання та архівування параметрів технологічного процессу.

Системне програмне забезпечення повинне містити операційні системи, драйвери пристроїв, утиліти і т.п., необхідні для реалізації програмної підтримки технічних засобів. Системне програмне забезпечення повинне забезпечувати виконання функцій з управління технічними засобами, в т.ч. організацію інформаційного обміну через стандартні пристрої введення/виводу; управління обчислювальними ресурсами (процесор, пам'ять), реалізація базових обчислювальних алгоритмів, апаратне обслуговування технічних засобів. Для операторської станції на базі персонального комп'ютера повинна використовуватися операційна система Windows XP Pro і відповідні утиліти.

Інструментальне програмне забезпечення включає в себе пакети програм, що працюють на базі системного програмного забезпечення і призначені для розробки прикладного програмного забезпечення. Для розробки прикладних проектів повинні застосовуватися наступні інструментальні пакети:

– пакет STEP7-Micro/WIN для промислових контролерів SIMATIC S7-200 фірми «SIEMENS»;

– СУБД для операторської станції на базі персонального комп'ютера.

Прикладне програмне забезпечення, що представляє собою сукупність програм, що реалізують функції програмно-технічних засобів, розробляється на стадії розробки інформаційного, математичного та програмного

забезпечення, і поставляється замовнику на оптичних носіях інформації.

Розроблюване програмне забезпечення АРМ операторів повинно забезпечувати видачу на екран дисплея такої інформації:

– графічних відеокадрах ділянок технологічного процесу з одночасним відображенням технологічної інформації;

– повідомлень про аварійні відхилення параметрів технологічного процесу;

– діалогових повідомлень оператору;

– діагностичної інформації;

– звітних форм;

– інформації про хід ведення технологічного процесу, режимів роботи контурів управління;

– графіків технологічних параметрів;

Склад і зміст відеокадрів, аварійних повідомлень, трендів уточнюється на етапі виконання технічного проекту.

Обладнання, що поставляється програмне забезпечення і документацію на нього повинні забезпечити виконання всього комплексу покладених на АСУ завдань при експлуатації системи, в т.ч. відновлення працездатності в разі відмови апаратних засобів.

Текстова документація повинна бути російською мовою.

Значення параметрів роботи обладнання повинні бути представлені в системі одиниць вимірювання СІ.

2.4.4 Вимоги до метрологічного забезпечення

Всі вимірювані параметри повинні бути виражені в міжнародній системі одиниць (СІ).

Основна похибка нормується за таких умов експлуатації:

– температура навколишнього повітря – + 20 ° С ± 5 ° С;

– відносна вологість повітря – від 30% до 80%;

– атмосферний тиск – від 84 до 107 кПа;

– напруга мережі живлення 220В ± 10%;

– частота 50 ± 1 Гц;

– відсутність зовнішніх електричних і магнітних полів (крім земного);

– відсутність вібрації, трясіння, ударів.

Зміна похибки вимірювального каналу (без урахування вимірювальних перетворювачів і ліній зв'язку), викликане зміною температури навколишнього повітря від кордонів області нормальних значень (від 15 °С до 25 °С) до будь-якої температури в межах від 5 °С до 50 °С не повинна перевищувати 0,5 кордону абсолютного значення межі основної похибки на кожні 10 °С.

Похибка вимірюваного (обчислюється) параметра з урахуванням первинних перетворювачів може визначатися розрахунковим шляхом.

До методів і засобів випробувань і повірки вимірювальних каналів ставляться такі вимоги:

– в якості зразкових засобів вимірювання при контролі метрологічних характеристик вимірювальних каналів повинні використовуватися серійно випускаються зразкові прилади, всі вимірювальні канали АСУ підлягають періодичній повірці;

– ІК повіряются комплексно, включаючи, засоби відображення інформації відповідно до ГОСТ 8.438-81;

– вхідний сигнал вимірювальних каналів в повіряємих точках діапазону вимірювань повинен мати фіксоване значення технологічного параметра або забезпечена його імітація зразковою мірою;

– додаткова похибка, викликана зміною температури навколишнього повітря в межах 5 ... 50 °С на кожні 10 °С, в% від абсолютного значення основної зведеної похибки ± 0,5%;

– додаткова похибка, викликана впливом зовнішнього змінного магнітного поля частотою 50 Гц і напруженістю 400 А/м, в% від абсолютного

значення основної зведеної похибки ± 0,5%;

– додаткова похибка, викликана зміною напруги мережі живлення від 187 до 242 В, в% від абсолютного значення основної зведеної похибки ± 0,5%.

В таблиці 2.1 наведено параметри, які контролюються та керуються системою системи автоматизації.

Таблиця 2.1 – Метрологічне забезпечення системи автоматизації.

Контрольований параметр	Робочий діапазон виміру	Точність виміру
1	2	3
Номінальна теплопродуктивність	58,15 МВт	0,5 %
Температура води в основному режимі	70 °С	0,5 %
Температура води в пиковому режимі	104 °С	0,5 %
Температура води на виході з котла в основному режимі	150 °С	0,5 %
Температура води на виході з котла в піковому режимі	150 °С	0,5 %
Надлишковий тиск на вході в котел, розрахунковий	2,5 МПа	1,5 %
Надлишковий тиск на вході в котел, мінімальний	0,8 МПа	1,5 %
Витрати води в основному режимі	625 т/год.	1,5 %
Витрати води в пиковому режимі	1200 т/год.	1,5 %
Витрати палива, доменного газу	кг/год	1,5 %

Витрати палива, коксового газу	кг/год.	1,5 %
Витрати палива, природного газу	4190 $м^3$/год.	1,5 %
Витрати палива, мазута	4340 кг/год.	1,5 %
Витрати повітря	84000 $м^3$/год.	1,5 %
Опір котла, газовий	2,5 – 3 кПа	1,5 %
Опір котла, гідравличний	0,215 кПа	1,5 %
Температура газів, що відходять	190°С – 210°С	1%
Тиск газу перед дроселем	0,01 МПа	1,5 %
Тиск повітря перед пальником	4,5 кПа	1,5 %
Тиск повітря перед дроселем	5кПа	1,5 %
Тиск газу після дроселя	12,5 кПа	1,5 %
Тиск повітря після дроселя	4,5 кПа	1,5 %

Висновки. У даному розділі сформовано комплексні вимоги до проектованої АСУ ТП котельні на базі сучасного контролера Siemens S7-200 та програмного комплексу STEP 7 Micro/WIN, що забезпечує цілодобове функціонування об'єкта в режимі реального часу з високим рівнем автоматичної самодіагностики та протиаварійного захисту. Надійності системи приділено особливу увагу: передбачено архітектурне резервування мереж зв'язку та встановлено нормативне середнє напрацювання на відмову не менше 100 000 годин із гарантованим 30-хвилинним безперебійним живленням у разі аварій. Визначено чітку дворівневу структуру керування виконавчими механізмами («Місцеве» та «Дистанційне» з ручним чи автоматичним режимами), що мінімізує потребу в постійній присутності персоналу безпосередньо біля технологічного обладнання. Крім того, детально регламентовано інформаційне, математичне, метрологічне та

програмне забезпечення системи (на базі ОС Windows XP Pro), а також сформовано точний перелік контрольованих параметрів витрат, тиску та температури в системі одиниць СІ із допустимою похибкою вимірювань від 0,5% до 1,5%. Загалом, розроблене технічне завдання повністю відповідає чинним стандартам ДСТУ та ГОСТ, створюючи надійну нормативну базу для подальшого проектування та впровадження системи автоматизації.

3 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ВОДОГРІЙНОГО КОТЛА ТГВ-8М

3.1 Вибір та обґрунтування функціональної структури СА

Метою розробки ПТК є створення сучасної, високоефективної, автоматизованої системи управління технологічним процесом нагрівання гарячої води, що забезпечується за рахунок реалізації новітніх технологічних і технічних рішень за допомогою використання сучасних, надійних технічних засобів автоматизації, виконаних на базі мікропроцесорної техніки.

3.1.1. Структура СУ водогрійного котла

1. Середній рівень СУ водогрійного котла (СР) у складі:

– програмований контролер з програмним забезпеченням;

– станції розподіленої периферії з модулями вводу-виводу;

– блоки живлення польового обладнання;

– технічні засоби зв'язку з верхнім рівнем АСУ;

– шафи технологічних захистів (2 шт.);

– шафи управління (2 шт.);

– серверна шафа середнього рівня в складі сервера середнього рівня й комунікаційного управління;

2. Нижній рівень СУ водогрійного котла (НР) у складі:

– ЗВТ нижнього рівня (КВПІА);

– технічні засоби для розміщення КВПіА:

– щит КВПіА (4 шафи);

– стенди пальникових пристроїв (стенди ПС) (2 шт. по 2 шафи кожний);

– стенди КВПіА (2 шт. по 4 шафи кожний);

– пульт оператора;

– пульт ручного управління.

3. Верхній рівень СУ водогрійного котла (ВР) у складі:

– автоматизовані робочі місця (АРМ) операторів-технологів (3 шт.), принтер;

– програмне забезпечення візуалізації технологічного процесу;

– технічні та програмні засоби зв'язку із середнім рівнем АСУ.

– технічні та програмні засоби зв'язку з інформаційною системою котельної.

4. Внутрішньосистемні лінії зв'язку (відповідно до специфікації).

3.1.2 Структура середнього рівня СУ водогрійного котла

Контролер управління (реалізує регулятор розрядження в топці котла).

Контролер управління забезпечує:

1. Прийом сигналів:

– з нижнього рівня (сигнали значень технологічних параметрів, сигнали положення арматури);

– з пульта управління (команди дистанційного управління й команди управління режимами роботи регулюючих арматур, команди управління режимами роботи ПІД – регуляторів, паспорти технологічних параметрів, уставки регуляторів);

2. Обробку прийнятих сигналів - виконання алгоритмів:

– автоматичних регуляторів;

– стандартних алгоритмів;

– алгоритмів діагностики.

3. Видачу сформованих сигналів управління на виконавчі механізми регулюючих арматур.

4. Додатково контролер забезпечує прийом інформації із теплолічильників, її обробку й передачу на інші вузли системи.

3.1.3 Пристрій технологічних захистів

Пристрій технологічних захистів забезпечує:

1. Прийом сигналів:

– з нижнього рівня (сигнали значень технологічних параметрів, сигнали положення арматури);

– з контролерів управління (сигнали значень технологічних параметрів, сигнали положення арматури, сигнали від приладив теплолічильників);

– з пульта управління (команди дистанційного управління арматурами, команди управління режимами роботи технологічних регуляторів, режимами роботи СУ і котла, команди управління алгоритмами технологічного контролю й програмно-логічного управління, паспорта технологічних параметрів, уставки алгоритмів технологічних захистів і блокувань);

– із сервера СУ (інформацію системи єдиного часу).

2. Обробку прийнятих сигналів - виконання алгоритмів:

– технологічних захистів;

– технологічних блокувань;

– технологічного контролю;

– програмно-логічного управління;

– стандартних алгоритмів;

– алгоритмів діагностики;

– формування попереджувальної й аварійної звукової й світлової сигналізації.

3. Видачу сформованих сигналів управління на виконавчі механізми запірної й запірно-відсічної арматур.

4. Передачу на верхній рівень значень технологічних параметрів, інформацію про стан арматур, стан технологічних захистів і блокувань, ретрансляцію команд управління режимами роботи технологічних регуляторів (у контролери управління), інформацію про хід виконання алгоритмів

технологічного контролю й програмно-логічного управління, інформацію про останню аварію, результатів діагностики на:

– сервери СР й ВР;
– пульт оператора;
– у контролер управління.

3.1.4 Структура верхнього рівня СУ водогрійного котла

Верхній рівень представлений в першу чергу операторськими станціями, а також робочими місцями фахівців, сервером баз даних. Робочі станції отримують від підсистем і систем введення/виведення різні дані про стан технологічного процесу.

Отримані дані необхідно обробити певним чином, проаналізувати, піднести диспетчеру в тій чи іншій формі інформацію про стан технологічного процесу, дати йому можливість керувати процесом.

Крім цього слід виконувати й інші функції, такі як створення документів і звітів. Для виконання зазначених функцій необхідно программе забезпечення, яке забезпечить збір, обробку, аналіз даних про параметри процесу, управління процесом.

Для реалізації обміну інформації на верхньому рівні використовується:

Робоча станція, з комплектацією Pentium 4 2.0; 1 Гб ОЗУ ; 128 Мб відео; HHD 40 Гб.

Комутатор серії D-Link DGS-1210.

АРМ диспетчера Pentium 4 2.0 ; 1 Гб ОЗУ ; 128 Мб відео ; HHD 40 Гб.

Периферійні пристрої типу Canon i-SENSYS LBP6000 Сервер архівування даних Siemens S7-200 SIMATIC Rack PC 840 V2.

3.2 Вибір (розрахунок) математичної моделі системи управління

На практиці важливе значення має автоматизація процесу настроювання параметрів регуляторів на стадії проектування і під час експлуатації промислових САУ. Останнє обумовлено тим, що фіксовані параметри настроювання не завжди забезпечують задані якісні показники ведення технологічного процесу внаслідок змін режимів роботи машин і апаратів, їхніх характеристик і параметрів, що призводять відповідно до зміни статичних і динамічних властивостей САУ. Зазначені задачі вирішуються автоматичними системами оптимізації та адаптації. Засоби моделювання використовують для визначення сигналу помилки E(t) у системі з регулятором. Для цього сигналу помилки і (чи) вихідного сигналу системи може бути обраний критерій, на основі якого оптимізують параметри регулятора. Таким чином, для будь-якої лінійної чи нелінійної системи і будь-якої структури регулятора можна використовувати необхідний критерій у сполученні з обмеженнями кінцевої і нескінченної розмірності, представленими у вигляді функцій штрафу. Оптимізація є засобом проектування. Вона не дозволяє безпосередньо розрахувати параметри регулятора. Вирішення оптимізаційної задачі визначає оптимальні настройки регулятора, що залежать від обраного критерію, структури регулятора і незмінних параметрів регулятора. Для рішення задачі параметричного синтезу регулятора одним з найбільш придатних методів є метод Хука-Дживса та його модифікації. Суть цього методу полягає в наступному. Задається деяка початкова точка Q. Змінюючи компоненти вектора q, обстежують область навколо даної точки, у результаті чого знаходять напрямок, у якому відбувається зменшення критерію I. В обраному напрямку здійснюють спуск доти, доки значення функції зменшується. Після того як у даному напрямку не вдається знайти точку з меншим значенням функції, зменшують величину кроку. Якщо послідовні дроблення кроку не приводять до зменшення функції, від обраного напрямку спуска відмовляються і здійснюють нове обстеження околиці і т.д.

Для дослідження методу параметричного синтезу використовується програма OptSim в середовищі MATLAB. Дана програма дозволяє виконувати розрахунки оптимальних параметрів настроювання одноконтурних САУ, каскадних, комбінованих, САУ з введенням похідної з проміжної точки об'єкту, дослідження процесів оптимізації з використовуванням інтегральних критеріїв різного виду.

Для завдання параметрів об'єкта запускаємо програму, обираємо тип САУ. Після цього потрібно натиснути кнопку «Відкрити модель». У вікні, що з'явиться, розкрити блок ОУ та відредагувати потрібні елементи. В усіх системах в якості регуляторів оберемо ПІ-регулятори.

Виконаємо пошук оптимальних параметрів для одноконтурної системи. Simulink - модель одноконтурної САУ виглядає наступним чином (рисунок 3.1):

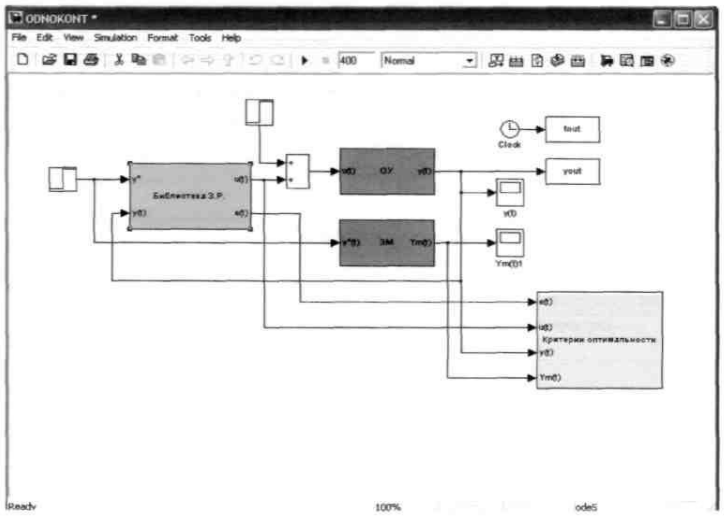


Рисунок 3.1 – Модель одноконтурної САУ

$$I = \int_{t_n}^{t_k} y^2 \cdot t^a \cdot dt, a = 2$$

Початковий крок оберемо рівним 0.7. Критерій зупинки виберемо |I(k+l)-l(k)|<eps. Точність встановимо рівною 1.

Задамося початковими параметрами ПІ-закону регулювання:

– Kp=4;

– Ti = 20.

Натискаючи на кнопку Оптимізація отримаємо наступний перехідний процес одно контурної САУ (рисунок 3.2):

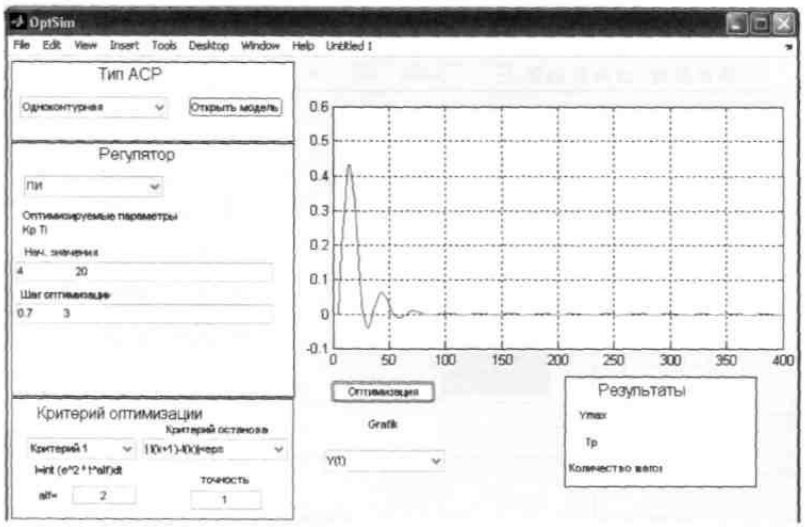


Рисунок 3.2 – Перехідний процес одноконтурної САУ

Знайдемо оптимізаційні параметри двоконтурної САУ з введенням похідної. Simulink – модель двоконтурної САУ з введенням похідної виглядає наступним чином (рисунок 3.3):

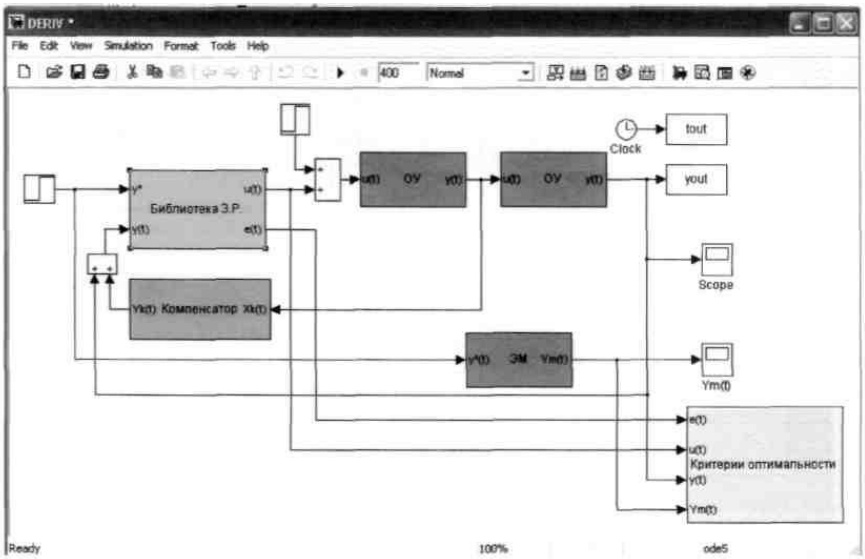


Рисунок 3.3 – Модель двоконтурної САУ з введенням похідної

В якості об'єктів управління обираємо наступні функції:

$$W=\frac{1}{44s^2+22.2s+1}$$

$$W=\frac{1}{743.04s^2+70.5s+1}$$

Задамося початковими параметрами ПІ-закону регулювання:

– $K_p = 4$;

– $T_i = 20$.

Натискаючи на кнопку Оптимізація отримаємо наступний перехідний процес двоконтурної САУ з введенням похідної (Рисунок 3.4).

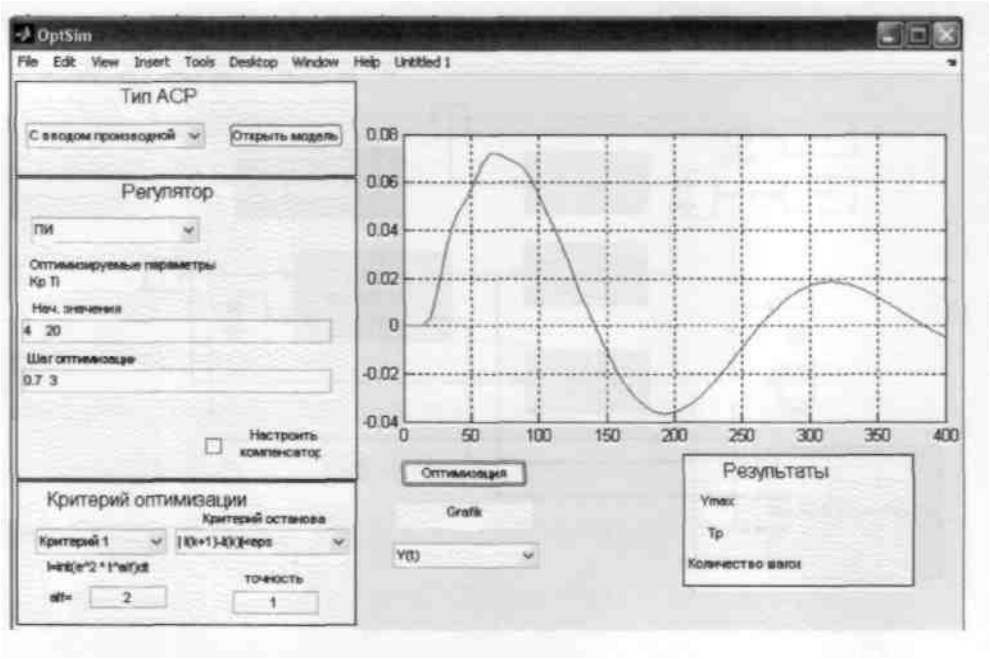


Рисунок 3.4 – Перехідний процес двоконтурної САУ з введенням похідної

Висновки. Проведене в середовищі MATLAB (OptSim) математичне моделювання та параметричний синтез із застосуванням методу Хука-Дживса підтвердили, що для компенсації високої інерційності об'єкта найбільш ефективними є ПІ-закони регулювання, які гарантують високу точність

утримання тиску гарячої води та оптимальне співвідношення палива й повітря в топці. Запропонований комплекс технічних рішень дозволяє повністю усунути вплив людського фактора в критичних режимах, мінімізувати витрати енергоносіїв і забезпечити тривалу безаварійну експлуатацію котельного обладнання.

4. ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ

4.1 Схема матеріальних і інформаційних потоків

Автоматизація теплогенеруючих установок передбачає механізацію оперативного управління роботою устаткування котельного агрегату за допомогою різноманітних засобів і пристроїв, при цьому передбачається виконання заданого технологічного режиму без безпосередньої участі людини. Система автоматичного регулювання складається із об’єкта регулювання (котел) і взаємодіючих з ним автоматичних регуляторів з датчиками.

При автоматизації технологічного процесу в працюючій теплогенеруючій установці повинно забезпечуватись нормальне протікання технологічного процесу. Управління цими процесами потребує установки апаратури для контролю, регулювання та управління параметрами та режимами роботи. Такою апаратурою являються контрольно-вимірювальні прилади, за допомогою яких здійснюється управління технологічними процесами, які забезпечують надійну, безпечну та економічну роботу обладнання.

При роботі обладнання теплогенеруючої установки технологічному контролю підлягають наступні параметри для водогрійного котла:

- температура оточуючого повітря;
- температура прямої води;
- температура зворотної води;
- тиск у топці котла;
- тиск води у трубопроводі;
- витрата газу;
- витрата повітря;
- якість згоряння палива;

– температура повітря перед димососом;

– тиск газу у трубопроводі;

– тиск повітря у трубопроводі;

– наявність полум’я на пальнику.

Для зручності обслуговування обладнання теплогенегуючої установки прилади контролю і управління звичайно розміщують на щитах управління.

На рис. 4.1 зображена схема інформаційних потоків між об’єктом регулювання та контролером.

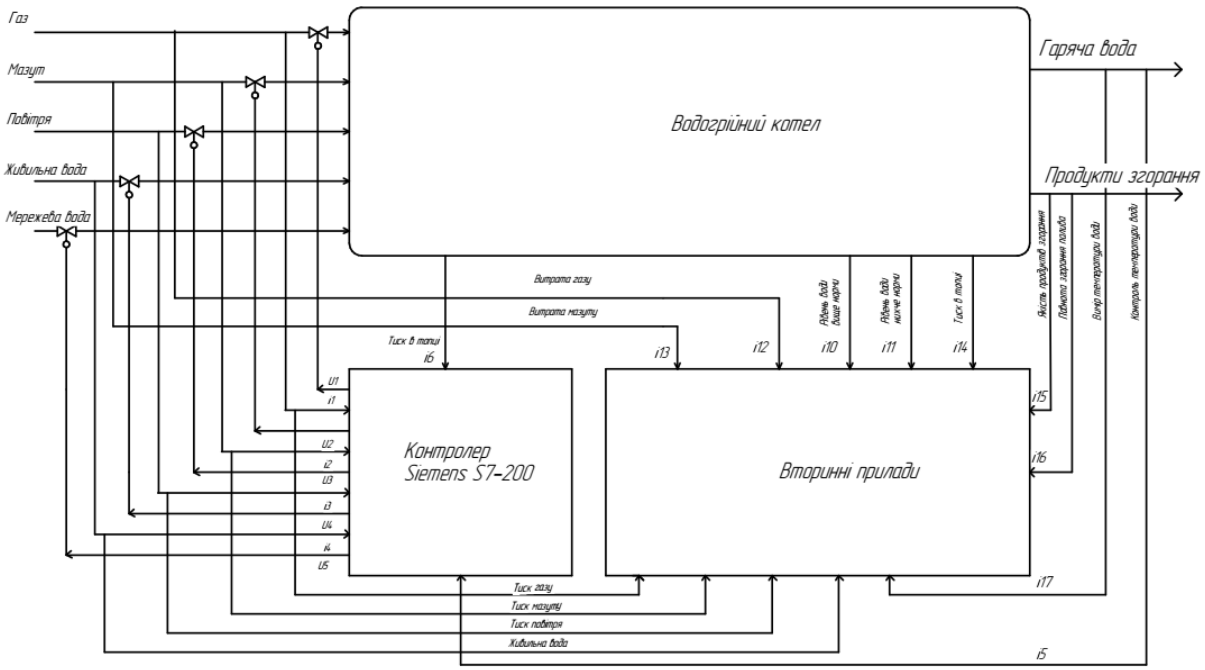


Рисунок 4.1 – Схема матеріальних та інформаційних потоків

Позначення на схемі:

U1 – регулювання витратою газу;

U2 – регулювання витратою мазуту;

U3 – регулювання витратою повітря;

U4 – регулювання витратою живильної води;

U5 – регулювання витратою мережевої води.

Вихідні сигнали датчиків наведені в табл. 4.1.

Вихідні сигнали керування виконавчими механізмами наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Вихідні сигнали датчиків

Параметр	Назва і тип датчика	Вихідний сигнал датчика
Температура прямої мережевої води	Термометр опору ТСП-100	Аналоговий
Температура оточуючого повітря	Термометр опору ТСП-100	Аналоговий
Тиск газу	Перетворювач тиску Сафір-100 ДІ	Аналоговий або цифровий (дискретний)
Тиск мазуту	Перетворювач тиску Сафір-100 ДІ	Аналоговий або цифровий (дискретний)
Тиск повітря	Перетворювач тиску Сафір-100 ДІ	Аналоговий або цифровий (дискретний)
Витрата газу	Діафрагма стандартна ДБС	Аналоговий
Витрата мазуту	Діафрагма стандартна ДБС	Аналоговий
Витрата повітря	Діафрагма стандартна ДБС	Аналоговий
Витрата живильної води	Діафрагма стандартна ДБС	Аналоговий
Тиск в топці	Перетворювач тиску Сафір-100 ДВ	Аналоговий або цифровий (дискретний)

Таблиця 4.2 – Вихідні сигнали керування виконавчими механізмами

Параметр	Назва і тип виконавчого пристрою, що змінює параметр	Сигнал керування виконавчим механізмом
Витрата зворотної мережевої води (управління температурним графіком)	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний
Витрата прямої мережевої води (регулювання температури води на вході в котел)	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний
Витрата газу	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний
Витрата мазуту	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний
Витрата повітря	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний
Витрата живильної води	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний
Положення димового шиберу (тиск в топці)	Пускач безконтактний реверсивний ПБР-2М та механізм виконавчий однообертовий МЕО-100	Імпульсний

4.2 Вибір та обґрунтування технічних засобів САУ

4.2.1. Первинні перетворювачі та вторинні прилади

У якості вторинних приладів, що показують й реєструють, використовуються паперові реєстратори РМТ-49D та РМТ-69D.



Рисунок 4.2 – Паперовий реєстратор РМТ-49D

РМТ мають наступні характеристики:

– 3 чи 6 гальванічно розв'язаних універсальних входів;

– лінійна безперервна реєстрація сигналів на діаграмній паперовій стрічці або дисковому накопителі;

– 4 уставки на кожний канал;

– 4 релейних виходи на кожний канал;

– вбудовані блоки живлення 24 В, 36 В (22 мА) на кожний канал;

– конфігурування за допомогою клавіатури на лицьовій панелі або по інтерфейсу RS-232/485;

– ЕМС — III-А;

– Рознімні клемні колодки для підключення датчиків і виконавчих пристроїв;

– Варіанти виконання: загальнопромислове, Ex ([Exia]IIC), AEC (атомне).

У якості вимірювачів температури було обрано термопари ТСП-212-01. Вимірюваний діапазон у цього датчика – від -100 до 600 ^{0}C.

Для реалізації ручного режима використані перемикачі фірми АСКО КМ11 та КМ10. Перший виконує функцію переходу в ручний або автоматичний режим управління. Другий в ручному режимі збільшує, або зменшує значення керованої величини.

У якості вимірювачів тиску та різниці тиску було обрано Метран-100.



Рисунок 4.3 – Датчик тиску Метран-100

Діапазон виміру:

– щодо тиску від 0.01 до 400 Па;
– абсолютний тиск від 8,3 до 160 Па;
– диференціальний тиск від 1 до 30 Па;
– вихідний сигнал: 4-20 мА, HART-протокол (DS III) ;
– погрішність виміру не більше 0,01% у діапазоні 1:10;

– індикатор (опція): цифровий;

– температура процесу -40…+100 °С;

– температура навколишнього середовища: для перетворювача – 0…+80 °С; для індикатора -30…+85 °С.

Для вимірювання витрати у якості первинного датчика використовується діафрагма ДБС 0,6-800 виробництва ТОВ «Укргазавтоматика».



Рисунок 4.4 – Діафрагма ДБС 0,6-800

Для переміщення регулювального органа призначений виконавчий механізм однооборотний типу МЭО-100/25-0,25. Для безконтактного управління МЭО-100/25-0,25 призначений пускач безконтактний реверсивний типу ПБР-2М. Для дистанційної вказівки положення вала виконавчого механізму призначений дистанційний покажчик положення типу УП-1.

На котлі передбачена автоматична відсічка газу у разі падіння тиску газу або повітря, для цього в схемі задіяно реле тиску РД–0,1, призначене для перемикання електричних кіл (їх замикання або розмикання) у момент досягнення заданого тиску як при підвищенні, так і при зниженні тиску робочого середовища до значення фіксованого уставки. В якості перемикача використовується герметизований контакт (геркон). Реле РД–0,1 витримує

підвищені значення перевантажувального тиску. Перевагами реле РД–0,1 є можливість зміни уставок в умовах експлуатації, висока корозійна стійкість.

4.2.2. Вибір промислового контролера

У створеній системі автоматизації використовується контролер фірми Siemens. Simatic S7-300 з центральним процесором CPU 224 XP. У даному контролері вбудовані дискретних 14 входів/10 виходів та аналогових 2 входи/1 вихід.



Рисунок 4.5 – Контролер Simatic S7-300

Контролери Siemens S7-300 є модульною системою для промислової автоматизації середнього рівня складності. Вони застосовуються для керування технологічними процесами, такими як робота водогрійних котлів.

1. Вхідні сигнали (дані з технологічного процесу котла ТВГ-8)

Для контролю параметрів котла необхідно отримувати такі сигнали:

– тиск води/газу: 2 сигнали (аналогові, 4-20 мА);

– температура води на вході/виході: 2 сигнали (аналогові, 4-20 мА від термоперетворювачів);

– рівень води в котлі: 1 сигнал (аналоговий, 4-20 мА);

– стани клапанів (відкрито/закрито): 4 сигнали (дискретні, 24В DC);

– стани насосів (включено/вимкнено): 3 сигнали (дискретні, 24В DC);

– пожежна сигналізація/аварія: 2 сигнали (дискретні, 24В DC).

Разом: 5 аналогових входів, 9 дискретних входів.

2. Вихідні сигнали (керуючі впливи на котел ТВГ-8)

Для управління котлом контролер повинен видавати такі сигнали:

– керування газовим клапаном: 1 сигнал (аналоговий, 4-20 мА для позиціювання);

– керування насосами: 3 сигнали (дискретні, 24В DC для пуску/зупинки);

– керування запальником: 1 сигнал (дискретний, 24В DC);

– сигналізація/блокуючі сигнали: 2 сигнали (дискретні, 24В DC).

– Разом: 1 аналоговий вихід, 6 дискретних виходів.

3. Підбір модулів S7-300

– PS (Модуль живлення): SIEMENS SIMATIC S7 6ES7307-1BA00-0AA0– потужність 120W, вихідна напруга 24V DC;

– CPU (Центральний процесор): SIEMENS 6ES7 315-2AH14-0AB0 – має достатню продуктивність для задач керування котлом, інтегровані I/O, підтримку PROFIBUS;

– AI (Аналоговий модуль вводу): 6ES7 331-7KF02-0AB0 – 8 каналів, вхід 4-20 мА. Для 5 сигналів достатньо одного модуля;

– - AO (Аналоговий модуль виводу): 6ES7 332-5HD01-0AB0 – 4 канали, вихід 4-20 мА. Для 1 сигналу достатньо одного модуля;

– DI (Дискретний модуль вводу): 6ES7 321-1BH02-0AA0 – 16 входів, 24V DC. Для 9 сигналів достатньо одного модуля;

– DO (Дискретний модуль виводу): 6ES7 322-1BH01-0AA0 – 16 виходів, 24V DC, транзисторні. Для 6 сигналів достатньо одного модуля.

4. Розрахунок споживання та вибір шаси

Складаємо таблицю споживання модулів (орієнтовно):

– CPU 315: ~1,2A

– AI 8x12bit: ~0,1A

– AO 4x12bit: ~0,1A

– DI 16x24V: ~0,05A

– DO 16x24V: ~0,1A

Загальне споживання: ~1,55A.

Модуль живлення 6ES7 307-1BA00-0AA0 забезпечує до 5A, що цілком покриває потреби.

Вибір шаси (стойки): для всіх модулів (1 PS + 1 CPU + 4 модулі вводу-виводу) потрібна стойка на 6 слотів: 6ES7 390-1AF30-0AA0.

Мережева архітектура наведена на рис. 4.6.

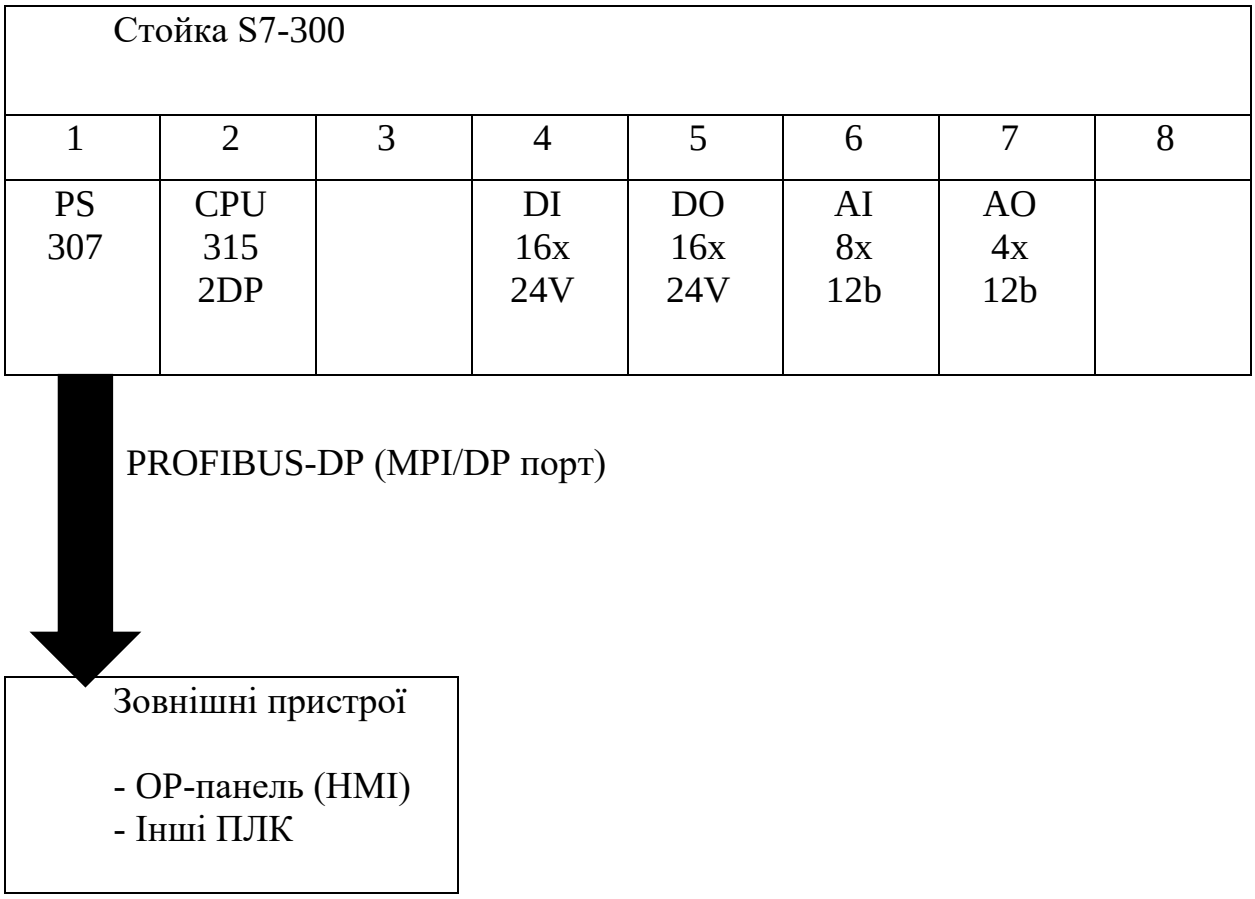


Рисунок 4.6 – Мережева архітектура

Підключення зовнішніх сигналів:

Аналогові входи (AI):

– Канал 0: Тиск газу (4-20 mA);

– Канал 1: Тиск води (4-20 mA);

– Канал 2: Температура входу (4-20 mA);

– Канал 3: Температура виходу (4-20 mA);

– Канал 4: Рівень води (4-20 mA);

– Канали 5-7: Резерв.

Аналоговий вихід (AO):

– Канал 0: Позиціювання газового клапана (4-20 mA).

Дискретні входи (DI):

– Канали 0-3: Стани клапанів;

– Канали 4-6: Стани насосів;

– Канали 7-8: Аварійні сигнали;

– Канали 9-15: Резерв.

Дискретні виходи (DO):

– Канали 0-2: Керування насосами

– Канал 3: Запальник

– Канали 4-5: Сигналізація

– Канали 6-15: Резерв

Резервування та розширення:

– Вільні слоти: 3 та 8 - для майбутнього розширення;

– Резервні канали: 3 AI, 3 AO, 7 DI, 10 DO;

– Мережа: PROFIBUS DP дозволяє підключення до 32 ведених пристроїв.

Для перегляду значень параметрів на об’єкті по місцю установлені текстові дисплеї TD 200, зовнішній вигляд зображено на рис. 4.5. Поточні значення технологічних параметрів можуть відображатися на дисплеї і модифікуватися за допомогою його клавіш. Наприклад, модифікації можуть піддаватися задані значення регульованої температури, швидкості і т.д.

Установка станів входів і виходів з допомогою 8 програмованих клавіш: може використовуватися для виконання пуско-налагоджувальних робіт, а також реалізації операцій ручного управління.



Рисунок 4.7 – Текстовий дисплей TD 200

Додаткові функції і характеристики: виконання операцій з плаваючою комою, відображення спеціальних символів і гістограм, використання різних блоків даних для підключення до одного центрального процесора кількох текстових дисплеїв TD 200, використання парольного захисту для доступу до меню, використання різних типів змінних.

Текстовий дисплей TD 200 є найбільш зручним засобом для створення інтерфейсу оператора з програмованим контролером SIMATIC S7-200. Дисплей з'єднується з контролером з'єднувальним кабелем, що входить в його комплект поставки, по PPI інтерфейсу і не вимагає використання додаткового джерела живлення. TD 200 може бути використаний для вирішення наступних завдань: а) відображення повідомлень; б) зміна параметрів настройки програми; в) ручний запуск і зупинка машин і механізмів.

Текстовий дисплей TD 200 володіє наступними перевагами:

1. Зручність користування.

2. Оперативне управління і моніторинг: відображення текстових повідомлень, зміна параметрів налаштування системи, встановлення входів і виходів.

3. Безпосереднє підключення до інтерфейсу центрального процесора за допомогою вхідного в комплект поставки кабелю чи включення до PPI мережі.

4. Відсутність необхідності у використанні окремого блоку живлення.

5. Налаштування параметрів з STEP 7 Micro / WIN без використання додаткового програмного забезпечення.

6. Можливість виготовлення фронтальної панелі з урахуванням побажань замовника.

7. Виконання операцій адресації і настройки за допомогою системи меню.

Параметри настройки текстового дисплея TD 200 зберігаються в пам'яті центрального процесора програмуємого контролера S7-200. Необхідні частини текстових повідомлень і параметри настройки текстового дисплея формуються інструментальними засобами пакета STEP7-Micro/WIN. Додаткового програмного забезпечення для цих цілей не потрібно.

У пам'яті центрального процесора программируемого контролера S7-200 резервується спеціальна область для зберігання даних, що використовуються для організації зв'язку з текстовим дисплеєм TD 200. При виконанні функцій людино-машинного інтерфейсу TD 200 здійснює безпосереднє звернення до цієї області пам'яті центрального процесора.

Для визначення параметрів настройки TD 200 використовується спеціальний майстер, вбудований в середу STEP 7-Micro/WIN.

TD 200 виконує наступні функції.

Висновок текстових повідомлень: до 80 текстових повідомлень, що містять до 4 змінних, підтримка кирилиці. Висновок повідомлень з

підтвердженням їх отримання або повідомлень, захищених паролем. Збереження текстів повідомлень на різних мовах в пам'яті дисплея.

TD 200 має такі конструктивні особливості:

Пластиковий корпус із ступенем захисту лицьової панелі IP 65.

Товщина корпусу 27мм: можливість установки в шафи і пульти управління, а також використання в якості ручної панелі.

LCD дисплей з внутрішньої світлодіодним підсвічуванням.

Ергономічний дизайн клавіш, можливість програмного визначення їх призначення.

Вбудований інтерфейс для підключення кабелю.

4.3 Розробка функціональної схеми системи автоматизації

Функціональна схема систем автоматизації технологічних процесів є основним технічним документом, що визначають структуру й характер систем автоматизації технологічних процесів, а також оснащення їх приладами й засобами автоматизації. На функціональній схемі дане спрощене зображення агрегатів, що підлягають автоматизації, а також приладів, засобів автоматизації й управління, зображуваних умовними позначками за діючими стандартами, а також лінії зв'язку між ними.

САР температури прямої води.

Значення термодатчика навколишнього середовища ТСП-100 (поз 1а) напряму, а також з датчиків температури води в трубопроводі ТСП-100 (поз 2в) через показуючий реєструючий прилад РМТ-49 (поз 1б, 1г) поступають на контролер S7-200. Він видає управляючий сигнал, що подається на блок ручного управління БРУ-21 (поз 1є, 1л),за допомогою якого реалізується переключення з ручного режиму і навпаки. Для завдання температури використовуємо ручний задатчик БРУ-10 (поз 1д).

Далі сигнал поступає на пускач безконтактний ПБР-2М (поз 1н ,1з), і на виконавчий механізм МЭО 100/25, який керує регулюючим органом. Для дистанційного указання положення вихідного валу електричного виконавчого механізму використовується дистанційний показник положення УП-1 (поз 1к,1п).

САР зворотної води.

Значення термодатчика зворотної води ТСП-100 (поз 2а) сигнал поступає на прилад показуючий та реєструючий РМТ-49 (поз 2б) і на вхід контролера. Для завдання рівня вхідного сигнала використано ручний задатчик БРУ-10 (поз. 2в). Контролер видає сигнал на блок ручного управління БРУ 21 (поз 2г), який дозволяє переключати ручний і автоматичний режими, на пускач ПБР-2М (поз 2є) і далі на виконавчий механізм МЭО 100/25 (поз. 2ж). Для дистанційного указання положення вихідного вала електричного виконавчого механізму використовується дистанційний показник положения УП-1 (поз 2з).

САР розрідження в топці.

З датчика з уніфікованим вихідним сигналом МЕТРАН-100 ДІ (поз 3а) сигнал поступає на прилад показуючий та реєструючий РМТ-49 (поз 3б) і на вхід контролера. Для завдання рівню вхідного сигнала використано ручний задатчик БРУ-10 (поз. 3в). Контролер видає сигнал на блок ручного управління БРУ-21 (поз 3г), який дозволяє переключати ручний і автоматичний режими, на пускач ПБР-2М (поз 3є) і далі на виконавчий механізм МЭО 100/25 (поз. 3ж). Для дистанційного показання положення вихідного вала електричного виконавчого механізму використовується дистанційний показник положения УП-1 (поз 3з).

САР тиску води в трубопроводі.

З датчика з уніфікованим вихідним сигналом МЕТРАН-100 ДІ (поз 4а) сигнал поступає на прилад показуючий та реєструючий РМТ-49 (поз 4б) і на вхід контролера. Для завдання рівню вхідного сигнала використано ручний задатчик БРУ-10 (поз. 4в). Контролер видає сигнал на блок ручного управління

БРУ-21 (поз 4г), який дозволяє переключати ручний і автоматичний режими, на пускач ПБР-2М (поз 4є) і далі на виконавчий механізм МЭО 100/25 (поз. 4ж). Для дистанційного показання положення вихідного вала електричного виконавчого механизму використовується дистанційний показник положения УП-1 (поз 4з).

САР співвідношення паливо-повітря.

Вимір витрати газа, мазуту та повітря здійснено методом перемінного перетину тиску за допомогою вимірювальних діафрагм ДБС (поз. 5а, 5в, 5д) Вимір перетину тиску здійснюється за допомогою датчика з уніфікованим вихідним сигналом МЕТРАН-100 ДД (поз. 5б, 5г, 5є) з якого сигнал поступає на прилад показуючий та реєструючий РМТ-69 (поз 5з). Також на вторинний прилад надходить сигнал з датчика аналізу вмісту кисню в продуктах згоряння ГАММА-100 (поз. 5ж) і на вхід контролера. Для завдання рівню вхідного сигналу використано ручний за датчик БРУ-10 (поз. 5і). Контролер видає сигнал на блок ручного управління БРУ-21 (поз 5к), який дозволяє переключати ручний і автоматичний режими, на пускач ПБР-2М (поз 5м) і далі на виконавчий механізм МЭО 100/25 (поз. 5н). Для дистанційного показання положення вихідного вала електричного виконавчого механизму використовується дистанційний показник положения УП-1 (поз 5о).

Автоматика безпеки.

Безпечна робота водогрійного котла забезпечується за рахунок виміру та сигналізації відхилень основних параметрів:

- температури прямої води (поз. 6а, 6б);
- тиску газу (поз. 6в);
- тиску мазуту (поз. 6г);
- тиску повітря (поз. 6д);
- наявності полум’я (поз. 6є).

А також управління відсічними клапанами пускачами (поз. 6ж, 6.), кнопками (поз. 6л, 6м) та світловою і звуковою сигналізацією.

4.4 Розробка монтажно-комутаційної схеми приладової шафи КВП і А

Монтажні схеми — це креслення, що показують реальне розташування обладнання як усередині, так і зовні об'єкта, зображеного на схемі. Схема призначена для того, щоб можна було розробити об'єкт, враховуючи розташування його обладнання, розташування клемних колодок підключення та укладки джгутів (електричних проводів і кабелів) у шафі КВП і А.

Монтажно-комутаційні схема розроблена на основі принципової електричної схеми автоматичної системи управління. Схема виконана графічним методом для кращого розуміння, як треба укладати джгут та розташовувати клемні колодки підключення обладнання.

4.5 Розробка принципової електричної схеми

Принципова електрична схема виконана на форматі А1 і є проектним документом, що визначає повний склад електричної частини й зв'язків між її елементами, а також дає детальний огляд про принципи роботи системи. Перелік установленого встаткування зазначений у специфікації.

Принципова схема служить підставою для розробки інших схем проекту: монтажних схем щитів і пультів, схем зовнішніх з'єднань.

Принципова електрична схема виконана стосовно до системи автоматичного регулювання температури води.

Простота й економічність спроектованої схеми забезпечується застосуванням стандартної апаратури й типових вузлів.

Принципова електрична схема забезпечує оптимальні умови роботи оперативного персоналу при керуванні й обслуговуванні водогрійного котлу в процесі роботи. Ця вимога передбачає спрощення операцій, вироблених обслуговуючим персоналом при керуванні, можливість швидкого вибору

необхідного режиму роботи, перехід з автоматичного режиму на ручний і назад.

Температура гарячої води вимірюється уніфікованим термометром опору ТСП, струмовий сигнал від якого 4 – 20 мА проходить через блок живлення БЖ-10 і подається на вхід контролера. Контролер виробляє управляючий вплив залежно від відхилення контрольованого параметра. Сигнал з виходу контролера – 30 В подається на ключ вибору режиму управління ручний або автоматичний, за допомогою якого здійснюється вибір режиму регулювання – автоматичний або ручний. В автоматичному режимі роботи управління виконує контролер, у ручному режимі управління виконується кнопками.

4.6 Складання замовної специфікації на засоби автоматизації

Специфікація являє собою перелік матеріалів і встаткування, необхідного для технічної реалізації проекту.

В специфікації приводять відомості, необхідні для замовлення встаткування й матеріалів.

Специфікація складається при виконанні робочої документації. Вона призначаються для замовлення встаткування, кабельно-провідникової продукції й монтажних матеріалів. Складається специфікація у вигляді таблиці встановленого зразка.

Виконавчий механізм регулюючого органу приводиться в рух реверсивним пускачем. Інформацію про ступінь відкриття регулювального органа показує дистанційний покажчик положення УП-1, що працює з реостатним датчиком виконавчого механізму.

Провода з індексами А і N (наприклад А803 і N804) служать для підведення електроживлення до окремих елементів схеми.

4.7 Розробка схеми зовнішніх з'єднань, вибір щитів

Схема зовнішніх з'єднань виконана на форматі А2 без дотримання масштабу і являє собою комбіновану схему, на якій показані електричні й трубні з'єднання між приладами й засобами автоматизації, установленими на технологічному устаткуванні. Схема зовнішніх з'єднань виконана для системи автоматичного регулювання температури гарячої води.

Із щита КВПтаА виходять два кабелі КВВГ 4х1 у захисній трубі довжиною 60м, і КВВГ 10х1 у захисній трубі довгої 60 м для з'єднання електричної схеми щита КВПтаА із зовнішніми клемниками, розташованими безпосередньо перед виконавчим механізмом МЭО й датчиком тиску МЕТРАН-100. Із клемних з'єднувачів виходять кабелі МКШ 3х1 і МКЭШ 10*0,5 для приєднання електродвигуна й схеми управління виконавчого механізму відповідно.

Так як щит установлюється поблизу об'єкта поза приміщенням, доцільно використовувати щит шафової. Щит призначений для монтажу на його лицьовій панелі апаратури для контролю й управління тепловим режимом печі, для захисту апаратури від механічних ушкоджень, для запобігання випадкового дотику обслуговуючого персоналу до відкритих струмоведучих частин апаратури й складанням затискачів.

Щит має наступні габаритні розміри: висота – 2200 мм, ширина лицьової панелі – 900 мм, ширина бічної стінки – 800 мм. На лицьовій панелі розташовуються три блоки живлення, п'ять блоків ручного управління, п'ять ламп схеми сигналізації, виносна панель управління контролера. Вся комутація зводиться до складань контактних затискачів.

Висновки. У ході проектування системи автоматизації водогрійного котла ТГВ-8М було обґрунтовано трирівневу структуру програмно-технічного комплексу на базі сучасних мікропроцесорних засобів, де нижній рівень забезпечує точне збирання первинної інформації за допомогою датчиків «Метран» і термопар ТСП, а верхній рівень реалізує функції диспетчерського

моніторингу та архівування. На середньому рівні для безпосереднього керування процесом нагрівання води та захисту обладнання обрано компактний промисловий контролер Simatic S7-300 (CPU 224 XP) з додатковими модулями розширення EM 231 та EM 222, а також локальним текстовим дисплеєм TD 200 для зручного людино-машинного інтерфейсу безпосередньо біля агрегату.

5 РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

5.1 Опис алгоритму роботи водогрійного котла ТВГ-8

Загальний принцип: Керування відбувається циклічно на основі сигналу від термостата із дотриманням часових інтервалів для підготовки, пуску та зупинки.

Алгоритм роботи «Старт-Стоп» котла ТВГ-8.

ЦИКЛ СТАРТУ:

Продувка (30-60 сек): Увімкнено димосос. Топка очищається від залишків газу.

Запалення (5-10 сек): Вмикається іскра та подається газ на запальну пальнику. Контроль полум'я.

Пуск основної пальники (5-15 сек): Подається газ на основну пальнику. Запальна пальника гасне.

Вихід на режим (30-120 сек): Потужність плавно збільшується до робочої.

РОБОЧИЙ РЕЖИМ:

Підтримання температури шляхом модуляції потужності (газовий клапан + вентилятор).

Постійний контроль: полум'я, тиск газу, температура води, тяга.

ЦИКЛ СТОПУ:

Вимкнення газу (Миттєво): Газові клапани закриваються. Пальник гасне.

Охолоджувальна продувка (20-60 сек): Вентилятори працюють для охолодження та видалення залишків газів.

Очікування: Система очікує новий сигнал «Потреба у теплі».

Для виконання наступного завдання час скорочу в 5 разів.

5.2 Реалізація алгоритму роботи в середовищі CODESYS

Створюємо програму роботи котла ТВГ-8 рисунок 5.1.

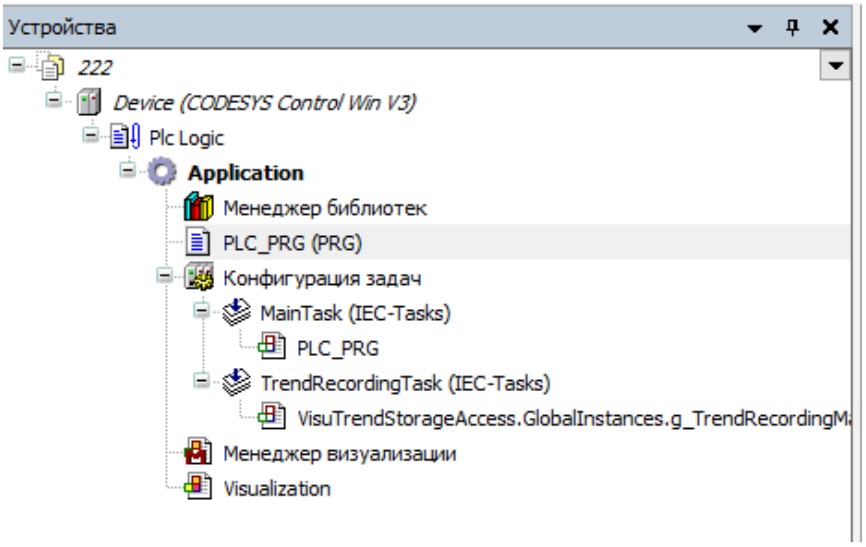


Рисунок 5.1 – Структурна схема проекту

Створюємо програму роботи котла рисунок 5.2.

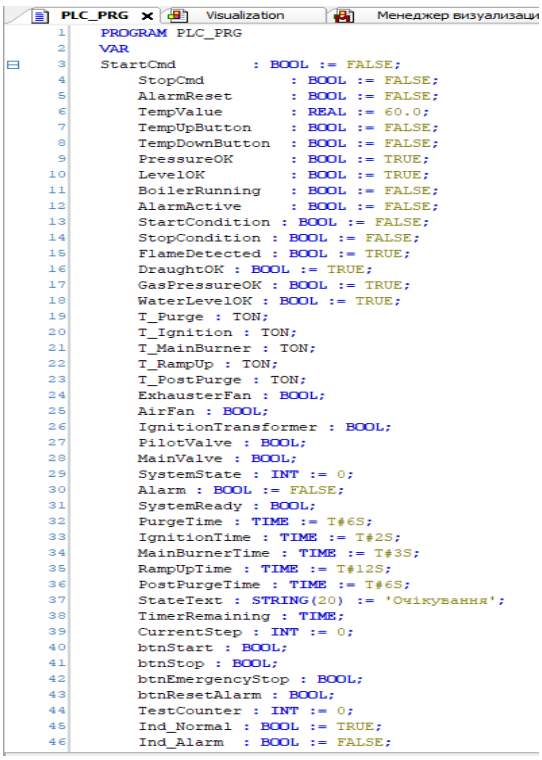


Рисунок 5.2 – Програма роботи котла «Старт-Стоп»

```
IF StartCmd AND NOT BoilerRunning AND NOT AlarmActive THEN
    IF PressureOK AND LevelOK THEN
        BoilerRunning := TRUE;
    END_IF
END_IF

IF StopCmd THEN
    BoilerRunning := FALSE;
END_IF

IF (TempValue > 95.0) OR (NOT PressureOK) OR (NOT LevelOK) THEN
    AlarmActive := TRUE;
    BoilerRunning := FALSE;   // Остановка котла при аварии
END_IF

IF AlarmReset THEN
    AlarmActive := FALSE;
END_IF

IF TempUpButton THEN
    TempValue := TempValue + 1.0;
END_IF

IF TempDownButton THEN
    TempValue := TempValue - 1.0;
END_IF

SystemReady := DraughtOK AND GasPressureOK AND WaterLevelOK;

IF SystemReady AND (SystemState = 0) AND NOT Alarm THEN
    TestCounter := TestCounter + 1;
END_IF

IF btnResetAlarm THEN
    Alarm := FALSE;
END_IF

IF btnEmergencyStop THEN
    Alarm := TRUE;
    SystemState := 0;
    MainValve := FALSE;
    PilotValve := FALSE;
    IgnitionTransformer := FALSE;
    AirFan := FALSE;
    ExhausterFan := FALSE;
```

```
END_IF

CASE SystemState OF
    0:
        StateText := 'Очікування';
        CurrentStep := 0;

        IF (StartCondition OR btnStart) AND SystemReady AND NOT Alarm THEN
            SystemState := 1;
            T_Purge(IN := FALSE);
        END_IF

    1:
        StateText := 'Продувка';
        CurrentStep := 1;
        TimerRemaining := T_Purge.PT - T_Purge.ET;
        ExhausterFan := TRUE;
        T_Purge(IN := TRUE, PT := PurgeTime);

        IF T_Purge.Q THEN
            IF DraughtOK THEN
                SystemState := 2;
                T_Ignition(IN := FALSE);
            ELSE
                Alarm := TRUE;
                SystemState := 0;
            END_IF
        END_IF

    2:
        StateText := 'Запалення';
        CurrentStep := 2;
        TimerRemaining := T_Ignition.PT - T_Ignition.ET;
        AirFan := TRUE;
        IgnitionTransformer := TRUE;
        PilotValve := TRUE;
        T_Ignition(IN := TRUE, PT := IgnitionTime);

        IF T_Ignition.Q THEN
            IF FlameDetected THEN
                SystemState := 3;
                T_MainBurner(IN := FALSE);
            ELSE
                Alarm := TRUE;
                SystemState := 0;
```

Продовження рисунку 5.2

```
                IgnitionTransformer := FALSE;
                PilotValve := FALSE;
            END_IF
        END_IF

    3:
        StateText := 'Пуск пальника';
        CurrentStep := 3;
        TimerRemaining := T_MainBurner.PT - T_MainBurner.ET;
        MainValve := TRUE;
        T_MainBurner(IN := TRUE, PT := MainBurnerTime);

        IF T_MainBurner.Q THEN
            IF FlameDetected THEN
                SystemState := 4;
                T_RampUp(IN := FALSE);
                PilotValve := FALSE;
                IgnitionTransformer := FALSE;
            ELSE
                Alarm := TRUE;
                SystemState := 0;
                MainValve := FALSE;
            END_IF
        END_IF

    4:
        StateText := 'Вихід на режим';
        CurrentStep := 4;
        TimerRemaining := T_RampUp.PT - T_RampUp.ET;
        T_RampUp(IN := TRUE, PT := RampUpTime);
        IF T_RampUp.Q THEN
            SystemState := 5;
        END_IF

    5:
        StateText := 'Робочий режим';
        CurrentStep := 5;
        TimerRemaining := T#0S;


        IF StopCondition OR btnStop THEN
            SystemState := 6;
            T_PostPurge(IN := FALSE);
            MainValve := FALSE;
        END_IF
```

```
    6:
        StateText := 'Зупинка';
        CurrentStep := 6;
        TimerRemaining := T_PostPurge.PT - T_PostPurge.ET;
        ExhausterFan := TRUE;
        AirFan := TRUE;
        T_PostPurge(IN := TRUE, PT := PostPurgeTime);

        IF T_PostPurge.Q THEN
            SystemState := 0;
            ExhausterFan := FALSE;
            AirFan := FALSE;
        END_IF

END_CASE


IF NOT SystemReady THEN
    Alarm := TRUE;
    SystemState := 0;
    MainValve := FALSE;
    PilotValve := FALSE;
    IgnitionTransformer := FALSE;
    AirFan := FALSE;
    ExhausterFan := FALSE;
END_IF


IF (SystemState = 5) AND NOT FlameDetected THEN
    Alarm := TRUE;
    SystemState := 0;
    MainValve := FALSE;
    PilotValve := FALSE;
    IgnitionTransformer := FALSE;
END_IF
IF (TempValue >= 105) AND (TempValue <= 120) THEN
    Alarm := TRUE;
END_IF;



IF Alarm THEN
    Ind_Normal := FALSE;
    Ind_Alarm  := TRUE;
ELSE
```

Продовження рисунку 5.2

```
181   ELSE
182       Ind_Normal := TRUE;
183       Ind_Alarm  := FALSE;
184   END_IF;
```

Продовження рисунку 5.2

Створено визуалізацію проекта рисунок 5.3.

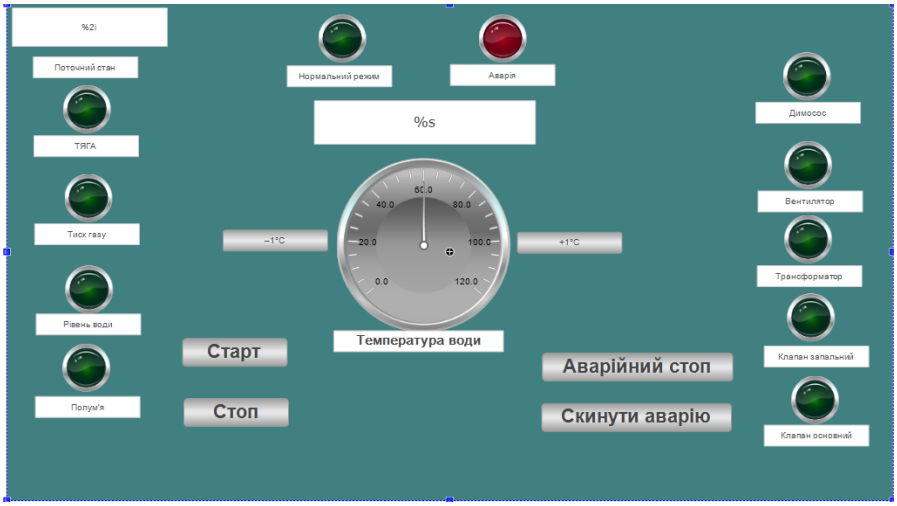


Рисунок 5.3 – Візуалізація проекта

Перевірка роботи через візуалізацію рисунок 5.4 – 4.8.



Рисунок 5.4 – Перший стан при натисканні кнопки «Старт»

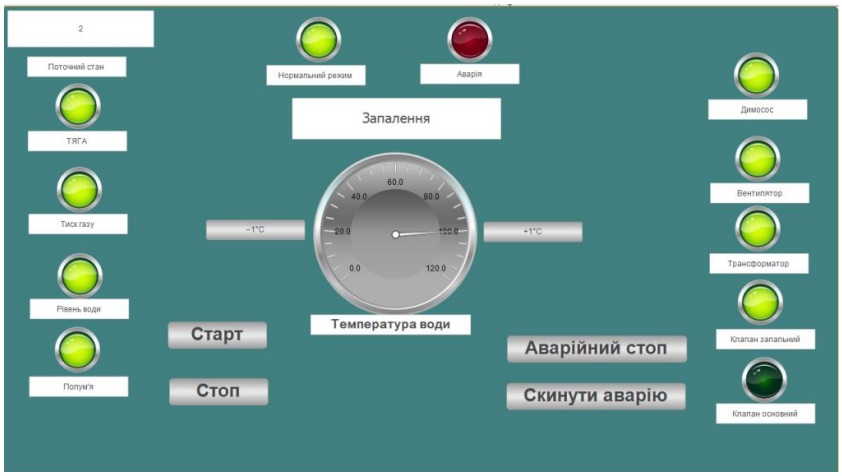


Рисунок 5.5 – Другий стан, ввімкнення вентилятора, трансформатора та клапана запалення

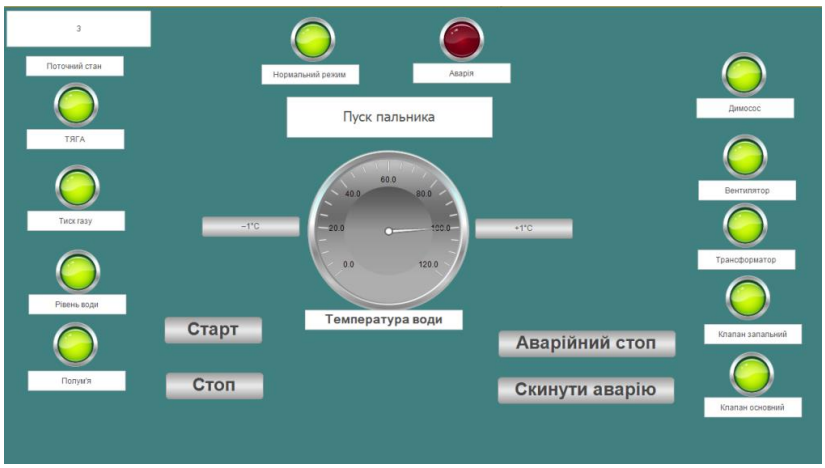


Рисунок 5.6 – Третій стан ввімкнення основного клапану

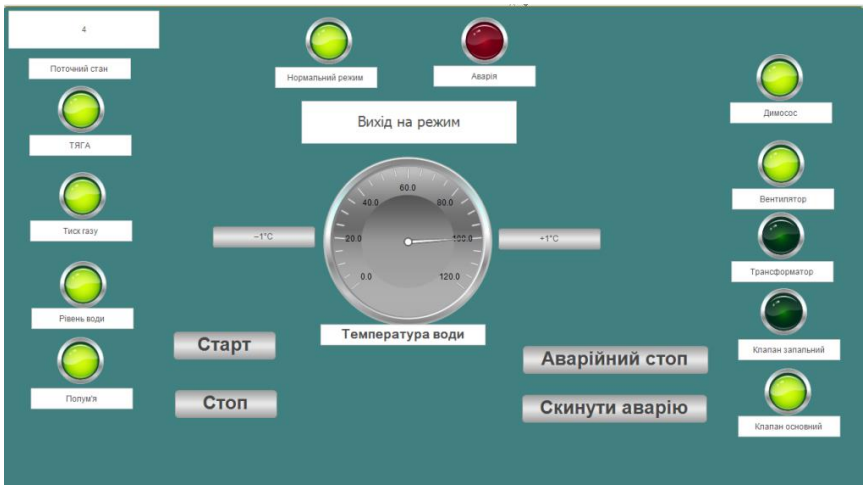


Рисунок 5.7 – Четвертий стан, вимкнення запального клапану та трансформатору

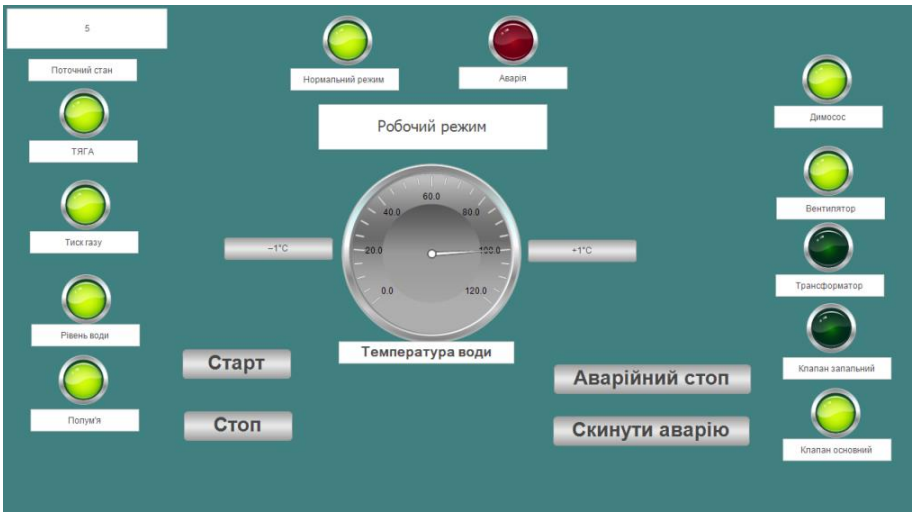


Рисунок 5.8 – П’ятий стан: вихід в робочий режим

Далі перевіряємо роботу аврійного стопу рисунок 5.9.

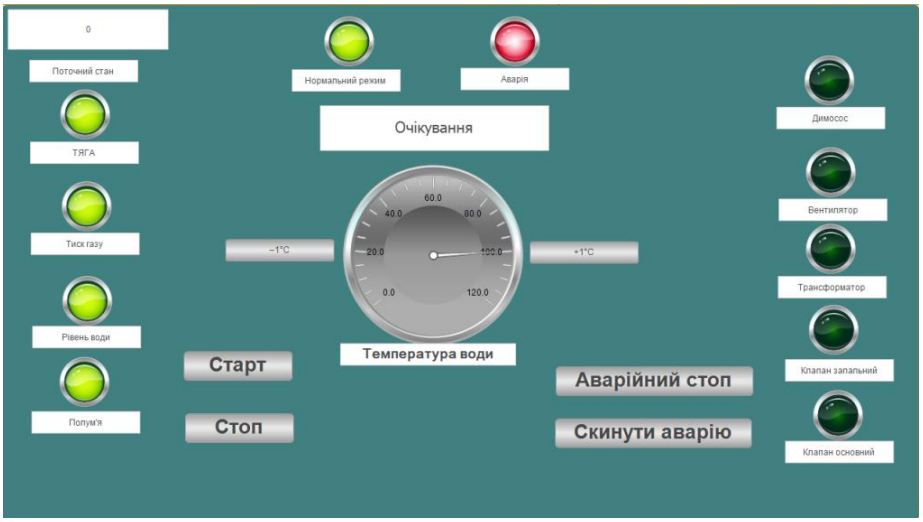


Рисунок 5.9 – робота програми при «Аварії»

Процес «Стоп» йде в зворотному напрямку рисунок 5.10.

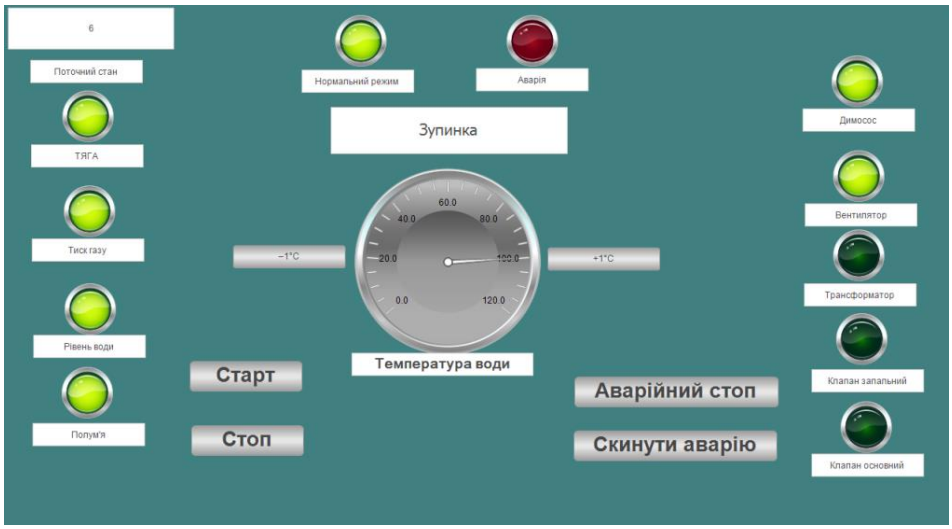


Рисунок 5.10 – Вимкнення програми

Висновки. У ході проектування системи автоматизації водогрійного котла ТГВ-8М було створено повноцінну систему автоматизованого керування водогрійним котлом, реалізовану у середовищі CODESYS 3.5 з використанням мов програмування ST (Structured Text) та елементів візуалізації.

У результаті було отримано працездатну модель системи автоматичного керування, що відтворює роботу реального котельного обладнання: забезпечує керування виконуючими механізмами, контролює стан технологічних параметрів, реагує на аварійні ситуації та інформує оператора через візуальний інтерфейс.

6. РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

При створюванні високонадійних САР необхідно виконувати комплексну задачу: закладання високого рівня надійності та працездатності при проектуванні САР, цієї вимоги при її виробництві та підтримка такого ж рівня у період експлуатації.

Аналіз надійності регламентується стандартом ДСТУ 2861-94.

Заходи щодо надійності САР розробляються на підставі таких принципів:

– вимоги споживача (замовника) щодо надійності замовлених об'єктів обов'язкові для розробника (виробника);

– ймовірність наростання критичних відмов не повинна перевищувати граничне допустимого рівня протягом усього терміну експлуатації об'єкта і т. д.

6.1 Розрахунок параметрів наближеним методом

При цьому методі враховується середньогрупові інтенсивності відмов елементів системи та досвід експлуатації аналогічних виробів (табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Надійність приладів автоматизації

Елементи	Кількість	Інтенсивність відмов
Термоелектричний перетворювач	2	3,4
Показуючий прилад РМТ-49	4	9,9
Контролер	1	0,4
Пускач ПБР-2М	2	8,2

ВМ МЕО-100/0.35	3	7
Блок живлення БЖ-96	2	8,8
Вказівник положення валу двигуна ДУП-М	2	11,1

Розраховується загальна сумарна інтенсивність відмов всієї системи автоматичного регулювання (САР):

$$\lambda'_{заг} = k^* \sum_{i=1}^{m} \lambda_{0i} * n_i = 2{,}5^* 10^{-6} *(3{,}4+9{,}9+0{,}4+8{,}2+7+8{,}8+3{,}5+11{,}1) =$$

$$=2{,}5*52{,}3^* 10^{-6} = 130{,}75*10^{-6}[1/год], \quad (6.1)$$

де k – узагальнений коефіцієнт, який враховує призначення САР;

λ_{0i} – середня інтенсивність відмов відповідної групи;

m – кількість груп;

n_i – кількість елементів у групі.

Розраховується наробіток на відмову:

$$T'_0 = \frac{1}{\lambda'_{заг}} = \frac{1}{130{,}75*10^{-6}} = 44943.8 \text{ [год]}; \quad (6.2)$$

Розраховується ймовірність безвідмовної роботи САР:

$$P'(t) = e^{-\lambda'_{заг}} = e^{-\frac{t}{T'_0}} = e^{-0{,}00013} = 0,\ 9998; \quad (6.3)$$

Результати розрахунків заносимо в табл.6.2 та 6.3.

Таблиця 6.2 – Дані і результати розрахунків параметрів надійності наближеним методом для елементів

Елементи	Кількість	К	10^{-6}	$\lambda_{oi} \cdot 10^{-6}$
Термоелектричний перетворювач	2	2,5	1,7	3,4
Показуючий прилад РМТ-39	4		3,3	13,2
Контролер	1		0,2	0,2
Пускач ПБР-2М	2		4,1	8,2
ВМ МЕО-100/0.35	3		4,4	13,2
Блок живлення БП-96	1		3,5	3,5
Вказівник положення валу двигуна ДУП-М	2		3,7	7,4
Разом			24,4	56,1

Таблиця 6.3 – Дані для побудови графіку залежності $P'(t)$

Коеф.	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3
P’(t)	1	0,606	0,367	0,223	0,135	0,082	0,049
t, час	0	22471.9	44943.8	67415,7	89887.6	112359,5	134831.4

На рис. 6.1 наведено графік, який показує зменшення надійності системи при розрахунку наближеним методом.

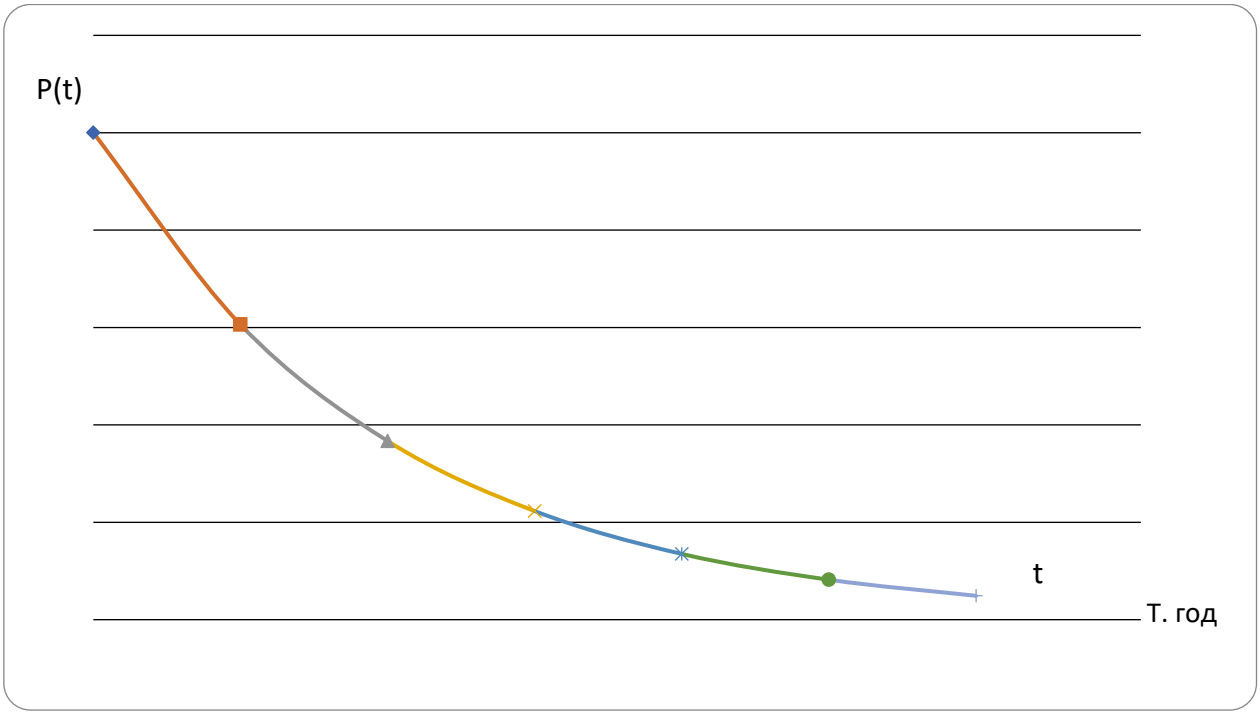


Рисунок 6.1 – Графік залежності $P^{'}(t)$

6.2 Розрахунок параметрів надійності з урахуванням режимів роботи елементів та впливом дестабілізуючих факторів

Для визначення коефіцієнтів навантаження елементів роблять розрахунки режимів роботи схеми або приймають рекомендовані коефіцієнти згідно статистичним даним. Вплив дестабілізуючих чинників враховуються за поправними коефіцієнтами, які визначаються конкретними умовами експлуатації та технічними параметрами.

Алгоритм розрахунку наступний:

– визначається кількість груп елементів (m) системи та кількість елементів у кожній групі (n_j), які мають однакові коефіцієнти навантаження K_i та однакові інтенсивності відмов.

Таблиця 3.4 – Поправні коефіцієнти

Вологість, %	Температура, C^0	Висота, км	Сумарний вплив
60	25	0,25	стаціонарні
$K_{\lambda 2}$		$K_{\lambda 3}$	$K_{\lambda 1}$
1		1,04	2,5

– розраховується комплексний поправочний коефіцієнт:

$$K_\lambda = K_{\lambda 1} * K_{\lambda 2} * K_{\lambda 3} = 2,\ 5*1*1,04 = 2,6; \quad (6.4)$$

– розраховується загальна інтенсивність відмов:

$$\Lambda''_{ЗАГ} = K * K_\lambda * \sum_{i=1}^{m} \lambda_{Oi} * n_j \ \frac{1}{\text{год}}, \quad (6.5)$$

$$\Lambda''_{ЗАГ} = K * K_\lambda * \sum_{i=1}^{m} \lambda_{Oi} * n_j = 339,95*10^{-6} \quad (6.6)$$

– розраховується наробіток на відмову:

$$T_0'' = \frac{1}{\Lambda''_{заг} \cdot K_\lambda} [\text{год}]; \quad (6.7)$$

$$T_0'' = \frac{1}{339,95 \cdot 10^{-6} \cdot 2,5} = 122970,9[\text{год}] \quad (6.8)$$

– розраховується вірогідність безвідмовної роботи САР :

$$P''(t) = e^{-\Lambda''_{ЗАГ}} = e^{-\frac{t}{T_0''}} \quad (6.9)$$

Результати розрахунків заносимо в табл.6.5 та табл.6.6.

Таблиця 6.5 – Дані і результати розрахунків параметрів надійності точним методом

Найменування параметру	Показник
Комплексний поправний коефіцієнт, K_{λ}	2,5
Загальна інтенсивність відмов, $\Lambda_{заг}''$,1/год	$339{,}95 \cdot 10^{-6}$
Наробіток на відмову, T_0'', год	122970,9

Таблиця 6.6 – Дані для побудови графіку залежності $P''(t)$

Коеф.	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3
P’(t)	1	0,606	0,367	0,223	0,135	0,082	0,049
t, час	0	61485,45	122970,9	184456,3	245941,8	307427,2	368912,7

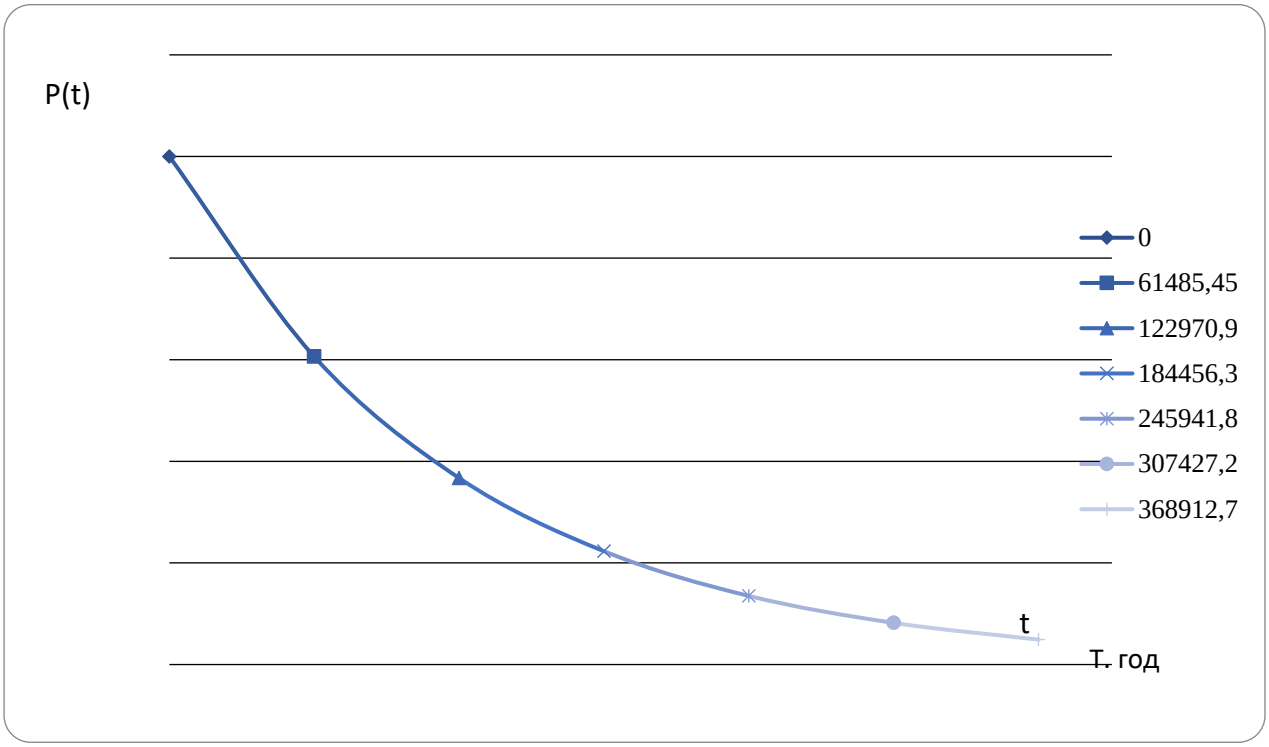


Рисунок 6.2 – Графік залежності P’’(t)

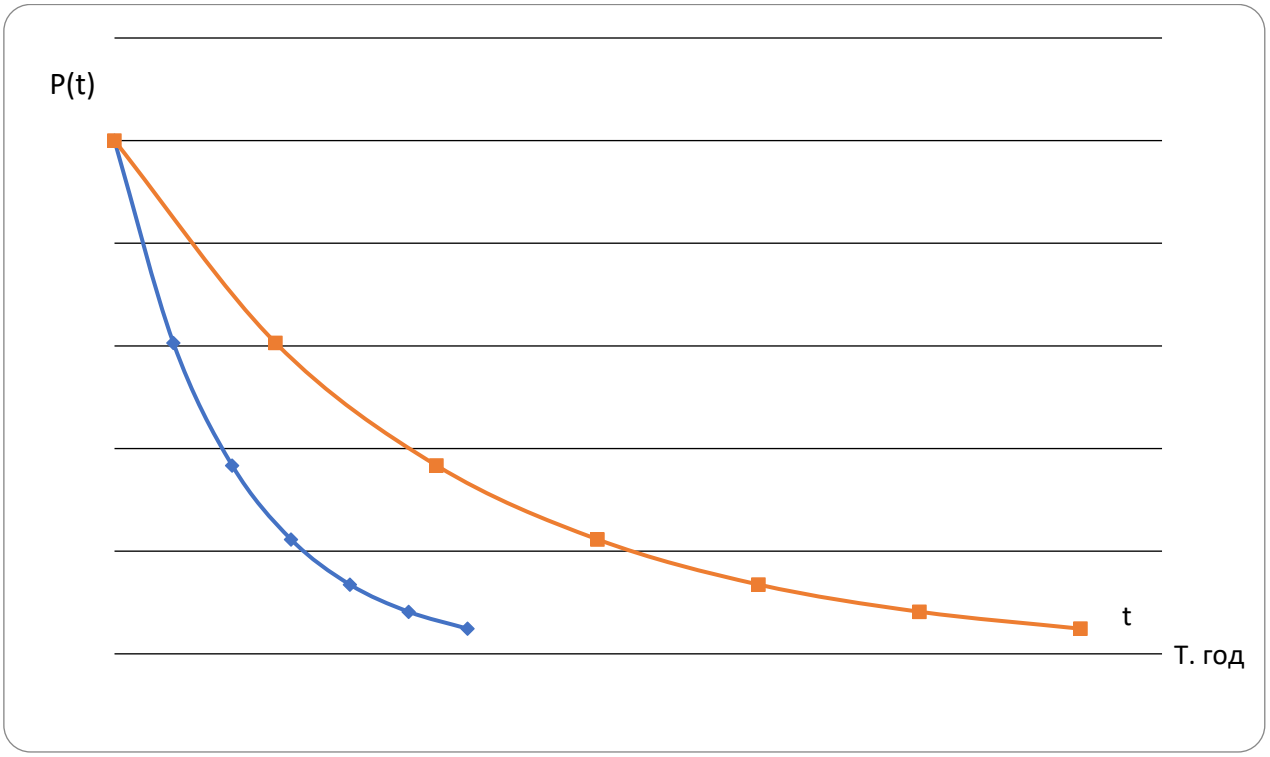


Рисунок 6.3 – Графіки залежності P’(t) і P’’(t) в єдиних координатах

З графіка видно, що розрахунок параметрів надійності, який зроблений з урахуванням режиму роботи елементів і впливом дестабілізуючих чинників є більш точним, ніж розрахунок параметрів наближеним методом. При цьому ймовірність безвідмовної роботи САР збільшується при точному розрахунку.

6.3 Визначення гарантійного терміну служби САР

Гарантійний термін роботи САР:

$$T_Г = \frac{T_0}{8 * K_{дн} \cdot M}; \qquad (6.10)$$

де 8 – середня кількість годин роботи САР упродовж тижня;

$K_{ДН}$ – кількість днів роботи в місяць;

М – кількість місяців роботи за рік.

$$T_Г = \frac{9071,83}{8*30\cdot12} = 3,15 \text{ [год.]}; \quad (6.11)$$

Розраховуємо середнє значення тривалості відновлення САР, якщо потрібне повне відновлення:

$$T_B = \sum_{j=1}^{q} T_{Bj} * m_j, \text{ [год]}; \quad (6.12)$$

де q – кількість груп елементів, які мають однакову тривалість відновлення;

T_{Bj} – середнє значення тривалості відновлення, година;

m_j – кількість елементів в групі.

Таблиця 6.7 – Дані для розрахунку тривалості відновлення

Елементи	Кіл.	$\lambda_{0i} * 10^{-6}$	Середнє значення тривалості відновлення, T_{Bj} , год	T*m
Термоелектричний перетворювач ТСП	2	3,4	0,3	1,02
Показуючий прилад РМТ-49	4	9,9	1	9,9
Контролер	1	0,4	0,5	0,2
Пускач ПБР-2М	2	8,2	0,5	4,1
ВМ МЕО-100/0.35	3	7	1,8	12,6
Блок живлення БЖ 96	1	8,8	0,35	3,08
Вказівник положення валу двигуна ДУП-М	2	11,1	0,4	4,44

Середнє значення тривалості відновлення САР, якщо потрібне повне відновлення:

$$T_В = \sum_{j=1}^{q} T_{Bj} \cdot m_j \text{ [год.]}, \quad (6.13)$$

$$T_в = (0,3+1+0,5+0,5+1,8+3,5+0,2+0,3)*8=64,8 \text{ [год.]},$$

Визначаємо коефіцієнт готовності:

$$K_Г = \frac{1}{1 + \Lambda_{заг.} \cdot T_В} \quad (6.14)$$

$$K_Г = \frac{1}{1 + (130,75 \cdot 10^{-6} \cdot 64,8)} = 0,9915$$

Висновки. В результаті проведення розрахунків наближеним та повним методом було з’ясовано, що при розрахунку більш точним повним методом наробітка на відмову майже в два рази менша і складає 122970,9 годин. Гарантійний термін складає приблизно 5 років. Коефіцієнт готовності САР майже дорівнює одиниці і складає 0,9915. Найбільше часу на відновлення поглинає відновлення виконуючого механізму, який також має найбільшу ймовірність відмови.

7. ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

7.1 Характеристика потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Об’єктом проектування є сучасна водогрійна установка, яка складається із великої кількості різноманітного обладнання та будівельних конструкцій, зв’язаних в єдине ціле загальною технологічною схемою виробництва гарячої води. Обладнання парогенератора умовно поділяють на основне – котлоагрегат, і допоміжне – пристрої для подачі палива, повітря, живильної води, пристрої для видалення продуктів згоряння, димових газів, трубопроводи та ін.

Теплові електростанції значно впливають на навколишнє середовище. Ця дія визначається викидом в атмосферу продуктів згоряння, що містять шкідливі гази і дрібні частинки золи, видаленням шлаків і забруднених стічних вод.

Оксид азоту NO_2 має різко виражені подразнюючі дії на слизові оболонки (очі, дихальні шляхи). Він погано розчинний в рідких середовищах, тому здатний проникати в легені.

Оксиди азоту можуть утворюватися при згорянні палива за рахунок окислення азоту, який міститься в повітрі, що подається в топку. Основними способами подавлення утворення оксидів азоту в топках котла є:

– зниження надлишку повітря в топці;

– зниження теплової напруги в топці;

– рециркуляція димових газів в топку та ін.

Крім оксидів сірки та азоту можуть утворюватися інші шкідливі речовини. В приміщенні отельні може утворюватися чадний газ – CO, який дуже шкідливий для людини. Не дозволяється довге перебування людей в котельній, так як вони можуть бути уражені тепловим випромінюванням [34].

Усі небезпечні й шкідливі виробничі фактори діляться на наступні групи: фізичні, хімічні, психофізіологічні;

У котельній можуть негативно діяти наступні фізичні шкідливі й небезпечні фактори:

– підвищена температура в робочій зоні викликана процесами горіння палива та тепловиділенням від нагрітих котлів та трубопроводів (40^{o}C);

– підвищений рівень шуму обумовлений процесом спалювання палива. Сам процес горіння викликає появу низькочастотного звуку (92 дБА);

– підвищена напруга живлення електроустаткування (для забезпечення

– освітленості робочого місця, а також приведення виконавчих механізмів у рух);

– відкриті частини устаткування, що обертаються й рухаються.

До хімічних шкідливих і небезпечних факторів, що постійно діють на робітника відносяться наступні:

Загально технічні:

– оксид вуглецю (CO) – здатний справляти безпосередній токсичний вплив на клітки, порушуючи тканинний дихання і зменшуючи споживання тканинами O_2 (20,9 мг/м^3).

– двоокис азоту. Токсична дія NO_2 має виражену дразливу й пропалюючу дію на дихальні шляхи, особливо глибокі, що приводить до розвитку токсичного набряку легенів; пригнічує аеробне й стимулює анаеробне окиснення в легеневій тканині. Не виключена можливість загальної дії, у тому числі за рахунок продуктів клітинного розпаду, що всмоктуються в кров з поверхні легень (8 мг/м^3).

– пил, до складу якого входить кристалічний діоксид кремнію легень (9.28 мг/м^3) [37].

Типове захворювання, що виникає під дією кремнемісткого пилу – силікоз.

У результаті впливу несприятливих факторів виробничого середовища можливі нещасні випадки й професійні захворювання.

До психо-фізичних шкідливих і небезпечних факторів, що впливають на робітників протягом робочої зміни можна віднести наступні:

– нервово – емоційні перевантаження – для всіх робітників;

– фізичні перевантаження – для слюсарів КВП і А;

– розумова напруга.

Для опалювання котлів використовується природний газ. При високих концентраціях природний газ впливає на організм людини, тому що при наявності природного газу в повітрі, знижується зміст у ньому кисню (O_2). Кількісне визначення змісту природного газу в повітрі проводиться по змісту в ньому метану (CH_4). Вміст метану в повітрі робочої зони не повинен перевищувати 0,5 % за обсягом.

Межі запалення (вибуховості) газу в суміші з повітрям (% газу суміші) при темп. +20°С: нижня межа $5 \cdot 10^5$ Па; верхня межа $15 \cdot 10^5$ Па.

Показником, який ураховує різноякісний вплив усіх елементів умов праці, на сьогоднішній час прийнятий показник важкості праці. Важкість праці характеризує сукупний вплив усіх елементів, що становлять умови праці, на працездатність людини, його здоров'я, життєдіяльність і відновлення робочої сили й застосовне як до розумового, так і до фізичної праці.

Фактичний стан умов праці оцінюється на основі даних атестації робочих місць або спеціальних інструментальних вимірів рівнів факторів виробничого середовища, які відбиваються в карті умов праці на робочім місці. Оцінка факторів виробництва для робочого місця слюсаря по КВП і А наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Оцінка факторів виробничого й трудового процесу

№ п/п	Фактори виробничого середовища й трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	3 клас –шкідливі й небезпечні умови праці			Тривалість дії фактора за зміну, %
				1а сту-пінь	2а сту-пінь	3я сту-пінь	
1.	Шкідливі хімічні речовини, мг/м^3 2-й клас небезпеки: Сірчаний газ SO_2 Окис вуглецю CO Оксиди азоту NO_2	 10,000 20 2	 7.99 20.9 8	 1,045р 	 	 	 89 89 89
2.	Пил, переважно фіброгенної дії мг/м^3 Кремнію діоксид кристалічний (граніт, шамот,слюда, сірець, вуглецевий пил) при змісті в пилу від 10 до 70 %	4,000	9.28			2.32 р	89
3.	Шум, дБ	80	92		12		89

4.	Мікроклімат у приміщенні в теплий період - температура повітря, °С - швидкість руху повітря, м/с - відносна вологість повітря, %	21-28 0,1-0,3 60≤	40 0,33 56	1,1		12	89 89 89
5.	Робоча поза - перебування у похилому положенні до 30 град.		26,4	26,4			
6	Тяжкість і напруженість праці	Важка III - го ступеню, напружена.					

7.2 Заходи з поліпшення умов праці

Операторна, де встановлюються щити і пульти, повинна бути побудована та прийнята під монтаж по акту [39].

Фактичний об’єм виробничого приміщення на одного робітника складає не менше 15 $м^3$, а площа – не менше 4,5 $м^2$. Стіни та стелю операторної пофарбовані масляною фарбою, решта поверхні – клеєною. Розміри дверей повинні бути такими, щоб можна було проносити щити та пульти.

Пульти є не електропровідними, що дозволяє значно покращити електробезпеку цих приміщень. Їх покривають пилопіумом.

Організація робочих місць оперативного персоналу АСУ ТП відповідє фізіологічним вимогам а також характеру роботи персоналу.

Робочі місця організовані у відповідності з вимогами діючих стандартів, технічних умов та методичних вказівок по безпеці працїї.

При розробці дизайну внутрішнього простору БЩУ використано комплексний підхід по забезпеченню функціональності, комфорту та екологічності з підтриманням необхідного рівня зосередженості оперативного персоналу.

При проектуванні інтер’єру враховується психофізична дія кольору на очі людини. Виконання рекомендацій по вибору кольору приміщень будуть сприяти покращенню гігієнічних умов праці, зменшенню навантаження на нервову систему та зменшенню втоми, забезпеченню безпеки виробничих процесів, а також покращенню естетичного рівня приміщення БЩУ.

У зв'язку з тим, що природне освітлення лабораторії здійснюється через віконні отвори і є дуже слабким, на робочому місці застосовується також штучне освітлення. Штучне освітлення створюють електричним джерелом світла, яке включають в міру необхідності, регулюють інтенсивність світлового потоку і його спрямованість [40].

За допомогою апаратури, розташованої на щитах, оператор одержує необхідну інформацію про хід технологічного процесу і веде управління автоматично.

Технічні засоби скомпоновані так, щоб забезпечити зручність експлуатації із врахуванням частоти їх використання. Прилади, що контролюють найважливіші параметри процесу, розміщені в центрі щита. Регулюючі прилади розташовані так, щоб забезпечити умови нормальної роботи з елементами настройок. Перемикачі та кнопки управління встановлені в нижній частині щита під вимірювальними приладами. Сигнальні лампочки монтуються у верхній частині щита.

У якості інженерних розв'язків по боротьбі із шумом пропонуються засоби й методи колективного захисту.

Залежно від способу реалізації вони підрозділяються на: акустичні, організаційно-технічні й архітектурно-планувальні.

До організаційно-технічних методів по зниженню шуму на території котельного відділення можна віднести використання раціональних режимів праці й відпочинку працівників.

До архітектурно-планувальних методів боротьби із шумом, крім тих які застосовувалися при проектуванні будинку й раціональнім розміщенні встаткування, машин і механізмів, можна віднести створення додаткових шумозахисних зон, шумоізольованих кімнат відпочинку, пультових приміщень.

У якості індивідуальних засобів захисту працівників від шуму застосовують шумозахисні вкладиші (беруши).

7.3 Виробнича санітарія

Оптимальні норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень подано в ДСН 3.3.6.042-99. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони [33].

Таблиця 7.2 – Оптимальні норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний, перехідний	Важка III - го ступеню, напружена	21-23	40-60	0,1
Теплий	Важка III - го ступеню, напружена	22-24	40-60	0,2

Таблиця 7.3 – Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень в холодний та перехідний період року

Категорія робіт	Температура, ˚С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Важка III - го ступеню, напружена	20-24	75	0,5

В приміщенні операторної передбачається комбінована система вентиляції (СНІП-II-33-75): механічна витяжна та природній притік. Притік повітря відбувається через проточну шахту, яка встановлюється в зовнішній стіні будови та витяжка повітря – на висоті 2 м від рівня землі через повітрепроточну шахту з решіткою типу СТД розміром 450 х 490 [38].

Приточна шахта з’єднується з приміщенням операторної, в якому біля зовнішньої стіни встановлюється приточна камера. В ній для підігріву повітря в холодний період року встановлюється регістр із гладких труб. Забезпечення теплом регістра іде від системи опалення. Витяжка проводиться через витяжні отвори, які роблять під стелею приміщень. В основі отворів встановлюються витяжні вентилятори типу ВК-6У-4.

Опалення операторної – центральне, водяне з параметрами теплоносія в падаючому трубопроводі – 105 ˚С, у зворотньому – 70 ˚С.

В ролі нагрівальних приладів застосовуються регістри із гладких труб (БНІП-II-33-75), які встановлюються під вікнами зовнішніх стін.

Для створення нормальних умов праці необхідне раціональне освітлення приміщень на робочих місцях. Природне освітлення приміщень операторної проводиться через вікна у зовнішніх стінах.

7.4 Електробезпека

У приміщеннях котельної використовуються наступні допоміжні засоби техніки безпеки:

1. Електрозахисні пристрої.

Відповідно до ПУЕ приміщення котельної належить до категорії особливо небезпечних приміщень – температура повітря > 30 ˚С, наявність струмопровідних підлог, підвищена вологість.

В котельній використовується напруга 220В (по ПУЕ правила діють до 1000 В), частота 50 Гц.

Основними заходами захисту від поразки електричним струмом є:

– забезпечення неприступності струмоведучих частин, що перебувають під напругою, для випадкового дотику;

– електричний поділ мережі;

– усунення небезпеки поразки з появою напруги на корпусах, кожухах і інших частинах електроустаткування, що досягається захисним заземленням, зануленням, захисним відключенням;

– застосування малих напруг;

– захист від випадкового дотику до струмоведучих частин застосуванням кожухів, огороджень, подвійної ізоляції;

– контроль і профілактика ушкодженої ізоляції;

– застосування спеціальних електрозахисних засобів - переносних приладів і запобіжних пристосувань.

До захисних засобів від поразки електричним струмом відносять:

– різний інструмент (ізолюючі оперативні й вимірювальні штанги, що ізолюють і токовимірювальні кліщі й ін.);

– частини одягу (гумові діелектричні рукавички, боти, калоші, брезентові рукавиці; запобіжні пояси, що страхують канати, захисні окуляри, протигази);

– допоміжні пристосування (ізолюючі майданчики, підставки, ковпаки, килимки, накладки, тимчасові огородження);

– покажчики напруги.

– слесарно – монтажний інструмент із ізолюючими рукоятками – призначений для роботи з напругою в електроустановках до 1000В.

2. Попереджувальні засоби.

Попереджувальні плакати діляться на застережливі, забороняючи, й нагадуючи. Застережливі (постійні) плакати («Обережно! Електрична напруга!») укріпляють на стінах, огородженнях. Заборонний (переносний) плакат («Не включати, працюють люди!») вивішується на ключах і рукоятках керування. Дозволяючий (переносний) плакат («Працювати тут, улазити тут») установлюється на місці робіт. Нагадуючий (переносний) плакат («Заземлено») установлюється на ключах і рукоятках керування.

Механічні неструмові частини електрообладнання і електроустановок при порушенні ізоляції між ними і струмоведучими частинами можуть опинитися під напругою. У таких випадках дотик до неструмопровідних частин рівнозначний дотику до струмопровідних частин.

Комутація щитів виконується відповідно з МСН-205-69 ізольованими поліхлорвініловими дротами з лакованою обмоткою [35].

Мінімальний допустимий переріз дротів в ланцюгу з напругою до 60В – не менше 0,2 мм^2, в ланцюгах з напругою вище 60В – не менше 1 мм^2. Дроти групуються в щити, по 4 дроти на щит. Джгути кабелів вкладають в перфоровані шафи без кріплення.

В даному проекті я використовую кабелі із зовнішнім покриттям типу БТ, а також небронювані кабелі і кабелі з поліхлорвініловою плівкою.

Усунення небезпеки ураження електричним струмом при переході напруги на не струмопровідні частини електроустановки у мережах з ізольованою нейтраллю здійснюється за допомогою захисного заземлення. Захисне заземлення – це з’єднання металічних не струмопровідних частин

електроустановок із землею заземлюючими провідниками і заземлювачами для створення між цими частинами і землею малого опору.

7.5 Пожежна безпека. Техногенна безпека

У цеху відбуваються високотемпературні процеси, тому є постійна небезпека виникнення пожежі, тому застосовуються заходи щодо попередження пожежонебезпечних ситуацій.

Виробництво відноситься до категорії Г (пожежонебезпечні).

Будівля цеху відноситься до III ступеня вогнестійкості, тобто всі основні несучі конструкції, виконуються вогнетривкими, але застосовуються сталеві незахищені від вогню несучі ферми і внутрішні перегородки, виконані з важкозаймистих матеріалів. За класифікацією пожежонебезпечних приміщень цех належить до зони класу П - IIа, як приміщення, що містить тверді горючі речовини, не здатні переходити в зважений стан.

У цеху застосовуються такі горючі матеріали (речовини):, мастила – 200 ^{o}C, природний газ – 460 ^{o}C. Суміш природного газу і повітря в певному співвідношенні є вибухонебезпечною, окремі компоненти газу токсичні. Суміші газів з повітрям спалахують і нерідко вибухають не тільки від відкритого вогню (факела, палаючого сірника чи свічки, сигарети і т. п.), але і від іскор, що висікаються при ударах або терті металевих предметів.

У виробничому приміщенні цеху обладнані протипожежні кутки, забезпечені ящиком з піском, ємностями з водою, пожежно-інвентарними щитами з набором інвентарю: лопат, багрів, гаків, сокир [41].

Ефективність та своєчасність евакуації людей при пожежі досягається наявними шляхами евакуації: кількість, протяжність і ширина яких задовольняє нормативним вимогам, а також евакуаційних виходів, якими служать наявні в цеху виробничі виходи.

Щоб уникнути пожеж необхідно дотримуватись таких правил:

1. Палити дозволяється тільки у відведених місцях, обладнаних протипожежним інвентарем.

2. Забороняється куріння на складах.

3. Забороняється залишати на робочих місцях промаслене ганчір'я та інші самозаймисті матеріали.

4. Необхідно стежити за справністю електропроводки цеху, справністю переносних ламп.

5. У цеху повинна бути передбачена спеціальна комора для зберігання легкозаймистих рідин.

6. Цех повинен бути оснащений протипожежними пристроями: вогнегасниками, брандспойтами і шлангами, ящиками з піском, лопатами і баграми, встановленими на спеціальних щитах. Вогнегасники вуглекислотні типу ВВ-2, ВВ-3 призначені для гасіння загорянь речовин, горіння яких не може відбуватися без доступу повітря, загорянь електроустановок, що знаходяться під напругою не більше 1000 В, рідких та газоподібних речовин (клас В, С).

7. Всі основні ділянки цеху повинні мати чергове освітлення, кнопкову сигналізацію для виклику пожежної команди.

Необхідними заходами для запобігання пожежі є своєчасний ремонт електроприладів, якісне виправлення поломок, не використання несправних електроприладів, протипожежний інструктаж, на якому працівники ознайомлюються з правилами протипожежної безпеки та використання первинних засобів пожежогасіння.

Особливу увагу необхідно приділяти евакуації людей з приміщень. Евакуація проводиться по заздалегідь спланованих шляхах. Схеми евакуації розташовані в доступних для погляду людини місцях.

Висновки. У розділі розглянуті питання з охороно праці, електричної та пожежної безпеки персоналу.

8. ТЕХНІКО–ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

8.1 Техніко-економічне обґрунтування АСУ

Метою техніко-економічного обґрунтування автоматизованої системи управління (АСУ) є кількісний та якісний доказ економічної доцільності створення або розвитку АСУ, а також визначення організаційно-економічних умов її ефективного функціонування.

Зміст техніко-економічного обґрунтування АСУ полягає в наступному:

– розрахувати і проаналізувати за окремими статтями витрати, необхідні для створення чи розвитку АСУ;

– зіставити витрати на створення і функціонування АСУ з результатами, отриманими при її впровадженні;

– на основі розрахунків техніко-економічних показників, що характеризують результати функціонування створюваної АСУ, і порівнюючи їх зі зіставними показниками варіанту, обраного за базу для порівняння (аналога), дати кількісну та якісну оцінку економічної доцільності створення АСУ.

Основними факторами, що визначають економічну ефективність АСУ є:

1) Збільшення випуску продукції і підвищення її якості за рахунок більш раціонального використання виробничих потужностей, сировини, матеріалів, палива та трудових ресурсів.

2) Підвищення продуктивності праці виробничих робітників, внаслідок скорочення втрат робочого часу і простоїв обладнання.

Основною умовою при визначенні економічної ефективності АСУ є зіставність усіх показників:

– в часі;

– за цінами і тарифними ставками зарплати, використовуваним для визначення показників;

– за елементами витрат.

Економічні показники визначаються за діючими на момент розрахунку оптовими цінами і тарифними ставками.

При визначенні очікуваного річного економічного ефекту в якості бази для порівняння приймаються плановані в умовах відсутності АСУ показники виробничо-господарської діяльності виробництва в році впровадження системи.

8.2 Організаційна структура підприємства

Для забезпечення нормальної роботи засобів виміру, засобів автоматизації, контролю і регулювання в цеху функціонують спеціальні служби, які виконують свою роботу, підкоряючись адміністрації підприємства по певній структурі управління. Завдання спеціальної служби залежать від структури управління підприємством, від числа і типів встановлених засобів виміру і засобів автоматизації, від обсягу виробництва послуг і так далі.

Згідно з вимогами організаційних принципів на підприємстві передбачена служба автоматизації та механізації, завданням якої є впровадження і забезпечення надійної і безперебійної роботи засобів і систем автоматизації, механізації та вимірювальної техніки (включаючи обчислювальну техніку).

Мета служби:

– розширення об'єму вироблюваної продукції;

– поліпшення якості продукції;

– підвищення продуктивності праці;

– ліквідації важкої фізичної праці і поліпшення її умов для людей, що працюють за рахунок застосування автоматичних пристроїв;

– безпека роботи персоналу.

Робота служби здійснюється за планом автоматизації і механізації підприємства з обліком завдань, поставлених підприємством і вищестоящими організаціями.

8.3 Розрахунок одноразових витрат на створення АСУ

Одноразові витрати на створення АСУ (КА) визначаються за формулою:

$$К^{А} = К^{А}_{П}+К^{А}_{К} = 301251+296422 = 597673 \text{ грн.}, \quad (8.1)$$

де $К^{А}_{П}$ – до виробничі витрати, грн.,

$К^{А}_{К}$ – капітальні витрати, грн.

Довиробничі витрати на розробку АСУ розраховуються за формулою:

$$К^{А}_{П}=К^{А}_{ПР}+К^{А}_{ПО}+К^{А}_{ІЗ} \quad (8.2)$$

де $К^{А}_{ПР}$ – витрати на проектування АСУ:

$$К^{А}_{ПР}=К^{А}_{РЗ.АСУТП}+К^{А}_{ТЗ} \quad (8.3)$$

де $К^{А}_{РЗ.АСУТП}$ – вартість розробки АСУТП:

$$К^{А}_{РЗ.АСУТП} =1131085 \text{ грн.}$$

де $К^{А}_{ТЗ}$ – вартість розробки технічного завдання на створення системи:

$$К^{А}_{ТЗ} = 831127 \text{ грн.}$$

$$К^{А}_{ПР}= 1131085+831127 =1962212 \text{ грн.}$$

де $К^{А}_{ПО}$ – витрати на розробку програмного забезпечення:

$$К^{А}_{ПО}=К^{А}_{ПО_СКАДА}+К^{А}_{ПО_ПЛК} \quad (8.4)$$

де $К^{А}_{ПО_СКАДА}$ – вартість розробки програмного забезпечення для СКАДА системи проекту АСУТП:

$$К^{А}_{ПО_СКАДА} = 43200грн.$$

де $К^{А}_{ПО_ПЗК}$ – вартість розробки програмного забезпечення для програмно-логічного контролера:

$$К^{А}_{ПО_ПЗК} = 5700 грн.$$
$$К^{А}_{ПО}=43200+5700=48900 грн.$$

де $К^{А}_{ІЗ}$ – витрати на підготовку інформаційного забезпечення тривалого користування (створення бази даних АСУ):

$$К^{А}_{ІЗ} = 38000 грн.$$
$$К^{А}_{П}=1962212+48900 +38000 =2049112 грн.$$

Величина капітальних витрат визначається за формулою:

$$К^{А}_{К}=К^{А}_{КТС}+К^{А}_{МОНТ}-К^{А}_{ВИВ}=268321+28101-11078 = 296422 грн. \quad (8.5)$$

де $К^{А}_{КТС}$ – корисна вартість комплексу технічних засобів (КТЗ).

$К^{А}_{МОНТ}$ – витрати на установку, монтаж і запуск КТЗ в роботу, грн.

$К^{А}_{ВИВ}$ – корисна вартість технічних засобів, вивільнених у результаті впровадження АСУ.

8.4 Розрахунок собівартості продукції після впровадження АСУ

Величина собівартості визначається за передбаченим зміни окремих видів витрат, на які впливає впровадження АСУ.

Витрати на сировину і матеріли при функціонуванні АСУ з урахуванням можливого збільшення обсягу виробництва і скорочення витрат на сировину та матеріали складуть:

$$С^{А}_{М}=С^{Б}_{М}* \gamma* ((100- \beta_{М})/100) \quad (8.6)$$

$$\gamma =(100+ \gamma_1)/100 \quad (8.7)$$

де $С^{Б}_{М}$ – витрати на сировину і матеріали до впровадження АСУ:

$$С^{Б}_{М}= 1850,52+43,08 = 1893,6 \text{ грн.}$$

де γ – індекс об'єму виробництва;

γ_1 – процент можливого збільшення об'єму виробництва в результаті впровадження АСУ, 15 %;

$\beta_М$ – процент можливого скорочення витрат сировини і матеріалів після впровадження АСУ (розраховується прямим розрахунком за окремими матеріалами), 2.5%.

Скорочення витрат сировини і матеріалів при впровадженні АСУ досягається за рахунок стабілізації та оптимізації технологічного процесу, постійного контролю за витрачанням матеріалів, проведення аналізу відхилень фактичних витрат матеріалів від нормативів, що дозволяє забезпечити дотримання планових норм витрат сировини і матеріалів і доведення їх до прогресивного рівня.

$$\gamma =(100+15)/100 = 1,15$$

$$С^{А}_{М}=1893,6 * 1,15 *(100-2,5/100) = 2123,19 \text{ грн.}$$

Витрати на паливо і енергію на технологічні цілі визначаються за формулою:

$$С^{А}_{Т}= С^{Б}_{Т}* \gamma ((100- \beta_{Т})/100)=285173*1,15*,9 = 295154грн. \quad (8.8)$$

де $С^{Б}_{Т}$ – витрати на паливо і енергію до впровадження АСУ;

$\beta_{Т}$ – процент можливого скорочення витрат палива і енергії після впровадження АСУ, %.

Заробітна плата основних виробничих працівників в умовах функціонування АСУ визначається зі врахуванням підвищення об'єму виробництва та співвідношення між темпами приросту середньої заробітної плати та продуктивності праці:

$$С^{А}_{ЗП}=С^{Б}_{ЗП}*(1+\alpha*(\gamma -1))=83121*(1+0,2*(1,15-1))= 85615грн. \quad (8.9)$$

де $С^{Б}_{ЗП}$ – заробітна плата з відрахуваннями на соціальні потреби виробничих робітників до впровадження АСУ;

α – коефіцієнт співвідношення темпів приросту середньої заробітної плати та темпів приросту продуктивності праці (приймається рівним співвідношенню, що існує на підприємстві до впровадження АСУ), $\alpha = 0,2$.

Витрати па утримання і експлуатацію обладнання складаються з умовно- змінної частини, яка змінюється прямо пропорційно зростанню обсягу виробництва, і умовно-постійної частини, яка не залежить від зростання обсягу виробництва.

Витрати на утримання і експлуатацію обладнання після впровадження АСУ визначаються за формулою:

$$С^{А}_{ОБ}=С^{Б}_{ОБ.ПЕР}*\gamma+С^{Б}_{ОБ.ПОСТ}=17525*1,15+20321 = 40475\text{грн.} \quad (8.10)$$

де $С^{Б}_{ОБ.ПЕР}$ і $С^{Б}_{ОБ.ПОСТ}$ – відповідно умовно-змінна і умовно-постійна частина витрат на утримання та експлуатацію обладнання до впровадження АСУ.

Цехові витрати після впровадження АСУ визначаються за формулою:

$$С^{А}_{Ц}=С^{Б}_{Ц}*(1+(\gamma-1)*Д_{Ц})=21426*(1+(1,15-1)*0,4) = 33312\text{грн.} \quad (8.11)$$

де $С^{Б}_{Ц}$ – цехові витрати до впровадження АСУ;

$Д_{Ц}$ – коефіцієнт залежності приросту цехових витрат від приросту обсягу виробництва (0,4).

Загальнозаводські витрати після впровадження АСУ визначаються за формулою:

$$С^{А}_{ЗАГ}=С^{Б}_{ЗАГ}*(1+(\gamma-1)*Д_{З})=391807*(1+1,15-1)*0,3 = 409438 \text{ грн.} \quad (8.12)$$

де $С^{Б}_{ОБЩ}$ – загальногосподарські витрати до впровадження АСУ;

$Д_{З}$ – коефіцієнт залежності приросту загальнозаводських витрат від приросту обсягу виробництва (0,3).

Позавиробничі витрати змінюються пропорційно росту обсягу виробництва і розраховуються за формулою:

$$С^{А}_{ВН}=С^{Б}_{ВН}*\gamma$$

де $С^{Б}_{ВН}$ - поза виробничі витрати до впровадження АСУ;

Собівартість річного випуску продукції після впровадження АСУ складає:

$$С^{А}=С^{А}_{М}+С^{А}_{Т}+С^{А}_{ЗП}+С^{А}_{ОБ}+С^{А}_{Ц}+С^{А}_{ЗАГ}+С^{А}_{ВН} \quad (8.13)$$

$С^{А}$=295154+85615+40475+33312+409438+26919+186922=10778735грн.

8.5 Розрахунок показників економічної ефективності АСУ

Основними показниками економічної ефективності АСУ є:

- річний економічний ефект;
- розрахунковий коефіцієнт економічної ефективності капітальних
- вкладень;
- термін окупності витрат;
- річний обсяг реалізованої продукції.

Річний приріст прибутку визначається за формулою:

$$Є_{РІК} = (В^{А}-В^{Б})/ В^{Б}*П^{Б}+(С^{Б}-С^{А})* В^{А} \quad (8.14)$$

де $В^{Б}-В^{А}$ – річний об’єм випуску продукції до впровадження АСУ та, відповідно після впровадження;

$С^{Б}$, $С^{А}$ – витрати на гривню реалізованої продукції до впровадження АСУ та після впровадження;

$Є_{РІК}$ = (434285-429311)/429311*23851230+(45,01-44,63)*434285= 441368грн.

Річний економічний ефект визначається за формулою:

$$Є= Є_{РІК}-Є_{Н}*К^{А}=441368-0,15*597673 = 351717 \text{ грн.} \quad (8.15)$$

Розрахунковий коефіцієнт ефективності капітальних вкладень на створення АСУ визначається за формулою:

$$E_р = Є_{РІК} / К^А \quad (8.16)$$

$$E_Р = 434285/597673 = 0,73.$$

В результаті розрахунку техніко-економічного обґрунтування системи, з'ясовано, що $E_р > E_н$, у зв'язку з чим - впровадження даної АСУ ефективно.

Термін окупності витрат визначається за формулою:

$$Т = К^А / Є_{РІК} \quad (8.17)$$

Т=597673 /434285= 1,37 року, або 16міс.

Результати розрахунку економічної ефективності наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Результати розрахунку економічної ефективності

Найменування показника	Одиниці виміру	Значення показника	
		До впровадження АСУ	Після впровадження АСУ
1 .Річний обсяг реалізованої продукції	грн.	429311	434285
2. Собівартість випуску продукції	грн.	71,25	70,86
3. Одноразові витрати на створення АСУ	грн.	479935	
5. Річний економічний ефект	грн.	441368	
6. Строк окупності капітальних вкладень	міс.	16	

Висновки. В результаті розрахунку економічної ефективності встановлено, що впровадження АСУ має сенс, оскільки економічні показники виробництва значно підвищиться, а сама система автоматизації окупиться через 16 місяців.

ВИСНОВКИ

У даному дипломному проекті розроблено сучасну автоматизовану систему керування технологічним процесом (АСУ ТП) підігріву води на базі котлоагрегату ТГВ-8М. Основною метою модернізації є оптимізація витрат та зниження собівартості генерації теплової енергії, що безперервно використовується для технологічних і побутових потреб підприємства.

У роботі детально проаналізовано технологічну схему отримання гарячої води та наведено інженерно-економічне обґрунтування вибору комплексу технічних засобів автоматизації з акцентом на мікропроцесорну техніку. На основі розробленої функціональної схеми (ФСА) реалізовано контури автоматичного регулювання ключових параметрів, а також запроектовано багаторівневі системи аварійного захисту, логічних блокувань та попереджувальної сигналізації. Практична частина проекту містить повний пакет конструкторської документації, включаючи схеми зовнішніх з’єднань, монтажно-комутаційні креслення, загальний вигляд щитів автоматики та замовну специфікацію обладнання. Крім того, розроблено прикладне програмне забезпечення для промислового контролера, проведено розрахунок економічної ефективності капіталовкладень та опрацьовано вимоги щодо охорони праці й техногенно-екологічної безпеки.

Основні результати роботи:

1. Впроваджено мікропроцесорне керування: як центральний керуючий орган середнього рівня обрано промисловий контролер Siemens Simatic S7-300 (CPU 224 XP) з модулями розширення EM 231 та EM 222, що забезпечило повну автоматизацію об'єкта та мінімізацію людського фактора.

2. Створено надійний людино-машинний інтерфейс (HMI): інтегровано локальний текстовий дисплей SIMATIC TD 200, який дозволяє оператору оперативно моніторити параметри, змінювати уставки та здійснювати ручне керування безпосередньо біля котлоагрегату.

3. Оптимізовано закони регулювання: на основі математичного моделювання в середовищі MATLAB (OptSim) із застосуванням методу Хука-Дживса обґрунтовано та налаштовано ПІ-регулятори для контурів розрідження в топці, температури води та співвідношення «паливо-повітря».

4. Забезпечено комплексний протиаварійний захист: реалізовано автоматичне відсікання палива та зупинку котла у разі згасання факела, падіння тиску повітря/газу, вимкнення тягодуттєвих машин або спрацьовування системи пожежогасіння конвективної шахти.

5. Оновлено парк КВПіА: застарілі аналогові прилади (зокрема БРУ-10) замінено на сучасні інтелектуальні датчики тиску серії «Метран» з HART-протоколом, термопари ТСП та паперові реєстратори РМТ, що підвищило точність вимірювань до 0,01%.

6. Доведено економічну доцільність: розрахунки підтвердили, що автоматизація забезпечує точну підтримку ККД котла (92% на газі), знижує питомі витрати палива та оптимізує чисельність обслуговуючого персоналу із гарантуванням безпечних умов праці.

Розробка даної системи автоматизації є актуальною, оскільки вона дозволяє перевести застаріле котельне обладнання на сучасні рейки енергоефективності та повністю нівелювати ризики, пов'язані з людським фактором. Впровадження мікропроцесорного контролера та інтелектуальних датчиків забезпечує суворий контроль за співвідношенням палива й повітря, що максимізує ККД котла і приводить до відчутного зниження витрат дорожчих енергоносіїв. Окрім прямого економічного ефекту у вигляді зниження собівартості гарячої води, модернізація кардинально підвищує експлуатаційну надійність об'єкта завдяки миттєвому спрацьовуванню систем протиаварійного захисту та блокувань. У підсумку, такі технічні рішення гарантують безпечні умови праці для персоналу та забезпечують підприємство стабільним і безперебійним теплопостачанням відповідно до сучасних стандартів промислової автоматизації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Конституція України : офіц. текст. Київ : КМ, 2013. 96 с.

2. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 р. № 2694-XII Голос України. 2017. 27 верес. (№ 178-179). С. 10–22.

3. ДСанПіН 3.3.2.007-98. Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин. Вид. офіц. Київ. 1998. 45 с. (Інформація та документація).

4. 90/270/ЄЕС. Про мінімальні вимоги безпеки та здоров'я при роботі з екранними пристроями. [Чинний від 1990-05-29]. Брюссель. : Рада Європейських співтовариств, 1990. 14 с.

5. ПУЕ-2021. Правила улаштування електроустановок. [На заміну ПУЕ-86; чинний з 2021-01-01]. К. : Міненерговугілля України, 2021. 617 с. (Інформація та документація).

6. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [Чинний від 2017-04-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с. (Інформація та документація).

7. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок [Чинний від 2002-01-01]. Київ : Мінпраці України, 2001. 45 с. (Інформація та документація).

8. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. [Чинний від 2014-12-30]. Київ : МВС України, 2014. 91 с. (Інформація та документація).

9. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок. [Чинний з 1997-10-06]. Київ : Держнаглядохоронпраці, 1997. 97 с. (Інформація та документація).

10. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. [Чинний з 1998-01-09]. Київ : Мінпраці України, 1998. 89 с. (Інформація та документація).

11. НПАОП 0.00-7.15-18. Вимоги щодо безпеки та захисту здоров’я працівників під час роботи з екранними пристроям. [Чинний від 2018-05-18]. Київ : Мінсоцполітики України, 2018. 6 с. (Інформація та документація).

12. ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення. [Чинний з 2019-03-01]. Київ : Мінрегіон України, 2018. 133 с. (Інформація та документація).

13. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. [Чинний від 1999-12-01]. Київ : МОЗ України, 1999. 106 с. (Інформація та документація).

14. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01]. Київ : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с. (Інформація та документація).

15. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об’єктів будівництва. Загальні вимоги. [Чинний від 2017-06-01]. Київ : Мінрегіон України, 2017. 47 с. (Інформація та документація).

16. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту. [Чинний від 2015-07-01]. Київ : Мінрегіон України, 2014. 191 с. (Інформація та документація).

17. Правила експлуатації та типових норм належності вогнегасників. [Чинний від 2018-02-23]. Київ : МВС України, 2018. 23 с. (Інформація та документація).

18. Авраменко В. С., Авраменко А. С. Проектування інформаційних систем : навч. посібник. Черкаси : ЧНУ ім. Б. Хмельницького, 2017. 434 с.

19. Довгий Б.П., Вакал Є.С., Вакал Ю.Є., Попов А.В. Використання математичного пакета MATLAB для розв'язування задач автоматизації: навчальний посібник. Запоріжжя: ЗНУ, 2023. 120 с.

20. Гурко О. Г., Єрьоменко І. Ф. Аналіз та синтез систем автомтатичного керування в MATLAB: навчальний посібник. Харків: ХНАДУ, 2021. 286 с.

21. Кравченко І. В., Микитенко В. І., Тимчик Г. С. Комп’ютерне моделювання: системи і процеси: підручник. Київ: НТУУ «КПІ», 2022. 215 с.

22. Основи проектування систем енергозбереження: Методичні вказівки до проведення практичних занять для студентів напряму підготовки 6.051003 «Приладобудування», професійного спрямування «Прилади і системи точної механіки» та «Інформаційні технології в приладобудуванні» // Уклад.: А. В. Писарець, І. В. Коробко. – К.: НТУУ «КПІ», 2015. 55 с.

23. Саух С. Є., Борисенко А. В. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія. Київ: Три К, 2020. 340 с.

24. Офіційний сайт Siemens AG URL: https://new.siemens.com/global/en.html (дата звернення: 30.10.2025).

25. Siemens S7-200 Programmable Controller System Manual. Siemens AG, 2008 URL: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/582/1109582/att_22063/v1/s7200_system_manual_en-US.pdf (дата звернення: 30.10.2025).

26. STEP 7-Micro/WIN V4.0: Installation and Programming Guide. Siemens AG, 2008 URL: https://www.scribd.com/document/469924956/readme409-pdf (дата звернення: 01.11.2025).

27. S7-200 Programmable Controller Product Catalog. Siemens AG, 2007 URL: https://products.electro-matic.com/wp-content/uploads/2018/12/Siemens-SIMATIC-S7-200-Controller.pdf (дата звернення: 01.11.2025).

28. Модулі розширення EM 231, EM 232, EM 235: Інструкція користувача. Siemens AG. (дата звернення: 01.11.2025).

29. Технічний паспорт та опис водогрійного котла ТВГ-8. URL: https://mmzavod.com.ua/attachments/article/11/%D0%9E%D0%BF%D0%B8%D1%81%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%A2%D0%92%D0%93.pdf (дата звернення: 01.11.2025).

30. Основи промислової мережі PROFIBUS: навчальний посібник/О.Пупена, 2020. URL: https://www.slideshare.net/slideshow/profibus-40979104/40979104#1 (дата звернення: 01.11.2025).