

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана
Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)
факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(назва факультету)
приладів та контрольно-вимірювальних систем

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

На здобування освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Інформаційно-вимірювальна система забезпечення процесу
автоматизації регулювання температури перегрітої пари
барабанного парового котла БКЗ-420-140-6**

Виконав: студент (ка) 6 курсу, групи РІм-61
спеціальності (напряму підготовки) 152

Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка
(шифр і назва спеціальності (напряму підготовки))

Денека В. І.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Зелінський І. М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Апостол Ю. О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

м. Тернопіль – 2020

ЗМІСТ

Вступ.....
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА
1.1 Теплова електрична станція.....
1.2 Основне устаткування ТЕС.....
1.3 Опис парових котлів об'єкту.....
1.4 Допоміжне устаткування ТЕС
1.4.1 Котельні установки
1.5 Вибір основного устаткування
1.5.1 Вибір турбін.....
1.5.2 Вибір котлів
1.6 Конструкція турбіни
1.7 Основні принципи автоматичного регулювання технологічного параметра
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....
2.1 Вибір і обґрунтування структурних схем автоматизації
2.2 Опис оптимального варіанту САР і принцип роботи
2.3 Вибір технологічного захисту, складання принципової схеми та принцип роботи.....
2.4 Складання функціональної схеми САР та її опис.....
2.5 Вибір технічних засобів для автоматизації.....
2.6 Основні вимоги до засобів САР.....
2.7 Вибір первинних датчиків та конструктивна схема.....
2.8 Вибір регулюючих приладів реле захисту
2.9 Вибір датчиків і блоку ручного управління.....
2.10 Вибір пускової апаратури виконавчих механізмів і регулюючих органів.....
2.11 Опис принципової електричної схеми САР
2.12 Розрахунок регулювання
2.13 Теплова схема ТЕЦ. Схема видачі тепла.....

2.14	Розрахунок теплових навантажень ТЕЦ.....	
2.15	Розрахунок теплових навантажень по режимах	
2.16	Вибір основного устаткування ТЕЦ.....	
2.17	Розрахунок теплової схеми	
3	НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА.....	
3.1	Графічне моделювання процесу пароутворення.....	
3.2	Розрахунок динамічних параметрів налагодження автоматичних регуляторів	
3.3	Розрахунок надійності і якості процесу регулювання	
4	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	
4.1	Обґрунтування вибору технічних засобів автоматизації.....	
4.2	Вибір мікропроцесорних засобів автоматизації	
4.3	Розробка блок-схеми системи автоматичного керування та сигналізації...	
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	
5.1	Підвищення стійкості роботи підприємства теплотехнічної галузі в воєнний час	
5.2	Основні причини виробничих травм та професійних захворювань	
	ВИСНОВКИ.....	
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	
	ДОДАТКИ.....	

ВСТУП

В даний час автоматизація виробничих процесів є одним з найбільш важливих напрямків технологічного прогресу. Без неї неможливе жодне сучасне підприємство. Наслідком автоматизації є, як правило, підвищення продуктивності і покращення санітарно-гігієнічних умов праці, стабільно висока якість продукції, а також можливість виконання складних операцій.

Останніми роками активно відбувається перехід до мікропроцесорних засобів автоматизації, які мають цілий ряд переваг. Це мініатюрні розміри, невелике енергоспоживання, висока надійність, можливість програмування тощо. Крім того мікропроцесорні засоби передбачають можливість застосування на верхньому рівні структури системи автоматичного керування ПЕОМ, яка виконує функції обробки інформації, візуалізації ходу технологічного процесу та керування ним в реальному масштабі часу.

Технічний прогрес вимагає повного вилучення людини з процесу управління технологічними процесами, що досягаються впровадженням електронних цифрових обчислювальних і керуючих машин.

Високий рівень розвитку енергетичної галузі народного господарства країни невід'ємно пов'язаний з широким впровадженням автоматичних пристроїв, призначення яких полегшити і замінити працю людини в деяких сферах фізичної і розумової праці. Особливо важлива автоматизація одноманітних і втомлюваних операцій.

Завдання комплексної автоматизації виробничих процесів ускладнюють системи і засоби автоматичного контролю і управління, збільшують насиченість процесів приладами і автоматичними пристроями, від якості роботи яких залежить хід технологічного процесу, продуктивність установок, надійність і економічність їх роботи,

якість продукції і стан технологічного устаткування.

Для того, щоб забезпечити надійну роботу та високу результативність використання теплоенергетичного устаткування електричних станцій, слід використати контролюючі прилади та устаткування для нагляду за станом роботи та змінами параметрів кожного процесу, що відбувається під час роботи. Також необхідна надійна і точна апаратура для керування і своєчасного регулювання процесів, також необхідні засоби для автоматичного захисту різного устаткування, в тому числі і технологічного, від пошкоджень, які можуть викликати неконтрольовані відхилення процесів та параметрів від нормованого значення, а також слід використати засоби технологічної сигналізації тощо.

Здійснюються значні роботи по дальшому розвитку автоматизації теплових електростанцій з блоками більшої потужності. Ця робота проводиться по таких основних напрямках:

- ширше впровадження вибіркового схем дистанційного керування механізмами власних потреб; вдосконалення схем технологічного захисту і сигналізації;
- використання нових приладів для організації контролю;
- покращення конструкцій щитових пристроїв;
- подальше покращення умов праці операторів на постах управління за рахунок санітарних заходів і досягнень технічної естетики і інженерної психології.

Широко проводяться роботи по використанню електронних обчислювальних машин для збирання, зберігання і опрацювання інформації, розрахунку техніко-економічних показників і оперативного управління блоками.

Виходячи з цих міркувань в даному дипломному проекті буде розроблено систему автоматичного керування барабанним паровим котлом БКЗ-420-140-6 а саме на основі мікропроцесорних засобів автоматизації.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Теплова електрична станція

Теплова електрична станція (ТЕС) – комплекс енергетичних установок для вироблення електричної енергії..

Перш ніж говорити про основне і допоміжне устаткування розглянемо технологічний процес, що відбувається на станції. Підготовлене паливо спалюється в топковій камері (паровому котлі). Внаслідок чого хімічна енергія палива при спалюванні виділяється у вигляді теплової енергії, що передається через стінки трубної системи котла води для утворення пари. Теплова енергія пари перетворюється в паровій турбіні в кінетичну енергію руху потоку, заставляючи обертатися ротор. Механічна енергія обертання ротора турбіни, сполученого з ротором електричного генератора, перетворюється в енергію електричного струму, що відводиться споживачеві. Тепло, відпрацьованого в турбіні робочого тіла (водяна пара), використовується для потреб теплових споживачів (опалювання, гаряче водопостачання, виробничі потреби).

Комплекс електростанції складається з цехів, що взаємозв'язаних і мають загальну послідовність технологічних процесів. У склад входять паливне господарство і пристрої підготовки його для спалювання; хімічний цех, де готується вода (робоче тіло); електричний цех; котлотурбінний цех; інженерний центр. Розглянемо устаткування котлотурбінного відділення.

Під час автоматизованого процесу роботи людина бере участь у даному процесі переважно як регулювальник, налагоджувач, та обслуговувачі засобів, призначених для того, щоб автоматизувати роботу і влаштовувати спостереження за перебігом дій. Автоматизація має властивість полегшувати як фізичну, так і розумову працю людини-оператора. Використання засобів, призначених для автоматизації ставить

вимогу щодо обслуговуючого персоналу, яка полягає у наявності високого рівня кваліфікації.

Теплоенергетика посідає чи не одне з найбільш головних позицій поміж інших промислових галузей за рівнем автоматизації. Установки теплоенергетичні характеризуються тим, що безперервні процеси в них протікають. Згідно цього стану обсяг виробу енергії, як теплової, так і електричної, у будь-який момент часу повинен бути відповідний до його навантаження. Практична більшість всіх операцій, які відбуваються на установках теплоенергетичних, є механізованими. В даних операціях перехідні процеси досить швидко розвиваються. Таким чином можна пояснити високий ступінь розвитку автоматизації в сфері теплової енергетики. Технологія автоматизації парових генераторів в себе включає регулювання за допомогою автоматики, захист технологічний, керування дистанційне, контроль теплотехнічний, автоматизовані блокування технологічні, а також засоби сигналізації.

Регулювання автоматичне призначене для того, щоб забезпечити хід процесів, які протікають безперервно у паровому генераторі (Під даними процесами слід розуміти водопостачання, горіння, перегрів пари тощо)

Дистанційне керування дає можливість для чергового персоналу влаштувати запуск та зупинку установки парогенераторної. Також аналогічним чином надається можливість для перемикання та регулювання механізмів в дистанційному режимі за допомогою пульта, де є наявні керуючі пристрої.

Контроль теплотехнічний за перебігом роботи парового генератора та обладнання слід здійснити, використовуючи як показуючі, так і самопишучі автоматичні прилади. Дані прилади влаштовують постійний контроль за процесами, що відбуваються в установці парогенераторній, також вони мають можливість приєднуватися до вимірюваного об'єкту, і керуватися

інформаційно-обчислювальною машиною або в ручному режимі обслуговуючим персоналом. Як правило, прилади для контролю теплотехнічного слід розміщувати на панелях, можна використовувати спеціальні щити для керування, щоби забезпечити якомога більшу зручність для того, щоб вести спостереження та обслуговувати установку.

Задача пристроїв для сигналізації технологічної полягає у інформуванні чергового персоналу про те у якому стані знаходиться обладнання, мається на увазі активний(робочий стан), стан зупинки, чи аварійний стан. Також даний тип пристроїв призначений для попередження про те, що якийсь параметр наблизився до значення, яке є небезпечним, також для повідомлення про те що виник аварійний стан парового генератора чи його обладнання. Частіше за все використовують не лише світлову, але і звукову сигналізацію.

Процес експлуатації котлів має відбуватися таким чином, щоб забезпечити надійне і ефективне виготовлення пари з необхідними параметрами при умовах праці, які є безпечними для персоналу.

1.2 Основне устаткування ТЕС

Основним устаткуванням ТЕС є парові котли, турбіни, генератори, трансформатори. Агрегати класифікуються по потужності, тиску, температурі, продуктивності, напрузі, силі струму. Вибір устаткування визначається типом електростанції і її потужністю.

Парові котли. Основними характеристиками парових котлів є вид палива, продуктивність і параметри пари, компоновальна і технологічна схеми, шлаковидалення, розміри. Паровим котлом називають комплекс, що складається з певного набору агрегатів, що призначені для того, щоб виробляти водяну пару. До даного комплексу входить ряд теплообмінних пристроїв, які між собою є взаємопов'язані та призначені для того, щоб

передавати тепло від продуктів згорання палива до води та пари. Вихідним носієм теплової енергії, наявність якого є необхідною для того, щоби з води утворився пар, є різноманітні види палива.

Головними елементами процесу роботи, що відбувається в котельній установці, є:

- 1) процес горіння палива
- 2) процес теплового обміну, який може відбуватися або між продуктами згорання або між самим згоряючим паливом, та водою
- 3) процес утворення пари, в складі якої є нагрів води, випарування води а також нагрів отриманої пари.

Протягом роботи в котлоагрегатах створюються два потоки, яких мають властивість до спільної взаємодії. Цими потоками є потік теплоносія та потік робочого тіла.

Внаслідок даної взаємної дії на виході будемо мати пару із заданими температурою та тиском

Під час використання котла як агрегату, основним питанням є проблема – як забезпечити рівність між енергією що виробляється та енергією що споживається. Процес утворення пари та процес передачі енергії у котлі теж залежать від кількості речовин, які містяться в як у потоці тіла робочого та і у потоці носія тепла.

Процес горіння палива – це суцільний процес, який є як фізичним, так і хімічним процесом. З хімічного боку справи горіння = це процес, під час якого його горючі елементи окислюються киснем, що відбувається при визначеній температурі та супроводжується виділенням тепла. Стійкість процесу горіння палива та інтенсивність його горіння є залежними від способів подачі та розподілу повітря поміж частинками палива. Як правило, заведено розподіл процесу спалення палива на три стадії, а саме стадію запалення, стадію горіння а також стадію допалювання. Три визначені стадії

переважно проходять часі послідовно одна за одною, можливе часткове взаємне накладення.

Розрахункова частина для процесу горіння, як правило вираховує кількість повітря в m^3 , яке є необхідним для того щоб згоріла одиниці маси чи об'єму палива, відповідно до складу та кількості балансу теплового, а також відноситься до розрахунку температури горіння.

Передача енергії тепла, що виділяється у процесі спалення палива до води, з якої необхідно отримати пару, є змістом тепловіддачі. Під тепловіддачею деколи розуміють передачу енергії тепла пару, з метою підняття його температури до такого стану, коли вона стає вищою, ніж температура насичення. Стінки, які проводять тепло, і не пропускають воду, називають поверхнею нагріву, та через них іде процес обміну тепла. Безперервно циркулює вода посередині труб. Із зовнішнього боку труби приймають енергію тепла через випромінювання чи обмиваються за допомогою гарячих газів із топки. Отже, конвекція, провідність тепла а також і випромінювання мають місце, значить, у котлі відбуваються різні види передачі тепла. Нагрівальні поверхні можна поділити на випромінювальні та конвекційні. Тепловою напругою нагрівальної поверхні називають кількість тепла, що передається через одиницю нагрівальної площі відповідно до одиниці часу. Величину значення напруги ставлять в обмежені рамки не лише властивості матеріалу нагрівальної поверхні, по-друге, але й найбільш можлива інтенсивність передачі тепла від гарячого носія тепла до холодної поверхні, та навпаки.

Чим вищим за температурну різницю носіїв тепла є швидке переміщення по відношенню до нагрівальної поверхні та чим більшим є поверхнева чистота. тим вищою буде у коефіцієнта передачі тепла інтенсивність.

Протікає певна послідовність того як формується пара в котлах. Спочатку на рівні екранних труб пароутворення починається. процес

утворення пари відбувається при значному рівню тиску та температури. Випаровування відбувається тоді, коли молекули рідини, які є окремими та знаходяться на її поверхні а також володіють швидкостями досить високими. Таким чином, швидкість має більшу кінетичну енергію, якщо її порівняти з іншими молекулами, вона надає змогу долати силові дії сусідніх молекул. Під час цього створюється натягнення на поверхневому рівні, а молекули летять в простір навколо. Із збільшенням температури інтенсивність випару зростає. Конденсація – це процес, який є зворотнім до утворення пару. Конденсат – це рідина, яка виділяється під час конденсації. Використовують конденсат для того, щоб охолодити металеві поверхні в пароперегрівачах.

Насичена та перегріта пара може утворитися в котлі. Пара буває не лише перегріта та насичена, а насичена пара буває як волога, так і суха. Для утворення перегрітої пари, потрібної на теплоелектростанціях, встановлюють ширмовий чи кон'юнктивний пароперегрівач, використовуючи для перегріву пари тепло, що утворюється як наслідок згорання палива та газів. Перегрита пара, що отримується в результаті цього процесу та має температуру $T=540^{\circ}\text{C}$ та тиск $P=100$ атм. використовується для потреб згідно із технологією на визначені потреби.

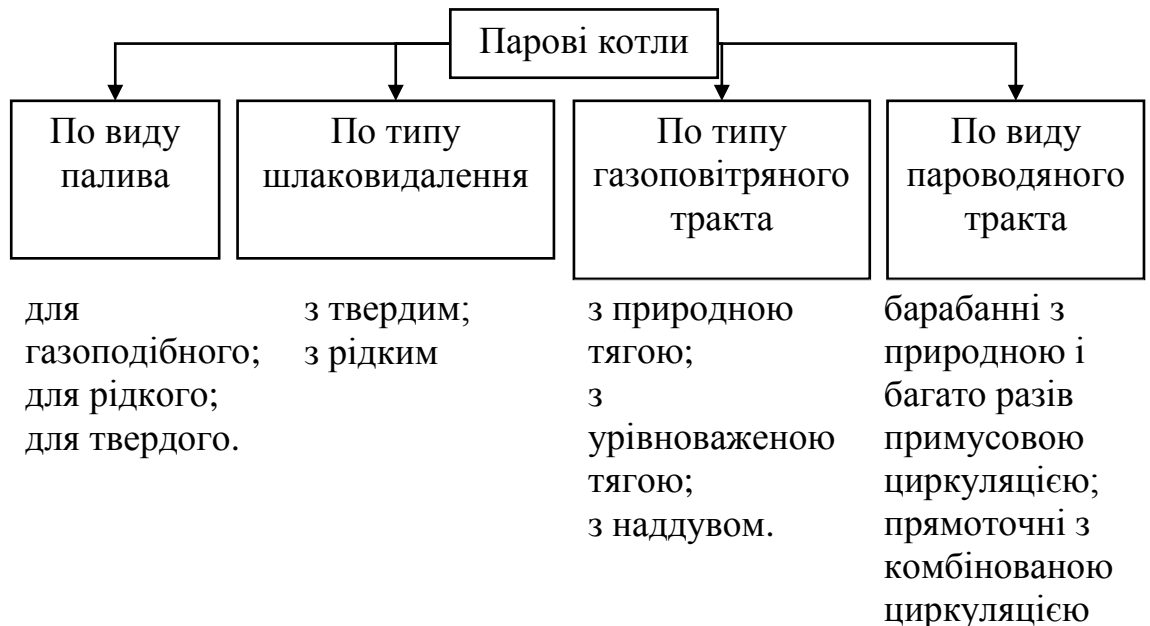
1.3 Опис парових котлів об'єкту

Котли парові типу ДЕ з продуктивністю пари 10 т/год, в якого абсолютний тиск 1,4 МПа (14 кгс/см²) має бути призначений для того, щоб виробляти насичену або перегріту пару. Дану пару використовують для технологічних потреб промислових підприємств, для постачання теплом як опалювальних систем, так і постачання гарячої води.

Котли з двома барабанами та вертикальними водяними трубами виконуються згідно із схемою з конструкцією типу “Д”. Особливістю, характерною для даної конструкції є бічне розташування конвекційної частини котла відносно розміщення камери топки.

Здатність до циркуляції є однією з найбільш важливих властивостей котла.

Циркуляція води та суміші парової, яка має рівномірність та інтенсивність, сприяє змиванню зі стінної поверхні бульбашок газу та пари, що з води можуть виділятися. Циркуляція теж становить перешкоду для перешкоджає відкладенню накипу на стінних поверхнях. Це відкладення переводять стінки в об’єкти з невисокою температурою (200-400°C), що не є більшою, ніж температура насичення, яка не є небезпечною для того, щоби ослабити міцність сталі котла. Котел паровий типу ДЕ-10-14 Г відноситься до тих котлів, які мають природну циркуляцію.



Турбіни призначені для приводу генератора. Кожній турбіні відповідає свій генератор.

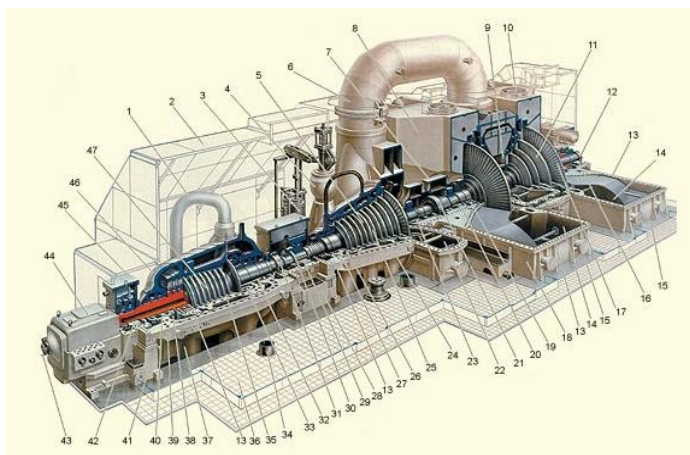


Рисунок 1.1 - Парова турбіна

1.4 Допоміжне устаткування ТЕС

Основне і допоміжне теплове устаткування об'єднується в принциповій тепловій схемі лініями трубопроводів для води і пари відповідно до послідовності руху робочого тіла в установці.

У принциповій тепловій схемі декілька однакових агрегатів і установок зображаються одним агрегатом або установкою; резервне устаткування в цю схему не включають; у ній показують лише принципові зв'язки (комунікації) між устаткуванням і арматуру, необхідні для здійснення основного технологічного процесу.

1.4.1 Котельні установки

Пилеприготування

Система пилеприготування включає транспортування, помел твердого палива до пилу, підсушування. Транспортування здійснюється із складу по стрічкових конвеєрах, потім скребковими живильниками вугілля доставляється в млини. У млинах вугілля розмелюється і сушиться.

Млини:

-кульові барабанні млини (КБМ);

- молоткасті млини (ММ);
- середньохідні млини (СМ).

Рідкі (мазут) і газоподібні (природний газ) палива подається до котла по трубопроводах.

Теплообмінники для підігрівання холодного повітря і води вирушаючими газами (трубчасті і регенеративні підігрівачі повітря, водяний економайзер (ВЕК). Турбінні установки.

Допоміжне устаткування турбоустановки в основному включає насоси, теплообмінники, трубопроводи води, пари і пароводяної суміші.

Насоси.

- живильні - є найважливішими з допоміжного устаткування ТЕС. Вони призначені для живлення котла водою;
- конденсатні – насоси основного конденсату після конденсатора і конденсату після мережевих підігрівачів;
- циркуляційні насоси води, що охолоджує, – для охолодження відпрацьованої пари турбіни в конденсаторі і допоміжного устаткування (двигунів і ін.). Циркуляційна вода у свою чергу охолоджується в градирні
- мережеві – для подачі води на опалювання і гаряче водопостачання;
- інші (насоси тепломережі, дренажні насоси для живлення водою допоміжних теплообмінників).

Теплообмінники.

- регенеративні підігрівачі – живильна вода підігрівається відпрацьованою парою турбіни;
- деаератор живильної води (ДПВ) – служить для видалення з води розчинених в ній газів; одночасно в нім, так само як і в регенеративних підігрівачах, живильна вода підігрівається парою з відборів турбіни. Деаерація води виробляється для того, щоб знизити швидкість корозії трактах води і пари;

- мережеві підігрівачі;
- випарники;
- конденсатор - теплообмінний апарат, в якому на зовнішній поверхні трубок конденсується відпрацьована пара, що поступає з турбіни, а усередині трубок протікає вода, що охолоджує, відводить теплоту конденсації пари. Конденсат, що утворився на трубках, стікає з трубного пучка на днищі корпусу, потім в з якого він віддаляється конденсатними насосами;
- допоміжні (сальникові підігрівачі, охолоджувачі).

До допоміжного устаткування ТЕС також можна віднести:

- баки, резервуари;
- розширювачі пари;
- арматура на трубопроводах;
- контрольно-вимірювальні прилади (манометри, витратоміри, прилади для виміру температури і т. д.).

1.5 Вибір основного устаткування

1.5.1 Вибір турбін

Виходячи з планованого теплового навантаження, опалювального і виробничого відбору пари від турбін ТЕЦ, вибираються турбіни типа:

- ПТ - 60/75-130/13.

Для вибраних турбін визначається їх сумарне тепловиробництво

Турбіна ПТ - 60/75-130/13, при її номінальній потужності, забезпечує виробничий відбір пари – 90 Гкал/ч, і опалювальний відбір – 55 Гкал/ч.

1.5.2 Вибір котлів

Вибір типа і числа котлоагрегатів виробляється на підставі витрат пари на раніше вибрані турбіни.

Для турбіни ПТ-60/75-130:

- номінальна витрата пари 351 т/ч;

- максимальна витрата пари 392 т/ч;

При виборі типа казана враховується його паровиробництво, параметри пари, рід і марка спалюваного палива.

Передбачається для роботи ТЕЦ використовувати буре вугілля. По [3] вибираються:

- для турбіни ПТ-60/75-130 – три котлоагрегата типу БКЗ-420-140-6 , з параметрами:

- тиск перегрітої пари 140 кг/см², температура пари – 5700 З, продуктивністю – 420 т/час.

1.6 Конструкція турбіни

Турбіна ПТ-60/75-130/13 номінальною потужністю 60 МВт, з двома відборами пара спроектована на початкові параметри пари 12,75 МПа і 565°С і частоту обертання 50 1/с. При номінальній потужності і нульовому опалювальному відборі виробничий відбір можна збільшити до 69,4 кг/с. Навпаки, при нульовому виробничому відборі і номінальній потужності опалювальний відбір можна збільшити до 33,3кг/с.

Від стопорного клапана пара підводиться чотирьом регулюючим клапанам встановленою на корпусі ЦВД турбіни. Турбіна має комбіноване паророзподілення: при невеликих витратах пари через ЦВД пара підводиться послідовно через чотири групи сопл до регулюючого рівня, а

для перевантаження обвідною внутрішній клапан збільшує витрату через останніх 13 рівнів ЦВД.

Пара з ЦВД підводиться по чотирьох трубах до регулюючих клапанів, встановлених безпосередньо на корпусі ЦНД. Паророзподілення ЦНД (вірніше ЧСД ЦНД) – соплове. Проточна частина ЧСД складається з регулюючого рівня, до якого подається пара з чотирьох соплових коробок, і восьми нерегульованих рівнів. Підтримка тиску пари в опалювальному відборі здійснюється поворотною двох'ярусною діафрагмою. Частина низького тиску включає чотири рівні.

Регенеративна система турбіни має чотири ПНД, деаератор і три ПВД, температура живильної води за якими при номінальному режимі складає 247°C.

Валопровід турбоагрегату складається з роторів ЦВД, ЦНД і генератора. Кожен з роторів турбіни спирається на свої підшипники, причому передній підшипник кожного з них є комбінованим опорно-руховим підшипником, а задній – опорним. Таким чином, валопровід має два наполегливі підшипники. Тому ротори турбіни з'єднуються гнучкою муфтою. Ротори генератора і турбіни з'єднуються напівгнучкою муфтою..

Корпус ЦВД відлив з хромомолібденової сталі. На його кришці розташований перевантажувальний обвідною (внутрішній) клапан. З нижньої частини ЦВД передбачено два відбори на ПВД (третій відбір виробляється з паропроводу за ЦВД).

Ротор ЦНД – комбінований: диски ЧСД виковані у згоді з валом, а диски ЧНД – насадні. Для розвантаження підшипників від осьового зусилля в передній частині виконаний розвантажувальний диск.

Корпус ЦНД, окрім горизонтального, має вертикальний роз'єм: передня частина – лита, задня – зварна. Діафрагми всіх рівнів ЦВД і ЦНД

встановлені в обоймах, простір між якими використаний для розміщення патрубків відбору.

1.7 Основні принципи автоматичного регулювання технологічного параметра

Системи автоматичні регулювання енергоблоку призначені для підтримки заданих значень основних технологічних параметрів блоку, що визначають оптимальність протікання технологічного процесу виробництва електроенергії та режимів роботи обладнання. У більшості випадків завдання регулювання зводиться до підтримки постійних значень регульованих параметрів при всіх режимах роботи енергоблока.

У деяких випадках значення регульованих параметрів повинні змінюватися в залежності від значення інших величин або режиму роботи обладнання.

Технологічні схеми сучасних ТЕС відрізняються значною різноманітністю. Відповідно різні і їх схеми регулювання. Однак у багатьох схемах можна виділити агрегати, що виконують подібні технологічні завдання, принципи управління якими також близькі. Тому розглянемо принципи автоматичного регулювання, спільних для різних схем енергоблоків. Спільними є також методи організації керуючих впливів на об'єкт. Для всіх агрегатів енергоблока управляючі дії здійснюються зміною припливу енергії або зміною припливу (стоку) речовини.

Зміна припливу енергії застосовується рідко, зазвичай там, де у технологічній схемі є електронагрівачі (компенсатор обсягу), і виробляється зміною напруги або, частіше, включенням або відключенням електронагрівачів.

Зміна припливу (стоку) речовини є найбільш поширеним способом реалізації керуючих впливів. Воно може здійснюватися або переміщенням дросельних регулюючих органів, або зміною продуктивності насосів, що перекачують відповідні речовини.

2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування структурних схем автоматизації

На основі заданого завдання на курсове проектування з метою надійності роботи САР вибираємо декілька варіантів структурних схем, враховуючи особливості технологічного процесу.

Перший варіант схеми на основі ПІ – регулятора (рис 2.1а). Сервопривід охоплюється від'ємним зворотнім зв'язком і його характеристика не впливає на формування закону регулювання, цілком визначеною характеристикою пристрою зворотного зв'язку. Пристрій зворотного зв'язку повинен мати характеристику реальної диференційної ланки:

$$W_{33}(p) = \frac{KgTg}{1+Tgp}$$

В цьому випадку регулятор незалежно від типу сервоприводу буде мати характеристику ПІ – регулятора:

$$W_p(p) = Kp\left(1 + \frac{1}{T_i p}\right)$$

В промислових ПІ – регуляторах в якості зворотних зв'язків використовують різноманітні пристрої: електричні, пневматичні, гідравлічні. Всі вони є аналогами реальної диференціюючої ланки, тобто мають відповідно ТС динамічні характеристики і називаються пристроями гнучкого або пружного зворотного зв'язку.

Другий варіант на основі ПД – регулятора (рис. 2.1 б). Диференціююча складова формується з допомогою спеціального приладу – диференціатора, який володіє характеристикою реальної диференціюючої ланки і служить для оцінки швидкості зміни регульованої величини. Швидкісний сигнал регульованої величини сумується з сигналом ТТ відхиленню. Результуючий сигнал поступає на вхід підсилювача.

Підсилювач і сервопривід охоплюється від'ємним жорстким зворотнім зв'язком. Характеристика реального ПД – регулятора має вигляд:

$$X_p(t) = Kp\left(1 + \frac{Kg + Tgp}{1 + Tgp}\right)y'(t)$$

або

$$W_p(p) = \frac{X_p(p)}{y'(p)} = \frac{1}{\delta} \left(1 + \frac{Kg + Tgp}{1 + Tgp}\right)$$

Перехідна характеристика ПД – регулятора являє собою суму часових характеристик пропорційної та реальної диференціюючої ланок.

Параметром наладки регулятора є степінь зворотного зв'язку G . Параметрами наладки диференціатора служать коефіцієнт підсилення Kg і постійної часу диференціювання Tg . Вони характеризують степінь вводу диференціювальної складової в ПД – законі регулювання.

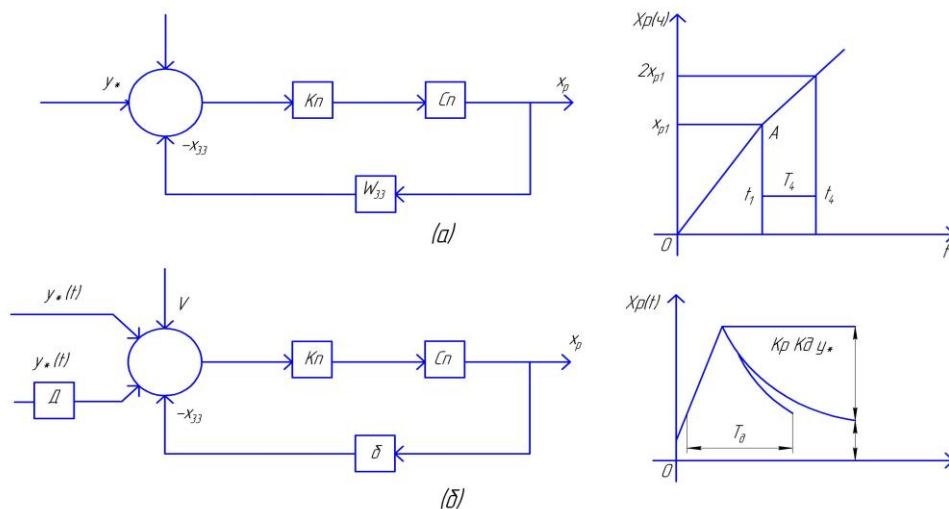


Рисунок 2.1- Структурна схема ПІ-регулятора (а), ПД-регулятора (б)

2.2 Опис оптимального варіанту САР і принцип роботи

Конструктивна ділянка регулювання перегріву утворює частину поверхні нагріву пароперегрівача., включаючи обігрівні і не обігрівні труби,

від місця вводу охолоджуючого агента до вхідного колектора, в якому необхідно підтримувати задану температуру $t_{п.п.}$.

Враховуючи особливості технологічного процесу, складність і якість процесу регулювання, доцільно використання для регулювання температури перегрітої пари схему регулювання на основі ПД – регулятора (рис. 2.2).

До збуджуючих дій відносяться ентальпія на вході в ділянку $i_{вх}$, витрата використовувальної пари $D_{п.п.}$ і кількість тепла Q_T . Вихідною величиною ділянки є ентальпія на виході з пароперегрівача i_0 . Регулюючою дією і витрата агента $D_{впр.}$.

Динамічні характеристики пароперегрівача неодинакові по каналах збуджуючих дій, але володіють спільною властивістю і інерційністю, яка притаманна також термоелектричним термометрам, встановлених по ходу пароперегрівача і є датчиком вимірювальних та регулюючих приладів.

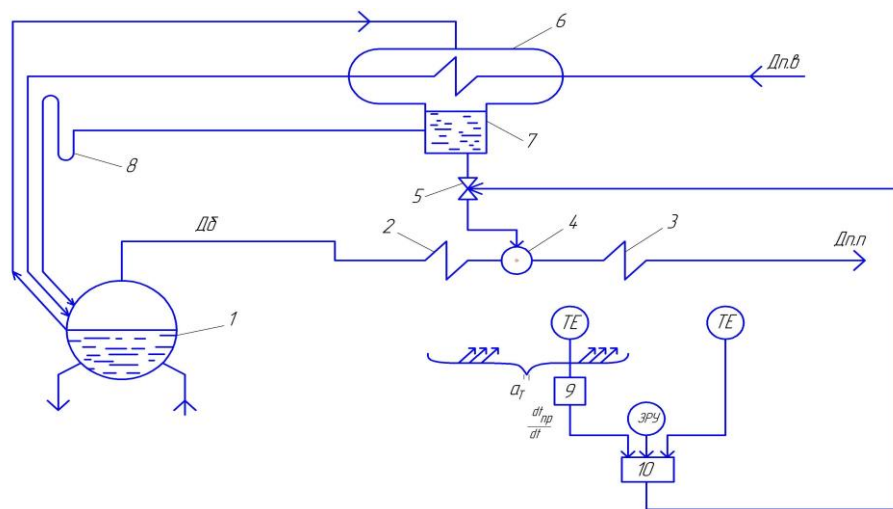


Рисунок 2.2 - Схема регулювання температури перегрітої пари на основі ПД-регулятора

2.3 Вибір технологічного захисту, складання принципової схеми та принцип роботи

Автоматичний захист служить для попередження аварій обладнання у випадку відхилення параметрів за допустимі межі. Пристрої захисту встановлюються для контролю найбільш відповідальних параметрів ділянки регулювання у випадку надмірного відхилення їх від заданих значень. Такі відхилення можуть призвести до порушення нормального технологічного процесу і пошкодження обладнання.

Деякий технологічний захис вводить в дію лише тоді коли САР і дистанційне керування не можуть справитися з ліквідацією надмірних відхилень параметрів. Застосування технологічного захисту підвищує надійність основного і допоміжного обладнання і є додатковим джерелом підвищення продуктивності праці в технологічних цехах електростанції.

Захист по температурі перегрітої пари (рис.2.3) відноситься до загальних теплових захистів, які діють на відхилення блоку в цілому. Схема складається на основі чотирьох комплектів приладів для вимірювання температури – потенціометрів типу КСП 2. Термопари потенціометрів встановлені на вертикальних ділянках трубопроводів перегрітої пари:

- за котлом на відмітці 36 м на одному трубопроводі;
- те же саме, тільки на другому трубопроводі;
- перед турбіною на відмітці 2,6м на одному і другому трубопроводі;

Схема захисту працює при пониженні температури до 480°C перед турбіною. При пониженні температури пари за котлом і перед турбіною замикаються контакти потенціометрів M_{21} і M_{22} , через клінкерне реле 1Б сигнал поступає на реле K_{21} . K_{21} замикає свої контакти 5,6 включаючи проміжне реле KV1, яке служить для розмноження сигналів на сигналізацію. Реле KV1 замикає свої контакти 3, 4 і включає захисне реле захисту $KaT1$, яке розмножує сигнал на пристрої, які виконують операції відключення

котла від турбіни і зупинки блоку в цілому. В схему входять накладки 9x1 і 9x2 для перевірки схеми на справність.

При підвищенні температури до 580°C схема діє на клапани аварійного вприску і на зменшення потужності димосів, дуттевих вентиляторів і на зменшення подачі палива в топку котла, що приводить до пониження температури перегрітої пари.

Наладки, клінкерні, проміжні і вихідне реле захисту блоку розташовані на панелях теплових захистів БЦУ.

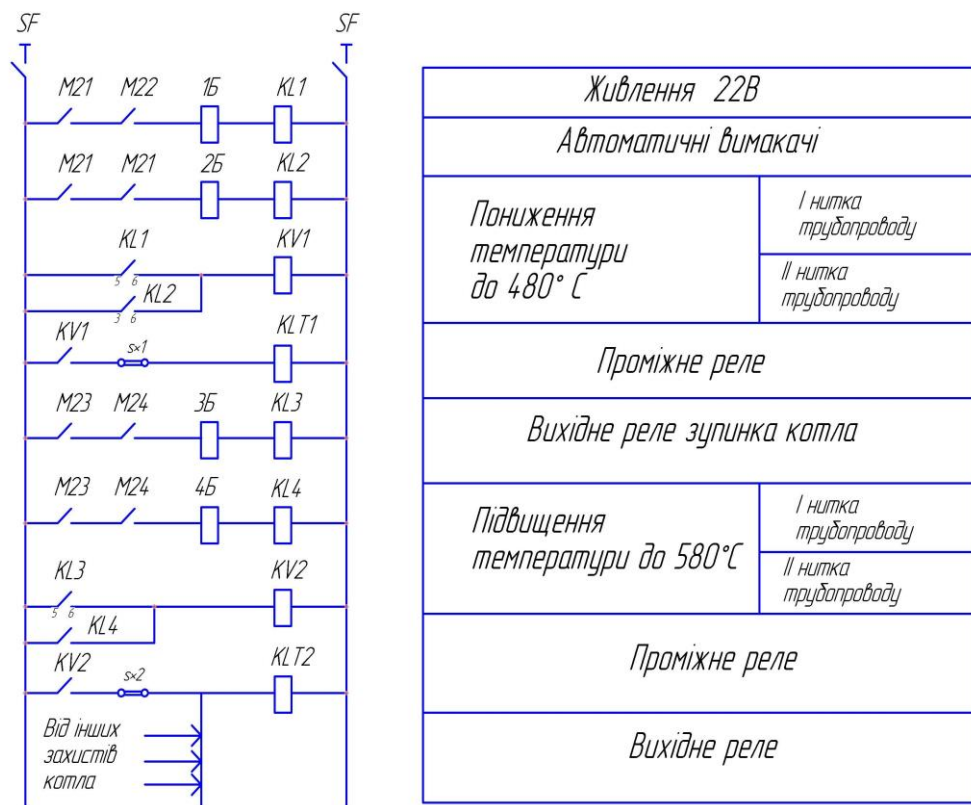


Рисунок 2.3 - Панель теплових захистів БЦУ

2.4 Складання функціональної схеми САР та її опис

Функціональна схема є основним технічним документом, який визначає функціональну структуру і автоматизацію технологічних процесів заданого об'єкту керування. функціональна схема представляє собою документ, на якому схематичними умовними позначеннями зображені схеми САР.

Таблиця 2.1 - Розміщення технічних засобів САР

Номер позиції	Назва приладу	Тип	Позначення	Місце встановлення
1	2	3	4	5
1-1; 2-1;4-1; 5-1;7-1; 8-1;	Термоелектричний термоперетворювач	ТХА-0515	TE	по місцю
1-2; 2-2;4-2; 5-2;7-2; 8-2;	Автоматичний потенціометр	КСП2-004	TIR	на щиті
2-3; 5-3; 8-3;	Регулятор температури системи «КАСКАД»	P27.3	TC	панель управління
2-4; 5-4; 8-4;	Задатчик управління	ЗУ – 11	H	на панелі управління
1	2	3	4	5
2-5;5-5;8-5;	Блок управління	БРУ – 32	HS	на панелі управління
2-6;5-6;8-6;	Пусковий пристрій	ПБР – 2М	HS	електрич. збірки засувки
10-1;11-1; 12-1;	Показчик положення	ДУП - М	EI	на щиті

В даному дипломному проекті розроблено функціональну схему регулювання температури перегрітої пари барабанного парового котла типу БКЗ-420-140-6. Температура перегрітої пари повинна становити 545°C. Для регулювання використовуємо точні прилади:

- термоелектричний термоперетворювач;
- автоматичний вторинний прилад;
- регулятор температури;
- датчик управління;
- пусковий пристрій;
- блок управління;
- виконавчий механізм;
- регулюючий орган;

- показчик положення.

Розміщення технологічних засобів САР на даній функціональній схемі вказано в таблиці 2.1

2.5 Вибір технічних засобів для автоматизації

Технічними засобами автоматизації називають пристрої, які входять в систему керування і сигналізації, та призначені для того, щоби отримати інформацію та передати її, зберегти чи перетворити, також вони призначені для того, щоб здійснити керування та регулювання відносно технологічного об'єкту керування. Склад технічних засобів формується на основі проектування і вивчення системи автоматичного регулювання.

2.6 Основні вимоги до засобів САР

До основних вимог технічних засобів САР належать:

- вимоги до функціонального складу засобів автоматизації;
- вимоги до точності реалізації алгоритмів керування;
- вимоги до надійності і простоти обслуговування.

Різниця проектних алгоритмів керування від оптимальних може бути викликана їх вимушеним спрощенням при недостатньо повному функціональному складі і номенклатура серійно виготовлених технічних засобів. Сучасний склад технічних засобів автоматизації формується на базі вивчення попиту споживача з врахуванням реальних можливостей заводів виготовлювачів із широким науковим обліком досвіду проектування і експлуатації автоматичних систем управління.

Для точної реалізації алгоритмів керування, необхідно враховувати похибку для кожного приладу, блоку, пристрою, які входять в склад систем керування. Кожному типу засобів автоматизації встановлюється клас точності, який допускає межу допустимої та основної похибок. Клас

точності вибираємо з нормованого ряду, в який входять такі числа: 0.1; 0.5; 1; 0; 1.5; 2.0, а для системи промислового призначення характерне використання технічних засобів класу точності $0.5 \div 1.5$.

Надійність системи в цілому визначається надійністю технічних засобів, які вона складає.

Надійність – це комплексна характеристика, яка може визначатися кількістю таких показників, як безвідказність, довговічність, збережність, ремонтпридатність (ГОСТ 1333-7-75). Поряд з цим до засобів автоматизації додаються також і зв'язані з охороною життя та здоров'я людини, вимоги безпеки. У вимірювальних колах напруга не повинна перевищувати 220/380В, а також стиснутого повітря в пневматичних системах не повинна перевищувати 0,6 мПа.

2.7 Вибір первинних датчиків та конструктивна схема

В якості первинних датчиків при вимірюванні температури перегрітої пари доцільно використовувати термоелектричний термоперетворювач типу ТХА-0515 з діапазоном вимірювання $0 \div 800^{\circ}\text{C}$, який найбільше підходить для контролю даної температури (545°C). Конструктивна схема приведена на (рис. 2.4).

Захисний чехол 1 термометра має зовнішній діаметр 10мм, виконаний із сталі 0x13x18/110 або 0x20/114 С2. Термоелектроди 6 ізольовані двохканальним фарфоровим ковпачком бучами 2, а робочий кінець 5 – фарфоровим ковпачком 3. Термометр оснащений водозахисною бокалітовою головою 4.

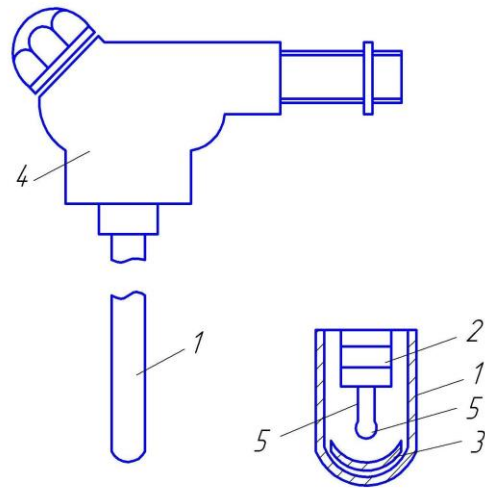


Рисунок 2.4 - Конструктивна схема термоперетворювача типу ТХА-0515

2.8 Вибір регулюючих приладів реле захисту

В якості вторинного приладу для вимірювання і регулювання температури перегрітої пари використовують автоматичний потенціометр типу КСП2 – 004 градусувок ХА (рис. 2.5), який встановлений на щиті. Прилад має дві вставки на пониження і підвищення температури. Прилад живиться напругою величиною $\sim 220\text{В}$. Прилад одно точковий, показуючий, самопишучий, з шириною діаграмної стрічки 100мм, довжиною шкали 160мм, споживчою потужністю $30\text{В}\cdot\text{А}$.

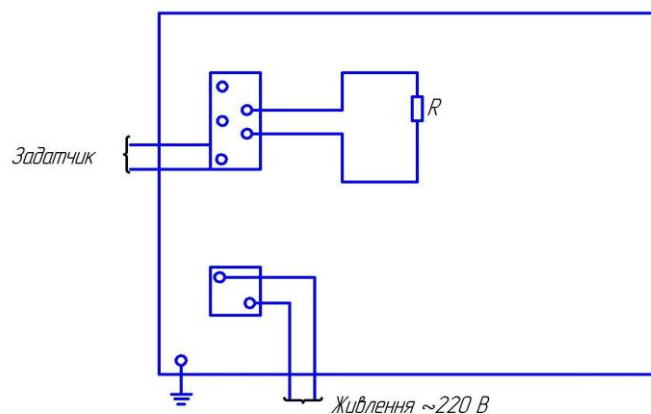


Рисунок 2.5 - Автоматичний потенціометр типу КСП2-004

Для регулювання використовуємо регулятор Р.27 з системи «КАСКАД 2». Схема зовнішніх з'єднань регулятора приведена на (рис.2.6). Регулятор Р27 здійснює сумування уніфікованих вхідних сигналів постійного струму, а також вхідних сигналів від вимірювальних перетворювачів; здійснює масштабування вхідних сигналів; демперофування сигналу відхилення; гальванічне розділення вхідних кіл від вихідних, забезпечує світлову індикацію вихідного імпульсного сигналу.

В якості проміжного реле вибираємо реле типу РП – 2Б. Реле випускається на номінальну напругу катушки 1000/10; 127; 220В, чітко спрацьовує при напрузі не менше $0,85 V_{\text{ном.}}$, чітко завертається у вихідне положення при напрузі $0,05 V_{\text{ном.}}$, час спрацювання $0,06\text{с.}$, споживча потужність $10\text{В}\cdot\text{А}$.

В якості вихідного реле вибираємо реле типу РП – 18, чітко спрацьовує при $0,85V_{\text{ном.}}$, споживча потужність $8\text{ В}\cdot\text{С}$, час повернення $0,5 - 2\text{ с}$.

В якості блінкірного реле вибираємо реле типу РУ – 21 для вказування спрацювання захисту.

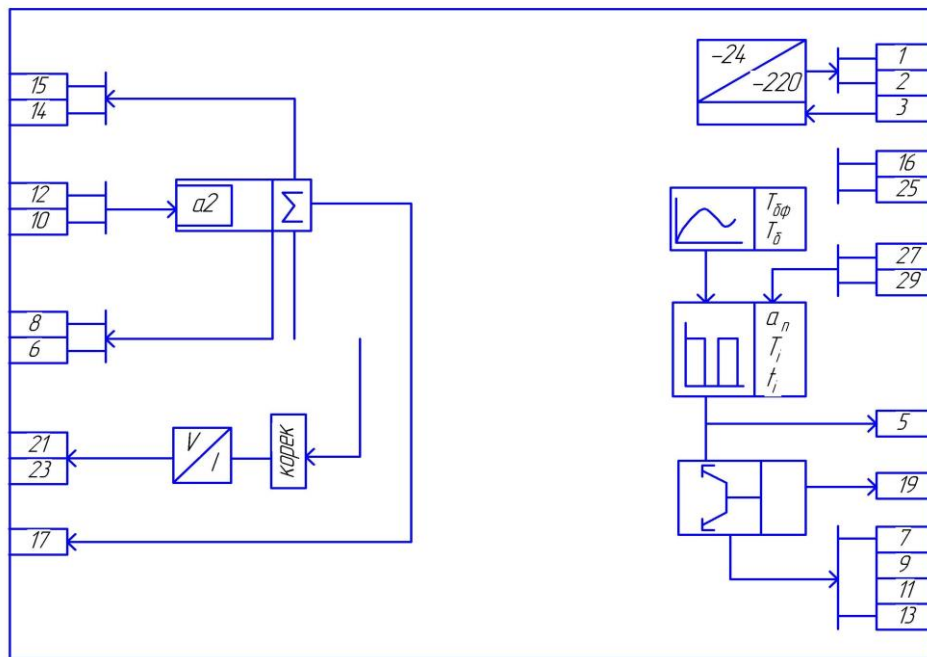


Рисунок 2.6 - Схема регулятора Р27 з системи «КАСКАД»

2.9 Вибір датчиків і блоку ручного управління

В якості датчика управління використовуємо пристрій ЗУ – 11, призначений для регулювання в якості ручного задатчика. Пристрій здійснює лінійне керування кута повороту потенціометра змінного опору. Схема зовнішніх з'єднань зображена на (рис.2.7). Схема пристрою складається з потенціометра, три кінці якого виведені на чисельний роз'єм. Вісь потенціометра зв'язана з ручкою зміни завдання. Шкала задатчика від градуйована в процентах 0 – 100%. Блок ЗУ – 11 використовується в комплекті з вимірювальним блоком, як ручний датчик.

В якості блоку управління використовуємо блок БРУ – 32. Функціональні можливості блоку: перемикач режимів – призначений для ручного перемикання кіл управління, натиснувши перемикач, ми маємо режим управління «автоматичний» і «ручний».

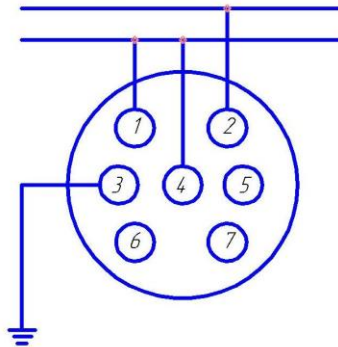


Рисунок 2.7 - Схема зовнішніх з'єднань

2.10 Вибір пускової апаратури виконавчих механізмів і регулюючих органів

Для пуску виконавчого механізму використовується безконтактний реверсивний пускач типу ПБР – 2М (рис.2.8). Він призначений для безконтактного управління електричним виконавчим механізмом з

однофазним конденсаторним двигуном. Живиться пускач з мережі змінного струму 220В, частотою 50 Гц. На вхід пускача поступають такі сигнали: середнє значення двопівперіодної випрямної синусоїдальної напруги 24 В. Вхідний опір не менше 750 Ом. Максимальний струм, який комутується – 4А. Динамічні характеристики: час запізнення не більше 25м/с, різниця між протилежністю вхідного і вихідного сигналів не більше 20м/с; споживча потужність не більше 100В·А.

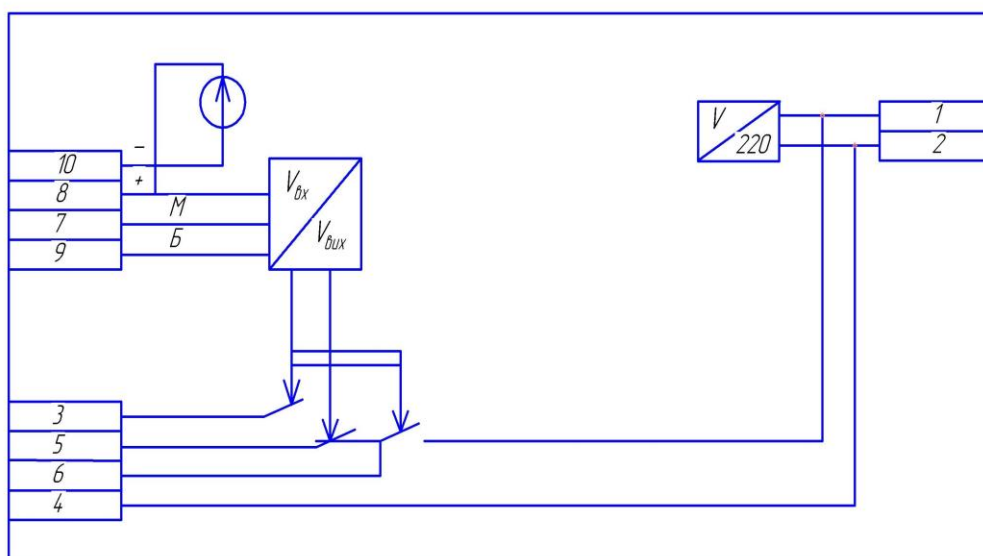


Рисунок 2.8 - Схема безконтактного реверсивного пускача типу ПБР – 2М

В якості виконавчого механізму використовуємо виконавчий механізм типу МЕО – 4 (рис.2.9). Він призначений для управління регулюючим органом. До його складу входить багатоступінчатий зубчастий редуктор, електромагнітне гальмо, датчик переміщення. Кут повного переміщення вихідного валу може встановлюватися в діапазоні $0 \div 90^\circ\text{С}$, $0 \div 240^\circ\text{С}$. Виконавчий механізм має два індуктивних датчики $D_i - 1$ і $D_i - 2$ типу БД_i – Б. Мікроперемикачі $B_1 - B_4$ використовуються в колах сигналізації, а також для захисту МЕО в крайніх положеннях регулюючого органу.

Для регулювання температури перегрітої пари в якості регулюючого органу подачі води на вприск використовується регулюючий клапан поворотного типу .

Дроселювання потоку здійснюється за рахунок створення золотником клапана вузьких щілин в проточних перерізах сідла, запресованого в перемичку корпуса. На шпінделі золотника закріплений ричав для управління клапаном від сервоприводу автоматичного регулятора.

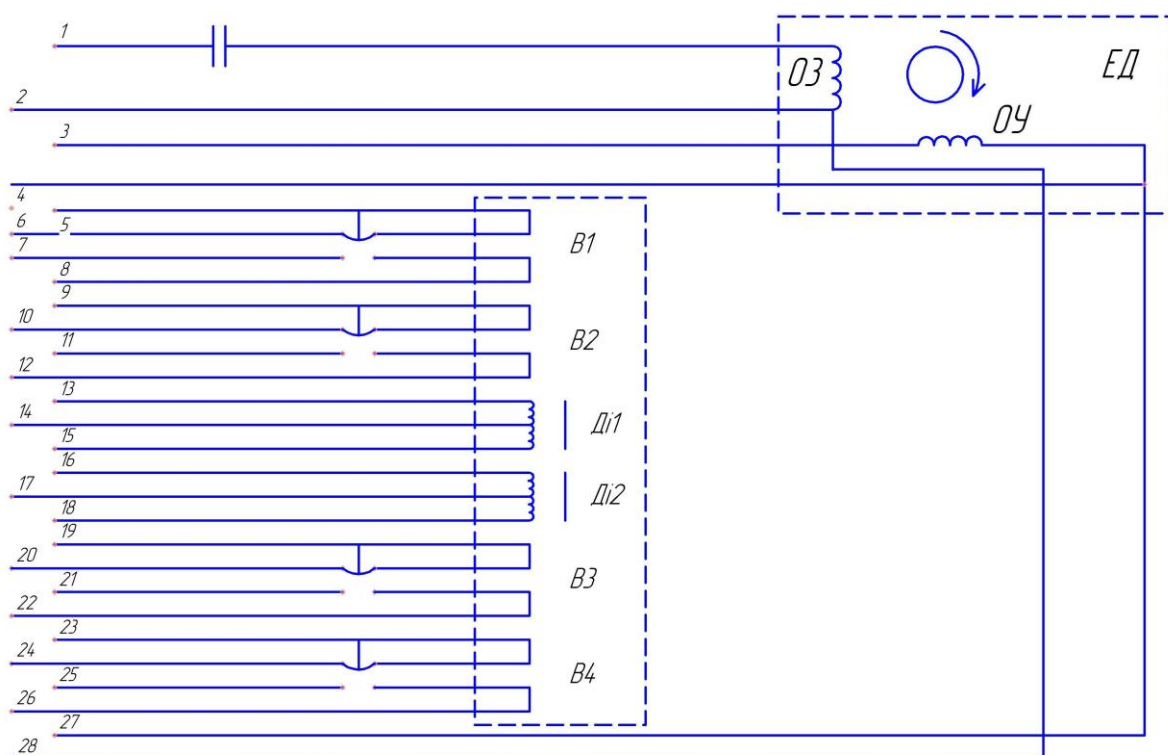


Рисунок 2.9 Схема виконавчого механізму типу МЕО – 4

2.11 Опис принципової електричної схеми САР

Принципова електрична схема визначає повний склад приладів і пристроїв та засобів системи регулювання, вимірювання, сигналізації. Вона є основним документом для розробки монтажних схем, щитів, пультів керування та схем зовнішніх з'єднань.

В даному дипломному проекті використана схема автоматичного регулятора Р27.3, яка працює наступним чином.

Вхідний сигнал з датчика ТХА – 0515 поступає на регулятор Р27.3. Регулятор Р27.3 немає перемикача фаз, тому фази встановлюються шляхом зміни полярності підключення вхідних сигналів датчика і задатчика.

Вхідний сигнал поступає на вимірювальний модуль, який служить для формування сигналу розбалансу U_{Σ} . Вхідний сигнал формується на суматорі Σ . Сигнал розбалансу подається на вхід регулюючого модуля Р011. Сигнал розбалансу подається на вхід гальванічно розділений від вхідних сигналів блоку. Регулюючий модуль формує послідовність імпульсів включення виконавчого механізму.

Джерело стрільної напруги $\pm 15В$. формує стабільну напругу відповідно заданої точки (3 III) для живлення елементів схеми Р013; Р011. Задатчик підключається до схеми регулятора 17, 18, 20. Живлення регулятора здійснюється через клеми 1, 2, а заземлення через клему 3. Вхідний сигнал з регулятора поступає на блок управління БРУ – 32. З блоку управління сигнал «Менше» чи «Більше» поступає на пусковий пристрій і вже звідти комутується на виконавчий механізм, комутований електричний сигнал змушує електродвигун виконавчого механізму переміщувати регулюючий орган у відповідну сторону.

2.12 Розрахунок регулювання

Розрахунок параметрів наладки регулятора передбачає визначення чисельних значень, які б забезпечили вибраний критерій керування. Розрахунок ПНР ведеться з врахуванням заданих значень. Після знаходження ПНР графоаналітичним методом використовуємо розрахункові формули для визначення оптимальних параметрів наладки С 13. Оцінку якості процесу регулювання потрібно здійснювати не тільки по кривих

перехідного процесу, а й врахування обмеження, зв'язані переміщенням регулюючого органу.

Дані для розрахунку:

Максимальна витрата води $\sigma_{\max} = 12600$ кг/год; тиск води в магістралі - 16,9 мПа; тиск води в пароперегрівачі 13,8 мПа; температура води 75°C; динамічний коефіцієнт в'язкості $U = 382,1 \cdot 10^{-6}$, густина води $\rho = 981,7$ кг/м³, внутрішній діаметр трубопровода – 60 мм.

На трубопроводі встановлений миберний клапан, різниця висот початкового і кінцевого участків трубопровода $\Delta h = 2$ м; котел типу БКЗ-420-140-6 з паропроductивністю 640 м/год; регулювання температури здійснюється за рахунок вприску власного конденсату.

Котел має дві конденсаційні установки і два вприски з витратою води 12,6 м/год. Гідравлічний опір відповідає різниці рівнів верхньої і нижньої відлитки трубопровода.

$$\Delta Pr = \Delta h \cdot \rho \log = 2 \cdot 981,7 = 1963,4 \text{ кгс/м}^2 \approx 0,049634 \text{ мПа}$$

$$\Delta P_{\text{неп}} = P_0 \rightarrow P_{\text{нп}} - Pr = 16,9 - 13,8 - 0,19634 = 3,080366 \text{ мПа}$$

Визначимо число Рейнольдса при σ_{\max}

$$Kp = 36,1 \cdot 10^{-3} \sigma_{\max} / (Dh) = 36,1 \cdot 10^{-3} \cdot 12600 / 60 \cdot 382,1 \cdot 10^{-6} = 19840,336$$

Визначимо умови гідравлічної складності трубопровода

$$P\omega < 27(D/h_1)^{817} = 27(60/0,1)^{817} = 4 \cdot 10^4$$

де $h_1 = 0,1$ мм – ширховатість трубопровода

Визначаємо коефіцієнт В.

Сумарна довжина $V = 0,028$ трубопровода $R = 2$ м. Середня швидкість в трубопроводі при max витраті :

$$v_{\max} = \sigma_{\max} / c\rho_{\text{вод}} \cdot F = 12600 / 984,7 \cdot 3,14 \cdot 0,05^2 \cdot 3600 = 1,26 \text{ м/с}$$

Знаходимо витрату тиску на окремих ділянках трубопровода:

$$\Delta P_{mp} = \frac{2\rho_{вод} \cdot L \cdot v^2}{2\nu} = 0,028 \cdot 981,7 \cdot 1,26 = 0,00072915 \text{ мПа}$$

Визначаємо виступи тиску в місцевих опорах:

$$\Delta P_H = (\varphi_{ex} + \varphi_{вих} + \varphi_{вд}) \cdot \rho_{вод} \frac{v^2}{2}; \quad \varphi_{ex} = 0,44; \varphi_{вих} = 1; \varphi_{вд} = 1,04$$

$$\Delta P_H = (0,44 + 1 + 1,04) \cdot (981,7 - 1,26^2) / 2 \cdot 10^6 = 0,00345 \text{ мПа};$$

Загальні витрати тиску в лінії

$$\Delta P_n = \Delta P_{np} + \Delta P_m = 0,00019374816 = 0,00193747 \text{ мПа}$$

Визначаємо перепад тиску в РО при мах розрахунковій витраті рідини:

$$\Delta P_o = \Delta P_{пер} + \Delta P_n = 3,080366 - 0,00103747 = 3,0776994 \text{ мПа}$$

Визначаємо максимальну пропускну здатність РО при мах розрахунковій витраті води:

$$Kv_{max} = \sigma_{max} / \sqrt{\rho_{вод} P_{PO} \cdot 10};$$

$$Kv_{max} = 12600 / \sqrt{981,7 \cdot 3,0776994 \cdot 10} = 219014,58 \text{ м}^2 / \text{год}$$

Визначаємо відношення перепаду тиску в лінії до перепаду в РО при мах витраті:

$$\Delta P / \Delta P_{po} = 0,00193747 / 3,07769 = 0,0866$$

Визначаємо витрату тиску в формулі при $E_{max} = 11,6 \text{ м/год}$;

$$\rho = 0,9817 \text{ м}^2; L_{бр} = 4 \text{ мм}; i_n = 2 \text{ м}.$$

$$\Delta P_{ор,мах} = 99 \cdot 12,6^2 \cdot 4^2 \cdot / 3,14^2 \cdot 4^2 \cdot 24^2 \cdot 0,9817 / = 0,16890546 \text{ мПа}$$

2.13 Теплова схема ТЕЦ. Схема видачі тепла

Теплова схема ТЕЦ виконана за секційним принципом з поперечними зв'язками по парі і водою.

Заповнення втрат в циклі ТЕЦ забезпечується хімобезсоленою водою.

В якості вихідної води для підживлення котлів і тепломережі використовується вода питної якості.

Згідно проекту на ТЕЦ передбачається як паливо використовувати Львівсько- Волинське камяне вугілля.

Система гарячого водопостачання - закрита.

Відпустк тепла з ТЕЦ здійснюється за колекторною схемою з секціонуючими засувками.

ТЕЦ працює по тепловому графіку з довироблення електроенергії в конденсаційному режимі.

Встановлені на ТЕЦ турбіни стандартно комплектуються теплообмінним устаткуванням до числа яких входять (ПСГ-1,ПСГ-2).

Таблиця 2.1- Мережеві підігрівачі на ТЕЦ

ПТ-80/100-130/13:	Т-110/120-130:
ПСГ-1 – ПСГ-1300-3-8-2 – 1 шт.	ПСГ-1 – ПСГ-2300-3-8-1 – 1 шт.
ПСГ-2 – ПСГ-1300-3-8-2 – 1 шт.	ПСГ-2 – ПСГ-2300-3-8-2 – 1 шт.

Пікові водонагрівні котли встановлені на ТЕЦ:

КВГМ-100-150 – 3 шт.

2.14 Розрахунок теплових навантажень ТЕЦ

Теплова схема розраховується для Бурштинської ТЕЦ, і розрахунок передбачає вирішення питань енергопостачання вказаного міста.

З урахуванням того, що в опалювальний період ТЕЦ працює по тепловому графіку в базовій частині розраховуються наступні 4 режими:

- 1 максимальний зимовий режим.
- 2 режим середній найбільш холодного місяця.
- 3 середньоопалювальний режим
- 4 літній режим.

Користуючись показниками знаходимо теплові навантаження :

На опалювання:

$Q_{от} = q_0 * A(1+K_1)$, де q_0 - укрупнений показник максимальної витрати теплоти на опалювання 1 м² загальної площі житлових будівель, Вт/м²;
 $A = n_f n = 330125 * 12 = 3961500$ м²- загальна площа житлових будівель, м² n- населення; K_1 - коефіцієнт, що враховує витрату теплоти на опалювання загальних будівель, приймаємо рівним 0,25.

$$Q_{от} = q_0 * A(1+K_1) = 102,8 * 3961500(1+0,25) = 509,05 \text{ МВт}$$

На вентиляцію:

$Q_{в} = K_1 K_2 q_0 A$, де K_2 -коефіцієнт, що враховує витрату теплоти на вентиляцію громадських будівель, приймаємо 0,4.

$$Q_{в} = K_1 K_2 q_0 A = 0,4 * 0,25 * 102,8 * 3961500 = 4,07 \text{ МВт}$$

На гаряче водопостачання:

$Q_{гвс} = (a_{ж} + a_{заг}) M c (t_{г} - t_{х}) / n_c$, де $a_{ж}$ - норма витрати гарячої води з $t_{г} = 60^{\circ}\text{C}$, л на 1 чел. у добу; $a_{заг}$ – те ж для загальних будівель, л; M – кількість жителів; c - теплоємність води; $t_{х}$ - температура холодної води, $^{\circ}\text{C}$; n_c - розрахункова тривалість подачі теплоти на гаряче водопостачання, с/доб..

$$Q_{гвс} = (110+20) * 330125 * 4190 * (60-5) = 114,47 \text{ МВт}$$

Маємо парове навантаження

$$D_{\text{п}}^{\text{max}}=175,2 \text{ т/ч}$$

2.15 Розрахунок теплових навантажень по режимах

I Режим

Максимальний (зимовий), відповідає температурі, розрахованій для повітря зовнішнього середовища для опалювання(-23 °С):

$$Q^{\text{I}}= Q_{\text{max}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{гвс}},$$

$$Q^{\text{I}}= Q_{\text{max}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{гвс}} = 437,66 + 3,5 + 98,42 = 539,7 \text{ Гкал/ч}$$

II Режим

Розрахунковий (контрольний), відповідає середній температурі, за місяць, який є найбільш холодним , зовнішнього повітря (-5 °С)

$$Q^{\text{II}}= Q_{\text{от}}^{\text{II}} + Q_{\text{в}}^{\text{II}} + Q_{\text{гвс}} = 245,56 + 2,06 + 98,42 = 345,98 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{от}}^{\text{II}} = Q_{\text{от}} \left(\frac{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{XM}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}})} \right) = 437,66 * \left(\frac{(18 + 5)}{(18 + 23)} \right) = 245,5 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{в}}^{\text{II}} = Q_{\text{в}} \left(\frac{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{XM}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}})} \right) = 3,5 * \left(\frac{(18 + 5)}{(18 + 23)} \right) = 2,06 \text{ Гкал/ч}$$

III Режим

Середнеотоплювальний, розраховується при середній температурі (-0,7°С) зовнішнього повітря, за опалювальний період і при відповідних навантаженнях на систему опалення.

$$Q^{\text{III}}= Q_{\text{от}}^{\text{III}} + Q_{\text{в}}^{\text{III}} + Q_{\text{гвс}} = 199,6 + 1,68 + 98,42 = 299,7 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{от}}^{\text{III}} = Q_{\text{от}} \left(\frac{(t_{\text{вн}} - t_{\text{ср}}^{\text{от}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}^{\text{P}})} \right) = 437,66 * \left(\frac{(18 + 0,7)}{(18 + 23)} \right) = 199,62 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{в}}^{\text{III}} = 3,5 * \left(\frac{(18 + 0,7)}{(18 + 21)} \right) = 1,68 \text{ Гкал/ч}$$

IV Режим

Літній, опалювальне навантаження відсутнє.

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{IV}} = Q_{\text{гвс}} \left(\frac{(t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}}^{\text{літо}})}{(t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}}^{\text{зима}})} \right)$$

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{IV}} = Q_{\text{гвс}} \left(\frac{(t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}}^{\text{літо}})}{(t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}}^{\text{зима}})} \right) = 98,42 * \left(\frac{(65 - 15)}{(65 - 5)} \right) = 82,02 \text{ Гкал/ч}$$

Теплова потужність відборів:

$$Q_{\text{від}} = Q^{\text{III}} = 299,7 \text{ Гкал/ч}$$

Теплова потужність пікових установок

$$Q_{\text{пik}} = Q^{\text{I}} - Q^{\text{III}} = 539,7 - 299,7 = 240 \text{ Гкал/ч}$$

Для основного устаткування ТЕЦ маємо навантаження

$$\text{ПТ-80/100-130/13 } Q_{\text{від}}^{\text{пт}} = 77 \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{T-110/120-130/13 } Q_{\text{від}}^{\text{T}} = 175 \text{ Гкал/ч}$$

Тобто:

$$Q_{\text{від}} = 77 + 175 = 252 \text{ Гкал/ч}$$

Навантаження основних мережевих підігрівачів

$$\alpha_{\text{тец}} = Q_{\text{від}} / Q_{\text{тец}} = 252 / 539,7 = 0,5$$

$Q_{\text{сп}} = \alpha_{\text{тец}} * Q_{\text{тец}} = 0,5 * 539,7 = 252 \text{ Гкал/ч}$, де $\alpha_{\text{тец}}$ – коефіцієнт теплофікації

Навантаження пікових водогреєвних котлів

$$Q_{\text{пik}} = Q^{\text{I}} - Q_{\text{від}} = 539,7 - 252 = 288,1 \text{ Гкал/ч}$$

Таблиця 2.2 - Звідна таблиця теплових навантажень споживачів

№	Найменування споживачів	Од вимірювання	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	Пара на виробництво	т/ч	175,2	175,2	175,2	175,2
2	Опалювання і вентиляція	Гкал/ч	441,1	247,6	201,29	-
3	ГВС	Гкал/ч	98,43	98,43	98,43	82,02
4	Разом: по теплоносію	Гкал/ч	539,7	345,98	299,7	82,02

5	У тому числі: основними підігрівачами	Гкал/ч	252	252	252	82,02
6	Піковою мережевою установкою	Гкал/ч	288,1	93,9	47,7	-

2.16 Вибір основного устаткування ТЕЦ

Вибираємо для ТЕЦ заздалегідь одну турбіну ПТ-80/100-130/13 і одну турбіну теплофікації Т-110/120-130/13, три водогрійних пікових котли КВГМ-100-150 і для покриття максимальної витрати свіжої пари на турбіни - три парові котли БКЗ-420-140-6.

Для неблокових ТЕЦ, що входять в енергосистему, вибір парогенераторів проводиться по максимальній витраті пари при такому розрахунку, щоб при виході з ладу одного парогенератора, інші робочі генератори що залишилися, серед них ПВК, забезпечили максимальний тривалий випуск пари та середній рівень випуску за найхолодніший місяць для опалення, вентиляції та ГВС. При даних умовах можна допустити той стан, що електрична потужність може знизитися до 10%.

Таким чином, допускається зниження електричної потужності ТЕЦ з 190 до 171 МВт, відпустк пари повинна залишатися незмінною, а відпустк тепла повинна повністю покриватися опалювальними відборами, що залишилися, і ПВК.

$$N_{ел}=171 \text{ МВт}, Q_{от}= Q^{\text{II}}= 346 \text{ Гкал/ч}, D_{\text{виробн}}= 185 \text{ т/ч}$$

$$Q_{\text{пб}}= 288,1 \text{ Гкал/ч}, Q_{\text{осп}}= Q^{\text{II}}- Q_{\text{пб}}= 346-288,1= 58 \text{ Гкал/ч}.$$

Аби взнати, чи зможуть турбіни забезпечити теплові навантаження при зниженні витрати свіжої пари, скористаємося діаграмою режимів турбін ПТ-80/100-130 і Т-110/120-130:

для ПТ-турбини - $N_{ел}=79$ МВт, $Q_{от}=65$ Гкал/ч, $D_0^{ПТ}=470$ т/ч;

для Т-турбини - $N_{ел}=92$ МВт, $Q_{от}=0$ Гкал/ч (конд.режим), $D_{0Т}=325$ т/ч.

Отримаємо необхідну витрату свіжої пари:

$$D_0 = D_0^{ПТ} + D_0^T = 470 + 325 = 795 \text{ т/ч}$$

Витрата свіжої пари може забезпечуватися двома паровими котлами БКЗ-420-140-6, тобто вищеперелічені умови виконуються і до вибраних турбін встановлюємо три парові котли БКЗ-420-140-6.

2.17 Розрахунок теплової схеми

1 Витрата пари по котельній

$D_{КА} = n * D_{КА}^H$, де n - кількість котлів, $D_{КА}^H$ - номінальна продуктивність одного котла.

$$D_{КА} = n * D_{КА}^H = 3 * 420 = 1260 \text{ т/ч}$$

2 Витрата пари на мазутогосподарство:

На ТЕЦ як основне паливо використовується вугілля, мазут є розпалювальним паливом.

Витрата мазуту для розтоплення котлів

$V_M = 0,3 * n_K * D(h_{III} - h_{ПВ}) / Q_H^P \eta_{КА}$, де h_{III} - ентальпія пари при $P_{III}=140$ атм; $t_{III}=545^\circ\text{C}$, кДж/кг; $h_{ПВ}$ - ентальпія живильної води $t_{ПВ}=230^\circ\text{C}$; $\eta_{КА}$ - КПД котла БКЗ-420-140.

$$V_M = 0,3 * 2 * 420 * (3480 - 994) / 38940 * 0,90 = 17,87 \text{ т/ч}$$

Також враховуємо, що одночасно розтоплюють два котли з 30%-ной продуктивністю.

3 Витрата пари на злив мазуту із залізничних цистерн:

$D_{СЛ} = n(0,636 - 0,0106t_{НВ})$; т/ч, де $n=5$ - число цистерн в одній ставці, шт, $t_{НВ}$ -температура зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$.

Розрахунок ведемо по режимах:

$$D_{СЛ}^1 = 5(0,636 - 0,0106 * (-23)) = 4,4 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{СЛ}}^2 = 5(0,636 - 0,0106 * (-5)) = 3,4 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{СЛ}}^3 = 5(0,636 - 0,0106 * (-0,7)) = 3,2 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{СЛ}}^4 = 5(0,636 - 0,0106 * (20)) = 2,1 \text{ т/ч}$$

4 Витрата пари на підігрівання мазуту в резервуарах мазутозберігання

Згідно нормам технічного проектування при сумарній паровиробництва котлів 1260 т/ч встановлюємо на ТЕЦ три резервуари ємкістю по 1000 м³.

Витрата пари на один резервуар ємкістю 1000 м³:

$$D'_{\text{ПД}} = 0,876 - 0,0146(\pm t_{\text{НВ}});$$

Витрата пари на 3 резервуари:

$$D_{\text{ПД}} = n(0,876 - 0,0146(\pm t_{\text{НВ}})); \text{ т/ч}$$

Розрахунок по режимах:

$$D^1_{\text{ПД}} = 3(0,876 - 0,0146(-23)) = 3,6 \text{ т/ч}$$

$$D^2_{\text{ПД}} = 3(0,876 - 0,0146(-5)) = 2,8 \text{ т/ч}$$

$$D^3_{\text{ПД}} = 3(0,876 - 0,0146(-0,7)) = 2,6 \text{ т/ч}$$

$$D^4_{\text{ПД}} = 3(0,876 - 0,0146(+20)) = 1,7 \text{ т/ч}$$

5 Витрата пари на розігрівання при транспортуванні мазуту:

$$D_{\text{РОЗ}} = 0,0665 * V_{\text{М}} = 0,0665 * 17,87 = 1,2 \text{ т/ч}$$

де витрата мазуту $V_{\text{М}} = V_{\text{РАСТ}} = 17,87 \text{ т/ч}$

6 Повна витрата пари на мазутогосподарство:

$$D_{\text{МХ}} = D_{\text{СЛ}} + D_{\text{ПД}} + D_{\text{РАЗ}}; \text{ т/ч}$$

$$D^1_{\text{МХ}} = 4,4 + 3,6 + 1,2 = 9,2 \text{ т/ч}$$

$$D^2_{\text{МХ}} = 3,4 + 2,8 + 1,2 = 7,4 \text{ т/ч}$$

$$D^3_{\text{МХ}} = 3,2 + 2,6 + 1,2 = 7 \text{ т/ч}$$

$$D_{MX}^4 = 2,1 + 1,7 + 1,2 = 5 \text{ т/ч}$$

7 Витрата сирі води на ХВО:

$$G_{CB} = 1,25(G_{УТ} + G_{ПОД}^{TC} + G_{MX}^{ПОГ} + G_{СЕП}^B + G_{ПОТ}^K); \text{ т/ч}$$

Визначаємо внутрішньостанційні втрати пари і води:

$$G_{BT} = 0,02 D'_K, \text{ т/ч}$$

$$G_{BT}^1 = 0,02 * 983 = 19,66 \text{ т/ч}$$

$$G_{BT}^2 = 0,02 * 909,5 = 18,2 \text{ т/ч}$$

$$G_{BT}^3 = 0,02 * 907,4 = 18,1 \text{ т/ч}$$

$$G_{BT}^4 = 0,02 * 441,9 = 8,8 \text{ т/ч}$$

Витрата пари з котлів ТЕЦ:

$$D'_K = 1,03(D^{ПТ} + D^T), \text{ т/ч}$$

$$D'_K^1 = 1,03(419 + 466) = 911,6 \text{ т/ч}$$

$$D'_K^2 = 1,03(421 + 462) = 909,5 \text{ т/ч}$$

$$D'_K^3 = 1,03(423 + 458) = 907,4 \text{ т/ч}$$

$$D'_K^4 = 1,03(429 + 0) = 441,9 \text{ т/ч.}$$

Витрата води на підживлення теплових мереж:

$$G_{ПД}^{TC} = 0,5/100 * V_{TC}, \text{ т/ч}$$

$$G_{ПД}^{TC1} = 0,5/100 * 21581,2 = 107,9 \text{ т/ч}$$

$$G_{ПД}^{TC2} = 0,5/100 * 13841,2 = 69,21 \text{ т/ч}$$

$$G_{ПД}^{TC3} = 0,5/100 * 11989,2 = 59,95 \text{ т/ч}$$

$$G_{ПД}^{TC4} = 0,5/100 * 3280,8 = 16,40 \text{ т/ч}$$

Визначаємо об'єм теплових мереж:

$V_{TC} = (Q_{от} + Q_{в} + Q_{гвс})(A_1 + A_2)$, м³ де $A_1 = 10$ м³ч/Гкал - питомий об'єм зовнішніх теплових мереж, $A_2 = 30$ м³ч/Гкал - питомий об'єм внутрішніх теплопроводів.

$$V_{TC}^1 = (441,1 + 98,43)(10 + 30) = 21581,2 \text{ м}^3$$

$$V_{TC}^2 = (247,6 + 98,43)(10 + 30) = 13841,2 \text{ м}^3$$

$$V_{TC}^3 = (201,3 + 98,43)(10 + 30) = 11989,2 \text{ м}^3$$

$$V_{TC}^4 = (0 + 82,02)(10 + 30) = 3280,8 \text{ м}^3$$

Неповернення конденсату з виробництва:

$G_{ПОТ}^K = (1 - k) D_{П}^{MAX}$ де k - коефіцієнт повернення конденсату з виробництва

$$G_{ПОТ}^K = (1 - 0,8) 175,5 = 35,1 \text{ т/ч},$$

Втрати мазутного господарства

$$G_{MX}^{ПОТ} = 0,2 * D_{MX}; \text{ т/ч}$$

По режимах:

$$G_{MX}^{ПОТ 1} = 0,2 * 9,2 = 1,8 \text{ т/ч}$$

$$G_{MX}^{ПОТ 2} = 0,2 * 7,4 = 1,5 \text{ т/ч}$$

$$G_{MX}^{ПОТ 3} = 0,2 * 7 = 1,4 \text{ т/ч}$$

$$G_{MX}^{ПОТ 4} = 0,2 * 5 = 1,0 \text{ т/ч}$$

8 Розрахунок сепаратора безперервного продування.

$D_{СЕП} = G_{ПРОД} * (h_{ПР} \eta_{СЕП} - h_{СЕП}^B) / (h_{СЕП}^П - h_{СЕП}^B)$, де ентальпії: води в барабані $h_{ПР} = 1573$ кДж/кг, пара при $P = 0,6$ Мпа $h_{СЕП}^П = 2756$ кДж/кг, води з РНП $h_{СЕП}^B = 671$ кДж/кг

По режимах:

$$D_{СЕП}^1 = 9,83 * (1573 * 0,98 - 671) / (2756 - 671) = 4,1 \text{ т/ч}$$

$$D_{СЕП}^2 = 9,09 * (1573 * 0,98 - 671) / (2756 - 671) = 3,8 \text{ т/ч}$$

$$D_{СЕП}^3 = 9,07 * (1573 * 0,98 - 671) / (2756 - 671) = 3,7 \text{ т/ч}$$

$$D_{СЕП}^4 = 4,42 * (1573 * 0,98 - 671) / (2756 - 671) = 1,8 \text{ т/ч},$$

де витрата продування з казанів

$$G_{ПРОД} = 0,01 D'_{К};$$

По режимах:

$$G_{\text{ПРОД}}^1 = 0,01 * 983 = 9,83 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ПРОД}}^2 = 0,01 * 909,5 = 9,09 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ПРОД}}^3 = 0,01 * 907,4 = 9,07 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ПРОД}}^4 = 0,01 * 441,9 = 4,42 \text{ т/ч}$$

Кількість води з РНП

$$G_{\text{СЕП}}^B = G_{\text{ПРОД}} - D_{\text{СЕП}}; \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕП}}^B_1 = 9,83 - 4,1 = 5,7 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕП}}^B_2 = 9,09 - 3,8 = 5,3 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕП}}^B_3 = 9,07 - 3,7 = 5,3 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕП}}^B_4 = 4,42 - 1,8 = 2,6 \text{ т/ч}$$

Витрата сирі води на ХВО (по режимах):

$$G_{\text{СВ}}^1 = 1,25(19,7 + 107,9 + 35,1 + 1,8 + 5,7) = 212,75 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СВ}}^2 = 1,25(18,2 + 69,21 + 35,1 + 1,5 + 5,3) = 161,64 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СВ}}^3 = 1,25(18,1 + 59,95 + 35,1 + 1,4 + 5,3) = 149,81 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СВ}}^4 = 1,25(8,8 + 16,40 + 35,1 + 1,0 + 2,6) = 79,87 \text{ т/ч}$$

Витрата тепла на підігрівання сирі води до ХВО (за умовами роботи фільтрів ХВО вода підігрівається до 40°C) по режимах:

$$Q_{\text{СВ}}^1 = G_{\text{СВ}}^1 (t_{\text{СВ}} - t_{\text{ХВ}}) * 10^3 - Q_{\text{СЕП}}^{B1}$$

$$Q_{\text{СВ}}^1 = 212,7(40 - 5) * 10^3 - 0,65 = 6,8 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{СВ}}^2 = 161,6(40 - 5) * 10^3 - 0,61 = 5,05 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{СВ}}^3 = 149,8(40 - 5) * 10^3 - 0,61 = 4,63 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{СВ}}^4 = 79,9(40 - 5) * 10^3 - 0,30 = 2,5 \text{ Гкал/ч}$$

Тепло, віддане продуванням в теплообміннику сирі води (по режимах)

$$Q_{\text{СЕП}}^{B1} = G_{\text{СЕП}}^{B1} (t_{\text{СЕП}}^{-B} - t_{\text{СЕП}}^{-B}) * 10^{-3} = 5,7(160-45) * 10^{-3} = 0,65 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{СЕП}}^{B2} = 5,3(160-45) * 10^{-3} = 0,61 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{СЕП}}^{B3} = 5,3(160-45) * 10^{-3} = 0,61 \text{ Гкал/ч}$$

$$Q_{\text{СЕП}}^{B4} = 2,6(160-45) * 10^{-3} = 0,30 \text{ Гкал/ч}$$

9 Розрахунок вакуумного підживлення циклу станції по режимах:

Витрата підживлювальної води циклу з ХВО

$$G_{\text{ПДП}}^{\text{Ц1}} = G_{\text{СЕП}}^{B1} + G_{\text{УТ}} + G_{\text{МХ}}^{\text{ПОТ1}} + (D_{\text{МХ}}^1 - G_{\text{МХ}}^{\text{ПОТ1}}) + G_{\text{КОН}}^{\text{П1}} \text{ де } G_{\text{СЕП}}^{B1} + G_{\text{УТ}} + G_{\text{МХ}}^{\text{ПОТ1}} + G_{\text{КОН}}^{\text{П1}} - \text{знесолена вода для заповнення втрат з } t_B = 38^\circ\text{C}$$

$(D_{\text{МХ}}^1 - G_{\text{МХ}}^{\text{ПОТ1}})$ - конденсат мазутогосподарства після очищення на ХВО з $t = 100^\circ\text{C}$.

$$G_{\text{ПДП}}^{\text{Ц1}} = 5,7 + 19,66 + 1,8 + (9,2 - 1,8) + 35,1 = 69,66 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ПДП}}^{\text{Ц2}} = 5,3 + 18,2 + 1,5 + (7,4 - 1,5) + 30,9 = 66 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ПДП}}^{\text{Ц3}} = 5,3 + 18,1 + 1,4 + (7 - 1,4) + 30,4 = 65,5 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{ПДП}}^{\text{Ц4}} = 2,6 + 8,8 + 1,0 + (5 - 1,0) + 16,4 = 51,5 \text{ т/ч}$$

Температура води деаератора :

$$t_D^{B1} = ((G_{\text{СЕП}}^{B1} + G_{\text{УТ}} + G_{\text{МХ}}^{\text{ПОТ1}} + G_{\text{КОН}}^{\text{П1}}) t_K + (D_{\text{МХ}}^1 - G_{\text{МХ}}^{\text{ПОТ1}}) t_{\text{ОК}}) / G_{\text{ПОДП}}^{\text{Ц1}}$$

$$t_D^{B1} = ((5,7 + 19,66 + 1,8 + 35,1) * 38 + (9,2 - 1,8) * 100) / 69,66 = 44,58^\circ\text{C}$$

$$t_D^{B2} = ((5,3 + 18,2 + 1,8 + 30,9) * 38 + (7,4 - 1,5) * 100) / 66 = 43,54^\circ\text{C}$$

$$t_D^{B3} = ((5,3 + 18,1 + 1,8 + 30,4) * 38 + (7 - 1,4) * 100) / 65,5 = 43,30^\circ\text{C}$$

$$t_D^{B4} = ((2,6 + 19,66 + 8,8 + 16,4) * 38 + (5 - 1,0) * 100) / 51,5 = 42,81^\circ\text{C}$$

По значеннях t_D^B з графіків деаератора, температура води в деаераторному баку $t_{\text{БАК}}^B$ і коефіцієнт будуть наступними:

$$t_{\text{БАК}}^{B1} = 42^\circ\text{C} \quad k^1 = 4,8 * 10^{-3};$$

$$t_{\text{БАК}}^{B2} = 40,5^\circ\text{C} \quad k^2 = 4,4 * 10^{-3};$$

$$t_{\text{БАК}}^{B3} = 39^\circ\text{C} \quad k^3 = 4,3 * 10^{-3};$$

$$t_{\text{БАК}}^B = 37,5^\circ\text{C} \quad k^4 = 4,2 \cdot 10^{-3}.$$

Необхідна кількість пари в деаераторі I рівня

$$D_{\text{П}}^1 = G_{\text{ПОДП}}^{\text{Ц1}} k^1$$

$$D_{\text{П}}^1 = 69,66 \cdot 4,8 \cdot 10^{-3} = 0,33 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{П}}^2 = 66 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3} = 0,29 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{П}}^3 = 65,5 \cdot 4,3 \cdot 10^{-3} = 0,28 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{П}}^4 = 51,5 \cdot 4,2 \cdot 10^{-3} = 0,22 \text{ т/ч}$$

10 Розрахунок вакуумного деаератора підживлення тепломережі (по режимах)

Витрата пари на ежектори вакуумних деаераторів

$$D_{\text{П}}^{\text{ЕЖ1}} = u \cdot D_{\text{П}}^{\text{Д1}}$$

$$D_{\text{П}}^{\text{ЕЖ1}} = 0,3 \cdot 0,33 = 0,1 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{П}}^{\text{ЕЖ2}} = 0,3 \cdot 0,29 = 0,09 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{П}}^{\text{ЕЖ3}} = 0,3 \cdot 0,28 = 0,08 \text{ т/ч}$$

$$D_{\text{П}}^{\text{ЕЖ4}} = 0,3 \cdot 0,22 = 0,06 \text{ т/ч}$$

Сумарна витрата пари після ежектора буде рівна:

$$D^{\text{ЕЖ1}} = D_{\text{П}}^{\text{ЕЖ1}} + D_{\text{П}}^1$$

$$D^{\text{ЕЖ1}} = 0,33 + 0,1 = 0,43 \text{ т/ч}$$

$$D^{\text{ЕЖ2}} = 0,29 + 0,09 = 0,38 \text{ т/ч}$$

$$D^{\text{ЕЖ3}} = 0,28 + 0,08 = 0,36 \text{ т/ч}$$

$$D^{\text{ЕЖ4}} = 0,22 + 0,06 = 0,28 \text{ т/ч}$$

Витрата мережевої води для підігрівання подпиточной води тепломережі в ДСВ теплової мережі:

$G_{\text{СЕТ.В}}^1 = G_{\text{ПОДП}}^{\text{ТС1}}(h_{\text{Д}} - h_{\text{ПД}})/(h_{\text{СВ}} - h_{\text{Д}})$, де $h_{\text{Д}}=167$ кДж/кг при $P=0,075$ - ентальпія перегрітої води в ДСВ; $h_{\text{СВ}}=482$ кДж/кг при $t_{\text{СВ}}=115^{\circ}\text{C}$ - ентальпія мережевої води;

$h_{\text{ПД}}=159$ кДж/кг - ентальпія води, що подається в ДСВ.

$$G_{\text{СЕТ.В}}^1 = 107,9(167-159)/(482-167) = 3,4 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕТ.В}}^2 = 69,21(167-159)/(482-167) = 2,2 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕТ.В}}^3 = 59,95(167-159)/(482-167) = 1,9 \text{ т/ч}$$

$$G_{\text{СЕТ.В}}^4 = 16,4(167-159)/(482-167) = 0,5 \text{ т/ч}$$

Дані розрахунку зведемо в таблицю 2.3

Таблиця 2.3 – Звідна таблиця теплових навантажень споживачів і власних потреб ТЕЦ

Найменування величин	Позначення	Од. вим.	Режими			
			1	2	3	4
I Навантаження по парі 1, 3						
Пара на виробництво	$D_{\text{П}}$	т/ч	175,5	175,5	175,5	175,5
Пара на ПБ	$D_{\text{ПБП}}$	т/ч	-	-	-	-
Пара на МХ	$D_{\text{ПМХ}}$	т/ч	9,2	7,4	7	5
Пара на ежектори вакуумного деаератора	$D_{\text{ПЕЖ}}$	т/ч	0,07	0,06	0,05	0,03
На підігрівання підживлювальної води	$D_{\text{ППД}}$	т/ч	0,22	0,19	0,18	0,11
Разом	$D_{\text{П}}$	Гкал/ч	185	182,9	182,7	180,6
Всього	$Q_{\text{П}}$	Гкал/ч	120	118,2	118,1	116,7

II Навантаження по парі 1,2						
На основні підігрівачі	$Q_{осп}$	Гкал/ч	252	252	252	82,0
На підігрівання сирієї води	$Q_{св}$	Гкал/ч	6,08	5,05	4,63	2,5
Разом	Q_T	Гкал/ч	258,08	257,05	256,63	84,5
Всього	$Q_{ТЕЦ}$	Гкал/ч	378,1	375,2	374,7	201,2

3 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

3.1 Графічне моделювання процесу пароутворення

Водяна пара застосовується досить у широкому діапазоні в теплотехніці в якості робочого тіла. Її використовують у якості носія тепла у апаратах для обміну тепла, також в якості робочого тіла у двигунах парових. Водяну пару використовують при таких діапазонах температур і тисків, при яких закони ідеальних газів застосувати до неї немає можливості, а отже, їхні рівняння стану теж не виконуються. Це стосується обох випадків.

Пара може бути як у насиченому, так і у перегрітому вигляді. Насичена - це пара, яка створюється в присутності води та врівноважена з нею в стані, це значить, що рівність між числом молекул що рідину покидають та в неї повертаються є встановленою. Тиск пари насиченої є залежним від температури. Відповідно до кожного тиску пари визначається температура. Якщо температура є постійною, і при цьому спостерігається зменшення об'єму насиченої пари, то пара частково в рідину перетвориться. Отже, за рахунок даного перетворення тиск пари буде постійним. Якщо ж збільшити об'єм, тоді рідина частково перетвориться в пару. При цьому тиск знову буде постійним. Температуру пари насиченої та рідини, із якою відбувається дотик пару, називають температурою насичення. Ця температура насичення також має іншу назву - температура кипіння. Пара насичена буває як суха, так і волога.

Перегріта пара — пара за температури вищої ніж температура насичення за наявного тиску^[1].

Водяну перегріту пару, що є робочим тілом парових двигунів, отримують у пароперегрівниках котлоагрегатів. Різниця між температурою перегрівання і температурою насичення називають ступенем перегрівання. Властивості перегрітої пари із зростанням ступеня перегрівання наближаються до властивостей ідеального газу.

Кількість теплоти, що є необхідною для переведення 1 кг сухої насиченої пари у перегріту за постійного тиску, називається теплотою перегрівання.

Що вищою є температура водяної перегрітої пари, тим вищим є термічний ККД паросилового устаткування. Вважається, що перегрівання пари на 10° дає підвищення ККД паросилової установки на 1%. Конструкційні матеріали — сталі, що зазвичай використовуються у котло- і турбобудуванні, — допускають перегрівання пари до температури 570°C при тиску до 25 МПа, а окремі установки працюють при температурі перегрітої пари 650°C і тиску 30 МПа.

- Перегрита пара має наступні основні властивості і переваги: при однаковому тиску з насиченою парою має значно більшу температуру і теплоємність;

- має більший питомий об'єм в порівнянні з насиченою парою, тобто об'єм 1 кг перегрітої пари при тому ж тиску більший за об'єм 1 кг насиченої пари. Тому в парових машинах для отримання необхідної потужності перегрітої пари за масою потрібно менше, що дає економію у витраті води і палива;

- перегріта пара при охолодженні не конденсується; конденсація при охолодженні настає лише тоді, коли температура перегрітої пари стане нижчою за температуру насиченої пари при даному тиску

- при однаковому тиску з насиченою парою має значно більшу температуру і теплоємність;

- має більший питомий об'єм в порівнянні з насиченою парою, тобто об'єм 1 кг перегрітої пари при тому ж тиску більший за об'єм 1 кг насиченої пари. Тому в парових машинах для отримання необхідної потужності перегрітої пари за масою потрібно менше, що дає економію у витраті води і палива;

- перегріта пара при охолодженні не конденсується; конденсація при охолодженні настає лише тоді, коли температура перегрітої пари стане нижчою за температуру насиченої пари при даному тиску

Так як пара водяна є газом реальним, значить параметри її визначаються згідно таблиць чи діаграм. Найпоширенішими діаграмами для пари водяної є діаграми виду $P-v$; $T-s$ та $h-s$. Відповідно до області пари вологої та насиченої, ізотерми та ізобари збігаються між собою. Це відбувається тому, що у відповідності до кожної температури кипіння є існує відповідний тиск. Дані параметри є незмінними до тих пір, поки відбудеться процес повного перетворення вологої насиченої пари в суху насичену пару.

Тиск та температура пари є параметрами, визначальними для стану перегрітої пари, як ідеального газу.

Процес утворення пари розділяють на три стадії:

- Нагрівання води до температури кипіння;
- Випаровування киплячої води та створення сухої насичені пари;
- Перетворення сухої насиченої пари в перегріту.

На кожен із перерахованих стадій процесу слід затратити певну кількість енергії, яку отримують від спалювання робочої сировини.

Температура перегрітої пари в процесі роботи котла залежить від продуктивності котла, інтенсивності тепловіддачі від газів до стінки труб, температури живильної води, яка надходить в барабан котла (вона впливає на кількість насиченої пари, що надходить в пароперегрівник з барабана котла), забруднення екранів і поверхні труб пароперегрівника, вологості, палива (біомаси, відходів с/г, вугілля, мазуту і т.д).

Математична модель процесу функціонування теплової установки являє собою енергетичний баланс між кількістю теплоти, що підводиться до котла і тією, що затрачається на трьох вищеперечислених стадіях процесу утворення пари з урахуванням тепловіддачі і коефіцієнтів корисної дії на етапах теплообміну.

Утворення пари відповідно до трьох стадій в pv – і Ts –діаграмах зображено на рис. 1. Слід вважати, постійний тиск зберігається під час що процесу, як це практично відбувається в парових котлах.

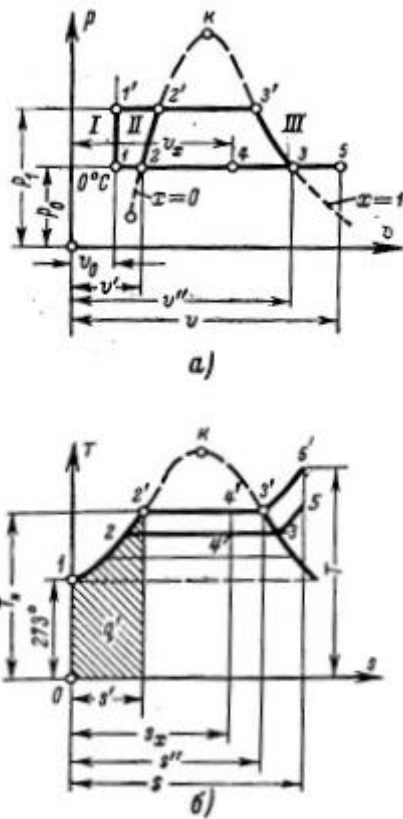


Рисунок 3.1 - Стадії утворення пари

Зробимо припущення, що є 1 кілограм води, дана одиниця ваги є під тиском p_0 , з температурою $\theta^\circ\text{C}$ та об'ємом v_0 . Даний стан води слід відмітити за допомогою точки 1.

За умови збереження тиску у постійному стані p_0 будемо влаштовувати постійний підігрів води. За даних умов температура води буде зростати – відповідно об'єм збільшиться. Збільшення об'єму та підвищення температури продовжиться до того часу, поки не відбудеться досягнення температури кипіння і не станеться початок утворення пари. Об'єм води при даній температурі дорівнюватиме v' . Даний стан води слід відмітити як точку 2. Явище процесу підігріву води показано як ізобару 1 – 2. Так як все

тепло, що підводиться, буде витрачатися на перетворення води в пару, то наступне теплове підведення не буде супроводжене температурним зростанням. До тих пір поки вода вся не буде перетворена в суху пару насичену, то буде зберігатися постійна температура. Даний стан можна позначити як точку 3 , відповідно до якої існує об'єм пари сухої насиченої v'' . Процес утворення пари ми зобразимо як ізобару $2 - 3$. Суміш води та пари, або ж пара волога насичена з сухістю перемінною χ , знаходиться між точками 2 і 3 . За умови дальшої подачі тепла пара стане перегрітою. Також будуть зростати як температура пари так і її об'єм. За допомогою точки 5 показуємо стан пари перегрітої, при цьому об'єм питомий пари при даному стані дорівнює v . Ділянка $3 - 5$ є зображенням для процесу перегріву пари, для тиску постійного.

Треба взяти однакову кількість води за умови температури 0°C та значеннях тиску $p_1 > p_0$ та $p_2 < p_0$. Температура кипіння в обох випадках неоднакова. При тиску p_1 вона буде вища, а при тиску p_2 нижча, чим при тиску p_0 . Стан холодної води при тиску p_1 відмітимо точкою $1'$. Так як вода практично нестискаєма, то при всіх тисках об'єм води при $t = 0^\circ\text{C}$ залишається незмінним. Ця зміна стану холодної води в pv – діаграмі зобразиться лінією $1 - 1'$, яка майже паралельна осі ординат, а на Ts – діаграмі вона позначиться (наближено) однією точкою, яка лежить на осі T , так як ентропія води при $t = 0^\circ\text{C}$ практично не змінюється при зміні тиску і умовно приймається рівною нулю.

Нагріваючи воду при тиску p_1 , відмітимо початок пароутворення точкою $2'$. Стан сухої насиченої пари при цьому ж тиску p_1 відмітимо точкою $3'$. Об'єми киплячої води і сухої насиченої пари при тисках p_1 і p_2 будуть неоднакові: при тиску p_2 об'єм киплячої води буде більший, а об'єм пари менший відповідно до об'ємів при тиску p_0 .

Взявши ряд інших тисків і розглядаючи аналогічно, можна отримати іще ряд точок, поєднавши які, отримаємо три лінії: I , II і III

Перша лінія характеризує *стан холодної води* і є прямою, яка майже паралельна осі ординат. Друга лінія – крива, яка з'єднує точки $2 - 2'$, – яка відповідає стану киплячої води. Ця лінія називається нижньою пограничною кривою. Третя лінія – крива, яка з'єднує точки $3 і 3'$ – яка відповідає стану сухої насиченої пари. Ця лінія називається верхньою пограничною кривою.

Таким чином, між лініями *I і II* знаходиться область води; між лініями *II і III* – область вологої насиченої пари різної степені сухості і за лінією *III* – область перегрітої пари.

Слід зауважити, що пограничні криві, замітимо, щ при їх продовженні зустрічаються в точці *k* (критичній точці). В цій точці зникає різниця в властивостях рідини і пари; при температурах вищих критичної точки можливо існування тільки перегрітої пари.

Для води параметрами критичної точки є:

- критичний тиск $p_k = 221,3$ бар;
- критична температура $t_k = 374,15^\circ\text{C}$;
- критичний питомий об'єм $v_k = 0,00326$ м³/кг.

3.2 Розрахунок динамічних параметрів налагодження автоматичних регуляторів

Вхідними даними для розрахунку є криві перехідного процесу при ступеневому збуренні по каналу збурюючої дії. При розрахунку оптимальних параметрів криві перехідного процесу змінюються кривими математичної моделі об'єкту, яка складається з декількох послідовно з'єднаних ланок.

При графічній обробці для об'єктів з самовирівнюванням визначаємо: $Kp; \tau; T; \rho; \tau/T; \xi$.

Визначаємо час запізнення τ по результатах графічної обробки;

$$\tau_{en} = 4,5c$$

$$\tau_{in} = 15c$$

Визначаємо постійну часу T по результатах графічної обробки:

$$\tau_{en} = 15c$$

$$\tau_{in} = 67c$$

Визначаємо коефіцієнт підсилення K_p по формулі:

$$K_p = \frac{\Delta y}{\Delta x}$$

$$K_{p_{en}} = \frac{2}{5} = 0,4 \text{ } \circ C / m / \text{ } \varrho od$$

$$K_{p_{in}} = \frac{1,8}{5} = 0,36 \text{ } \circ C / m / \text{ } \varrho od$$

Визначаємо степінь самовирівнювання ρ по формулі:

$$\rho = \frac{1}{K_p}$$

$$\rho_{en} = \frac{1}{4} = 2,5 m / \text{ } \varrho od / \text{ } \circ C$$

$$\rho_{in} = \frac{1}{0,36} = 2,7 m / \text{ } \varrho od / \text{ } \circ C$$

Визначаємо τ / T ;

$$\frac{\tau_{en}}{T_{en}} = \frac{4,5}{15} = 0,3$$

$$\frac{\tau_{in}}{T_{in}} = \frac{15}{67} = 0,22$$

Визначаємо швидкість розгону ξ_p по формулі:

$$\xi = \frac{1}{T}$$

$$\xi_{en} = \frac{1}{15} = 0,06$$

$$\xi_{in} = \frac{1}{67} = 0,015$$

1/c

Розрахуємо чисельні значення параметрів наладки диференціатора K_g ; T_g по параметрах моделі індукційної ланки τ_{in} , T_{in} , $K_{p_{in}}$, використовуючи наступні формули:

$$Kg = K_{pin} \left[0,2 + 2,7 \frac{T_{екв}}{T_{ін}} + 2,5 \left(1 - 2 \frac{T_{екв}}{T_{ін}} \right) \right], \text{ де}$$

$$T_{екв} = T_I \cdot \frac{1}{K_p \cdot Kg \cdot K_{вн}};$$

$$\frac{1}{K_p \cdot Kg \cdot K_{вн}} = 4,1 \cdot \frac{0,3 - 0,07}{0,3 + 0,4} = 1,34$$

$$T_{екв} = T_I \cdot 1,34$$

$$T_I = 0,5 \cdot T_{вн} = 0,5 \cdot 15 = 7,5c$$

$$T_{екв} = 7,5 \cdot 1,34 = 10,05c$$

$$Kg = 7,5 \cdot 1,34 = 10,05c$$

$$Kg = 0,36 \cdot \left[0,2 + 2,7 \frac{10,05}{67} + 2,5 \left(1 - 2 \frac{10,05}{67} \right) \right] = 1,2$$

$$Tg = T_{in} \left[0,6 + 2 \frac{0,18 - \frac{T_{екв}}{T_{ін}}}{0,61 - \frac{T_{екв}}{T_{ін}}} \left(0,8 \frac{\tau_{in}}{T_{ін}} \right) \right]$$

$$Tg = 67 \left[0,6 + 2 \frac{0,18 - \frac{10,05}{67}}{0,61 - \frac{10,05}{67}} (0,8 - 0,22) \right] = 43,2;$$

Визначаємо оптимальні параметри наладки:

$$K_p^{opt} \frac{1}{1,34 \cdot 1,2 \cdot 0,4} = 1,5$$

$$K_I^{opt} = 0,5 \cdot 15 = 7,5c$$

3.3 Розрахунок надійності і якості процесу регулювання

Якість процесу регулювання характеризується сукупністю показників або критеріїв, які дають можливість оцінити характер відхилення регуляційної величини під дією збурень, які в процесі експлуатації можуть змінюватись. Якість процесу регулювання тісно пов'язана з надійністю

роботи. Оцінки якості проводимо по заданому перехідному процесі (рис. 2.10)

Встановлюємо максимальне відхилення регулюючої величини усталеного значення σ_{\max} користуючись формулою:

$$\sigma_{\max} = \frac{y_I}{y_{уст}} = \frac{52}{42} = 1,23$$

Визначаємо час регулювання t_p із допомогою перехідного процесу:

$$t_p = 125 \text{ с}$$

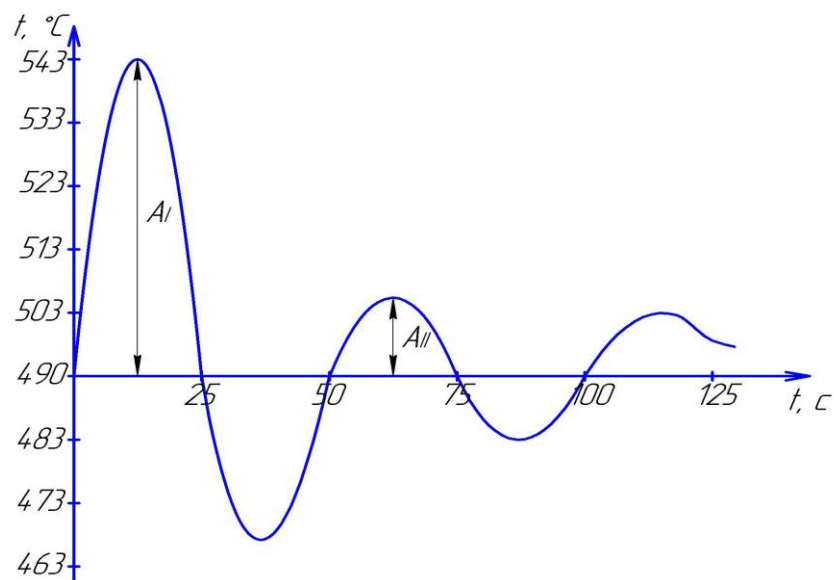
Визначаємо степінь затухання регулюючої величини ψ по формулі:

$$\psi = \frac{A_1 - A_3}{A_1} = \frac{52 - 15}{52} = 0,71$$

Визначаємо пересумування ξ по формулі:

$$\xi = \frac{A_{III}}{A_I}$$

$$\xi = \frac{25}{52} = 0,48$$



Масштаб
1мм=1с
1мм=1,5°C

Рисунок 3.2 - Оцінка якості перехідного процесу

4 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

4.1 Обґрунтування вибору технічних засобів автоматизації

Мікро-ЕОМ – це мікропроцесорна система, в якій використовується декілька мікросхем доповнених елементами пам'яті, пристроями вводу/виводу інформації і пристроями керування роботою цієї системи. Сучасна реалізація мікро-ЕОМ передбачає наявність всіх елементів в одному корпусі.

Мікропроцесорний контролер – це мікро-ЕОМ, яка орієнтована на вирішення конкретної задачі або набору типових задач. На даний час існують два напрямки розвитку мікропроцесорних засобів:

1. РС - контролери, які основані на базі мікро-ЕОМ;
2. PLC - мікропроцесорні програмно-логічні контролери.

За призначенням контролери поділяються на два типи :

-контролери, які призначені для реалізації алгоритмів регулювання і перетворення аналогових сигналів (МПК - регулюючий мікропроцесорний контролер);

-контролери, які призначені для реалізації задач програмно-логічного керування.

В склад будь-якого мікропроцесорного контролера для даного типу базового комплексу БК входять проектно-компонований комплект і пульт оператора. БК складається з процесора ПР і декількох елементів пам'яті ПЗП, в якому, як правило, зберігається програма користувача і ОЗП. Склад ПКК визначається числом каналів вводу-виводу і, як правило, вони містять блоки гальванічного розмежування, мультиплексор для комутації аналогових сигналів і низку перетворювачів: АЦП, ДЦП, ЦАП і ЦДП.

Мікропроцесорні контролери призначені для автоматизації неперервних і періодичних технологічних процесів.

Вони перетворюють первинну інформацію про стан ТОК в цифрову форму і за даним алгоритмом здійснюють керуючу дію та обмін

інформацією.

4.2 Вибір мікропроцесорних засобів автоматизації

Із наявних контролерів задану точність і швидкість регулювання добре забезпечує МІК-51. Тому розглянемо його характеристики.

Компактний малоканальний мікропроцесорний контролер МІК-51 – це програмно-технічний виріб. Для того, щоб працювати з ним немає потреби в кваліфікованому програмісті. Потрібні алгоритми добуваються з бібліотеки шляхом натискування декількох клавіш. Потім алгоритми з'єднують у певну систему із наперед заданою конфігурацією та вводять параметри, які є необхідними для налагоджування.

МІК-51 – це комплекс технічних засобів. Складається він з окремих конструктивно автономних і функціонально закінчених блоків: центрального блока контролера БК - 21 і блоків, що доповнюють центральний блок контролера.

Головний блок влаштовує перетворення аналогової, а також і дискретної інформації у цифровий вигляд. Також даний блок виробляє дію для керування та займається обробкою цифрових даних.

Для попереднього підсилення сигналів термоелектричних перетворювачів і термоперетворювачів опору використовують додаткові блоки, формують дискретні вихідні сигнали для комутації високих напруг, створюють зовнішні переключення і блокування.

МІК - 51 – це проектно-компонований виріб. Його склад, ряд параметрів визначає споживач. В контролер вбудовані засоби самодіагностування, сигналізації і ідентифікації несправностей.

Центральний блок контролер має три моделі:

- 1 БК-21 - регулююча;
- 2 БК - 22 - логічна;

3 БК - 23 - неперервно-дискретна.

Найбільш поширеною моделлю є модель БК-21, яка реалізовує наступні функції:

1 ручне встановлення або автоматична корекція параметрів настройки алгоритму регулювання;

2 безударна зміна режимів керування, безударне ввімкнення, вимкнення, перемикання і конфігурація контурів регулювання;

3 вибіркове оперативне керування і контроль за контурами регулювання за допомогою 12-ти функціональних клавіш і двох 4-и розрядних індикаторів;

4 запис алгоритму ПГОП з можливістю ультрафіолетового стирання;

5 самодіагностика та індикація несправностей.

Структурну схему МІК-51 можна зобразити наступним чином:

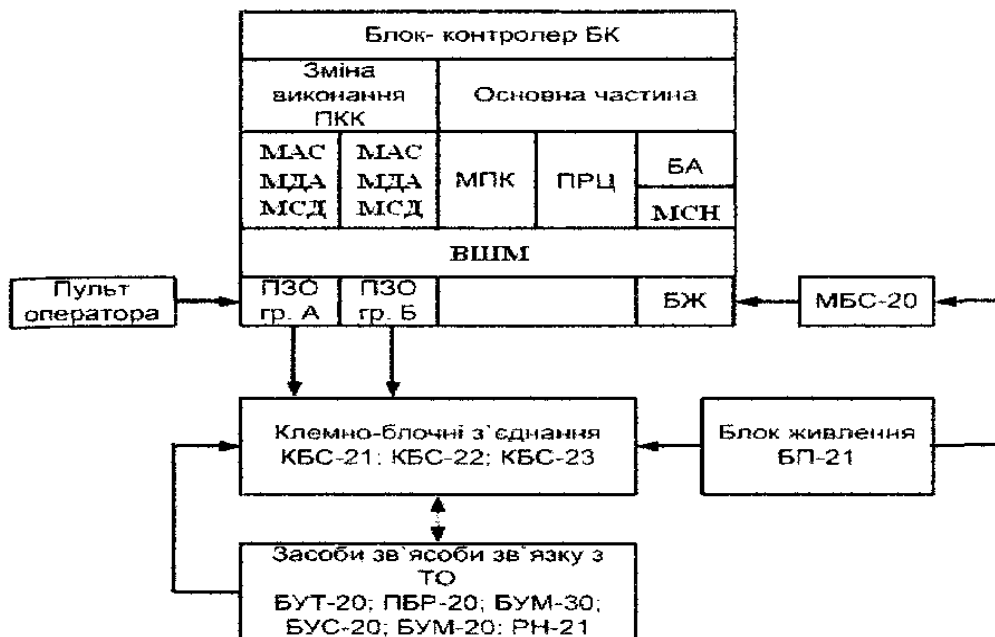


Рисунок 4.1 - Структурна схема МІК-51

ПРЦ - процесор, який зв'язаний з акумульованою батареєю, крім того є модуль стабілізації напруги, який забезпечує живлення цілого контролера і пульта оператора;

ПКК - проектно-компонований комплект, який складається з двох пристроїв зв'язку з об'єктом – це ПЗО групи А та ПЗО групи Б;

МАС - модуль аналогових сигналів;

МДА - модуль дискретно-аналогових сигналів;

МСД - модуль сигналів дискретних;

ВШМ - внутрішня шинна магістраль;

МКП - модуль контролю та програмування;

БА - акумуляторна батарея.

МСН - модуль стабілізації напруги, який через МБС-20 з'єднаний з блоком живлення БП-21.

В комплекті з МК-51 можуть використовуватися як давачі звичайні, так і виконавчі механізми, які можуть бути під'єднані до МК-51 шляхом з'єднань кабельних індивідуальних.

Без додаткових пристроїв МК-51 (відповідні моделі контролерів) можуть бути з'єднані відповідно до локальної мережі керування типу “Транзит”, сформовану по типу кільцевої конфігурації. Через пару проводів контролери можуть здійснювати обмін цифровими даними. З зовнішнім абонентом мережа “Транзит” може взаємодіяти за допомогою шлюзу, який входить в склад МК-51.

В мікропроцесорних контролерах існує таке поняття, як віртуальна структура (неявна). Вона дозволяє абстрагувати від поняття фізичної структури. Вона показує інформаційну організацію контролера та зображує властивості контролера у якості частини керуючої системи. У МК-51 частина структури віртуальної є реалізована програмним методом, а частина за допомогою апаратного методу. Віртуальна структура контролера містить:

- 1 алгоблоки;
- 2 бібліотеку алгоритмів;
- 3 засоби інтерфейсного каналу;
- 4 засоби настройки і контролю;

5 засоби вводу-виводу інформації.

Алгоблоки і алгоритми.

Алгоблок є базовим елементом віртуальної структури МІК-51. Алгоблок - пустий (тобто без алгоритму), ніяких функцій по обробці сигналів контролер не виконує. Контролер може працювати лише у том разі, якщо, до алгоблоку під час програмування запишуть хоч один алгоритм, що відноситься до бібліотеки алгоритмів. До кожного алгоблоку є можливість занесення лише одного алгоритму з бібліотеки алгоритмів, що може мати відношення до даної моделі контролера.

Бібліотека алгоритмів.

Бібліотека алгоритмів являє собою список керуючих алгоритмів, що під час налагоджування контролера підлягають внесенню до алгоблоків. Алгоритми надають можливість для розв'язку задач керування автоматичного, для розв'язку задач керування як логічного так і програмного, для виконання логічних, математичних, статичних, а також аналого-дискретних перетворень сигналів. Різні моделі МІК-51 мають не зовсім однакову бібліотеку алгоритмів.

При випадку загальному алгоритм може містити у собі ядра функціональне та володіє як входами, так і виходами. В даного Алгоритма є дві групи входів, а саме налагоджувальні, які здійснюють керування параметрами налаштування, та сигнальні, які займаються виконанням функціями алгоритму. Дані входи володіють однаковими можливостями конфігурації або є рівноправними,. Виходом є результат обробки вхідних сигналів. Число максимальне виходів становить 24У , а входів містить 99, але у різних видів алгоритму може бути своя кількість входів та виходів. Як налагоджувальні, так і сигнальні входи, можуть нумеруватися від 01 до 99, а виходи нумеруються від 01 до 24.

Входи алгоритму бувають явними, з довільною конфігурацією, а деякі

алгоритми виводу-вводу, передачі-прийому та оперативного керування володіють неявні виходи та входи зі спеціальним призначенням. Ці алгоритми не піддаються конфігурації – їх автоматичним шляхом об'єднують з обслуговуваною апаратурою.

Свій номер в бібліотеці є у кожного алгоритму. Під цим номером алгоритм зберігається у бібліотеці. З бібліотеки можна викликати алгоритм відповідно до двозначного десяткового коду.

У алгоблоку з алгоритмом під кодом 00 немає ані виходів, ні входів, не виконується ніяка робота, а також немає прямого впливу на робочий режим алгоблоків, аж в ОЗП займає місце і вимагає невеликого часу на обслуговування.

В алгоритмів може бути так званий модифікатор, призначенням якого є надання алгоритму додаткових властивостей. За допомогою модифікатора видають певне число операцій одного типу для виконання одним алгоритмом, а також може бути надано певні параметри у вигляді набору. Не всі алгоритми мають свій модифікатор.

В алгоритмах пов'язана з часом робота яких, існує часовий масштаб - час регулювання, програмований за датчик часу, таймер тощо. Можуть розширити можливості алгоритмів як масштаб часу, так і модифікатор. Певна частина алгоритмів мають однаковий номер, та будучи розмішені по різних алгоблоках можуть володіти як своїм масштабом часу, так і своїм модифікатором.

В будь-який алгоблок можна розмістити любий алгоритм, якій входить в бібліотеку алгоритмів. Алгоритм можна використовувати багаторазово, тобто помісти його в декілька алгоблоків. Алгоритми ОКО і ОКЛ розміщуються лише в перші чотири алгоритма.

Вся бібліотека алгоритмів розділена на 9 груп:

1 алгоритми лицьової панелі, включають 4 алгоритма;

2 алгоритми вводу-виводу, включають 13 алгоритмів;

3 алгоритми регулювання, включають 9 алгоритмів;

- 4 динамічні перетворення, включають 7 алгоритмів;
- 5 статичні перетворення, включають 14 алгоритмів;
- 6 аналогово-дискретні перетворення, включають 11 алгоритмів;
- 7 логічні операції, включає 10 алгоритмів;
- 8 дискретне керування, включає 13 алгоритмів;
- 9 групове неперервно-дискретне керування, включає 6 алгоритмів.

У функціональних схемах і табличних описах алгоритмів прийнята наступна система:

- X - аналогові сигнали і параметри на вході алгоритма;
- У - аналогові сигнали і параметри на виході алгоритма;
- С - дискретні сигнали і на вході алгоритма;
- D - дискретні сигнали і на виході алгоритма;
- T - інтервали часу і сталі часу;
- N - числові сигнали і параметри;
- K - масштабні коефіцієнти і коефіцієнти пропорційності;
- V - швидкість вимірювання сигналів і параметри, що задають швидкість вимірювання;
- W - технічні одиниці;
- Z - сигнал, формат якого задається при програмуванні;
- X(K) - каскадний вхід;
- У(K) - каскадний вихід;
- У₀ - початкове значення сигналу, яке передається на каскадний вхід алгоритма;
- m - модифікатор;
- МВ - масштаб часу.

Запишемо модифікацію даного контролера БК – 21 – 23. Тобто аналогових входів – 8, дискретних виходів – 20. Для того, щоб забезпечити обробку вхідної інформації й видачу керуючих сигналів необхідно використати два МК-51 тієї ж модифікації і один БК–21–25. Перший включатиме регулювання та сигналізацію рівня в СЗ; другий - регулювання

та сигналізацію рівнів у КЗ-I,II ступені; третій - сигналізацію температури перегрітої пари, а також сигналізацію та регулювання частоти обертання валу турбіни.

4.3 Розробка блок-схеми системи автоматичного керування та сигналізації

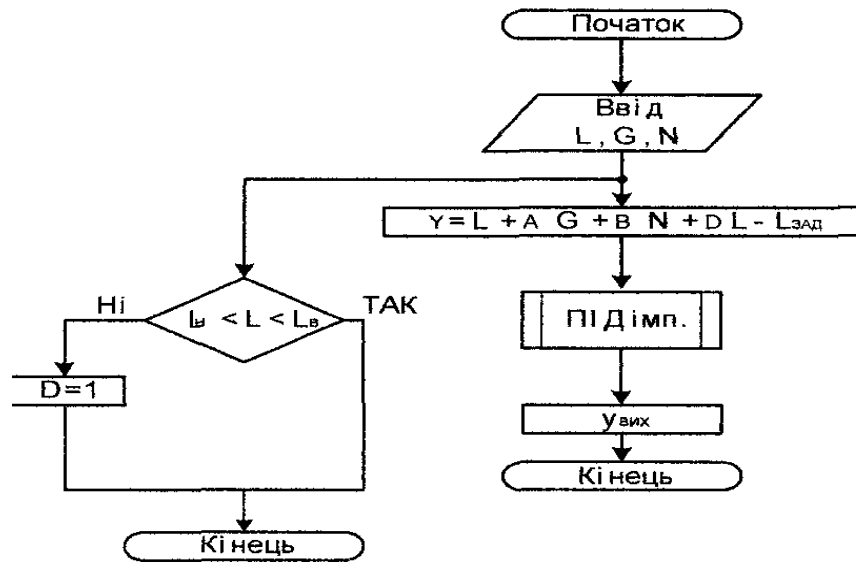


Рисунок 4.2 - Блок схема алгоритмів функціонування САК

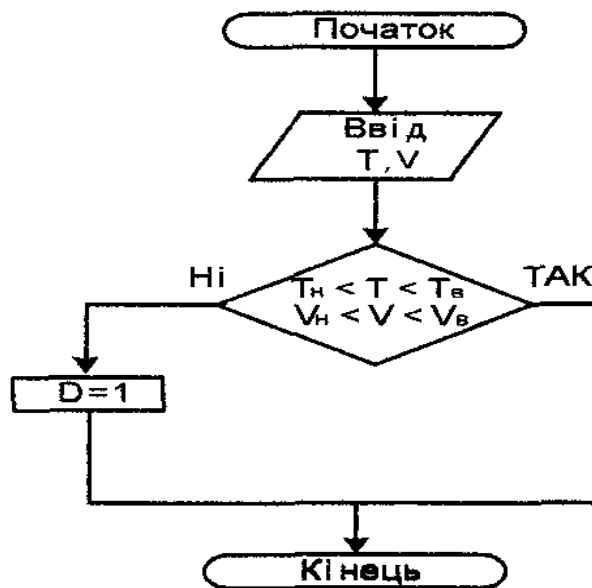


Рисунок 4.3 - Блок схема алгоритмів функціонування САС

Для зв'язку функціональних алгоритмів з апаратними засобами (рівнемірами, термопарами, показниками положення РО) аналогового входу застосовується алгоритм ВАА (вхід аналоговий групи А). Програма написана для регулювання рівня в КЗ-I і КЗ-II ступені перегріву, а також сигналізації по температурі перегрітої пари і швидкості обертання валу турбіни. Два контури регулювання по рівню є аналогічними, тому опишемо один з них.

Вхідний сигнал рівня L (від давана рівня) надходить до входу x_2 блоку сумування СМА, де відбувається сумування вхідних сигналів, які після сумування надходять на алгоблок РІМ. Вхідний сигнал показника положення РО надходить до входу x_1 блоку множення УМД, де множиться на коефіцієнт чутливості x_2 , після цього надходить на суматор. Для реалізації сигналізації рівня сигнал рівня паралельно подається на блок ПОК вхід x_1 .

Алгоритм ПОК-пороговий контроль контролює декілька (до 20) аналогових сигналів порівнюючи кожний із них з двома індивідуальними для кожного сигналу доступними значеннями (нижнім і верхнім). Як правило, алгоритм використовується разом з алгоритмами ОКО або ОКЛ.

Після цього сигнал який досяг заданого значення в блоці ПОК формується дискретний сигнал який іде на дискретний вихід ДВБ групи Б який в свою чергу може обслуговувати до 16 дискретних виходів. В алгоритмі ЗДН (завдання) записане задане значення рівня, яке необхідно підтримувати, і яке з виходу $y_{злн}$ надходить на вхід $x_{здн}$ алгоритму РІМ.

Отже, залежно від величини сигналів, що надійшли до алгоритму і заданого закону регулювання, РІМ формує сигнали керуючої дії y і розузгодження y_ε . Сигнал y надходить до входу алгоритму РУЧ. Сигнал розузгодження y_ε поступає на вхід x_ε алгоритму ОКО.

Алгоритм РУЧ застосовується для зміни режимів регулятора. Вихідний сигнал цього алгоритму надходить до входу x_1 алгоритму ИВБ (імпульсний вихід групи Б), який перетворює сигнал, сформований алгоритмом РІМ

послідовністю імпульсів зі змінною шпаруватістю. Імпульсний сигнал від алгоритму надходить до виконавчого механізму типу МЕО.

Наступні входи алгоритму ОКО, окрім сигналів y_ε алгоритму РІМ, отримують сигнали:

- $x_{здн}$ - від алгоритму ЗДН (сигнал завдання рівня);
- $X_{вх}$ - від алгоритму ВАА (сигнал від давачів);
- $X_{руч}$ - від алгоритму РУЧ;
- $x_{ер}$ - від алгоритму ВАА (сигнал від показника положення РО);
- z - від алгоритму ВАА (сигнал від давача).

ВИСНОВКИ

На сучасному етапі розвитку промисловості особлива увага приділяється прискореному зростанню продуктивності праці і підвищенню техніко-економічної ефективності виробництва шляхом широкого використання автоматизованих систем керування технічними процесами.

В даному курсовому проекті розроблено автоматизоване регулювання температури перегрітої пари барабанного парового котла типу БКЗ-420-140-6. Дана система автоматизації була розроблена для здешевлення процесу пароутворення в котлоагрегаті яка застосовується на всіх ділянках підприємства. Також описана і розроблена функціональна схема регулювання температури перегрітої пари, та розміщення технологічних засобів САР на даній схемі .

В курсовому проекті проведено розрахунок параметрів наладки регулятора, динамічних параметрів налагодження автоматичних регуляторів та розрахунок надійності і якості процесу регулювання, розрахунок теплових навантажень ТЕЦ по режимах.

За допомогою функціональної схеми автоматизації здійснено регулювання основних технологічних параметрів процесу .

Розроблено схеми автоматизації, принципова електрична схема підключення і замовні специфікації до них. Розглянуті: технологічний контроль, автоматичне регулювання.

Зроблено вибір технічних засобів. Розглянуто питання монтажу і метрологічного забезпечення

Здійснено обґрунтування економічної ефективності автоматизації технологічних рішень.

Термін окупності капітальних вкладень становить 2,64 років річний економічний ефект становить 534779,89. Розглянуті питання по

безпеці життєдіяльності по обслуговуванню барабанного парового котла типу БКЗ-420-140-6.

З досвіду розробки і експлуатації автоматизованих систем впливає, що оптимальне вирішення питань автоматизації досягається тільки при умові раціонального співвідношення між рівнем автоматизації і досконалістю технологічного обладнання і засобів автоматизації, тобто автоматизація доцільна для високого надійного технічного обладнання з використанням якісної апаратури автоматизації.

5_ОХОРОНА_ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Підвищення стійкості роботи підприємства теплотехнічної галузі в воєнний час

На основі вивчення факторів, які впливають на стійкість роботи об'єктів, і оцінки стійкості елементів і галузей виробництва проти уражаючих факторів ядерної, хімічної і біологічної зброї, а також звичайних видів озброєння, таких як ракетна артилерія чи ударна авіація, необхідно завчасно організувати і провести організаційні, інженерно-технічні й технологічні заходи для підвищення стійкості роботи.

Здійснення організаційних заходів передбачає завчасну підготовку всіх структур цивільного захисту, служб і формувань до воєнного стану.

Вжиттям технологічних заходів підвищується стійкість роботи об'єктів шляхом змінювання технологічних процесів, режимів, можливих в умовах війни.

Інженерно-технічні заходи мають забезпечити підвищену стійкість виробничих споруд, технологічних ліній, устаткування, комунікацій об'єкта до впливу уражаючих факторів.

При проведенні цих заходів необхідно враховувати конкретні умови об'єкта народного господарства. Проте є загальні організаційні інженерно-технічні заходи, які мають проводитись на всіх об'єктах.

5.1.1 Забезпечення захисту людей та їх життєдіяльності

- Створення на об'єкті надійної системи оповіщення про загрозу нападу противника.

- Організація розвідки і спостереження за радіоактивним забрудненням, хімічним і біологічним зараженням; гідрометеорологічне спостереження за рівнем води, напрямком і швидкістю вітру, рухом і поширенням хмари радіоактивного забруднення, СДЯР і ОР.

- Створення фонду захисних споруд ЦО, запасів засобів індивідуального захисту і забезпечення своєчасної видачі їх населенню.
- Завчасна підготовка до масової санітарної обробки населення і знезаражування одягу, організація взаємодії з установами охорони здоров'я для медичного обслуговування населення у надзвичайних ситуаціях.
- Підготовка до евакуації людей, розміщених в зонах можливих руйнувань. Завчасна підготовка місць евакуації, організація прийому евакуйованих людей на територію населених пунктів.
- Постачання працівників продуктами харчування, питною водою, предметами першої необхідності; комунальне побутове обслуговування людей з урахуванням проведення евакуаційних заходів, забезпечення захисту продовольчих запасів.
- Навчання працівників способам захисту, надання першої допомоги, практичним діям в умовах надзвичайних ситуацій, морально-психологічна підготовка населення для виживання.
- Забезпечення чіткої інформації про обстановку та правила дій і поведінки населення в надзвичайних ситуаціях воєнного часу.

5.1.2 Захист цінного й унікального устаткування. Захистити цінне і унікальне устаткування можна завдяки проведенню інженерно-технічних заходів, щоб зменшити небезпеку пошкодження і руйнування цінного й унікального устаткування

- Варіантами такого захисту є розміщення зазначеного устаткування в заглиблених приміщеннях а також використання спеціальних захисних пристосувань, закріплення станків на фундаментах, застосування контрфорсів для підвищення стійкості проти перекидання обладнання.
- Для забезпечення стійкості роботи об'єктів повинні проводитись інженерно-технічні заходи на мережах комунального господарства з метою захисту джерел тепла із заглибленням у ґрунт комунікацій. Котельні слід розміщувати в спеціальному окремо розміщеному приміщенні.

- Якщо об'єкт одержує тепло з міської теплоцентралі, необхідно провести заходи для забезпечення стійкості трубопроводів і розподільних пристроїв, підведених до об'єкта.

- Теплова мережа має будуватися за кільцевою системою з прокладанням труб у спеціальних каналах зі з'єднанням паралельних ділянок. Для відключення пошкоджених ділянок мають бути встановлені запірно-регулюючі засувки, вентиля та ін. Ці пристосування необхідно розміщувати в оглядових колодязях, на території, що не завалюється при руйнуванні будівель.

- Система каналізації має будуватись окремо: одна для дощових, друга для промислових і господарських вод. На об'єкті має бути не менше двох виводів з підключенням до міських каналізаційних колекторів, а також виводи і колодязі з аварійними засувками на об'єктових колекторах з інтервалом 50 м на території, що не завалюється, для аварійного скидання неочищеної води в найближчі штучні та природні заглиблення.

- На деяких промислових об'єктах є системи для забезпечення технології виробництва: для подання кисню, аміаку, стиснутого повітря та інших рідких і газових реактивів. Для цих систем розробляють заходи для попередження виникнення вторинних факторів зброї, стихійних лих та виробничих аварій і катастроф.

5.1.3 Забезпечення стійкості роботи паливно-енергетичного комплексу і водопостачання

- Створення резерву енергетичних потужностей за рахунок автономних пересувних електростанцій, а також місцевих джерел електроенергії. Підготовка автономних електростанцій до роботи за спеціальним режимом (графіком) для забезпечення технологічних процесів виробництва, для яких неможливі тривалі перерви в електропостачанні.

- З метою попередження аварій на електричних мережах необхідно установити автоматичну систему відключення при виникненні перенапруги. Повітряні лінії електропостачання замінити на підземно-кабельні.

- Створення необхідних запасів (резервів) паливно-мастильних матеріалів та інших видів палива й організація їх безпечного зберігання.

- Щоб не допустити зупинки підприємства через дефіцит палива, необхідно підготуватись для роботи на різних видах палива: нафта, вугілля, газ.

- Для підвищення стійкості забезпечення водою слід провести такі заходи. Необхідно створити основні і резервні джерела водопостачання. Як резервне джерело краще мати артезіанську свердловину, яку необхідно підключити до системи водопостачання. Крім того, воду можна брати з близько розміщеної природної водойми або спорудити штучну водойму чи резервуари з обладнанням пристроїв для збору і перекачування води.

- Всі ділянки водопостачання повинні бути заглиблені в ґрунт з обладнанням пожежних гідрантів і пристроїв для відключення пошкоджених ділянок. Локальні мережі водопостачання окремих великих підприємств варто з'єднати із загальноміською системою водопостачання в єдине кільце.

- Підвищенню стійкості забезпечення водою сприяє подавання води безпосередньо в мережу поза водонапірними баштами, спорудження обвідних ліній для подання води поза пошкодженими спорудами.

- Завчасне вжиття заходів захисту вододжерел, водопровідних споруд, свердловин і шахтних колодязів від забруднення радіоактивними речовинами, зараження хімічними і біологічними засобами.

5.1.4 Забезпечення стійкого постачання об'єкта

Для забезпечення виробництва продукції необхідні електроенергія, паливо, мастила, засоби захисту рослин, мінеральні добрива, профілактичні й лікувальні препарати ветеринарної медицини, запасні частини, сировина та інші матеріально-технічні засоби. Забезпечення об'єктів цими ресурсами

дасть можливість випускати необхідну продукцію в надзвичайних умовах мирного і воєнного часу. Тому повинні проводитись такі заходи, які б забезпечили стійкість постачання і сприяли підвищенню захисту мережі електро-, водо-, газопостачання, транспортних комунікацій і джерел постачання всім необхідним для забезпечення функціонування галузей сільського господарства в надзвичайних умовах.

- З метою попередження аварій на електричних мережах необхідно встановити автоматичну систему відключення перенапруги. Повітряні лінії електропостачання слід замінити на підземно-кабельні.

- Газ використовується як паливо і на хімічних підприємствах у технологічному процесі. Для безперебійного забезпечення газом, газові мережі необхідно підводити до об'єкта з двох напрямків, які мають бути з'єднані в єдине кільце з обладнанням для можливого дистанційного автоматичного управління й у разі необхідності відключення пошкоджених ДІЛЯНОК.

- На великих підприємствах необхідно мати підземні ємності із закачаним резервним газом.

- На підприємствах, де використовується пара, необхідно захистити джерела його постачання, заглибити в ґрунт комунікації паропо-стачання і встановити запірні пристосування.

- Запас резервних матеріалів необхідно розраховувати на такі строки роботи підприємства, за які можливе відновлення регулярного постачання.

- Передбачити, на випадок перебоїв в постачанні підприємствами-суміжниками, створення місцевих матеріалів, сировини для виготовлення комплектуючих виробів і інструментів силами свого підприємства.

5.1.5 Забезпечення збереження й відновлення будівель і споруд.

- Оцінка можливих ступенів руйнування будівель і споруд господарства, населеного пункту.

- Визначення обсягу невідкладних ремонтних робіт, потреби в будівельних матеріалах.
- Розрахунок сил і засобів для проведення невідкладних ремонтних та інших робіт, а також знезаражування приміщень, виробничих ділянок і території.
- Створення і підготовка спеціальних формувань для ремонтно-відновних, будівельних та інших робіт на об'єкті. При будівництві нових будівель і захисних споруд врахувати вимоги ЦЗ.
- Розробка комплексу протипожежних заходів, які виключали б можливість виникнення масових пожеж.

5.1.6 Забезпечення надійності системи управління і зв'язку

Організація захищеного пункту управління, оснащення його засобами зв'язку, які б дали можливість швидко доводити сигнали ЦЗ до всіх виробничих підрозділів і населення у місцях проживання.

- Розробка документів, які регламентують чіткі дії персоналу для забезпечення сталої роботи об'єкта в надзвичайних умовах.
- Підготовка необхідного резерву кадрів спеціалістів, механізаторів і керівних працівників для зміни тим, які будуть мобілізовані.
- Планування збору даних про обстановку, передачу команд і розпоряджень в умовах впливу на об'єкт уражаючих факторів. Організація використання радіозасобів, телефонного зв'язку, посильних для зв'язку з віддаленими населеними пунктами, виробничими підрозділами, а також з колонами евакуйованого населення, що перебувають у дорозі, і відповідальними особами, які супроводжують під час евакуації.
- Забезпечення дублювання ліній і каналів зв'язку. Для підтримання на високому рівні ЦЗ регулярно проводити підготовку населення, спеціалістів, проводити об'єктові тренування і командні навчання.

5.2 Основні причини виробничих травм та професійних захворювань

5.2.1 Причини виробничих травм

Успішна профілактика виробничого травматизму та професійної захворюваності можлива лише за умови ретельного вивчення причин їх виникнення. Для полегшення цього завдання прийнято поділяти причини виробничого травматизму і професійної захворюваності на такі основні групи: організаційні, технічні, санітарно-гігієнічні, економічні, психофізіологічні.

Організаційні причини: відсутність або неякісне проведення навчання з питань охорони праці; відсутність контролю; порушення вимог інструкцій, правил, норм, стандартів; невиконання заходів щодо охорони праці; порушення технологічних регламентів, правил експлуатації устаткування, транспортних засобів, інструменту; порушення норм і правил планово-попереджувального ремонту устаткування; недостатній технічний нагляд за небезпечними роботами; використання устаткування, механізмів та інструменту не за призначенням.

Технічні причини: несправність виробничого устаткування, механізмів, інструменту; недосконалість технологічних процесів; конструктивні недоліки устаткування, недосконалість або відсутність захисного огороження, запобіжних пристроїв, засобів сигналізації та блокування.

Санітарно-гігієнічні причини: підвищений (вище ГДК) вміст у повітрі робочих зон шкідливих речовин; недостатнє чи нераціональне освітлення; підвищені рівні шуму, вібрації; незадовільні мікрокліматичні умови; наявність різноманітних випромінювань вище допустимих значень; порушення правил особистої гігієни.

Економічні причини: нерегулярна виплата зарплати; низький заробіток; неритмічність роботи; прагнення до виконання понаднормової роботи; праця за сумісництвом чи на двох різних підприємствах.

Психофізіологічні причини: помилкові дії внаслідок втоми працівника через надмірну важкість і напруженість роботи; монотонність праці; хворобливий стан працівника; необережність; невідповідність психофізіологічних чи антропометричних даних працівника використовуваній техніці чи виконуваній роботі; незадоволення роботою; несприятливий психологічний мікроклімат у колективі.

Основні заходи щодо попередження та усунення причин виробничого травматизму і професійної захворюваності поділяються на технічні та організаційні.

До технічних заходів належать заходи з виробничої санітарії та техніки безпеки.

Заходи з виробничої санітарії передбачають організаційні, гігієнічні та санітарно-технічні заходи та засоби, що запобігають дії на працюючих шкідливих виробничих чинників. Це створення комфортного мікроклімату шляхом влаштування відповідних систем опалення, вентиляції, кондиціонування повітря; теплоізоляція конструкцій будівлі та технологічного устаткування; заміна шкідливих речовин та матеріалів нешкідливими; герметизація шкідливих процесів; зниження рівнів шуму та вібрації; встановлення раціонального освітлення; забезпечення необхідного режиму праці та відпочинку, санітарного та побутового обслуговування.

Заходи з техніки безпеки передбачають систему організаційних та технічних заходів та засобів, що запобігають впливу на працюючих небезпечних виробничих чинників. До них належать: розроблення та впровадження безпечного устаткування; механізація та автоматизація технологічних процесів; використання запобіжних пристосувань, автоматичних блокувальних засобів; правильне та зручне розташування органів керування устаткуванням; впровадження систем автоматичного

регулювання, контролю та керування технологічними процесами, принципово нових нешкідливих та безпечних технологічних процесів.

До організаційних заходів належать: правильна організація роботи, навчання, контролю та нагляду з охорони праці; дотримання трудового законодавства, законодавчих та інших нормативно-правових актів з охорони праці; впровадження безпечних методів та наукової організації праці; проведення оглядів, лекційної та наочної агітації та пропаганди з питань охорони праці; організація планово-попереджувального ремонту устаткування, технічних оглядів та випробувань транспортних та вантажопідіймальних засобів, посудин, що працюють під тиском.

5.2.2 Визначення збитків, пов'язаних з виробничим травматизмом і захворюваннями працівників

Виробничий травматизм, професійні та професійно зумовлені захворювання завдають не лише соціальних, але й значних економічних збитків, тому методика визначення економічних наслідків непрацездатності є важливою й актуальною в сучасному виробництві. Розроблені методи розрахунку економічних наслідків тимчасової непрацездатності є досить громіздкими та складними, тому розглянемо спрощену методику визначення збитків, пов'язаних з виробничим травматизмом і загальними захворюваннями працівників, запропоновану професорами М. Гандзюком та М. Купчиком. Суть цієї методики полягає у визначенні матеріальних збитків шляхом розрахунків певних показників за кожним видом причин, які зумовлюють ті чи інші збитки, та визначення узагальненого показника, який вказує їх питому вагу в загальному обсязі виробництва.

Виявлення розміру матеріальних збитків, що їх завдає виробничий травматизм підприємству, здійснюється за формулою

$$M_{\text{ст}} = D_{\text{т}} (A + B_{\text{т}}),$$

де $M_{лт}$ - збитки, зумовлені тим, що працівники, які отримали травми, не брали участі у створенні матеріальних цінностей, грн; $D_{у}$ - загальна кількість днів непрацездатності за розрахунковий період, спричинених травматизмом та профзахворюваннями; A - середньоденна втрата прибутку від невиробленої продукції в розрахунку на один день, грн; $B_{ч}$ - середній розмір виплат за листком непрацездатності за один день усім потерпілим від травм, грн.

Визначення показника річних втрат, що зумовлені річним травматизмом, здійснюється за формулою

$$K_{лт} = 100 \cdot M_{лт} / P,$$

Де \sim показник втрат річного обсягу виробництва продукції від виробничого травматизму, %; P - обсяг виробленої продукції за рік, грн.

Визначення розміру збитків, яких зазнає підприємство від загальних захворювань працівників, здійснюється за формулою:

$$M_{зз} = D_{з} (A + B_{з}),$$

де $M_{зз}$ - збитки, зумовлені тим, що хворі працівники не беруть участі у створенні матеріальних цінностей, грн; $D_{з}$ - загальна кількість робочих днів, що їх втратили за звітний період усі працівники, які хворіли; $B_{з}$ - середній розмір виплат за один робочий день за всіма листками непрацездатності, що зумовлені загальними захворюваннями, грн; A - середньоденна втрата прибутку від невиробленої продукції в розрахунку на один день, грн.

Показник річних втрат, які зумовлені загальними захворюваннями працівників підприємства, визначається за формулою:

$$K_{зз} = 100 \cdot M_{зз} / P,$$

де k^{TM} ~ показник втрат, який характеризує збитки від загальних захворювань працівників, %; Р - обсяг виробленої продукції за рік, грн; Мю - річні збитки через захворювання працівників.

Узагальнений показник, який характеризує сумарні втрати підприємства від травматизму та загальних захворювань працівників, дорівнює:

$$K_{\text{за}} = K_{\text{т}} + K_{\text{за}},$$

де узагальнений показник витрат підприємства від травматизму та загальних захворювань працівників, %.

Цей показник визначає, скільки відсотків річного прибутку втрачено через травматизм, профзахворювання та загальні захворювання працівників підприємства.

Наведена вище методика дозволяє оцінити втрати, яких зазнає підприємство від травм і хвороб робітників, що працюють на ньому. Однак вона не дає можливості здійснити повний аналіз, бо не враховує збитки від пошкодження обладнання та інвентарю, які часто трапляються під час аварії, або невиробничих втрат часу, пов'язаних з розслідуванням нещасних випадків, та інших матеріальних та нематеріальних втрат.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.: ил.
- 2 Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978. – 192 с., ил.
- 3 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В.Я.Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328с.: ил.
- 4 Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов/ Л.Г. Борисов, Б.А. Князевский, С.М. Кучерук и др.; под ред. Б.А. Князевского. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 376 с., ил.
- 5 Пугач Л.И. Энергетика и экология: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 504 с. – (Серия «Учебник НГТУ»).
- 6 Тепловые и атомные электрические станции: Диплом. проектирование: Учеб. пособие для вузов/ А.Т. Глюза, В.А. Золотарева, А.Д. Качан и др.; Под общ. ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана. – Мн.: Выш. шк., 1990. – 336 с.: ил.
- 7 Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. – Мн.: Выш. школа, 1982. – 318 с.,ил.
- 8 Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям: Учеб. пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 232 с., ил.
- 9 Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы). (Центр науч.-исслед. и проектно-конструкторский котлотурбинный ин-т им.И.И. Ползунова. Всесоюзного ордена Трудового знамени теплотехнический ин-т им. Ф.Э. Дзержинского. Руководящие указания Вып.32). - Л.:1971. - 309 с.
- 10 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/ Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. - 2-е изд., перераб. – М.:

Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.3).

11 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и подстанций: Справочное пособие для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов 4-е изд., переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 1989,-608 с.: ил.

12 Рожкова Л.Д. , Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций: Учебное пособие для техникумов 3-е изд., переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 648 с.: ил.

13 Рожкова Л.Д. , Козулин В.С., Электрооборудование станций и подстанций: Учебное пособие для техникумов 3-е изд., переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 648 с.: ил.

14 Ривкин С.Л. и Александров К.А., Термодинамические свойства воды и водяного пара. М., «Энергия», 1975, 80 с. с ил.

15 Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины.-2-е изд.: перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-640 с.: ил.

16 Юренев В.Н. и Лебедева П.Д., Теплотехнический справочник, в 2-х т., Т.1, Изд. 2-е, переработанное М., «Энергия», 1975, 744 с. с ил.

17 Юренев В.Н. и Лебедева П.Д., Теплотехнический справочник, в 2-х т., Т.2, Изд. 2-е, переработанное М., «Энергия», 1976, 896 с. с ил.

18 Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). – М.: Энергия, 1973. – 295 с.