



**Міністерство освіти і науки
України**

**ДЕРЖАВНИЙ
БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет мехатроніки та інжинірингу

Кафедра тракторів і автомобілів

**ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ. СИСТЕМИ
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ І ТЕПЛОВІ МЕРЕЖ**

Конспект лекцій

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої
освіти денної та заочної форм навчання зі
спеціальності 187 «Деревообробні та меблеві
технології»**

**Харків
2023**

Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

Факультет мехатроніки та інжинірингу

Кафедра тракторів і автомобілів

ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ. СИСТЕМИ
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ І ТЕПЛОВІ МЕРЕЖ

Конспект лекцій

для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої
освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності
187 «Деревообробні та меблеві технології»

Затверджено рішенням
Методичної ради
ФМІ ДБТУ
Протокол № 4
від 04.05.2023 р.

Харків
2023

УДК 622.273:622.063.88

Схвалено на засіданні кафедри тракторів і автомобілів
протокол № 9 від 25.04.2023 р.

Джерела теплової енергії та енергетичні ресурси. Системи теплопостачання і теплові мережі Конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності 187 «Деревообробні та меблеві технології». Харків. ДБТУ; уклад.: С.О. Поляшенко, О.В. Єсіпов.– Харків: [б. в.], 2023.–156 с.

Конспект лекцій призначений для підвищення ефективності практичної підготовки студентів по дисципліні.

В конспекті лекцій розглянуто можливість і умови стійкого розвитку енергетики України з урахуванням світового досвіду, показано ефективне вирішення проблем енергозабезпечення, переваги розвитку на основі використання сучасних технологій переробки палива, потенціалу енергоресурсозаощадження, відновлюваних і вторинних ресурсів.

Конспект лекцій призначений для студентів всіх форм навчання, для виконання практичних занять, самостійних робіт, кваліфікаційних робіт бакалаврів і магістрів, а також може бути використаний викладачами кафедри при проведенні практичних занять і контрольних заходів в аудиторії, комплектуванні питань в екзаменаційних білетах.

Рецензенти:

Є.І. Калінін, д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри тракторів, автомобілів та біоенергоресурсів Національного університету біоресурсів і природокористування України.

М.Л. Шуляк, д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри агроінжинірингу Сумського національного аграрного університету

Відповідальний за випуск: І.О. Шевченко, к.т.н., доцент, зав.каф.

© Поляшенко С.О., Єсіпов О.В. 2023

© ДБТУ, 2023

ВСТУП

Теплопостачання є крупною галуззю народного господарства. Досить сказати, що на потреби теплопостачання щорічно витрачається 25% всього палива, що здобувається і виробляється. В умовах обмежених паливних ресурсів раціональне і економне витрачання ними є завданням великої державної ваги. Значна роль у вирішенні цієї задачі відводиться централізованому теплопостачанню і теплофікації, які тісно пов'язані з електрифікацією і енергетикою. Централізоване теплопостачання базується на використанні крупних районних котельних, що характеризуються значно більшими ККД, чим дрібні опалювальні установки. Теплофікація, тобто централізоване теплопостачання на базі комбінованого вироблення тепла і електроенергії, є вищою формою централізованого теплопостачання. Вона дозволяє скоротити витрату палива на 20÷25 %. Окрім економії палива централізація теплопостачання має велике соціальне значення, сприяючи підвищенню продуктивності труда, витісняючи малокваліфіковані професії, покращуючи умови труда і підвищуючи культуру виробництва. Централізовані системи теплопостачання істотно покращують побутові умови життя населення. При централізованому теплопостачанні дрібні опалювальні установки, що є джерелами забруднення повітряного басейну, ліквідуються, а замість них використовуються крупні джерела тепла, газові викиди яких містять мінімальні концентрації токсичних речовин. Таким чином, централізація теплопостачання сприяє вирішенню крупної задачі сучасності - охорона навколишнього природного середовища. В даний час в результаті досягнень в області використання ядерного палива розвивається новий напрям - централізоване теплопостачання на базі атомних ТЕЦ і атомних котельних. Використання ядерного палива для теплопостачання скорочує витрату дефіцитного органічного палива і полегшує вирішення проблеми паливно-енергетичного балансу країни.

Провідною є роль теплової енергії також у загальному енергетичному балансі сільських районів (близько 80%). Основні споживачі теплоти — це тваринницькі комплекси та теплиці. Величезна кількість її витрачається на опалення та вентиляцію приміщень, створення мікроклімату в сховищах, на сушіння і переробку сільськогосподарської продукції та на інші цілі.

Система теплопостачання сільського господарства має характерні особливості; їй притаманні відокремленість та різноманітність споживачів теплоти, нерівномірний характер теплових навантажень. Тому в одних сферах сільськогосподарського виробництва та побуту передбачається

децентралізоване, а в інших — централізоване теплопостачання.

Ефективне вирішення проблеми енергозабезпечення сільського господарства можливе лише за умови врахування усіх особливостей теплоспоживання, а також сучасних досягнень в галузі енергозберігаючих технологій сільськогосподарського виробництва. Одним з ефективних шляхів економії в сільському господарстві дефіцитного органічного палива є використання відновлюваних та вторинних енергетичних ресурсів.

Можна з упевненістю прогнозувати збільшення попиту на установки та пристрої, що використовують нетрадиційні відновлювані джерела енергії. Зазначимо, що нині в країнах Європи, США та інших кількість вітроустановок, сонячних колекторів, фотоелектричних і теплонасосних установок, геотермальних та біоенергетичних систем досить велика і постійно зростає.

Україна має також величезні ресурси відновлюваних джерел енергії. Тому їх використання є однією з найактуальніших проблем. Зокрема, для фермерських господарств енергетичні установки на базі нетрадиційних відновлюваних джерел — це не тільки шлях до економії вуглеводневого палива, електроенергії, але й можливість розвиватись в районах, віддалених від джерел централізованого енергопостачання. Відновлювані джерела енергії екологічно чисті, сприяють зменшенню забруднення навколишнього середовища.

Сьогодні в сільському господарстві використовується різноманітне теплоенергетичне обладнання, оснащене сучасними системами регулювання та автоматичного керування. У багатьох господарствах експлуатуються котли середньої та великої потужності, розгалужені мережі теплопостачання. Постійно також зростають потужності теплогенеруючих установок, підвищуються вимоги щодо економії паливно-енергетичних ресурсів та охорони навколишнього середовища. У зв'язку з цим значно зростає роль інженерів, які обслуговують теплоенергетичне обладнання.

1 ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ. ПРИЗНАЧЕННЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ДЖЕРЕЛ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

1.1 Основні види енергії і джерела теплоти, які використовуються для теплопостачання

1.1.1 Загальні відомості. Джерела теплової енергії

Енергетика є важливою частиною сучасного виробництва. Вона включає в себе одержання, переробку, перетворення, транспортування і використання енергоресурсів і енергоносіїв усіх видів.

У загальному випадку розрізняють такі основні стадії трансформації первинних енергетичних ресурсів: добування, видобуток або пряме використання первинних природних ресурсів енергії (відновлюваних або невідновлюваних); переробка первинних ресурсів; транспортування первинних ресурсів або перетворених видів енергії; перетворення енергії ресурсів на електричну або теплову; використання енергії.

Розвиток енергетики впливає на різні компоненти природного середовища: атмосферу (споживання кисню, викид газів, пари, надлишку теплоти і твердих часток); гідросферу (споживання води, забруднення рік та озер тощо) і літосферу (споживання викопного палива, зміни ландшафту та водного балансу, викиди на поверхню землі токсичних речовин тощо). Тому досить актуальною є проблема взаємовпливу енергетики і довкілля. Ця проблема охоплює три аспекти: енергетику як об'єкт, що впливає на навколишнє середовище; оточуюче середовище як об'єкт, що визначає можливості розвитку економіки; взаємодію цих двох об'єктів.

Системи теплопостачання — це комплекси пристроїв, що продукують теплову енергію і доставляють її (у вигляді пари, гарячої води або підігрітого повітря) споживачеві. Елементом системи є теплогенеруючий пристрій.

Теплогенеруючим пристроєм називають сукупність пристроїв та механізмів для виробництва теплової енергії у вигляді водяної пари, гарячої води або підігрітого повітря.

Джерело енергії, в тому числі і теплової,— це речовина, енергетичний потенціал якої достатній для перетворення в інші види з метою наступного ефективного та доцільного використання. Енергетичним потенціалом речовини називається параметр, що дозволяє оцінити принципіальну можливість і доцільність її використання як

джерела енергії. Енергетичний потенціал виражається у джоулях (Дж) або кіловат-годинах (кВт(тепл.)год).

$1 \text{ кВт(тепл.)год} = 3600 \text{ кДж}$.

Джерела енергії поділяють на первинні та вторинні. До *первинних* відносять джерела, що є результатом природних процесів. Їх енергетичний потенціал не залежить від діяльності людини. Первинними джерелами енергії є: викопні горючі речовини, ядерне паливо, термальні води, сонце, вітер, ріки, океани тощо.

Вторинними джерелами енергії є побічні продукти діяльності людини: гарячі відходи промислових підприємств і теплових станцій у вигляді газів, пари та води; скидна теплота компресорних станцій магістральних газопроводів у вигляді газів, пари і води; нагріті вентиляційні викиди; відходи сільськогосподарського виробництва тощо.

Первинні джерела енергії поділяють на невідновлювані та відновлювані. До невідновлюваних первинних джерел енергії відносять викопні горючі речовини, уран та торій. Відновлювані первинні джерела енергії є продуктами діяльності і процесів на Землі: вітер, водні ресурси, океан, гідро- та петротермальні джерела, рослинні продукти біологічної діяльності на Землі (деревина та інші рослинні речовини на Землі, у морях, океанах), а також енергія Сонця. Якщо буде вирішене питання практичного використання термоядерної енергії синтезу речовин, людство буде мати невичерпне первинне джерело енергії.

1.1.2. Енергетичні ресурси

За ступенем розвіданості енергетичні ресурси поділяють на три категорії — А, В, С. Записи категорії А добре розвідані та підготовлені до видобутку; категорії В — геологічно обґрунтовані та відносно добре розвідані; категорії С — передбачувані запаси, встановлені за геологічними прогнозами та географічними даними.

Крім цього, користуються також поняттям загальногеологічних прогнозованих запасів, що визначають на основі геологічних розрахунків і використовують для оцінки наявних ресурсів на далеку перспективу.

Нині понад усе використовують ресурси органічних палив (до 90 % всіх використовуваних енергетичних ресурсів).

Найбільші енергетичні ресурси органічного палива зосереджені у вугіллі. Прогнозовані геологічні ресурси кам'яного та бурого вугілля у світі становлять 6000—15000 млрд. тонн умовного палива (це єдиний еквівалент всіх видів палива за теплою згоряння). Розрахункова теплота

згорання умовного палива дорівнює 29,308 МДж/кг., що відповідає 175700—460550 ЕДж (1 ЕДж = $18 \cdot 10^{18}$ Дж). Розвідані запаси вугілля дорівнюють 600—680 млрд. т у. п., тобто 5—10 % їх загальногеологічних запасів. Майже 90 % розвіданих запасів вугілля зосереджені у країнах СНД, США та КНР. Великі запаси високоякісного вугілля є в Україні.

Геологічні ресурси нафти у світі складають 280—515 млрд. т у. п., або 8380—15100 ЕДж, тобто у 20—30 рази менше, ніж вугілля. З цієї кількості розвідані запаси дорівнюють 130—131 млрд. т у. п. При добуванні нафти ступінь видобутку її з пласта звичайно не перевищує 40 % запасів родовища. До запасів нафти відносять бітуліозні піски та нафтоносні сланці. Їх запаси у 2—3 рази більші під ресурсів традиційної нафти.

Останнім часом перспективні глибоководні морські та арктичні родовища нафти. Їх запаси становлять 230 млрд. т.

Ресурси природного газу на Землі оцінюються у 180—315 млрд. т, що відповідає 5200—9200 ЕДж. Розвідані запаси складають 40—55% загальногеологічних ресурсів. Вони розподілені таким чином: у країнах СНД — 10%, Близького Сходу — 25 %, Північної Америки — 10 %,

Ресурси урану $U=235$, що економічно доцільно використовувати для потреб енергетики, у світі оцінюються у 155 млрд. т у. п., тобто 4540 ЕДж. З них розвіданих ресурсів — 66 млрд. т у. п., що відповідає 3 млн. т урану.

Для відновлюваних енергетичних ресурсів енергетичний потенціал звичайно приймають рівним строку їх використання у 100 років. Загальні геологічні ресурси гідроенергії річок дорівнюють 3,5—4,0 млрд. т у. т./рік, або 102—117 ЕДж/рік. Розвідані ресурси енергії річок оцінюються у 1,23 млрд. т у. п./рік.

Біопаливо — органічні матеріали, такі як деревина, відходи та спирти, які використовуються для виробництва енергії. Це — поновлюване джерело енергії, на відміну від інших природних ресурсів, таких як нафта, вугілля й ядерне паливо. Офіційне визначення біопалива — будь-яке паливо, яке містить (за об'ємом) не менш ніж 80% матеріалів, отриманих від живих організмів, зібраних у межах десяти років перед виробництвом. Біопаливо оцінюється у $2 \times 4 \times 10^{12}$ т. Крім того, в океанах щорічно утворюється $0,06 \times 10^6$ т рослинної маси.

Енергетичні ресурси сонячної енергії становлять близько 2,4 млн. ЕДж/рік. Енергетичний потенціал вітру оцінюється у 6,1 ЕДж/рік, а хвиль океанів — у 95 ЕДж/рік.

Геотермальні енергетичні ресурси - природне тепло Землі,

акумульоване в перших десятих кілометрах Земної кори, за оцінкою МРЕК-ХІ досягає 137 трлн. т у.п., що в 10 разів перевищує геологічні ресурси усіх видів палива разом узятих. З усіх видів геотермальної енергії мають найкращі економічні показники гідрогеотермальні ресурси – термальні води, пароводяні суміші і природна пара.

1.2. Паливо

1.2.1 Загальні відомості

Основним джерелом енергії, що використовується людиною, є паливо. П а л и в о м називають горючу речовину, яку спалюють для одержання необхідної кількості теплоти.

За агрегатним станом паливо поділяють на тверде, рідке та газоподібне. Воно може бути органічним і ядерним, а за походженням — природним та штучним.

В органічному паливі теплота виділяється у результаті реакцій сполучення горючих складових із окислювачем — киснем повітря. В ядерному паливі — при реакціях розпаду атомних ядер деяких ізотопів важких елементів (урану U^{235} та U^{233} плутонію Pu^{239}).

Органічне паливо — горюче, ядерне — розщеплюється.

Органічне паливо поділяють на викопне природне та штучне. Викопне природне паливо є продуктом біологічних та хімічних перетворень речовини рослин та мікроорганізмів, що існували мільйони років тому. Воно нагромаджене у надрах Землі.

Штучне органічне паливо створене людиною шляхом відповідної переробки природних сполук. Штучне паливо поділяють на композиційне і синтетичне. Композиційне паливо являє собою механічну суміш горючих (наприклад, пропан-бутан). Синтетичне паливо — це продукт термохімічної переробки горючих речовин, у результаті якої вони набувають нових властивостей, що задовольняють споживача більшою мірою. До синтетичного палива відносять: продукти переробки нафти; рідке паливо, що одержують з вугілля; етанол з рослинності тощо.

Для теплопостачання сільського господарства в основному використовують природне органічне паливо.

Поняття «паливо» є категорія не тільки технічна, а й економічна та екологічна, оскільки у кожному конкретному випадку його використання має бути ефективним. До того ж, при спалюванні палива необхідно створити умови для якомога меншого забруднення навколишнього середовища.

Класифікація основних видів палива за його походженням та агрегатним станом наведена у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 Класифікація палива

Агрегатний стан палива	Походження палива	
	природне	штучне
Тверде	Викопне (торф, буре та кам'яне вугілля, антрацит, горючі сланці), дрова, відходи с/г виробництва	Кокс, напівкокс, торфові та кам'яновугільні брикети, деревне вугілля
Рідке	Нафта	Топкові мазути , паливо пінкове побутове, дизельне, солярове масло, бензин тощо. Продукти переробки твердого палива. Синтетичне паливо
Газоподібне	Природний та попутний газ	Гази генераторний , доменний, коксовий та ін. Пропан-бутанова суміш. Біогаз

Кокс — тверда, міцна пориста маса, продукт коксування або крекінгу природного палива або продуктів його переробки при температурах 950—1100°C без доступу повітря. Застосовують переважно як паливо й відновник у металургійній промисловості. В залежності від виду сировини розрізняють кокс: кам'яновугільний, електродний пековий, нафтовий.

Мазут - рідкий продукт темно-коричневого кольору, суміш вуглеводнів (з молекулярною масою від 400 до 1 000 грам/моль), нафтових смол (з молекулярною масою 500-3 000 і більш грам/міль), асфальтенів, карбенів, карбодів і органічних металомістких сполук (V, Ni, Fe, Mg, Na, Ca). Фізико-хімічні властивості мазуту залежать від хімічного складу початкової нафти і ступеня відгону фракцій дистилятів і характеризуються такими даними : в'язкість 8—80 мм·г/с³ (при 100 °С), Густина 0,89—1 г/см³ (при 20 °С), температура застигання 10—40°с, вміст сірки 0,5—3,5 %, золи до 0,3 %, нижча теплота згорання 39,4-40,7 Мдж/моль. Вихід мазуту складає близько 50 % маси з розрахунку на початкову нафту.

Мазут застосовується як паливо для парових котлів, котельних установ (котельне паливо) і промислових печей (наприклад, мартенів).

Антрацит - твердий, високої щільності, блискучий різновид вугілля, що містить більш 90 % вуглецю і має низький відсоток домішок. Горить без полум'я, диму і запаху. Високоякісне енергетичне паливо.

Найбільш метаморфізований різновид вугілля кам'яного, що має високу теплотворну здатність. Злам раковистий, зрідка зернистий. Колір чорний або сіруватий, Блиск металічний. Густина 1500—1700 кг/м³, твердість 2—2,5; теплотворна здатність 33...35 МДж/кг — 8000—8600 ккал. Антрацит не спікається і дає порошок.

Хімічні властивості антрациту: вуглецю 92—97%, водню 2—3%, кисню 2—3%, азоту — 1%, фосфору—0,01%, вологи 2—4% , золи 3—9% , летких речовин 2—8%, сірки 1—3%. Під мікроскопом антрацит в тонких шліфах непрозорий, рослинні залишки невиразні.

Газ генераторний — вид газоподібного палива, що його одержують у газогенераторах газифікацією вугілля, торфу тощо. Склад газу залежить від природи палива, типу окисника, температури процесу та його технологічного оформлення.

1.2.2 Склад і характеристика палива

Органічне паливо складається із горючих елементів — водню (H), вуглецю (C), сірки (S) та негорючих елементів — кисню(O) та азоту (N). Сірку, що міститься у паливі, поділяють на горючу, так звану летку сірку S_L , та негорючу S_H . Горюча сірка складається із органічних S_{OP} та колчеданних S_K сполук: $S_L = S_{OP} + S_K$. Крім того, до складу палива входять волога W та зола A .

Вміст елементів визначають у процентах за масою.

Розрізняють робочу, суху, горючу та органічну маси органічного палива. Кожній складовій маси палива присвоюються відповідний надбудовний індекс.

Робоча маса:

$$C^P + H^P + S^P + O^P + N^P + A^P + W^P = 100\% . \quad (1.1)$$

Склад палива, висушеного при $t = 105—110$ °C , визначає його суху масу:

$$C^c + H^c + S_L^c + O^c + N^c + A^c = 100\% . \quad (1.2)$$

Склад палива як горючого матеріалу визначається складом його горючої маси:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S^r = 100\% . \quad (1.3)$$

Власне горючими у цій масі є вуглець, водень та сірка. Органічна маса:

$$C^{\circ} + H^{\circ} + S^{\circ} + O^{\circ} + N^{\circ} = 100 \% \quad (14)$$

Сірка органічної маси не містить колчеданної складової.

Приведення елементного складу палива від сухої маси до іншої провадиться за допомогою коефіцієнтів, що ґрунтуються на відповідних пропорціях.

Газоподібне паливо являє собою суміш різних горючих (CO , H_2 , CH_4 , C) і негорючих (O_2 , N_2 , CO_2) газів і невеликої кількості водяної пари. Баластом у сухому природному газі є азот та діоксид вуглецю.

Склад газоподібного палива задається у відсотках до об'єму і всі розрахунки відносять до кубічного метра сухого газу за нормальних умов: тиску 101,3 кПа (760 мм рт. ст.) і температури $0^{\circ}C$. Вміст домішок (водяних парів, смоли, пилу) виражають у $г/м^3$ сухого газу.

Основним елементом горючої маси твердого і рідкого палива є вуглець. Із збільшенням віку твердого палива вміст вуглецю збільшується (від 40 % у деревині та до 93%—в антрациті). У робочій масі нафти та нафтопродуктів вміст вуглецю коливається у межах $C^p = 84...87\%$. За повного згоряння вуглецю утворюється діоксид вуглецю CO_2 і виділяється 32,8 МДж теплоти на 1 кг вуглецю.

При неправильній організації процесу горіння відбувається неповне згоряння вуглецю, внаслідок чого утворюється оксид вуглецю CO та виділяється всього 9,2 МДж теплоти.

Водень є складовою частиною будь-якого палива. У твердому паливі кількість водню може досягати 6%, у рідкому— 11...14%. При повному згорянні 1 кг водню виділяється 143,64 МДж теплоти.

У твердому паливі у більшості східних районів України вміст сірки невеликий ($S_{ор+к}^r < 1\%$); у деякому вугіллі (українському, підмосковному та ін.) вміст її зростає до 6-9%.

За вмістом сірки нафту і мазут поділяють на три класи: малосірчасті із вмістом сірки до 0,5 %, сірчасті — від 0,51 до 2% і високосірчасті — більше 3,5%. При згорянні сірки утворюється токсичний сірчастий ангідрид SO_2 — (у невеликих кількостях) сірчаний ангідрид SO_3 . При повному згорянні сірки виділяється 10,92 МДж на 1 кг сірки. Сірчасті гази у поєднанні із водяними парами спричиняють корозію сталевих поверхонь котла. Викиди SO_2 і SO_3 з продуктами згоряння викликають забруднення повітряного басейну і негативно впливають на тваринний і рослинний світ та здоров'я людини.

Вміст азоту у твердих видах палива не перевищує 2% (у вугіллі

Кузнецького басейну $N^p = 1,9\%$, Донецького і Підмосковного басейнів $N^p = 0,6\%$; у горючих сланцях $N^p = 0,1\%$, у торфів — $N^p = 1,1\%$).

У генераторному газі, що одержується при газифікації твердого палива, вміст азоту може досягати 50% . Азот є шкідливим компонентом, оскільки при спалюванні сполук, що містять азот, можуть утворюватись токсичні оксиди NO і NO_2 . Крім того, азот є внутрішнім баластом палива.

У паливі наявна певна кількість вологи у результаті її хімічної та фізико-хімічної взаємодії з твердою масою палива. Спільну вологу у твердому паливі умовно поділяють на зовнішню і гідратну. До зовнішньої вологи відносять пологую, що потрапила до маси палива під час його видобування, зберігання і транспортування за рахунок ґрунтових вод та з атмосферного повітря. Її називають вільною зовнішньою вологою. До зовнішньої відносять сорбовану пологую та вологу, що заповнює капіляри та пори маси паливної речовини, так звану зв'язану вологу. До гідратної пологи відносять колоїдну вологу палива і вологу, що є складовою кристалогідратів мінеральних домішок палива. Гідратна волога становить невелику частину води, що міститься у паливі.

Максимальна вологість W^p робочої маси палива досягне 50% і більше. На перетворення 1 кг води, взятої при $0^\circ C$, у пару, слід витратити $2,5$ МДж. Тому вміст вологи у паливі визначає як можливість забезпечення ефективного процесу його спалювання, так і доцільність використання даного горючого матеріалу. Вологість знаходять висушуванням наважки при $105\text{—}110^\circ C$.

Зола включає мінеральні домішки, занесені у паливо у період його утворення, а також частинки породи, що захоплюються при видобуванні.

Неспалювана частина палива утворює згорілі залишки, що складаються із золи та шлаку. Зола — порошкоподібний негорючий залишок, що утворюється при горінні палива. Шлак — мінеральні домішки, які при горінні палива розплавившись або спеклися. Він має певну міцність.

Зола з температурою плавлення $1200^\circ C$ вважається низькоплавкою, понад $1500^\circ C$ — тугоплавкою. Плавкість золи залежить від її хімічного складу.

При аналізі зольність палива визначають на суху масу шляхом прогартовування при температурі $800\text{—}825^\circ C$ (для рідких видів палива — $500^\circ C$) попередньо висушеної проби до припинення зменшення маси. Зольність робочої маси обчислюють за формулою:

$$100A^p = (100 - W^p)A^c \quad (1.5)$$

Вміст золи у паливі коливається у широких межах. Зольність сухої

маси палива A^c становить, %: для деревини— 1, торфу—10, кузнецького вугілля—10...20, підмосковного бурого вугілля — 30, сланців — до 60. У рідкому паливі міститься невелика кількість мінеральних домішок (0.2...1 %).

Важливою характеристикою горючої маси палива є *вихід летких речовин*. Чим більше летких речовин, тим більше при нагріванні палива виділяється горючих газів і, отже, простіше запалити це паливо і легше підтримувати стійке горіння.

Вихід летких речовин V^r , у % на горючу масу, визначають шляхом прогартовування 1 г палива у закритому тиглі при 850 ± 10 °С протягом 7 хв. Для деревини і сланців $U^r = 85...90\%$, для антрацитів $V^r = 3..4$ %. Для бурого вугілля та кам'яного вихід летких речовин коливається у межах 9...50 %, для торфу він дорівнює 70 %.

Теплота згоряння палива — це параметр, що характеризує його енергетичну цінність. Теплота згоряння дорівнює кількості теплоти, яка може виділятися при повному згорянні 1 кг маси твердого або рідкого палива або 1 м³ газового палива за нормальних фізичних умов. Відповідно одиниці вимірювання теплоти згоряння — кДж/кг і кДж/м³ (або МДж/кг і МДж/м³).

Розрізняють вищу та нижчу теплоту згоряння. *Вищою теплотою згоряння* Q^p називають кількість теплоти, що виділяється при згорянні палива з урахуванням теплоти конденсації водяних парів, що утворюються при згорянні водню H^o і випаровуванні вологи палива W^p . Якщо з Q^p відняти величину теплоти конденсації водяних парів, одержимо *нижчу теплоту згоряння* Q^p_n . Оскільки 1 кг водню дає при згорянні 9 кг води, а теплота конденсації 1 кг водяної пари дорівнює близько 2,5 МДж, то:

$$Q_p = Q^p_n - 0,025 (9H^p + W^p) \quad (1.6)$$

Значення H^p і W^p підставляють у цю формулу в %, Q^p і Q^p_n — у МДж/кг.

У теплотехнічних розрахунках теплоту згоряння палива, МДж/кг, визначають за формулою Менделєєва:

$$Q^p = 0,339C^p + 1,03H^p - 0,109 (Q^p - S^p) - 0,025W^p \quad (1.7)$$

Нижчу теплоту згоряння сухого газоподібного палива розраховують за теплотою згоряння його компонентів, МДж/м³:

$$Q^p = 0,127CO + 0,108H_2 + 0,234H_2S + 0,358CH_4 + 0,59C_2H_4 + 0,638C_2H_6 + 0,913C_3H_8 + 1,4C_6H_6 \quad (1.8)$$

Для порівняння різних видів палива при визначенні енергетичних балансів, а також оцінки паливних енергоресурсів всі види палива по теплоті згоряння приводять до єдиного еквівалента. Таким тепловим

еквівалентом служить одиниця умовного палива (у. п.), що має теплоту згоряння 29,308 МДж/кг (7000 ккал/кг). Для перерахунку реальних палив в умовне паливо використовують тепловий еквівалент у кг у. п./кг:

$$\Xi = \frac{Q_n^p}{29,308} \quad (1.9)$$

Усереднені значення теплових еквівалентів основних видів палива дорівнюють: для вугілля — 0,72, природного газу — 1,17...1,2, нафти— 1,43, мазуту—1,3, торфу—1,4, дров — 0,25.

Для вологості, зольності і сірки, що містяться у паливі, користуються поняттям зведених характеристик. Вони дорівнюють вмісту відповідного компонента у паливі (W^p , J^p , S^p_n), поділеному на нижчу теплоту згоряння палива:

$$W^n = \frac{W^p}{Q_n^p}; \quad A^n = \frac{A^p}{Q_n^p}; \quad S^n = \frac{S^p}{Q_n^p} \quad (1.10)$$

Використання наведених характеристик спрощує виконання розрахунків, пов'язаних із певним визначенням характеристик палива.

1.3. Тверде паливо

Тверде органічне паливо — це деревина, торф, буре вугілля, кам'яне вугілля і антрацит. Цінність палива як горючої речовини визначається його хімічним складом і основними властивостями.

Дрова за геологічним віком — наймолодше органічне паливо. Вони містять понад 60 % целюлози, близько 30 % лігніну і приблизно 1 % мінеральних домішок. Для різних порід склад органічної маси дров приблизно однаковий: $C^r=50$ %, $H^r=6$ %, $O^r=43$ %, $N^r=1$ %.

Основним баластом у дровах є волога, вміст якої у свіжозрубаній деревині досягає 50...60%. Дрова бувають сухі з вологістю менше 25%, напівсухі з вологістю 25...35% і сирі з вологістю понад 35%. Зольність дров на робочу масу не перевищує 1 %. Теплота згоряння горючої маси дров становить 18,8...19,2 МДж/кг, проте при вологості 30 % вона знижується до 13... 13,3 МДж/кг.

Торф — молоде за геологічним віком викопне паливо. Він утворюється у результаті розкладання рослинності в умовах надлишку вологи і незначного доступу повітря. Розрізняють торф моховий, або верховий, з незначним вмістом золи (2...4 %) і лучний, або низинний, із зольністю 8...16%. Зустрічаються торф'яники змішаного перехідного

походження, зольність яких дорівнює 7...9 %.

Вологість свіжо видобутого торфу становить приблизно 90 %. У процесі природного сушіння його вологість знижується до 40 %.

Органічна маса торфу характеризується таким складом: $C^r = 55...56$ %, $H^r = 6$ %, $O^r = 35...40$ %, $N^r = 0,5...3$ %, $S^r = 0,12...1,5$ %. Нижча теплота згоряння горючої маси торфу становить близько 12,6 МДж/кг.

У шарових топках спалюють кусковий торф, що формується у процесі видобування у вигляді цеглин із наступним їх сушінням. Найбільше застосовують в енергетиці фрезерний торф, що одержують у вигляді дрібняку. Такий торф використовують у топках камерного типу.

Сланці складаються із вапняків, що просякнуті продуктами розкладу рослин і тваринних організмів без доступу повітря. Вони відрізняються високим вмістом золи (50...60 %) і вологи (15...25%). У горючій частині сланців високий вміст кисню (до 10 %) і великий вихід летких речовин (до 90 %), тому вони легко займаються. Значна зольність різко знижує теплову цінність сланців; їх теплота згоряння коливається у межах 5,8...10,8 МДж/кг. У сільському господарстві сланці, як і торф, використовують як місцеве котельне паливо.

Буре вугілля — паливо рослинного походження старішого розкладання, ніж торф. Воно має високу зольність (15...30 %) і вологість (15...30 %), тому діапазон значення його теплоти згоряння великий — 6,3...18,9 МДж/кг. За вологістю його поділяють на три групи: групу Б1 із вмістом вологи понад 40 %, групу Б2 із вмістом вологи 30...40 % і групу Б3 із вмістом вологи до 30 %. Склад горючої маси бурого вугілля дуже неоднорідний: $C^r = 65...78$ %, $H^r = 4,3... 6,2$ %, $O^r = 16...17$ %, $N^r = 0,7...1,8$ %, $S^r = 0,4...3,9$ %. Вихід летких речовин на горючу масу становить 30...60 %.

Буре вугілля має схильність до самозаймання. Тому його рекомендується вклати у штабелі висотою до 2,5 м і зберігати не більше місяця.

Кам'яне вугілля утворювалось у результаті повільного розкладу деревовидних рослин без доступу повітря протягом мільйонів років. Це основний вид твердого палива в енергетиці. За складом органічної маси кам'яне вугілля неоднорідне: $C^r = 78...90$ %, $H^r = 4,0...5,8$ %, $O^r = 3...15$ %, $N^r = 0,5...2,0$ %, $S^r = 1...6$ %. Зольність кам'яного вугілля на робочу масу становить 10...25 %, вологість 5... 12 %, вихід летких речовин 9...50 %. Нижча теплота згоряння робочої маси коливається від 20,7 до 31,4 МДж/кг.

Кам'яне вугілля поділяють на марки, які розрізняють за виходом летких речовин і характером леткого залишку (табл. 1.2).

Антрацити - твердий, високої щільності, блискучий різновид вугілля, що містить більш 90 % вуглецю і має низький відсоток домішок. Горить без полум'я, диму і запаху. Високоякісне енергетичне паливо. Вони мають найдавніший геологічний вік серед твердого палива. Вони чорного кольору, їм властиві високі щільність і міцність, їх можна перевозити на великі відстані без помітного подрібнення. Вологість антрацитів 3...7 %, зольність 10...18 %, вихід летких речовин 2...9 %.

Таблиця 1.2 Марки кам'яного вугілля

Вугілля	Марка	Q_n^p МДж/кг	Вугілля	Марка
Довгополумене	Д	Понад 37	Пісне спікливе	ОС
Газове	Г	35	Слабкоспікливе	СЕ
Жирне	Ж	27...35	Пісне	Т
Коксове	К	18...27		

Найбільш метаморфізований різновид вугілля кам'яного, що має високу теплотворну здатність. Злам раковистий, зрідка зернистий. Колір чорний або сіруватий, Блиск металічний. Густина 1500—1700 кг/м³, твердість 2—2,5; теплотворна здатність 33...35 МДж/кг — 8000—8600 ккал. Антрацит не спікається і дає порошок.

Хімічні властивості антрациту: вуглецю 92—97%, водню 2—3%, кисню 2—3%, азоту — 1%, фосфору—0,01%, вологи 2—4% , золи 3—9% , летких речовин 2—8%, сірки 1—3%. Під мікроскопом антрацит в тонких шліфах непрозорий, рослинні залишки невиразні.

Відходи - сільськогосподарського виробництва використовують як паливо для виробничих та побутових потреб. До них відносять соломку, стебла соняшника і бавовни, кострицю, лушпиння соняшника, рису лузгу тощо. За складом органічної маси ці відходи близькі до деревини. З відходів сільськогосподарського виробництва із застосуванням зв'язуючих речовин одержують брикети. Вони найзручніші для спалювання.

1.4. Рідке паливо

Рідке паливо, що використовують для потреб теплоенергетики, одержують методами його термохімічного розкладу.

Нафта складається в основному з вуглеводнів трьох класів: метанові вуглеводні — метан, етан, пропан, бутан, ізобутан тощо; нафтеніві вуглеці — циклогексан тощо; ароматичні вуглеці — бензол, толуол, нафталін тощо.

Склад нафти такий: $C^p=83...87\%$, $N^p=11...14\%$, S^p від 0,01 — у

малосірчистих нафтах до 5...7 — у високо-сірчистих, $O^p = 0,1...0,3 \%$, $N^p = 0,02...1,7 \%$. Нижча робоча теплота згоряння нафти $Q^p = 40...46$ МДж/кг. Природні нафта містить не більше 0,3 % мінеральних домішок і 2 % води.

Із нафти, залежно від температури перегонки, одержують нафтопродукти: бензинові, газові, дизельні, солярові, мазутні. Для побутового опалення випускають пічне побутове паливо (ППП). У великих опалювальних котельнях, що працюють на рідкому паливі, звичайно застосовують мазут, а у невеликих котельнях та побутових установках — пічне побутове паливо.

Мазути, що застосовують у котлах, поділяють на топковімарок 40В і 40 (паливо середньої в'язкості) і топкові мазута 100В, 100 і 200 (паливо важке).

За вмістом у них сірки топкові мазути ділять на три групи: мало сірчисті ($S^p < 0,5\%$), сірчисті ($S^p = 0,5...2 \%$) і високо сірчисті ($S^p > 2 \%$). Зольність мазутів не перевищує 0,1...0,3 %. Вміст води у мазуті коливається у великих межах (від 0,5 до 5 %). Теплота згоряння мазуту становить 39...42 МДж/кг. Температура спалаху дорівнює 80...140°C. В'язкість, що визначається при температурах 50, 80 і 100 °С, коливається у межах 5...16°В. Густина мазуту дорівнює 0,98...1,05т/м³.

Пічне побутове паливо широко використовується у сільськогосподарському виробництві. На цьому паливі працюють парові та водогрійні котли, теплогенератори, зерносушарки, установки для комунально-побутових потреб.

Пічне паливо виробляється з нафти. Температура його застигання не вище —15 °С і тому ємкості, де зберігається паливо, і баки, звідки воно надходить до установок для спалювання, розміщують в утеплених приміщеннях.

Пічне побутове малов'язке паливо (із умовною в'язкістю не більше 1,15 ВУ). Температура спалаху не нижча +42 °С. Нижча теплота згоряння у перерахунку на сухе паливо — не менше 41,2 МДж/кг.

Гас використовують як паливо у теплогенераторах і сушарках, а також для побутових потреб.

Дизельне паливо випускають двох марок ДТ і ДМ. Паливо марки ДТ має в'язкість при 50°C менше 5°ВУ, температуру спалаху понад 65°C, температуру застигання менше —5°C. Паливо марки ДМ характеризується в'язкістю при температурі 50°C, що дорівнює 20°ВУ, температурою спалаху 85 °С, температурою застигання —10°C. Нижча теплота згоряння дорівнює приблизно 42,5 МДж/кг. Дизельне паливо використовують в основному у дизелях, у тому числі у дизельних електростанціях.

1.5. Газоподібне паливо

Газоподібне паливо поділяють на природне і штучне. До природного відносять газ, що видобувається з газових родовищ, попутний газ, одержуваний одночасно із видобутком нафти, а також газ, який видобувається із конденсатних родовищ.

До штучних відносять гази, що одержують при переробці нафти, перегонці твердого палива, анаеробній ферментації відходів (біогаз), а також зріджені гази (табл. 1.3).

Гази, що видобуваються із газових родовищ, складаються в основному з метану (85...95 %). Вміст у них $N_2 = 0...4$ %, CO_2 —не більше 15 %, H_2S —не більше 6%. Нижча теплота згоряння цих газів $Q_{H=}^P = 33...40$ МДж/кг.

Таблиця 1.3. Характеристика природного газоподібного палива

Родовище, газопровід	Склад газу по об'єму, %							Теплота згоряння МДж/м ³	Густина, кг/м ³ , при t=0°C і p=101,3 кПа
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂		
Єфремівське	93,2	3,9	0,81	0,28	0,18	0,20	1,4	33,4	0,770
Джанкойське	96,0	0,5	0,20	0,04	—	0,20	3,0	32,5	0,740
Пролетарське	36,2	5,3	2,4	2,0	1,55	0,10	1,5	38,6	0,874
Дашава — Київ	93,9	0,3	0,10	0,10	—	0,2	0,4	35,9	0,712
Шебелинка — Дніпропетровськ	92,8	3,9	1,0	0,4	0,3	—	1,5	37,3	0,781

Генераторний газ одержують при перегонці твердого палива (кам'яне або буре вугілля, дрова, торф) із нестачею повітря близько 60 % у спеціальних установках — газогенераторах. Склад генераторного газу коливається у межах: $CO = 25...30$ %, $H_2 = 12...15$ %, $CH_4 = 0,5...3,5$ %, $CO_2 = 5...8$ %, $O_2 = 0,2...0,5$ %, $N_2 = 45...50$ %. Нижча теплота згоряння генераторного газу 5...6,5 МДж/м³.

1.6 Основи теорії горіння органічного палива

Горінням називають процес екзотермічного окислення горючої речовини, що швидко відбувається та супроводжується інтенсивним виділенням тепла. В основі процесу горіння лежить хімічна реакція між горючою речовиною та окислювачем. Окислювачем звичайно служить повітря.

Горіння відрізняється від процесу окислення: швидкоплинністю перебігу в часі; змінністю концентрацій компонентів у міру їх взаємодії, зміною форми поверхні реагування у часі; високим значенням температури. Процес горіння — це складний фізико-хімічний процес, що залежить від взаємодії хімічних, теплових та гідродинамічних факторів.

Реакція горіння відбувається не безпосередньо між молекулами вихідних речовин (палива і окислювача), а через проміжні стадії. Цим визначається ланцюговий механізм реакцій горіння, розроблений М. М. Семеновим. Реакція горіння є результатом ряду ланцюгових реакцій, що перебігають послідовно.

Залежно від фазового стану речовин, що реагують при горінні (тверді, рідкі, газоподібні), хімічні реакції поділяють на *гомогенні*, що відбуваються між компонентами, котрі перебувають в одній фазі (наприклад, у газоподібному стані), і *гетерогенні*, що відбуваються на межі двох фаз.

Прикладами гомогенного горіння є горіння добре перемішаних газового палива і повітря, а також горіння швидко випарюваних рідких палив. При цьому мається на увазі їх перемішування з окислювачем до процесу горіння. Прикладами гетерогенного горіння служить горіння твердих палив і горіння крапель важких рідких палив, коли фронт горіння встановлюється на межі розділу палива і окислювача. Горіння палива є потоковим процесом і для його перебігу необхідне підведення компонентів (палива і окислювача) у зону реакції і відведення з неї продуктів згорання.

Організація перебігу процесу горіння можлива у ламінарному та у турбулентному потоках окислювача. У загальному випадку час горіння τ_r палива складається із часу перебігу фізичних τ_δ і хімічних τ_ϕ процесів:

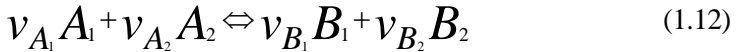
$$\tau_r = \tau_\phi + \tau_x \cdot \quad (1.11)$$

1.6.1. Кінетичні основи процесу горіння

Швидкість хімічної взаємодії виражається зміною концентрації речовин, що реагують, за одиницю часу.

Згідно із законом дії мас в однорідному середовищі при постійній температурі швидкість реакції у кожний момент пропорційна добутку концентрацій речовин, що реагують.

До зворотної хімічної реакції можна скласти стехіометричне рівняння:



де A_1, A_2, B_1, B_2 — хімічні символи речовин, що реагують;

$\nu_{A_1}, \nu_{A_2}, \nu_{B_1}, \nu_{B_2}$ — стехіометричні коефіцієнти.

Швидкість прямої реакції виражається рівнянням:

$$\omega_1 = k_1 C_{A_1}^{\nu_{A_1}} C_{A_2}^{\nu_{A_2}} \quad (1.13)$$

і відповідно швидкість зворотної реакції:

$$\omega_2 = k_2 C_{B_1}^{\nu_{B_1}} C_{B_2}^{\nu_{B_2}}, \quad (1.14)$$

де k_1 і k_2 — константи швидкості відповідно прямої та зворотної реакції;

$C_{A_1}, C_{A_2}, C_{B_1}, C_{B_2}$ — поточні концентрації речовин, що реагують.

При хімічній рівновазі швидкості прямої та зворотної реакцій дорівнюють одна одній: $\omega_1 = \omega_2$

У цьому випадку можна записати:

$$\frac{C_{A_1}^{\nu_{A_1}} C_{A_2}^{\nu_{A_2}}}{C_{B_1}^{\nu_{B_1}} C_{B_2}^{\nu_{B_2}}} = \frac{k_2}{k_1} = k_c \quad (1.15)$$

де k_c — константа рівноваги, що є постійною величиною.

Швидкість реакції значною мірою залежить від температури. Ця залежність виражається законом Арреніуса:

$$\omega = k_0 e^{-E/(kT)} C_{A_1}^{\nu_{A_1}} C_{A_2}^{\nu_{A_2}} Q \quad (1.16)$$

де k_o — передекспоненційний множник, що визначається

дослідним шляхом $k_o \approx \sqrt{T}$; E — енергія активації, що дорівнює деякому потенціальному бар'єру, необхідному для руйнування початкових зв'язків у молекулі; R — універсальна газова стала; T — термодинамічна температура, K .

Швидкість реакції горіння різко збільшується із підвищенням температури. Тому для всіх реакцій горіння характерна особливість — щоб горіння відбулося, реагенти повинні мати температуру, не нижчу від деякого граничного значення. Тепловиділення при екзотермічній реакції для горючої суміші пропорціональне швидкості реакції:

$$Q_p = \omega Q = k_o e^{-E/(kT)} C_{A_1}^{v_{A_1}} C_{A_2}^{v_{A_2}} Q \quad (1.17)$$

де Q — теплота реакції горючої суміші.

С а м о з а й м а н н я м називають ініціювання горіння у всьому обсязі реакційної суміші. Воно може статися при досягненні деякого граничного значення температури, що називають температурою самозаймання t_c суміші. Ця температура не є фізико-хімічною характеристикою, а залежить для кожного палива від умов підведення і відведення теплоти та інших факторів. Температура самозаймання водню знаходиться у межах 580...590 °С, оксиду вуглецю — 644...658 °С, метану — 650...750 °С.

У більшості технічних пристроїв горіння ініціюється не шляхом самозаймання, а запалюванням за допомогою факела або електричної іскри.

1.6.2 Фізичні уявлення про горіння палива

Для перебігу реакції горіння необхідне перемішування компонентів (окислювача і палива) на молекулярному рівні, тобто забезпечення процесу масоперенесення компонентів, що реагують.

У турбулентному потоці масоперенесення здійснюється за рахунок турбулентної дифузії, а у ламінарному потоці і у пограничному шарі — за рахунок молекулярної дифузії. Для розрахунку дифузійного масообміну між компонентами, що реагують, користуються рівнянням, аналогічним співвідношенню Ньютона для конвективного теплообміну:

$$j = \alpha_D \Delta C, \quad (1.18)$$

де j — густина потоку маси, $\text{кг}/(\text{м}^2 \text{с})$; α_D — коефіцієнт дифузійного

обміну, м/с, аналогічний коефіцієнту теплообміну α ; ΔC — різниця концентрацій поблизу поверхні розділу фаз і в осередку потоку (середовища), кг/м³. Коефіцієнт α_D визначають із критеріальних рівнянь масообміну, аналогічних критеріальним рівнянням конвективного теплообміну.

Подібно до константи хімічної реакції k вводять поняття сумарної швидкості реакції \bar{k} , що оцінюється за швидкістю споживання одного з компонентів, що реагують. Константа швидкості реакції також виражає частоту активних стикань молекул, що ведуть до реакції, але з урахуванням дифузії і молекул компонентів, що реагують. Величина $\frac{1}{\bar{k}}$, тобто опір переходу газу, що реагує, у зону реакції із навколишнього середовища, складається із опору дифузії $1/\alpha_D$ і хімічного опору:

$$1/\bar{k} = 1/\alpha_D + 1/k \quad (1.19)$$

Можна виділити два граничних режими процесу горіння. Режим, за якого $k > \alpha_D$, $\frac{1}{\bar{k}} \sim 1/\alpha_D$, має назву *дифузійного*. (Дифузія — процес випадкового неупорядкованого переміщення частинок під впливом хаотичних сил, зумовлених тепловим рухом і взаємодією з іншими частками. А також — перенесення речовини, зумовлене вирівнюванням її концентрації (точніше, хімічного потенціалу) у спочатку неоднорідній системі.)

У цьому випадку сумарна швидкість реакції визначається інтенсивністю масоперенесення компонентів, що реагують, у зону реакції. Час згорання палива τ_C лімітується в основному часом τ_N сумішоутворення.

Режим, за якого $k < \alpha_D$, $\frac{1}{\bar{k}} = 1/\alpha_D$, і швидкість реакції визначається швидкістю реагування компонентів, називають *кінетичним*. Для цього режиму горіння лімітується часом самої хімічної реакції.

Дифузійний режим горіння відбувається при подаванні палива і окислювача нарізно (наприклад, при дифузійному горінні газу, горінні розпиленого рідкого і твердого палива). Він має місце при високій температурі процесу горіння.

Кінетичний принцип горіння здійснюється при спалюванні попередньо ретельно перемішаних сумішей газоподібного палива і окислювача, а також при низькотемпературному горінні твердих палив.

Суміш палива і окислювача згоряє звичайно у вигляді полум'я. При ламінарному русі палива та окислювача утворюється фронт полум'я, що являє собою шар, який відділяє неспалену суміш від продуктів згорання.

За певних умов полум'я переходить у турбулентне. Швидкість поширення турбулентного полум'я практично пропорціональна інтенсивності турбулентних пульсацій. Остання в свою чергу пропорціональна швидкості газу.

Максимальна температура полум'я досягається при коефіцієнті надлишку повітря, що дорівнює $\alpha_D \sim 1$ (так звана стехіометрична суміш). Розрізняють нижню ($\alpha_D > 1$, бідна суміш) і верхню ($\alpha_D < 1$, багата суміш) концентраційні межі поширення полум'я. Поза цими межами процес горіння не ведеться.

1.6.3 Горіння твердого палива

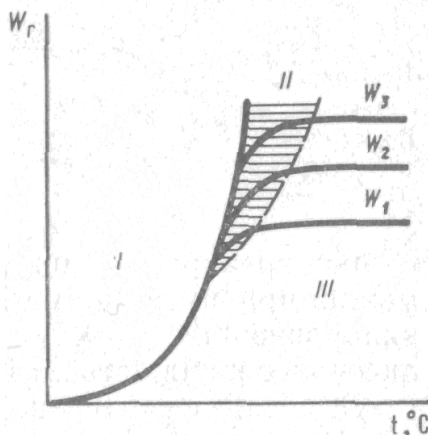
Горіння твердого палива являє собою складний фізико-хімічний процес, що складається із ряду послідовних (іноді таких, що накладаються частково одна на одну) стадій: підсушування палива і нагрівання до температури початку виходу летких речовин; спалахування летких речовин та їх вигорання; вигорання горючих речовин із коксу.

Волога із палива випаровується при температурі порядку 100°C , а вихід летких речовин залежить від геологічного віку палива. У торфі він відбувається при $280\text{...}390^\circ\text{C}$, у бурого вугілля — при $420\text{...}540^\circ\text{C}$, у пісного вугілля і антрациту — при $780\text{...}800^\circ\text{C}$. При горінні палива із низьким виходом летких речовин (пісне вугілля, антрацити) час горіння визначається, в основному, часом горіння коксу. Для палив, багатих на леткі речовини (дрова, торф, деякі види кам'яного вугілля), час горіння визначається горінням летких речовин. Леткі речовини чинять на горіння подвійний вплив. Від палаючого факела летких речовин швидше прогривається кокс, проте вони перехоплюють основну масу кисню, що призводить до гальмування горіння коксу. В міру зменшення виходу летких речовин зростає інтенсивність горіння коксу.

Процес горіння твердого палива характеризується швидкостями горіння. При цьому розрізняють три зони горіння: кінетичну, проміжну та дифузійну. У кінетичній зоні горіння лімітується хімічною реакцією, що посилюється із підвищенням температури процесу. У проміжній зоні швидкості дифузії та хімічної реакції мають однакові значення. Підведений до палива окислювач, головним чином, витрачається на

горіння.

У дифузійній зоні такою, що лімітує, стає швидкість дифузії. Залежність зміни швидкості горіння від температури і співвідношення кінетичної та дифузійної зон горіння наведена на рис. 1.1.



1.1. Графік залежності швидкості горіння від температури I, II, III — відповідно кінетичне, проміжна та дифузійна області

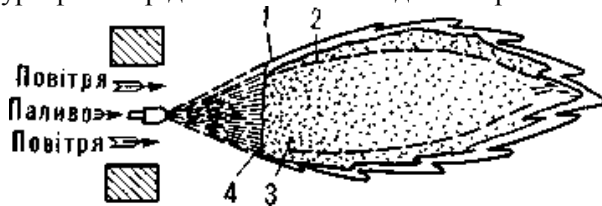
Зола палива знижує теплоту його згорання, зменшує горючу частину і при значних кількостях її у паливі утворюється покривний зольний шар, що утруднює доступ кисню до частинок палива. Горіння може ускладнюватися шлакуванням, що з'являється, коли температура у зоні горіння перевищує температуру плавлення золи. На практиці при спалюванні високозольного твердого палива застосовують засоби видалення золи і руйнування шлакового шару (поворотні колосники, шуровочні пристрої тощо). Крім того, прагнуть, щоб реакція горіння відбувалася при температурі, що запобігає утворенню шлаку.

1.6.4 Горіння рідкого палива

Рідке паливо у теплоенергетичних установках, як правило, спалюється у розпиленому стані, у вигляді крапель у потоці повітря. При наявності окислювача горіння рідкого палива можливе у паровому стані і тому процесам спалахування і горіння краплі передують випаровування. Процес горіння включає такі стадії: нагрівання та випаровування палива; перемішування парів палива з окислювачем (утворення горючої суміші); спалахування горючої суміші; власно горіння суміші.

У стаціонарному процесі швидкість горіння рідкого палива залежить від швидкості його випаровування. Процес випаровування за своєю природою є фізичним, горіння суміші — це хімічний процес. Тому швидкість і час горіння рідкого палива будуть визначатися інтенсивністю перебігу фізичного та хімічного процесів. Якщо швидкість згорання палива значно перевищує швидкість випаровування палива, можна прийняти, що швидкість горіння дорівнює швидкості випаровування. У протилежному разі, превалюючою є швидкість хімічної взаємодії/

Для забезпечення потрібної інтенсивності випаровування рідких палив їх розпилюють у потоці повітря і у результаті утворюється полідисперсний потік дрібних краплин розмірами від 0 до 0,15...0,2 мм. Цим досягається велика питома поверхня випаровування, а потім і горіння. Теплота, необхідна для випаровування палива, передається поверхні краплі із зони горіння, в основному, випромінюванням і у результаті часткової дифузії всередину парової оболонки продуктів згорання. Структура факела рідкого палива наведена на рис. 1.2.



1.2. Структура факела рідкого палива:

1 — фронт займання; 2 — зона пароповітряної суміші та продуктів горіння; 3 — зона пароповітряної суміші та краплин палива; 4 — фронт горіння

1.6.5 Способи спалювання рідкого палива

Для швидкого та економічного спалювання рідкого палива необхідно забезпечити такі умови: дрібний розпил, ретельне перемішування із окислювачем і стабілізація горіння.

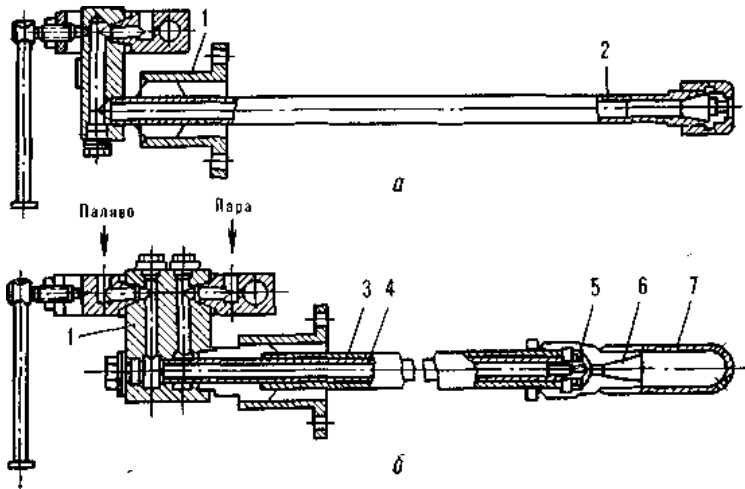
Для розпилювання рідкого палива застосовують форсунки, що поділяють на чотири види: механічні, парові, ротаційні та пневматичні для розпилення рідини, яка надходить в нього під тиском. Форсунки використовують для подачі рідкого палива у зону горіння і вони забезпечують рівномірне і повніше згорання палива в котлах, камерах згорання теплових двигунів. Форсунки використовуються також для розпилення води (наприклад, для зволоження повітря і ґрунту),

отрутохімікатів, фарби, добрив та ін. з метою забезпечення рівномірного розподілу часток рідини по поверхні чи об'ємі.

До паливних форсунок відносяться пристрої, що використовуються для підготовки рідкого палива до горіння, яка полягає в доведенні палива до такого стану, в якому воно легко перемішується з повітрям (окислювачем). Для підготовки до горіння паливо подрібнюється шляхом розпилювання або випаровується за допомогою нагрівання. Відповідно до цього виділяють два типи паливних форсунок: розпилювальні і випарні. Останні називаються також пальниками.

У механічних форсунках розпилювання відбувається за допомогою паливного насоса. Перед форсункою паливо має бути очищене від механічних домішок, які можуть засмітити отвори форсунки. Тиск палива перед форсункою звичайно становить 1,2...1,6 МПа.

Будова механічної форсунки із механічним розпилюванням наведена на рис. 1.3, а. Мазут із ствола 2 подається через отвори розподільного диску, звідки через отвори розпилювальної головки надходить у топку.



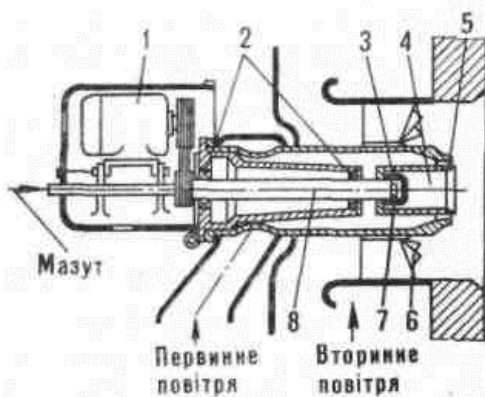
1.3. Мазутні форсунок:

- а — з механічним розпилюванням; б — з паровим розпилюванням;
1 — корпус; 2 — ствол із розподільними дисками; 3 і 4 — зовнішня і внутрішня труби; 5 — сопло; 6 — дифузор; 7 — насадка

У парових форсунках розпилювання відбувається за допомогою

пари. У цих форсунках (рис. 1.3, б) мазут надходить у кільцевий простір між трубками 3 і 4. Пар для розпилювання проходить через внутрішню трубку до дифузора 6, внаслідок чого створює розрідження і набуває великої швидкості. Мазут надходить до дифузора, захоплюється паром і розпилюється за допомогою насадки 7 із отворами. На 1 кг мазуту витрата пари становить приблизно 0,4 кг.

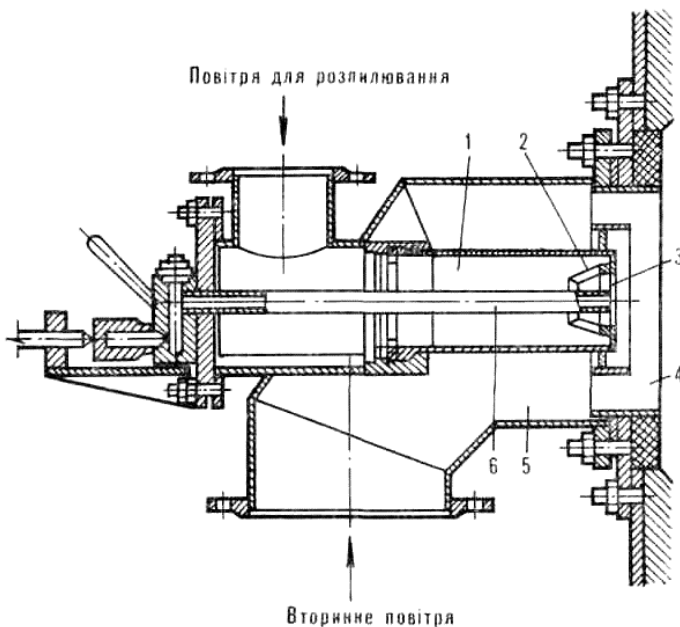
У ротаційній форсунці (рис. 1.4) паливо (підігрітий мазут) по трубці 7, що проходить всередині валу, подається на внутрішню поверхню стакану 4, що обертається із частотою 5000...7000 хв⁻¹. Завдяки цьому паливо швидко розтікається тонким шаром і під впливом відцентрової сили розбризкується. Потік повітря проходить через завихрювач 5 і розбиває паливо на дрібні частинки, виносячи їх до топкового об'єму. Вал із стаканом обертається від електродвигуна через пасову передачу.



1.4. Ротаційна форсунка:

- 1 — електродвигун; 2 — підйомники; 3 — гайка з отворами; 4 — стакан; 5 — первинний завихрювач; 6 — завихрювач; 7 — трубка, що проходить всередині валу; 8 — пустотний вал

У пневматичних форсунках (рис. 1.5.) мазут вноситься у топку повітрям, що надходить через внутрішній канал 1 пальника до завихрювача 2. Після виходу із завихрювача повітря захоплює мазут, поданий через ствол пальника. Вторинне повітря надходить у топку через канал 5 та реєстр 4. Призначення останнього — забезпечити вихровий рух повітря.

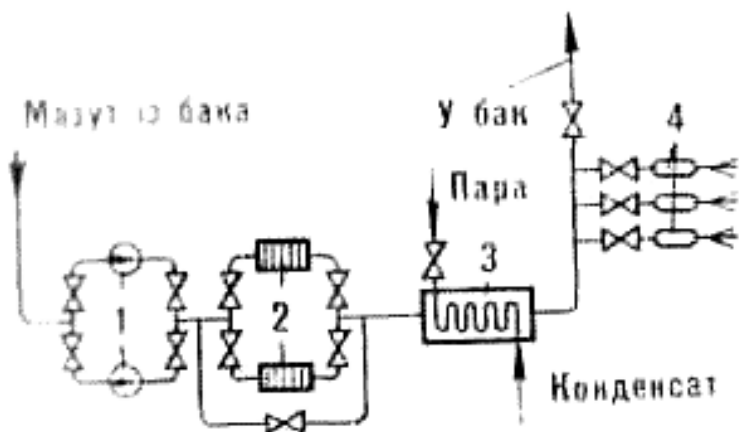


1.5. Форсунка із пневматичним розпилюванням:

1 — внутрішній канал; 2 — завихрювач;

3 — півпарне кільце; 4 — реєстр; 5 — зовнішній канал; 6 — мазутний ствол

Рідке паливо спалюють у камерних топках із цегляною кладкою, яка, акумулюючи теплоту, сприяє стійкому процесу горіння. Теплонапруження топкового об'єму при спалюванні мазуту не перевищує 300 кВт/м^3 . Коефіцієнт надлишку повітря звичайно перебуває у межах 1,15...1,35.



1.6. Схема подачі мазуту до механічних форсунок:
 1 — насоси; 2 — фільтри; 3 — підігрівник; 4 — розпалювальні форсунки

Схема подачі мазуту до механічних форсунок наведена на рис. 1.6. Із бака мазут насосами 1 подається до фільтрів 2. Для зменшення в'язкості палива і поліпшення умов його розпилювання паливо підігривають у підігрівнику 3, звідки воно надходить до форсунок 4

1.7 Сучасні централізовані системи теплопостачання

Централізована система теплопостачання складається з наступних основних елементів: джерела тепла, теплових мереж і місцевих систем споживання – систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання. Для централізованого теплопостачання використовуються два типи джерел тепла: теплоелектроцентралі (ТЕЦ) і районні котельні (РК). На ТЕЦ здійснюється комбіноване вироблення тепла і електроенергії, що забезпечує істотне зниження питомих витрат палива при отриманні електроенергії. При цьому спочатку тепло робочого тіла — водяної пари — використовується для отримання електроенергії при розширенні пари в турбінах, а потім тепло відпрацьованої пари, що залишилося, використовується для нагріву води в теплообмінниках, які складають устаткування теплофікації ТЕЦ. Гаряча вода застосовується для теплопостачання. Таким чином, на ТЕЦ тепло високого потенціалу використовується для вироблення електроенергії, а тепло низького потенціалу - для теплопостачання. У цьому полягає енергетичний сенс

комбінованого вироблення тепла і електроенергії. При роздільному їх виробленні електроенергію отримують на конденсаційних станціях (КЕС), а тепло - в котельнях. У конденсаторах парових турбін на КЕС підтримується глибокий вакуум, якому відповідають низькі температури ($15\div 20^{\circ}\text{C}$), і воду охолодження не використовують. В результаті на теплопостачання витрачають додаткове паливо. Отже, роздільне вироблення економічно менш вигідне, чим комбіноване. Переваги теплофікації і централізованого теплопостачання найяскравіше виявляються при концентрації теплових навантажень, які характерні для сучасних міст, що розвиваються. Слід враховувати, що при теплофікації капітальні вкладення в ТЕЦ і теплові мережі виявляються більше, ніж в КЕС і централізованих системах теплопостачання від РК, тому ТЕЦ економічно доцільно споруджувати лише при великих теплових навантаженнях. Для європейської частини при існуючих вартостях теплофікація економічно доцільна при теплових навантаженнях більше 400 Гкал/г. Іншим джерелом теплопостачання є РК. Теплова потужність сучасних РК складає $150\div 200$ Гкал/г. Така концентрація теплових навантажень дозволяє використовувати крупні агрегати, сучасне технічне оснащення котельних, що забезпечує високі ККД використання палива. Як теплоносій для теплопостачання міст використовують гарячу воду, а для теплопостачання промислових підприємств — водяну пару. Теплоносій від джерел тепла транспортують по теплопроводам. Гаряча вода поступає до споживачів по подавальним теплопроводам, віддає в теплообмінниках своє тепло і після охолодження повертається по зворотних теплопроводах до джерела тепла. Таким чином, теплоносій безперервно циркулює між джерелом тепла і споживачами. Циркуляцію теплоносія забезпечує насосна станція джерела тепла. Водяна пара поступає до промислових споживачів по паропроводах під власним тиском, конденсується в теплообмінниках і віддає своє тепло. Конденсат, що утворився, повертається до джерела тепла під дією надмірного тиску або за допомогою конденсатних насосів.

Сучасними тепловими мережами міських систем теплопостачання є складні інженерні споруди. Протяжність теплових мереж від джерела до крайніх споживачів складає десятки кілометрів, а діаметр магістралей досягає 1400 мм. До складу теплових мереж входять теплопроводи; компенсатори, сприймаючі температурні подовження; відключаюче, регулююче і запобіжне устаткування, що встановлюється в спеціальних камерах; насосні станції; районні теплові пункти (РТП) і теплові пункти (ТП).

Теплопроводи прокладають під землею в непрохідних і напівпрохідних каналах, в колекторах і без каналів. Для скорочення втрат тепла при русі теплоносія по теплопроводах застосовують їх теплоізоляцію. Для управління гідравлічним і тепловим режимами системи теплопостачання її автоматизують, а кількість тепла, що подається, регулюють відповідно до вимог споживачів. Найбільша кількість тепла витрачається на опалення будівель. Опалювальне навантаження змінюється зі зміною зовнішньої температури. Для підтримки відповідності подачі тепла потребам в ньому застосовують центральне регулювання на джерелах тепла. Добитися високої якості теплопостачання, застосовуючи тільки центральне регулювання, не вдається, тому на теплових пунктах і у споживачів застосовують додаткове автоматичне регулювання. Витрата води на гаряче водопостачання безперервно змінюється, і для підтримки стійкого теплопостачання гідравлічний режим теплових мереж автоматично регулюють, а температуру гарячої води підтримують постійною і рівною 65°C.

Сучасні централізовані системи теплопостачання є складним комплексом, що включає джерела тепла, теплові мережі з насосними станціями і тепловими пунктами і абонентські введення, оснащені системами автоматичного управління. Для забезпечення надійного функціонування таких систем необхідна їх ієрархічна побудова, при якій всю систему розчленовують на ряд рівнів, кожен з яких має своє завдання, що зменшується за значенням від верхнього рівня до нижнього. Верхній ієрархічний рівень складають джерела тепла, наступний рівень — магістральні теплові мережі з РТП, нижній - розподільні мережі з абонентськими введеннями споживачів. Джерела тепла подають в теплові мережі гарячу воду заданої температури і заданого тиску, забезпечують циркуляцію води в системі і підтримку в ній належного гідродинамічного і статичного тиску. Вони мають спеціальні водопідготовчі установки, де здійснюється хімічне очищення і деаерація води. По магістральних теплових мережах транспортуються основні потоки теплоносія у вузли теплоспоживання. У РТП теплоносій розподіляється по районах і в мережах районів підтримується автономний гідравлічний і тепловий режими. До магістральних теплових мереж окремих споживачів приєднувати не варто, щоб не порушувати ієрархічності побудови системи. Для надійності теплопостачання необхідно резервувати основні елементи верхнього ієрархічного рівня. Джерела тепла повинні мати резервні агрегати, а магістральні теплові мережі мають бути закільцьовані

із забезпеченням необхідної їх пропускнуої спроможності в аварійних ситуаціях.

Розподільні теплові мережі, ТП і абонентські введення забезпечують розподіл теплоносія по окремих споживачах і складають нижчий ієрархічний рівень, який в більшості випадків не резервують.

Ієрархічну побудову систем теплопостачання забезпечує їх керованість в процесі експлуатації.

Контрольні питання до розділу 1

1) З яких елементів складається централізована система теплопостачання?

2) Які типи джерел теплоти використовуються для централізованого теплопостачання?

3) У чому полягає енергетичний сенс комбінованого вироблення теплоти і електроенергії?

4) При яких теплових навантаженнях економічно доцільна теплофікація для європейської частини?

5) Що використовують в якості теплоносія для теплопостачання?

6) Що називається джерелом теплоти?

7) Які види палива якнайширше використовуються для теплопостачання?

8) Де знаходять використання вторинні енергоресурси на деяких промислових підприємствах?

9) Які переваги має застосування електроенергії для теплопостачання?

10) Що є джерелом теплоти на ядерному паливі?

2. ТЕПЛОВІ СХЕМИ КОТЕЛЕНЬ

У містах для теплопостачання застосовуються крупні районні котельні з тепловим навантаженням 100÷700 Гкал/г, квартальні і групові з навантаженням 15÷100 Гкал/г, а також дрібні і місцеві котельні з навантаженням до 15 Гкал/г.

Крупні котельні характеризуються меншими питомими капітальними витратами і ефективнішим використанням палива, тому в даний час прагнуть будувати в основному крупні районні котельні, що відпускають тепло одночасно для житлово-комунального сектора (ЖКС) і для промислових об'єктів.

Квартальні, групові, дрібні і місцеві котельні, що використовуються як в секторі промисловості, так і в ЖКС, споруджуються в основному унаслідок різночасності і поетапності будівництва різних об'єктів.

Для теплопостачання сільських і невеликих робочих селищ знаходять застосування селищні котельні потужністю до 12 МВт і децентралізовані домові (місцеві) і поквартирні джерела тепла. Селищні котельні зазвичай забезпечують теплом за централізованими системами центральну частину селищ, що складається з багатоквартирних секційних і суспільних будівель, і виробничі зони, децентралізовані джерела тепла — розташовані на периферії малоквартирні і окремо розташовані будівлі.

Залежно від виду теплоносія котельні поділяються на водогрійні, парові і пароводогрійні. Залежно від характеру теплових навантажень котельні розділяють на наступні типи:

Промислові – призначені для постачання теплотою технологічних споживачів.

Опалювальні – що виробляють теплову енергію для потреб опалення, вентиляції і гарячого водопостачання житлових, суспільних, промислових будівель і споруд.

Промислово-опалювальні – що здійснюють теплопостачання технологічних споживачів, а також що дають теплоту для опалення, вентиляції і гарячого водопостачання промислових, суспільних, житлових будівель і споруд.

По надійності відпуску тепла споживачам котельні відносяться:

— до першої категорії – котельні, що є єдиним джерелом теплоти системи теплопостачання і забезпечують споживачів першої категорії, що не мають індивідуальних резервних джерел теплоти;

— до другої категорії – решта котелень.

Споживачі теплоти по надійності теплопостачання відносяться:

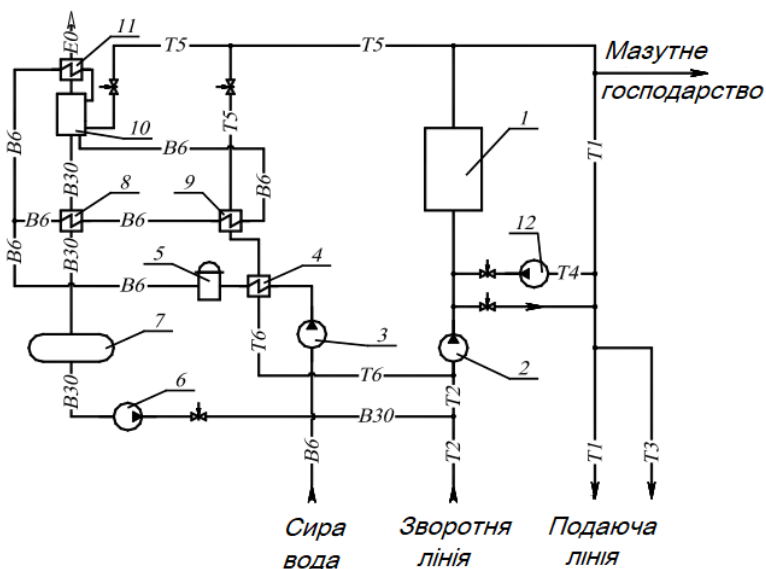
— до першої категорії – споживачі, порушення теплопостачання яких пов'язане з небезпекою для життя людей або із значним збитком народному господарству (пошкодження технологічного устаткування, масовий брак продукції);

— до другої категорії – решта споживачів тепла.

У теплоенергетиці одним з обов'язкових конструкторських документів є теплова схема. Теплова схема є умовним графічним зображенням основного і допоміжного устаткування, що об'єднується лініями трубопроводів для робочого тіла. Розрізняють принципову, розгорнену і робочу або монтажну теплові схеми. У принциповій тепловій схемі указують умовно лише головне устаткування (котли, підігрівачі, деаератори, насоси) і трубопроводи, не розміщуючи арматури, допоміжних пристроїв і другорядних трубопроводів і не уточнюючи кількості і розташування устаткування. Розгорнена теплова схема містить всю кількість встановлюваного устаткування, а також всі комунікації – трубопроводи, що сполучають устаткування з розташованою на них арматурою. Оскільки об'єднання в розгорненій тепловій схемі всіх елементів і устаткування котельною із-за їх великого числа утруднено, цю схему розділяють на частини по технологічному процесу. Робочу або монтажну теплову схему виконують в ортогональному, а окремі складні вузли в аксонометричному зображенні з вказівкою відміток розташування трубопроводів, їх нахилу, арматури, кріплень, розмірів і т.д.

2.1 Теплові схеми котелень з водоگрійними котлами

Для того, щоб теплові схеми котелень з водогрійними котлами легко читалися, рекомендується наступний порядок зображення устаткування на них (рис. 2.1). На верхній правій частині листа розміщують водогрійні котли, а на лівій – деаератори, нижче котлоагрегатів розміщують рециркуляційні і ще нижче мережні насоси, а під деаераторами – теплообмінники (підігрівачі), баки деаерованої і робочої води, підживлювальні насоси, насоси сиріої води, дренажні баки і продувальний колодязь.



1 – водогрійний котел; 2 – мережний насос; 3 – насос сирोї води;
 4 – підігрівач сирої води; 5 – хімоводоочистка; 6 – підживлювальний насос;
 7 – бак деаерованої води; 8 – охолоджувач деаерованої води; 9 – підігрівач хімічно очищеної води; 10 – деаератор; 11 – охолоджувач випару;
 12 – рециркуляційний насос

Рисунок 2.1 – Теплова схема котельні з водогрійними котлами

Робота опалювальної котельної, принципова теплова схема якої показана на рис. 2.1, здійснюється таким чином. Вода зі зворотної лінії теплових мереж з невеликим тиском поступає на всмоктування мережного насоса 2. Туди ж підводиться вода від підживлювального насоса 6, що компенсує витоки води в теплових мережах. На всмоктування насоса 2 подається і гаряча вода, тепло якої частково використано в теплообмінниках 9 і 4 для підігріву, відповідно, хімічно очищеної і сирої води. Для забезпечення заданої з умов попередження корозії температури води перед котлом в трубопроводі за мережним насосом подають за допомогою рециркуляційного насоса 12 необхідну кількість гарячої води, що вийшла з водогрійного котла 1. Лінію, по якій подають гарячу воду, називають рециркуляційною. При всіх режимах роботи теплової мережі, окрім максимально-зимового, частину води із зворотної лінії після мережного насоса 2, минаючи котел, подають по перепускній лінії в подавальну магістраль, де вона, змішавшись з гарячою водою з котла,

забезпечує задану розрахункову температуру в подавальній магістралі теплових мереж. Вода, призначена для заповнення витоків в теплових мережах, заздалегідь подається насосом сирієї води 3 в підігрівач сирієї води 4, де вона підігрівається до температури $18 \div 20$ °C і потім прямує на хімводоочистку. Хімічно очищена вода підігрівається в теплообмінниках 8, 9 і 11 і деаерується в деаераторі 10. Воду для підживлення теплових мереж з бака деаерованої води 7 забирає підживлювальний насос 6 і подає в зворотну лінію. Основною метою розрахунку будь-якої теплової схеми котельної є вибір основного і допоміжного устаткування з визначенням початкових даних для подальших техніко-економічних розрахунків. Надійність і економічність водогрійних котлів залежить від постійності витрати води через них, який не повинен знижуватися щодо встановленого заводом-виготівником. Щоб уникнути низькотемпературної і сірчанокислотної корозії конвективних поверхонь нагріву температура води на вході в котел при спалюванні палив, що не містять сірку, має бути не менше 60 °C, малосірчаних палив не менше 70 °C і високосірчаних палив не менше 110 °C. Для підвищення температури води на вході у водогрійний котел при температурах води нижче вказаних встановлюється рециркуляційний насос.

У котельнях з водогрійними котлами часто встановлюються вакуумні деаератори. Але вони вимагають при експлуатації ретельного нагляду, тому краще встановлювати деаератори атмосферного типу.

Сильний вплив на устаткування котельні з водогрійними агрегатами надає система гарячого водопостачання – закрита або відкрита. Відкритою називається система, в якій теплоносій – гаряча вода – частково або повністю використовується споживачем. У закритих системах нагрів води на гаряче водопостачання здійснюється прямою опалювальною водою в місцевих теплообмінниках.

При відкритій системі гарячого водопостачання кількість води, що йде на підживлення теплових мереж, помітно зростає і може досягати 20 % витрати води через теплові мережі. Тобто кількість води, яку необхідно готувати на хімводоочистці, при відкритій системі гарячого водопостачання зростає у декілька разів в порівнянні із закритою. Оскільки витрати води при відкритій системі нерівномірні, то для вирівнювання добового графіку навантажень на гаряче водопостачання і зменшення розрахункової продуктивності устаткування водопідготовки встановлюються баки-акумулятори для деаерованої води. З них в години максимуму споживання гаряча вода підживлювальними насосами подається на всас мережних насосів.

Якість підготовки води для підживлення відкритої системи теплопостачання має бути значно вище за якість води для підживлення закритої системи, оскільки до води гарячого водопостачання пред'являються такі ж вимоги, як до питної водопровідної води.

2.2 Теплові схеми котельнь з паровими котлами

Відпуск пари технологічним споживачам часто проводиться від промислових котельнь, в яких виробляється насичена або слабо перегріта пара з тиском до 1.4 або 2.4 МПа. Пара використовується технологічними споживачами і в невеликій кількості – на приготування гарячої води, що направляється в систему теплопостачання. Приготування гарячої води проводиться в мережних підігрівачах, що встановлюються в котельній.

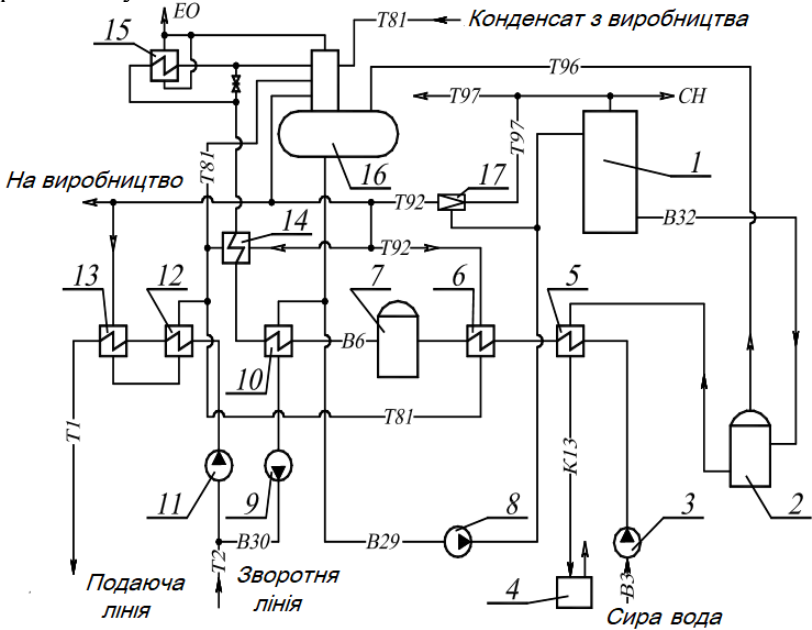
Принципова тепла схема промислової котельні з відпуском невеликої кількості теплоти на потреби опалення, вентиляції і гарячого водопостачання в закриту систему теплопостачання показана на рис. 2.2.

Насос сирій води подає воду в охолоджувач продувальної води, де вона нагрівається за рахунок теплоти продувальної води. Потім сира вода підігрівається до 20÷30 °С у пароводяному підігрівачі сирій води і прямує на хімовдоочистку. Хімічно очищена вода прямує в охолоджувач деаерованої води і підігрівається до певної температури. Подальший підігрів хімічно очищеної води здійснюється в підігрівачі парою. Перед надходженням в головку деаератора частина хімічно очищеної води проходить через охолоджувач випару деаератора.

Підігрів мережної води проводиться паром в послідовно включених двох мережних підігрівачах. Конденсат від всіх підігрівачів прямує в головку деаератора, в яку також поступає конденсат, повернений зовнішніми споживачами пари. Підігрів води в атмосферному деаераторі проводиться паром від котлів і паром з розширювача безперервного продування, в якому котельна вода частково випаровується внаслідок зниження тиску. Продувальна вода після використання в охолоджувачі безперервного продування скидається в продувальний колодязь (барботер).

Деаерована вода з температурою близько 104 °С живильним насосом подається в парові котли. Підживлювальна вода для системи теплопостачання забирається з того ж деаератора, охолоджуючись в охолоджувачі підживлювальної води до 70 °С перед надходженням до підживлювального насосу. Використання загального деаератора для приготування живильної і підживлювальної води можливо тільки для

закритих систем теплопостачання зважаючи на малу витрату води в них. У відкритих системах теплопостачання витрата підживлювальної води значна, тому в котельній слід встановлювати два деаератори: один для приготування живильної води, інший – підживлювальної води. У котельних з паровими котлами, як правило, встановлюються деаератори атмосферного типу.



1 – паровий котел; 2 – розширювач безперервного продування; 3 – насос сирі води; 4 – барботер; 5 – охолоджувач безперервного продування; 6 – підігрівач сирі води; 7 – хімоводоочистка; 8 – живильний насос; 9 – підживлювальний насос; 10 – охолоджувач підживлювальної води; 11 – мережний насос; 12 – охолоджувач конденсату; 13 – мережний підігрівач; 14 – підігрівач хімічно очищеної води; 15 – охолоджувач випару; 16 – атмосферний деаератор; 17 – редукційно-охоложувальна установка

Рисунок 2.2 – Теплова схема промислової котельні

Для технологічних споживачів, що використовують пару низького тиску в порівнянні з паром, що виробляється котлоагрегатами, і для підігрівачів власних потреб в теплових схемах котельних передбачається редукційна установка для зниження тиску пари (РУ) або редукційно-

охолоджувальна установка для зниження тиску і температури пари (РОУ).

Розрахунок теплової схеми котельної з паровими котлами виконується для трьох режимів: максимально-зимового, найбільш холодного місяця і літнього. У основі розрахунку теплової схеми котельні з паровими котлами лежить вирішення рівнянь теплового і матеріального балансів, що складаються для кожного елемента схеми.

2.3 Пароводогрійні котельні

Проектування джерел тепlopостачання показало, що теплове навантаження котельні у вигляді гарячої води зазвичай перевищує парове навантаження. У таких випадках в котельні з загальною теплопродуктивністю більше 50 Гкал/г, як правило, доцільно встановлювати як парові, так і водогрійні котли.

Проте навіть при заданому співвідношенні розрахункових теплових навантажень у вигляді пари і гарячої води вибір варіанту чисто парової або пароводогрійної котельні вимагає розрахунків і техніко-економічного обґрунтування. Розрахунки показують, що в котельнях із загальною теплопродуктивністю до 50 Гкал/г встановлювати водогрійні котли недоцільно.

Необхідно враховувати, що в комбінованій котельні при зупинці одного з парових котлів водогрійний котел не може покрити потрібні парові навантаження, а теплове навантаження водогрійного котла частково або повністю можна покрити за допомогою парових котлів і підігрівачів води. Внаслідок цього в паровій котельні сумарна встановлена теплопродуктивність всіх агрегатів буде меншою, ніж встановлена теплопродуктивність котельні з паровими і водогрійними котлами.

Основним доводом на користь будівництва крупних комбінованих котельень є менші питомі капітальні вкладення. Установка водогрійних котлів і їх допоміжного устаткування, як правило, потребує значно менших витрат, ніж установка парових котлів з допоміжним устаткуванням і крупних пароводяних підігрівачів при рівній теплопродуктивності.

Перехід на водяні системи опалення виробничих цехів, адміністративних будівель і будівництво житлових селищ і будинків з централізованим тепlopостачанням в районах існуючих промислових підприємств також приводить до розширення і реконструкції наявних виробничих котельень з встановленням в них водогрійних котлів теплопродуктивністю 30 і 50 Гкал/г. Внаслідок цього парові котельні

перетворюються на комбіновані з паровими і водогрійними агрегатами. В деяких випадках для здешевлення будівництва і експлуатації в крупних парових виробничих котельнях застосовують установку водогрійних котлів для покриття пікових навантажень теплофікації. Покриття літніх навантажень систем гарячого водопостачання в подібних котельнях порівняно просто проводити водою підігрітою в пароводяних підігрівачах. Останнє раціональніше, ніж вживане іноді використання живильної або підживлювальної води з баків-деаераторів, якість якої не завжди може відповідати нормам для живильної води. Пароводогрійні котельні (змішані), обладнуються вказаними вище типами парових і водогрійних котлів або комбінованими пароводогрійними котлами і призначаються для вироблення пари на технологічні потреби і гарячої води для забезпечення навантажень опалення, вентиляції і гарячого водопостачання. Потужність і число парових і водогрійних або пароводогрійних котлів визначаються значеннями навантажень по гарячій воді і парового навантаження з урахуванням власних потреб котельні.

Схема пароводогрійної котельні складається з двох контурів: 1) для вироблення пари; 2) для вироблення гарячої води. Контур, що виробляє гарячу воду для систем тепlopостачання, аналогічний схемі водогрійної котельні. Потужність котельних вибирається за розрахунковим максимальним тепловим навантаженням споживачів. При цьому типорозміри встановлених котлів мають бути такими, щоб при виході з ладу найбільшого по продуктивності котла, котли, що залишилися, забезпечили максимальний відпуск теплоти технологічним споживачам і потрібну для найбільш холодного місяця середню кількість теплоти для навантажень житлово-комунального сектору.

Контрольні питання до розділу 2

- 1) В залежності від теплового навантаження які котельні застосовують?
- 2) Як поділяються котельні залежно від виду теплоносія?
- 3) Які категорії котельні існують по надійності відпуску теплоти споживачам?
- 4) Які споживачі теплоти по надійності тепlopостачання відносяться до першої категорії?
- 5) Що являє собою теплова схема котельні?
- 6) Чим розрізняються принципова, повна та робоча теплові схеми?
- 7) Яким чином відбувається робота водогрійної котельні?
- 8) Від чого залежить надійність і економічність роботи водогрійних котлів?

9) Які основні елементи парової котельні та як вона працює?

10) При яких теплових навантаженнях доцільне встановлення пароводогрійних котелень?

3. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

3.1 Класифікація електричних станцій

Електричною станцією називається комплекс устаткування і пристроїв, призначених для перетворення енергії природного джерела в електричну енергію і тепло. Електричні станції класифікують за наступними ознаками:

1. За видом використовуваної природної енергії:

а) гідроелектростанції (ГЕС) – електрична енергія виробляється за рахунок механічної енергії води річок;

б) теплові електричні станції (ТЕС), що використовують органічне паливо;

в) атомні електростанції (АЕС), що використовують атомну енергію.

2. За видом енергії, що відпускається:

а) конденсаційні теплові електричні станції (КЕС), що відпускають тільки електричну енергію;

б) ТЕЦ – теплові електростанції, що відпускають електричну і теплову енергію.

Теплова енергія відпускається у вигляді відпрацьованої пари або газу теплового двигуна.

3. За видом теплового двигуна:

а) електростанції з паровими турбінами – паротурбінні ТЕС (основний вид ТЕС);

б) електростанції з газовими турбінами – газотурбінні ТЕС;

в) електростанції з парогазовими установками – парогазові ТЕС;

г) електростанції з двигунами внутрішнього згорання – ДЕС.

4. За призначенням:

а) районні електростанції загального користування: конденсаційні електростанції – ДРЕС; теплоелектроцентралі – ТЕЦ; комунальні електростанції;

б) промислові електростанції, що входять до складу виробничих підприємств.

Паротурбінні електростанції розділяють за наступними ознаками (умовно, оскільки параметри пари і потужності агрегатів і ТЕС зростають):

1) за потужністю агрегатів: малої потужності з агрегатами до 100 МВт;

середньої – 100÷1000 МВт; великої – більше 1000 МВт;

2) за тиском свіжої пари: низького тиску – до 30 кгс/см^2 ; середнього – $30 \div 50 \text{ кгс/см}^2$; високого – $90 \div 170 \text{ кгс/см}^2$; надкритичного – 245 кгс/см^2 ($p_{кр} = 225.5 \text{ кгс/см}^2$ (22.12 МПа), $t_{кр} = 374.16 \text{ }^\circ\text{C}$).

3) за схемою з'єднань парогенераторів і турбоагрегатів ТЕС:

а) блокові електростанції, коли кожен турбоагрегат приєднується до одного або двох визначених парогенераторів (при потужності турбоагрегатів 150 МВт і вище);

б) не блокові електростанції з поперечними зв'язками, коли всі парогенератори і турбіни приєднані до загальних парових магістралей;

4) за типом компоновки устаткування і будівлі: ТЕС закритого, відкритого і напіввідкритого типів.

Теплові електростанції зазвичай працюють спільно з іншими електростанціями.

Енергосистемою називають сукупність електростанцій і підстанцій, сполучених між собою лініями електропередачі і що мають загальне централізоване управління.

Промисловими називаються електростанції, призначені в основному для енергопостачання підприємств і прилеглих до них районів, для них характерний:

1) двосторонній зв'язок електростанції з основними технологічними агрегатами (ТЕС є джерелами електроенергії і теплоти для підприємств і споживачами горючих відходів виробництва і вторинних енергоресурсів);

2) об'єднання ряду пристроїв електростанції і підприємства в єдину систему (паливне господарство, система водопостачання, транспортні пристрої, ремонтні майстерні і ін.);

3) наявність на ряді електростанцій парових турбін для приводу нагнітачів повітря і кисню. Великі турбокомпресори (до 32 МВт), призначені для подачі стиснутого повітря в доменні печі (ТЕЦ металургійних, машинобудівних і хімічних заводів), які в цих випадках називають пароповітровими станціями (ППС) або ТЕЦ-ППС.

3.2 Технологічна схема паротурбінної ТЕС

Спрощена технологічна схема паротурбінної електростанції, що працює на твердому паливі, показана на рис. 3.1. Паливо у вагонах, пройшовши ваги, поступає в розвантажувальний пристрій 2, з якого транспортними механізмами прямує на вугільний склад 3 або в бункери котельні. Вугілля проходить через дробильну установку 4, де

подрібнюється до потрібних розмірів. Транспортерами роздроблене вугілля подається в бункери сирого вугілля 5, з яких поступає в млини 6. Вугільний пил з млинів млиновим вентилятором 7 подається в топку 8 парогенератора. Продукти згорання, що утворилися в результаті спалювання пилу, омивають поверхні нагріву парогенератора (випарні поверхні 9, пароперегрівач 10, водяний економайзер 11, повітропідігрівачі 12). Після золоуловлювача 13, відхідні гази димососами 14 видаляються в атмосферу через димар 15. Повітря, необхідне для горіння, подається в топкову камеру 8 вентилятором 16 через повітропідігрівач 12. З топкової камери шлаки і осаджена в золоуловлювачі зола відводяться за допомогою води по каналах в установку 17 для перекачування гідрозолової суміші і далі на золіві відвали. Перегріта пара з парогенератора по головному паропроводу підводиться до турбіни 18. Конденсат турбіни з конденсатора 19 насосами 20 через систему підігрівачів низького тиску 21 подається в деаератор 22 для видалення газів з живильної води. Вода після дегазації живильними насосами 23 через підігрівачі високого тиску 24 і водяний економайзер подається в барабан парогенератора.

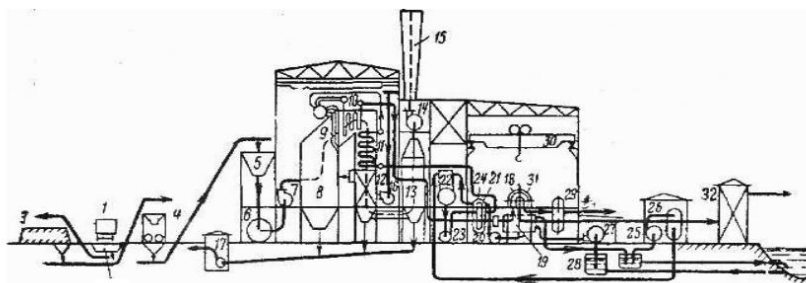


Рисунок 3.1 – Технологічна схема паротурбінної електростанції

Втрати пари і конденсату на електростанції і у зовнішніх споживачів тепла поповнюються додатковою хімічно очищеною водою, що подається насосами 25 через водоочисні апарати 26 в деаератор. Пара з відбору турбіни підводиться до установки 29 з якої підігріта вода відводиться до споживачів. Частина пари з відбору турбіни безпосередньо прямує до споживачів. Вода для охолодження відпрацьованої пари в конденсаторах турбін подається циркуляційними насосами 27 з каналу 28, куди вона поступає з річки або ставка. Машинний зал і котельня обладнані мостовими електричними кранами 30 для монтажу і ремонту устаткування. Електрична енергія від

генератора 31 відводиться до зовнішніх споживачів через головний розподільний пристрій 32 і підвищувальну підстанцію, а до внутрішньостанційних установок (електродвигуни допоміжних механізмів і т.п.) – через розподільний пристрій власних потреб.

3.3 Призначення принципової теплової схеми електростанції

Призначення ПТС – визначити суть технологічного процесу перетворення теплової енергії в електричну. До складу ПТС входять основне і допоміжне устаткування пароводяного тракту, що бере участь в процесі перетворення енергії, ПТС встановлює основні зв'язки по теплоносію, об'єднуючі це устаткування в єдину установку. Всі елементи і зв'язки на ПТС зображуються в одну лінію. При блоковій компоновці устаткування станції ПТС зводиться до теплової схеми блоку. При не блоковій компоновці обладнання станції, що має однакові турбіни і парогенератори ПТС дається (складається) як схема одноагрегатної ТЕС. При різнотипному устаткуванні КЕС, наприклад блоки 600 і 800 МВт, ПТС складається з теплових схем цих двох блоків.

Для ТЕЦ з різнотипними турбінами, технологічно зв'язаними між собою, ПТС складається як єдина схема, що складається з взаємозв'язаних схем різнотипних агрегатів.

До складу ПТС окрім парогенераторів і турбін входять: регенеративні повітропідігрівачі з охолоджувачами; деаератори; трубопроводи відборів; живильні, конденсатні, мережні і дренажні насоси; випарники і пароперетворювачі і основні лінії конденсату, дренажів і додаткової води, що зв'язують їх. Крім того, ПТС включає допоміжні пристрої і теплообмінники, розширювачі безперервного продування (РБП) з охолоджувачами, охолоджувачі пари ежекторів і ущільнень. Для блоків від 300 МВт і вище в ПТС включаються турбіни живильних насосів, повітродувок, підігрівачі повітря, трубопроводи подачі пари на сушку палива, підігрів мазуту і т.д. На ПТС указується тільки частина арматури, необхідна для нормальної роботи устаткування.

ПТС служить розрахунковою схемою проєктованої ТЕС і дозволяє визначити витрати пари і води для будь-якої ділянки схеми, вона дозволяє оцінити технічну досконалість і значною мірою економічність ТЕС. По ПТС визначають характеристики устаткування, які служать основою для його вибору і для розробки повної або розгорненої теплової схеми станції.

3.4 Основні положення по складанню ПТС станції

Складання ПТС пов'язане з вирішенням наступних завдань

1. Вибирається тип станції – КЕС або ТЕЦ.

2. Вибираються початкові параметри теплоносія і виду циклу (КЕС або ТЕЦ).

Збільшення агрегатної потужності приводить до збільшення початкових параметрів пари, застосування проміжного перегріву. У свою чергу, застосування високих початкових параметрів визначається необхідністю використання прямооточних парогенераторів. Тому вибір початкових параметрів пари визначається техніко-економічним розрахунком.

3. При проектуванні ТЕЦ по встановленій тепловій і електричній потужності визначаються тип і число теплофікаційних турбін, проводиться їх уточнення за наслідками розрахунку ПТС. Вибір устаткування здійснюється на основі наявної номенклатури, а також з урахуванням перспектив розвитку енергетичного устаткування.

4. Парогенератори при докритичному тиску застосовуються барабанного, рідше прямооточного типу, у разі закритичних параметрів – прямооточні.

5. Схема регенеративного підігріву живильної води визначається початковими параметрами пари, типом турбін (одиночною потужністю), видом циклу.

Розглядаються число, тип і місце включення регенеративних підігрівачів, живильного насоса, деаератора, схема збору дренажів. Для КЕС основою ПТС є схема регенеративного підігріву живильної води, а для ТЕЦ вона поєднується з схемою відпуску теплоти зовнішнім споживачам.

6. Вибір способу підготовки додаткової води (хімічний або термічний) здійснюється порівнянням техніко-економічних варіантів. При термічному способі підготовки води вибирається число випарних установок, число ступенів, місце їх включення в регенеративну схему.

7. Вибір схеми відпуску тепла з ТЕЦ проводиться залежно від типу і параметрів теплоносія, що відпускається, схеми системи теплопостачання (відкрита або закрита), способу підготовки підживлювальної води, техніко-економічного обґрунтування прийнятої схеми системи теплопостачання.

8. Визначаються тип і місце включення деаераторів і живильних насосів, попередня деаерація додаткової води, води випарників і

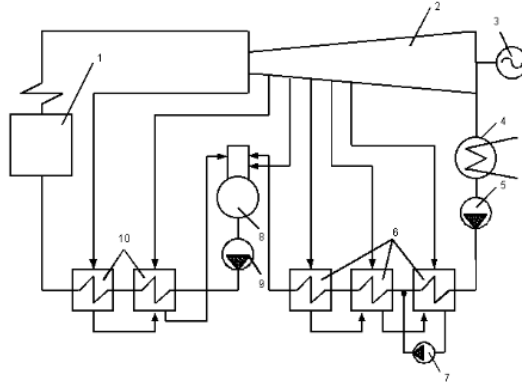
пароперетворювачів.

9. Передбачається використання теплоти допоміжних пристроїв, приводних турбін, ежекторів, лабіринтів ущільнень і т.д.

При складанні ПТС враховують сучасні досягнення науки, досвід експлуатації ТЕС, що діють, наявні технічні розробки, результати техніко-економічних розрахунків; місцеві умови: характер енергетичних навантажень, вигляд і вартість палива, якість початкової води, початкові параметри пари і необхідність вторинного перегріву пари, і його вигляд, можливість роботи з неповним навантаженням. У разі розширення ТЕС при складанні ПТС вирішуються питання водного режиму знов встановлюваного устаткування, можливість використання парогенераторів, що діють, ступінь розвитку регенерації і т.д.

3.5 Принципова теплова схема КЕС на органічному паливі

Конденсаційні електричні станції великої потужності на органічному паливі будуються в даний час в основному на високі початкові параметри пари і низький кінцевий тиск (глибокий вакуум), що зменшує витрату теплоти на одиницю виробленої електроенергії. У конденсаційній установці на органічному паливі без проміжного перегріву пари (рис. 3.2) підвід теплоти до циклу здійснюється тільки при генерації пари і підігріві його до заданої температури перегріву. Пара з парового котла 1 прямує в турбіну 2, що знаходиться на одному валу з електрогенератором 3. Відпрацьована пара конденсується в конденсаторі 4, охолоджуваному циркулюючою в трубках технічною водою. Конденсат турбіни конденсатним насосом 5 через регенеративні підігрівачі низького тиску (ПНТ) 6 подається в деаератор 8. Деаератор служить для видалення з води розчинених в ній газів; одночасно в ньому, так само як в регенеративних підігрівачах, живильна вода підігрівается парою, що відбирається для цього з відбору турбіни. Деаерація води проводиться для того, щоб довести до допустимих значень вміст кисню і вуглекислого газу в ній і тим самим знизити швидкість корозії в трактах води і пари. Деаерована вода живильним насосом 9 через регенеративні підігрівачі високого тиску (ПВТ) 10 подається в котельну установку. Конденсат гріючої пари (дренаж), що утворюється в ПВТ 10, перепускається каскадно в деаератор 8, а конденсат гріючої пари ПНТ 6 подається дренажним насосом 7 в лінію, по якій протікає



1–паровий котел; 2–турбіна; 3–електрогенератор; 4– конденсатор;
5–конденсатний насос; 6–ПНТ; 7 – дренажний насос; 8–деаератор;
9–живильний насос; 10–ПВТ

Рисунок 3.2 – Теплова схема паротурбінної конденсаційної установки

конденсат з конденсатора 4. Деаератор може бути відсутнім, при цьому вміст кисню в контурі при застосуванні достатньо чистої глибоко знесоленої води може бути вище, ніж на звичайних ТЕС, оскільки в таких умовах відбувається пасивізація сталі. При такому, так званому нейтрально-кисневому водному режимі в живильну воду подається в визначеній кількості кисень, пероксид водню або повітря; деаератор в схемі при цьому не потрібний.

3.6 Комбіноване вироблення теплоти і електричної енергії

У конденсаційній паровій турбіні відпрацьована пара поступає в конденсатор, де вона конденсується і віддає приховану теплоту пароутворення воді, що охолоджує. Ця теплота, що становить 55÷65 % підведеної в котлі теплоти, марно втрачається, оскільки температура охолоджувальної води на виході з конденсатора на 10÷15 °С перевищує атмосферну.

В той же час для побутових і технологічних потреб (наприклад, для опалення будівель, підігріву і сушки матеріалів) потрібна порівняно невисока температура теплоносія (100÷150 °С), котрим може бути пара, відпрацьована в турбіні до тиску, необхідного тепловому споживачеві. В цьому випадку може бути повністю використана теплота конденсації

відпрацьованої пари в технологічних апаратах для нагріву води або сушки матеріалів, а конденсат повернений в цикл турбінної установки.

Таким чином, одночасне вироблення електричної енергії і теплоти в одній і тій же теплосиловій установці вигідніше роздільного. У цьому легко переконатися, якщо порівняти ідеальні теплові цикли в $T-S$ – діаграмі для конденсаційної турбіни і турбіни з протитиском. У конденсаційній турбіні теплота відпрацьованої пари, еквівалентна площі фігури $1ae21$ (рис. 3.3), повністю втрачається, оскільки вона відводиться з охолоджувальною водою. У турбіні ж з підвищеним тиском відпрацьованої пари (з протитиском), яка одночасно з виробленням електроенергії обслуговує і теплових споживачів, майже вся теплота відпрацьованої пари, еквівалентна площі фігури $1_1a_1e_121$, може бути використана для задоволення потреб теплових споживачів.

Комбіноване вироблення на теплових електричних станціях електроенергії і теплоти для побутових і технологічних потреб за рахунок відбору і використання відпрацьованої пари на базі централізованого теплопостачання називається теплофікацією.

Теплофікація є одним з найважливіших методів зниження питомої витрати палива на теплових електростанціях. Тому в даний час близько 50 % електроенергії виробляється на ТЕЦ, тобто на станціях, де здійснюється комбіноване вироблення теплоти і електроенергії. Для покриття ж всієї потреби в електроенергії необхідно окрім теплофікаційних турбін мати конденсаційні турбіни.

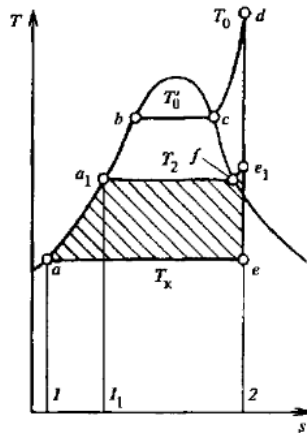


Рисунок 3.3 – Порівняння ідеальних теплових циклів в $T-S$ – діаграмі для турбін конденсаційної і з протитиском

Комбіноване вироблення електричної і теплової енергії забезпечує зменшення витрати палива. Проте при малій річній тривалості теплового споживання і дешевому паливі економічним може бути роздільне виробництво електричної енергії і теплоти. Це коли, електроенергія виробляється конденсаційним шляхом, а теплота відпускається з котельні низького тиску (КНТ) (рис. 3.4).

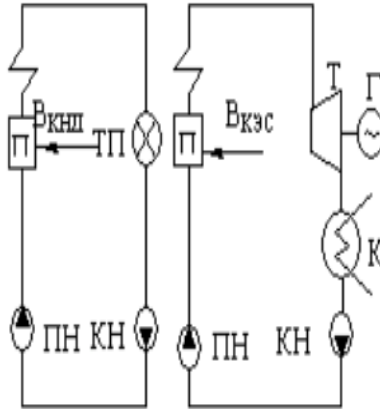


Рисунок 3.4 – Теплова схема роздільної установки

Порівнюємо витрати палива (основні техніко-економічні показники) на ТЕЦ і роздільну установку (РУ). Загальні витрати палива на роздільну установку $B_{РУ}$ і на ТЕЦ $B_{ТЕЦ}$ дорівнюють

$$B_{РУ} = B_{КЕС} + B_{КНТ} ;$$

$$B_{ТЕЦ} = B_E + B_T ; \quad (3.1) \quad (3.2)$$

Або, виражаючи $B_{РУ}$ і $B_{ТЕЦ}$ через питомі витрати палива, отримаємо

$$B_{РУ} = b_{КЕС} (N_K + N_T) + B_{КНТ} ;$$

$$B_{ТЕЦ} = (b_e^P \cdot N_T + b_e^K \cdot N_K) + B_c^T , \quad (3.3) \quad (3.4)$$

де N_K, N_T – відповідно потужність пари що йде у відбір і через всю турбіну в конденсатор; b_e^P – питома витрата палива, пов'язана з парою відбору $b_e^K \approx b_{КЕС}$ і приймаючи $B_c^T \approx B_{КНТ}$, отримуємо

$$\Delta B = B_{РУ} - B \approx (b_{КЕС} - b_e^P) N_T ; \quad (3.5)$$

де індекс «р» означає протитиск.

Співвідношення (3.5) дозволяє визначити економію палива завдяки теплофікації. Замінюючи в (3.5) $N_T = Q_T E_T$ (N_T – потужність пари відбору на теплофікацію; E_T – питома вироблення електроенергії на тепловому споживанні), отримуємо питому економію умовного палива, кг/ГДж

$$\Delta b = \Delta B / Q_T = (b_{\text{КЕС}} - b_e^p) \cdot \bar{E}_T, \quad (3.6)$$

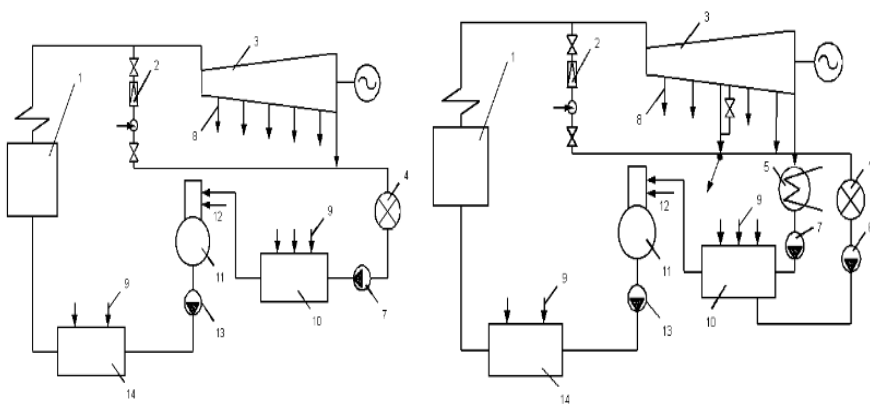
або
$$\Delta b = 0.15 \cdot \bar{E}_T. \quad (3.7)$$

Приймаючи $E_T = 50 \div 100$ кВт·г/ГДж, отримуємо $\Delta b = 7,5 \div 22,5$ кг/ГДж (в середньому $\Delta b = 15$ кг/ГДж). Формула (3.7) наочно показує залежність ефективності теплофікації від енергетичної досконалості вироблення електроенергії на тепловому споживанні, тобто від параметрів пари і ККД турбіни і ТЕЦ. При відпуску теплоти $Q_T = 106$ ГДж економія умовного палива за рахунок теплофікації $\Delta B \approx 15000$ т.

3.7 Принципові теплові схеми ТЕЦ на органічному паливі

ТЕЦ мають вищі енергетичні показники в порівнянні з КЕС, оскільки частина теплоти, відпрацьованої в турбіні пари, використовується у зовнішнього споживача. При повному використанні теплоти відпрацьованої в турбіні пари втрати теплоти в холодному джерелі відсутні (турбіни з протитиском), а при частковому – в холодному джерелі (конденсаторі) втрачається менше теплоти, ніж на КЕС.

ТЕЦ можуть мати турбіни з протитиском або конденсаційні з регульованими відборами пари (рис. 3.5).



а

в

1 – паровий котел; 2 – РОУ; 3 – турбоагрегат; 4 – тепловий споживач; 5 – конденсатор; 6 – насос зворотного конденсату; 7 – конденсатний насос, 8 – пара з відборів; 9, 12 – пара на регенеративний підігрів і в деаератор; 10, 14 – регенеративні підігрівачі низького и високого тисків; 13 – живильний насос

Рисунок 3.5 – Схеми ТЕЦ на органічному паливі: а – з турбіною з протитиском; б – з турбіною з регульованим відбором пар

У схемах з турбінами з протитиском (типу Р) (рис. 3.5а) вся відпрацьована пара подається тепловому споживачеві, тому існує пряма залежність між електричною енергією, що виробляється, і витратою цієї пари. При знижених електричних навантаженнях частина пари пропускається окрім турбіни через РОУ; при високих електричних навантаженнях і невеликій потребі в парі у теплового споживача недостатня електроенергія виробляється на електростанціях з турбінами конденсаційного типу. Таким чином, установка використовується достатньо ефективно тільки у разі, коли вона розрахована на ту частину теплового навантаження, яке зберігається протягом більшої частини року. Тиск пари за турбіною вибирається на вимогу споживача. На установках з турбінами з регульованими відборами (рис. 3.5б), вироблення електричної енергії і відпуск теплоти можуть змінюватися в достатньо широких межах незалежно один від одного. При цьому повна номінальна електрична потужність досягається при відсутності теплового навантаження. Турбіни такого типу мають зазвичай один, два або навіть три регульовані відбори. При одному регульованому відборі пара, що відводиться від турбіни, може поступати на виробничі потреби (турбіни типу П) або на теплофікацію (турбіни типу Т). При двох регульованих відборах або обидва відбори є теплофікаційними (турбіни типу Т), або один з них є виробничим, а інший – теплофікаційним (турбіни типу ПТ). Є також установки з одним виробничим і двома відборами теплофікаційними. Робочі процеси пари в турбінах з протитиском або регульованими відборами якісно не відрізняються від процесів в турбінах КЕС. Проте на установках з протитиском робочий процес може закінчуватися на іS-діаграмі до прикордонної кривої (в області слабоперегрітої пари).

Термодинамічні основи роботи паротурбінних електростанцій

3.8.1 Цикл Ренкіна в T-S – діаграмі

Основою технологічного процесу вироблення енергії паровою турбіною є цикл Ренкіна (рис. 3.6, 3.7), що складається з ізобар підведення

і відведення теплоти і адіабат роботи пари в турбіні і роботи живильного насоса:

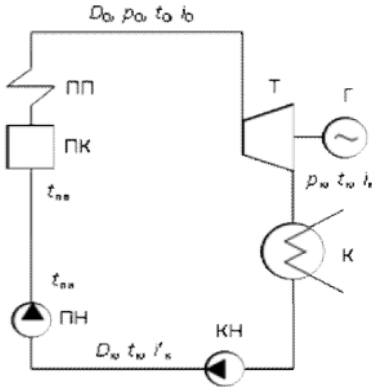


Рисунок 3.6 – Теплова схема КЕС

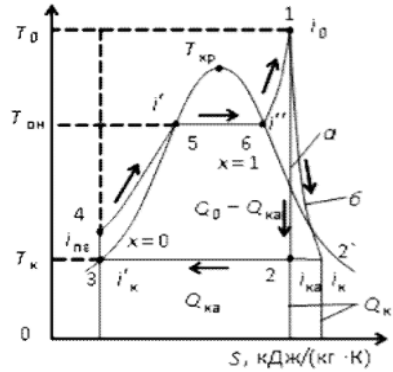


Рисунок 3.7 – Цикл водяної пари в T-S – діаграмі: а – ідеальний; б – дійсний

- 1–2 – адіабатне розширення пари в турбоустановці;
- 2–3 – конденсація пари в конденсаторі;
- 3–4 – стиснення води в конденсатному і живильному насосах;
- 4–5 – підігрів води до температури насичення t_s в регенеративному підігрівачі і водяному економайзері;
- 5–6 – перетворення води на пару;
- 6–1 – перегрів пари в пароперегрівачі (ПП).

Термічний ККД циклу Ренкіна

$$\eta_t = \frac{Q_0 - Q_{ка}}{Q_0} = \frac{(i_0 - i_{пв}) - (i_{ка} - i'_{к})}{i_0 - i_{пв}}, \quad (3.8)$$

де $Q_0 = i_0 - i_{пв}$ – витрата теплоти з гарячого джерела; $Q_{ка}$ – втрата теплоти в холодному джерелі (при адіабатному розширенні); $i_0, i_{пв}, i_{ка}, i'_{к}$ – відповідно ентальпія свіжої пари, основного конденсату після стиснення в живильному насосі, відпрацьованої пари при ізоентропійному (адіабатному) розширенні і конденсату відпрацьованої пари при насиченні, кДж/кг.

Формулу (3.8) запишемо у вигляді

$$\eta_t = \frac{i_0 - i_{ка} - (i_{пв} - i'_к)}{i_0 - i'_к - (i_{пв} - i'_к)} = \frac{H_a - h_{на}}{Q'_0 - h_{на}}, \quad (3.9)$$

де H_a – адіабатний теплоперепад пари; $h_{на}=i_{пв}-i'_к$ – ізоентропійна робота насоса, еквівалентна підігріву води в ньому; Q'_0 – витрата теплоти на турбіну без урахування роботи живильного насоса.

Якщо не враховувати роботу живильного насоса, то

$$\eta_t \approx \frac{i_0 - i_{ка}}{i_0 - i'_к} = \frac{H_a}{Q'_0}. \quad (3.10)$$

Витрата енергії на підвищення тиску води в насосі складає 3÷4 % роботи пари в турбіні (25÷35 кДж/кг). Таким чином, робота живильного насоса – основна складова витрати енергії на власні потреби електростанції.

3.8.2 Вплив початкових параметрів пари на теплову економічність конденсаційних турбін

Під початковими параметрами розуміють температуру t_0 і тиск p_0 пари перед автоматичним стопорним клапаном (АСК) турбіни. Підвищення p_0 , t_0 дозволяє збільшити ККД циклу – це головне джерело економії палива на ТЕС.

1. *Початковий тиск пари p_0 .* Зростання ККД циклу Ренкіна при підвищенні тиску p_0 до p_0' обумовлено тим, що зростає середня температура підведення теплоти в котлі, оскільки збільшується температура насичення t_s , а також підвищенням температури регенеративного підігріву живильної води. Отже, зменшуються втрати теплоти від необоротного теплообміну при кінцевій різниці температур (рис. 3.8).

Збільшення p_0 приводить до збільшення адіабатного теплоперепаду H ($H_0 < H'_0 < H''_0$). Проте при підвищенні p_0 густина пари зростає, зменшується питомий об'єм і висота лопаток, а, отже, і об'ємна витрата пари через турбіну. Крім того підвищення p_0 приводить до зменшення ступеня сухості пари на виході з турбіни $x_2 < x_1$, що викликає ерозію останніх ступенів лопаток турбіни від роботи у вологій парі. При цьому зростають втрати із-за протікань через зазори в турбінному ступені і кінцеві ущільнення. Це приводить до зменшення внутрішнього відносного ККД η_{oi} турбіни.

Якщо одночасно з підвищенням p_0 збільшити потужність турбіни, то цим компенсуватиметься зменшення питомого об'єму і величина η_{oi} або не зміниться, або зменшиться трохи, а збільшення η_e буде істотним. Прийнято чотири ступені початкового тиску пари: 3,4; 8,8; 12,75 і 23,5 МПа. Цих ступенів тиску досить, щоб вибрати оптимальні параметри пари для будь-якої потужності турбіни. Виняток становить інтервал потужностей 300÷500 МВт, коли переваги могли б мати установки на 16,5 МПа. Установки на p_0 від 17 до 22 МПа практично не застосовуються, оскільки в цьому інтервалі тиску (поблизу критичної точки) погіршується теплопередача від стінок поверхонь нагріву котла до води.

2. *Початкова температура пари t_0 .* При збільшенні t_0 ($p_0 = \text{const}$) зростають адиабатний теплоперепад в процесі і ступінь сухості пари, що приводить до зростання ККД. Підвищення t_0 практично обмежується міцнісними і технологічними властивостями металів, їх надійністю і економічністю. До $t_0 = 452$ °С застосовують вуглецеві сталі; до $t_0 = 552$ °С – слабологовані, а при 527 °С < t_0 < 597 °С – сталі феритно-мартенситного і аустенітного класів. При переході до наступного класу сталі вартість установки зростає в 2÷5 разів.

Розрахунками встановлено, що підвищення температури гострої пари на 50 °С зменшує питому витрату палива на 2÷5 % у установках без промперегріву і на 3 % у установках з промперегрівом за умови, що $t_{\text{пр}}$ за проміжним пароперегрівачем також зростає на 50 °С. Практично, всі турбіни потужністю 100 МВт і вище виконуються на $t_0 = 535$ ÷ 540 °С або на $t_0 = 555$ ÷ 560 °С (для підвищення надійності роботи металу температура пари може бути знижена на 5÷10 °С порівняно з гранично допустимою). Установки з вищою t_0 , що вимагають великої витрати аустенітних сталей, не знаходять широкого застосування в теплоенергетиці. Залежність між початковими параметрами пари і його вологістю за останнім ступенем турбіни показана на рис. 3.9. Із-за ерозії лопаток останніх ступенів величина гранично допустимої вологості за турбіною обмежується 8÷10 % при довжині останньої лопатки 750÷1000 мм і 13 % – при довжині до 600 мм. Для турбін потужністю до 100 МВт достатньо застосування ЦНТ з лопатками 500÷600 мм. Оптимальний тиск пари для таких турбін не перевищує 10 МПа.

Відповідно до рис. 3.9 для таких турбін за умовами допустимої вологості пари за ЦНТ досить мати перегрів близько 500 °С. Турбіни $N_e = 160$ МВт виконуються з останніми лопатками завдовжки 750÷1000 мм на тиск 12,75 МПа і вище і, як видно з рис. 2.9, для них $t_0 \geq 630$ °С. Але такий перегрів економічно не доцільний.

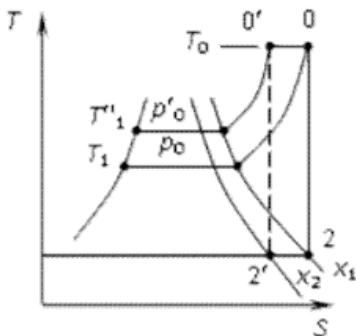


Рисунок 3.8 – Цикл Ренкіна в

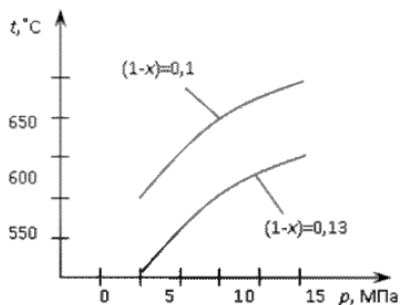


Рисунок 3.9 – Залежність між температурою и тиском гострої пари при вологості пари за турбіною 10 и 13 %

T-S – діаграмі

Якщо ж ввести проміжний перегрів, то обмеження по вологості пари знімаються. Тому всі конденсаційні турбіни з тиском гострої пари 12,75 МПа і вище мають проміжний перегрів, завдяки якому при економічно виправданій температурі перегріву 540÷565 °С питома витрата палива знижується приблизно на 4%. Температура пари після проміжного перегріву зазвичай приймається такою ж, як і початкова температура перегрітої пари, тобто 540÷565 °С.

На ТЕЦ останні ступені турбін мають відносно короткі лопатки (значна частина пари відводиться у відбори) і для них допустимі параметри $p_0=12,75$ МПа, $t_0 \geq 550$ °С без проміжного перегріву пари.

3.8.3 Вплив кінцевих параметрів пари на теплову економічність ТЕЦ

З термодинаміки відомо, що чим нижча температура, при якій відводиться теплота до холодного джерела, тим вище термічний ККД циклу.

У паротурбінних установках температура відводу теплоти визначається температурою конденсації або тиском пари в конденсаторі. Тиск в конденсаторі залежить від температури і кількості води охолодження, температурного напору, питомого парового навантаження

конденсатора і його експлуатаційного стану (щільність системи, ефективності відсмоктування повітря, чистоти поверхні охолодження). Температура охолоджувальної води залежить від кліматичних умов, системи і джерел водопостачання станції (річка, ставок, градирні і т.п.). При оборотному водопостачанні і охолодженні води в градирнях, бризкальних басейнах температура охолоджувальної води складає $15 \div 25$ °С, відповідно цим температурам в конденсаторах турбін теоретично можна підтримувати тиск пари $0,02 \div 0,04$ кгс/см².

З пониженням кінцевого тиску значно збільшується адіабатний теплоперепад, зменшується температура відведення теплоти, що приводить до зменшення втрати працездатності від необоротного теплообміну в конденсаторі і підвищення ККД турбіни. Кінцева температура пари t_k сучасних крупних КЕС змінюється в невеликих межах $22 \div 37$ °С ($p_k = 0,02 \div 0,04$ кгс/см²). Зниження p_k з $0,04$ до $0,02$ кгс/см² підвищує ККД ідеального циклу приблизно на 4 %, але збільшує об'єм пари приблизно в 2 рази, що ускладнює останні ступені і вихлопні частини турбіни, здорожує її вартість. Більшість турбін розраховуються на тиск в конденсаторі $0,03 \div 0,05$ кгс/см².

При експлуатації турбінної установки обслуговуючому персоналу задається економічний тиск в конденсаторі (економічний вакуум), величина якого змінюється залежно від зміни температури охолоджувальної води і пропуску пари в конденсатор. В цьому випадку зіставляються збільшення витрат потужності на подачу охолоджувальної води для зниження тиску в конденсаторі і підвищення потужності турбіни при цьому. Економічний вакуум повинен забезпечувати у результаті максимальний приріст потужності. Кінцевий тиск пари в протитиску або відборі турбіни визначається в основному вимогами теплових споживачів. Для підвищення теплової економічності таких турбін необхідно по можливості знижувати тиск відбираємої пари в межах, що допускаються системою регулювання турбіни, і при повному задоволенні вимог споживача по тиску, температурі і вологості пари або по температурі гарячої води. Підвищення тиску пари у відборі приводить до значного погіршення економічності теплофікаційної установки.

Проміжний перегрів пари

Проміжний перегрів пари застосовують для наступних цілей:

- а) підвищення ступеня сухості пари на виході з турбіни;
- б) підвищення працездатності пари і ККД турбіни за рахунок

підведення до пари додаткової теплоти (якщо $t'_{0cp} > t_{0cp}$, тут t_{0cp} , t'_{0cp} – середня температура підведення теплоти в циклі з промперегрівом і без нього відповідно);

в) підвищення початкового тиску пари p_0 понад сполучене його значення.

Проміжний перегрів пари дозволяє підвищити ККД турбоустановки на 7 %, з урахуванням втрат теплоти – на 4 %. Цикл Ренкіна з проміжним перегрівом пари зображений на рис. 3.10:

1–а – адіабатне розширення пари в I ступені турбіни; а-б – перегрів пари в проміжному пароперегрівачі;

в–2 – адіабатне розширення пари в II ступені турбіни;

2–3 – конденсація пари в конденсаторі; 3–4 – стиснення води в конденсатному і живильному насосах;

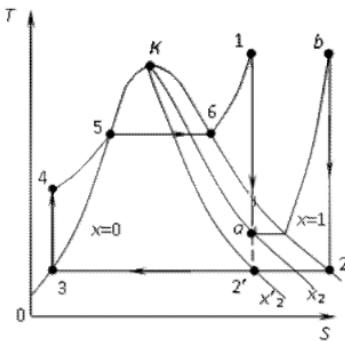


Рисунок 3.10 – Цикл Ренкіна з проміжним перегрівом пари

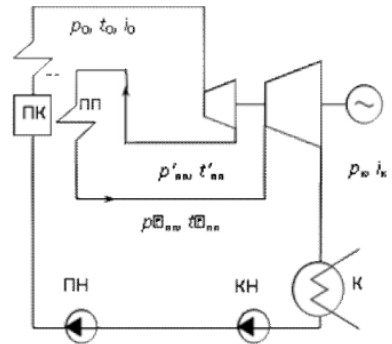


Рисунок 3.11 – Схема ТЕС з проміжним пароперегрівачем

4–5 – підігрів води до температури насичення в регенеративних підігрівачах і водяному економайзері;

5–6 – перетворення води на пару;

6–1 – перегрів пари в основному пароперегрівачі.

Застосовують три способи проміжного перегріву пари: газовий, паровий, з проміжним теплоносієм. В основному застосовують газовий проміжний перегрів пари. Проміжний пароперегрівач розміщують в конвективній шахті котла ($t_r=600\div 700$ °С), що підвищує надійність, спрощує пуск і зупинення блоку ($t_{mn}=t_{nc}\approx 540\div 570$ °С). Зважаючи на невисокий тиск пари в проміжному пароперегрівачі p_{mn} вибір марки сталі для проміжного пароперегрівача простіше ніж для пароперегрівача свіжої

пари. При одноступінчатому проміжному перегріві пари приймають $p_{\text{min}}=(0.15\div 0.2)p_0$.

Схеми з газовим проміжним перегрівом пари (рис. 3.11), маючи високу теплову економічність, мають наступні недоліки: а) довжина трубопроводів проміжного перегріву пари, енергетична втрата в них, ускладнення парових котлів; б) велика місткість паропроводів і пароперегрівача проміжного перегріву пари викликає небезпеку розгону турбоустановки при скиданні навантаження; в установках з проміжним перегрівом пари окрім регулюючих застосовують захисно-відсічні клапани перед входом пари в турбіну; в) ускладнюється схема регулювання парового котла.

Вказаних недоліків немає при паровому проміжному перегріві пари (свіжою або відбірною парою). Із-за малої економії палива ($2\div 3\%$ при використанні свіжої пари і $1\div 2\%$ – відбірної пари), а також із-за дорожчання устаткування особливо в другому випадку паровий проміжний перегрів пари не застосовують. Паровий проміжний перегрів пари застосовують на АЕС з турбінами насиченої пари для обмеження його вологості.

При серійному випуску устаткування ТЕС прийнята уніфікація p_0 і t_0 на КЕС і ТЕЦ. При $p_0=13$ МПа проміжний перегрів пари застосовують тільки на КЕС.

Застосування проміжного перегріву пари на турбінах Т і ПТ при $p_0=13$ МПа для обмеження кінцевої вологості пари (x_2) не так необхідно, як на КЕС, оскільки основний потік пари відбирається для зовнішнього споживача.

Конденсаційний потік пари невеликий, працює в останніх ступенях турбіни з малим ККД і має допустиму кінцеву вологість. Таким чином, проміжний перегрів пари на ТЕЦ менш економічний, ніж на КЕС. При проміжному перегріві пари на ТЕЦ зростає температура пари, використовуваної для зовнішнього споживача. При заданому відпуску теплоти $Q_T = D_T(i_T - i_{\text{ок}})$ і підвищенні ентальпії пари відбору i_T витрата пари D_T на зовнішнє теплове споживання зменшується, що відповідно знижує ефект від збільшення роботи теплофікаційного потоку в турбіні завдяки проміжному перегріву пари.

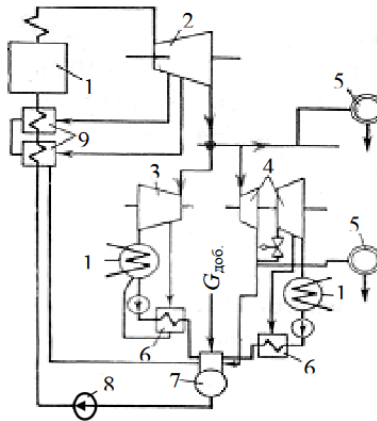
На ТЕЦ повинен здійснюватися проміжний перегрів загального потоку пари, як теплофікаційного, так і конденсаційного. Оскільки оптимальний тиск проміжного перегріву пари ($p_{\text{min}}=2.5\div 4.0$ МПа) на КЕС набагато вище за тиск теплофікаційного відбору на ТЕЦ ($p_T=0.1\div 1.5$ МПа), то тим більше p_{min} на ТЕЦ повинно бути вище p_T .

Проміжний перегрів тільки конденсаційного потоку пари мало ефективний. Малу економію теплоти ($1 \div 2 \%$) дає проміжний перегрів пари на промислових ТЕЦ.

Надбудова як метод підвищення енергетичної ефективності теплосилових установок

Одним із заходів, що дозволяють підвищити економічність існуючих електростанцій низького тиску, є їх надбудова. При надбудові існуючої станції з використанням її паливоподачі і водопостачання встановлюються парогенератори високого тиску і предвключені турбіни. Пара, що відпрацювала в предвключеній турбіні, поступає до існуючих турбін низького тиску. Котли низького тиску при цьому або не використовуються зовсім, або використовуються частково для живлення парю турбін низького тиску і в якості резервних або пікових для теплопостачання.

Надбудова ТЕС (рис. 3.12) аналогічна по технологічній схемі двох вальному агрегату високого тиску, де замість частини низького тиску використовуються встановлені на станції турбіни. Теплова економічність надбудованої станції, як правило, нижче, ніж економічність нових станцій на такі ж початкові параметри, внаслідок нижчої ефективності старих турбін низького тиску і ряду додаткових втрат.



- 1 – котел надвисокого тиску; 2 – предвключена турбіна надбудови;
- 3 – конденсаційна турбіна старої станції; 4 – турбіна з відбором старої станції;
- 5 – теплові споживачі; 6 – ПНТ старих турбін; 7 – деаератор;
- 8 – живильний насос надбудови; 9 – ПНТ передвключеної турбіни;
- 10 – конденсатори турбін старої станції

Рисунок 3.12 – Принципова схема повної надбудови станції низького тиску

Економія палива в енергосистемі при надбудові складає

$$\Delta B_{\text{ек}} = (b_{\text{н.д.}}^{\text{е}} - b_{\text{сист}}^{\text{е}}) E_{\text{н.д.}} - (b_{\text{в.д.}}^{\text{е}} - b_{\text{сист}}^{\text{е}}) E_{\text{в.д.}}, \quad (3.11)$$

де $\Delta B_{\text{ек}}$ – економія палива в системі, кг/рік; $b_{\text{н.д.}}^{\text{е}}$ – питома витрата палива на станції відповідно до надбудови і з надбудовою, кг/(кВт·г); $b_{\text{сист}}^{\text{е}}$ – питома витрата палива на станціях в енергосистемі, кг/(кВт·г); $E_{\text{н.д.}}$, $E_{\text{в.д.}}$ – річне вироблення електроенергії на станції до надбудови і за наявності надбудови, кВт·г/г.

Основними недоліками надбудови є:

1) неможливість використання котлів низького тиску. Їх демонтаж, перевезення і монтаж на новому місці зазвичай нерентабельні, оскільки вимагають додаткових капітальних витрат близько 80 % від всієї вартості котлоагрегатів;

2) значне збільшення необхідної питомої продуктивності парогенераторів на одиницю потужності передвключеної турбіни, що пояснюється її високим протитиском ($18 \div 35$ кгс/см²). При виробленні одиниці електроенергії на передвключену турбіну витрачається в 2÷4 рази більше пари, ніж на конденсаційну турбіну з такими ж початковими параметрами пари ($18 \div 35$ кгс/см²). Отже, споруда надбудови, не дивлячись на використання турбін низького тиску і значної частини допоміжного устаткування і пристроїв станції низького тиску, вимагає значних питомих капітальних витрат.

Регенеративний підігрів живильної води

Енергетична ефективність регенеративного підігріву живильної води

Регенеративний підігрів основного конденсату і живильної води здійснюють відпрацьованою в турбіні парою, теплота якої повертається в котел (регенерується). Регенеративний підігрів застосовують на всіх ТЕС. Турбіни виконують з 7÷9 регенеративними відборами пари. Збільшення ККД циклу Ренкіна з регенерацією відбувається за рахунок збільшення середньої температури підведення теплоти пари при однаковій кінцевій температурі відведення теплоти. Регенеративний підігрів живильної води призводить до:

1) збільшення ККД паросилової установки на 10÷12 % за рахунок зниження втрат теплоти в конденсаторі (зменшується витрата пари через конденсатор і втрата теплоти в ньому) і тим більшою мірою, чим вище

тиск пари;

2) до зменшення витрати пари через останні ступені турбіни і зменшення їх габаритів, а для перших ступенів навпаки, що полегшує конструкцію турбіни;

3) до зменшення поверхні нагріву водяних економайзерів. При цьому, щоб не понизити ККД котла температуру відхідних газів знижують у повітропідігрівачах, збільшуючи їх поверхню.

Відмінностями регенеративного відбору пари від теплофікації є залежність (і обмеженість) регенеративного підігріву від витрати живильної води; на регенеративний підігрів паливо не витрачається, а на зовнішнє теплове споживання – витрачається.

На КЕС з регенеративним підігрівом витрата теплоти на виробництво електроенергії збігається з повною витратою теплоти. Абсолютний ККД конденсаційної турбіни збігається з ККД по виробництву електроенергії. Для теплофікаційної турбіни ці ККД різні.

У загальному випадку ККД турбіни

$$\eta_o = \frac{Q_o - Q_k}{Q_o} = 1 - \frac{Q_k}{Q_o}. \quad (3.12)$$

Для 1 кг пари за відсутності регенеративного підігріву води

$Q_k = q_k = i_k - i'_k$, $Q_o = q_o = i_o - i'_k$, тому

$$\eta_o = 1 - \frac{q_k}{(i_o - i'_k)}, \quad (3.13)$$

де i_o , i_k , i'_k – ентальпія відповідно свіжої та відпрацьованої пари і конденсату відпрацьованої пари.

При регенеративному підігріві води втрата теплоти в конденсаторі зменшується і складає $\alpha_k q_k$, де α_k – частка пропуску пари в конденсатор від витрати свіжої пари

$$\alpha_k = 1 - \sum_{r=1}^z \alpha_r, \quad (3.14)$$

де $\sum \alpha_r$ – сума часток регенеративних підігрівів пари з турбіни.

$$\alpha_k = D_k/D_o; \quad (3.15)$$

$$\alpha_r = D_r/D_o. \quad (3.16)$$

ККД турбіни з регенеративним підігрівом живильної води

$$\eta_r = 1 - \frac{\alpha_k q_k}{q_0}, \quad (3.17)$$

де $q_0 = i_0 - i_{пв}$; $i_{пв} = \alpha_k i'_k + \Sigma \alpha_r i_r$; i_r – ентальпія грійочої пари регенеративних відборів.

При одноступінчатому підігріві води

$$i_{пв} = \alpha_k \cdot i'_k + \alpha_1 \cdot i_1, \quad (3.18)$$

де i_1 – ентальпія грійочої пари відбору.

Корисна робота пари в циклі Ренкіна з регенерацією менше, ніж в звичайному циклі Ренкіна (при однакових p_0 і t_0), оскільки частина пари, що проходить через турбіну не бере участі у виробленні корисної роботи, а прямує на підігрів живильної води. Розрахунки показують, що зменшення витрати теплоти на паросилу установку виявляється більшим, ніж зменшення корисної роботи, тому $\eta_r > \eta_0$.

Можна отримати

$$\eta_r = \frac{\eta_0 \cdot (1 + A_r)}{(1 + A_r \eta_0)}. \quad (3.19)$$

де A_r – енергетичний коефіцієнт пари регенеративного відбору $A_r = W_r/W_k$;

$W_r = \alpha_k \cdot \Delta h_r$; $W_k = \alpha_k \cdot \Delta H_r$, W – робота 1 кг пари; $\Delta h_r = i_0 - i_r$; $\Delta H_k = i_0 - i_k$ – теплоперепад пара регенеративного відбору і конденсаційного потоку.

Схеми включення регенеративних підігрівачів

Розрізняють змішувальну і каскадну схеми регенеративного підігріву основного конденсату і живильної води. На ТЕС в основному застосовують каскадну схему з поверхневими підігрівачами. Змішувальні підігрівачі дешевші, надійніші і енергетично вигідніші поверхневих, дозволяють підігріти воду до температури насичення грійочої пари $t_{вр} = t_{нт}$, $i_{вр} = i'_r$. Проте після кожного змішувального підігрівача потрібний перекачувальний насос, оскільки тиск в подальшому підігрівачі вищий, ніж в попередньому (рис. 3.13).

Для каскадної схеми досить мати конденсатний і живильний насоси, що перекачують воду відповідно через групи поверхневих підігрівачів низького і високого тиску. Три перших по ходу води підігрівача (рис. 3.14) знаходяться під тиском, створюваним конденсатним

насосом (КН). Ці підігрівачі називаються підігрівачами низького тиску (ПНТ), оскільки тиск в них по водяній стороні в сучасних блоках не перевищує 2,5 МПа, а в старіших установках складає 0,5÷1,5 МПа. Тиск в трубках повинен вибиратися з умови запобігання закипанню води, тобто температура кипіння має бути вище за температуру води на виході з підігрівача. У поверхневих підігрівачах вода нагрівається до $t_{\text{вг}} < t_{\text{нг}}$ на величину недогріву води до стану насичення по температурі θ_r або ентальпії i_r

$$t_{\text{нг}} = t_{\text{вг}} - \theta_r; \quad i_{\text{вг}} = i_r' - i_r, \quad (3.20)$$

де θ_r , i_r визначають техніко-економічним розрахунком $\theta_r = 5 \div 6 \text{ }^\circ\text{C}$ (для розрахункового навантаження $\theta = 3 \div 5 \text{ }^\circ\text{C}$).

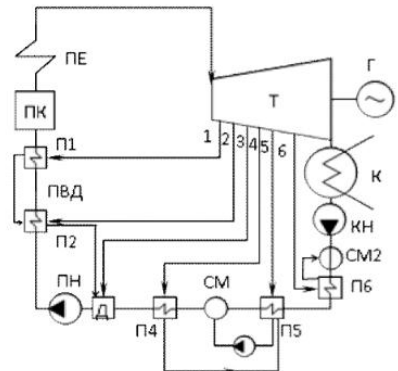
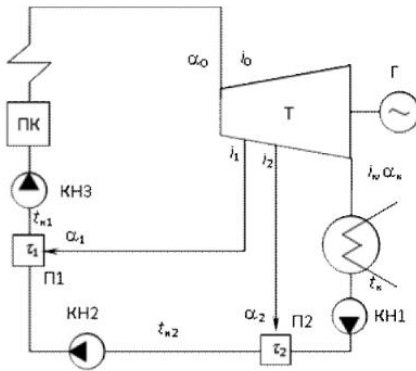


Рисунок 3.13 – Змішувальна схема
Каскадна схема регенеративного підігріву
регенеративного підігріву

Рисунок 3.14 –

У підігрівачах високого тиску застосовують сталеві трубки, в ПНТ – в основному латунні. ПНТ з трубками з неіржавіючої сталі дорогі. В даний час застосовують один або два ПНТ змішувального типу, між якими встановлюють перекачувальний (конденсатний) насос (рис. 3.15а) або перший ПНТ розміщують вище другого для переливу води в другий ПНТ без насоса (рис. 3.15б). Один із змішувальних підігрівачів ($p=0.6 \div 1.0 \text{ МПа}$) використовують як деаератор.

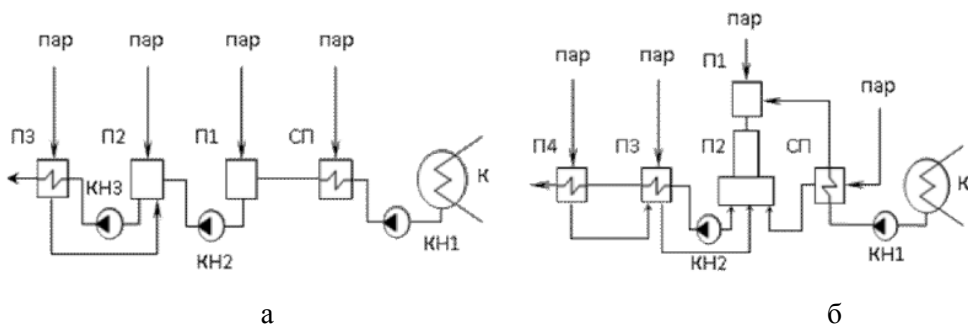


Рисунок 3.15 – Схеми підігріву основного конденсату в підігрівачах низького тиску

На ТЕЦ регенеративні відбори застосовують для підігріву не тільки конденсату турбін, але і зворотного конденсату від зовнішніх споживачів теплоти і додаткової води, що компенсує в основному зовнішні втрати пари і конденсату. Зворотний конденсат від споживачів має вищу температуру, ніж основний конденсат. Частка його в загальному потоці живильної води значна, тому абсолютна економія теплоти від регенерації на ТЕЦ менш значна, чим на КЕС з тими ж параметрами. Проте ККД турбіни ТЕЦ по виробництву електроенергії зростає особливо при малому пропуску пари в конденсатор (на 20÷25 %), оскільки до вироблення електроенергії на тепловому споживанні додається її вироблення парою регенеративних відборів.

Оптимальні параметри регенеративного підігріву живильної води на ТЕС і ТЕЦ

При проектуванні енергоблоку розраховують параметри регенеративного підігріву води:

- 1) температуру підігріву живильної води $t_{пв}, ^\circ\text{C}$;
- 2) число регенеративних відборів пари і ступенів підігріву води z ;
- 3) розподіл підігріву між ступенями (підігрівачами).

1. З підвищенням $t_{пв}$ внаслідок збільшення витрати свіжої пари для вироблення тієї ж потужності турбогенератором котел і трубопроводи дорожчають (η_k знижується, $t_{відх}$ підвищується), паливо і зольне господарство, тягодуттєві пристрої, технічне водопостачання здешевлюються і в цілому економічність енергоблоку підвищується. По мінімуму експлуатаційних (розрахункових) витрат $t_{пв} = 230 ^\circ\text{C}$ при $p_0 = 13,0 \text{ МПа}$ і $t_{пв} = 265 ^\circ\text{C}$ при $p_0 = 24 \text{ МПа}$.

2. Зі збільшенням числа відборів пари і ступенів підігріву води

ККД турбоустановки підвищується, проте вартість установки зростає. Для великих турбоустановок $z=7\div 9$. Кожний подальший ступінь підігріву дає все менше додаткове підвищення ККД, оскільки додатковий оптимальний підігрів води з кожним новим ступенем зменшується.

3. Оптимальний розподіл загального регенеративного підігріву води між ступенями проводять з умови максимуму абсолютного внутрішнього ККД турбоустановки

$$\eta_i = \eta_i \eta_{oi} = 1 - \alpha_k q_k / q_0, \quad (3.21)$$

де α_k – частка пропуску пари в конденсатор;

$$q_k = i_k - i'_{k}; \quad q_0 = i_0 - i'_{k}.$$

Варіантні розрахунки проводять, користуючись методом умовного екстремуму Лагранжа. На початку 80-х років був прийнятий рівномірний підігрів живильної води по ступенях

$$\Delta t_{ct} = \Delta t_r = (t_{пв} - t_k) / z, \quad (3.22)$$

де Δt_r – перепад температур в r -го ступеня підігріву, °С. Пізніше було показано, що при нерівномірному розподілі Δt_r по геометричній прогресії економічність регенерації зростає

$$\frac{\Delta t_{z-1}}{\Delta t_z} = \frac{\Delta t_{z-2}}{\Delta t_{z-1}} = \dots = \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2} = d, \quad (3.23)$$

$$\Delta t_z = t_{пв} - t_z - 1; \quad \Delta t_{z-1} = t_z - 1 - t_z - 2; \quad \Delta t_2 = t_2 - t_1; \quad \Delta t_1 = t_1 - t_k, \quad (3.24)$$

де $\Delta t_z, \Delta t_{z-1}$ – підігрів живильної води відповідно в останньому і передостанньому ступені;

$$d = \sqrt[z]{t_k / t_{пв}}; \quad (d < 1), \quad (3.25)$$

де $t_k, t_{пв}$ – температура турбінного конденсату і живильної води за останнім підігрівачем, °С. При розподілі підігріву за (3.31) в нижніх ступенях Δt_r менше, а у верхніх більше. Дійсно з (3.31) маємо (рис. 3.16);

$$\Delta t_z = \frac{\Delta t_{z-1}}{d}; \quad (3.26)$$

$$\Delta t_{z-1} = \frac{\Delta t_{z-2}}{d}; \quad (3.27)$$

Підставляючи значення Δt_{z-1} з (3.35) в (3.34), отримаємо

$$\Delta t_z = \frac{\Delta t_{z-2}}{d^2}. \quad (3.28)$$

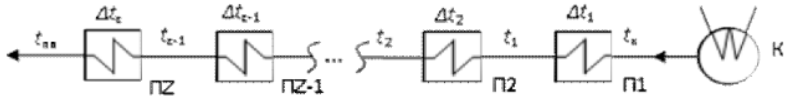


Рисунок 3.16 – Схема підігріву живильної води в регенеративних підігрівачах

Наприклад, при $d=0,8$ отримаємо $\Delta t_z = \Delta t_{z-2}/0,64$; $\Delta t_{z-1} = \Delta t_{z-2}/0,8$, тобто $\Delta t_z > \Delta t_{z-1}$.

Аналогічно можна показати, що $\Delta t_{z-1} > \Delta t_{z-2}$, $\Delta t_{z-2} > \Delta t_{z-3}$, ..., $\Delta t_2 > \Delta t_1$.

Термодинамічна вигода нерівномірного підігріву живильної води полягає в тому, що із-за кінцевої різниці температур необоротні втрати при теплообміні тим менше, чим вище потенціал відбору. Тому в ПНТ, де потенціал пари відбору нижчий, вибирають менші $\Delta t_i = \Delta t_{ст}$, чим знижують необоротні втрати.

Складні способи розподілу підігріву живильної води дають економію теплоти не більше 1 % в порівнянні з рівномірним підігрівом при $z = const$ і $t_{пв} = const$. Підігрів свіжою паровою, а також фізично нездійснений підігрів відпрацьованою паровою не підвищують ККД турбіни. Вибір $t_{пв}^{опт}$ і системи розбиття $t_{пв}$ по ступенях відноситься до номінальної потужності турбіни. При зниженні витрати пари в проточній частині турбіни падає тиск в нерегульованих відборах. Тиск пари у відборі можна розрахувати по формулі

$$\frac{p'_{отб}}{p^o_{отб}} \approx \frac{D'}{D^o} \sqrt{\frac{T'_r}{T_r^o}}. \quad (3.29)$$

Часто приймають схему рівномірного підігріву $t_{пв}$ по ступенях. Тиск у відборах може відрізнятись від номінальних, якщо при цьому відхилення $t_{пв}$ не перевищують $2 \div 5$ °С, то значного зниження економічності не спостерігається. $t_{пв}^{опт}$ на ТЕЦ і КЕС з однаковими p_0 , t_0 , D_0 збігаються або близькі. Аналогічні результати виходять і в установках з проміжним перегрівом пари.

Витрати теплоти і палива на теплових електростанціях

3.10.1 Витрати теплоти і палива на КЕС

Витрати теплоти на турбоустановку $Q_{тв}$, кВт і $q_{тв}$

$$Q_{\text{гт}} = D_0(i_0 - i_{\text{пв}});$$

$$q_{\text{гт}} = Q_{\text{гт}}/N_e = d_0(i_0 - i_{\text{пв}}). \quad (3.30); (3.31)$$

Відзначимо, що питома витрата тепла $q_{\text{гт}}$ – величина зворотна ККД. Оскільки $\eta_{\text{гт}} = Q_e/N_{\text{т}}$ то $q_{\text{гт}} = 1/\eta_{\text{гт}}$ (безрозмірна величина).

Якщо N_e виразити в кВт, $Q_{\text{гт}}$ – в кДж/г, то $q_{\text{гт}}$ буде в кДж/(кВт·г)
 $\eta_{\text{гт}} = 3600 N_e/Q_{\text{гт}};$ (3.32)

$$q_{\text{гт}} = Q_{\text{гт}}/N_e = \eta_{\text{гт}}/3600. \quad (3.33)$$

При $\eta_{\text{гт}} = 0,44 \div 0,46$, $q_{\text{гт}} = 2,2 \div 2,3$ або $q_{\text{гт}} = 8100 \div 7800$ кДж/(кВт·г).

Теплове навантаження парового котла $Q_{\text{пк}}$ і витрата теплоти палива на електростанції Q_c зв'язані рівнянням

$$Q_c = \frac{Q_{\text{пк}}}{\eta_{\text{пк}}}. \quad (3.34)$$

При цьому потрібно мати на увазі, що тиск і температура перегрітої пари після котла $p_{\text{пе}}$ і $t_{\text{пе}}$ відповідно на 1.0÷1.5 МПа і 5 °С вище, ніж тиск і температура свіжої пари перед турбіною.

Питома витрата теплоти на електростанцію

$$q_c = Q_c/N_e = Q_{\text{пк}}/N_e \eta_{\text{пк}} = Q_{\text{гт}}/N_e \eta_{\text{пк}} \cdot \eta_{\text{тр}} = q_{\text{гт}}/\eta_{\text{пк}} \cdot \eta_{\text{тр}}. \quad (3.35)$$

Якщо $\eta_{\text{пк}} 0,9 \div 0,94$; $\eta_{\text{тр}} = 0,99$; $q_{\text{гт}} = 2,2 \div 3,2$ то $q_c = 2,4 \div 2,6$; $q_c = 1/\eta_c$, де $\eta_c = \eta_{\text{пк}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{гт}}$ – ККД електростанції.

Мірою економічності електростанції разом з ККД η_c і питомою витратою тепла q_c служить питома витрата умовного палива $b_y = B_y/N_e$, г/кДж або г/(кВт·г).

Загальне рівняння теплового балансу конденсаційної електростанції

$$Q_c \eta_c = B Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_c = N_e. \quad (3.36)$$

Теплову економічність станції прийнято оцінювати витратою умовного палива з $Q_y = 29,309$ МДж/кг.

Для умовного палива рівняння теплового балансу має вигляд

$$B_y 29,31 \eta_c = N_e, \quad (3.37)$$

де B_y – витрата умовного палива, г/с.

Якщо B_y виражене в г/с, то b_y в г/кДж

$$b_y = B_y/N_e = 1/29,31 \eta_c = q_c/29,31. \quad (3.38)$$

Якщо B_y виражене в кг/г, то $B_y 29,31 \eta_c = 3600 N_e$ і питома витрата палива дорівнює г/(кВт·г)

$$b_y = B_y/N_e \approx \frac{B_y \cdot 3600}{B_y \cdot 29,31 \cdot \eta_c} \approx 122,82/\eta_c \approx 123/\eta_c. \quad (3.39)$$

Таким чином, питома витрата умовного палива зворотно пропорційна ККД електростанції і прямо пропорційна питомій витраті тепла, для значень $\eta_c = 0,37 \div 0,4$, $b_y = 0,085 \div 0,925$ г/кДж або $b_y = 332 \div 375$ г/(кВт·г).

Основним показником енергетичної ефективності станції є ККД по відпуску електричної енергії – абсолютний електричний ККД η_c^H . Він дорівнює відношенню відпущеної електроенергії до витраченої енергії (теплоти спаленого палива) Q_c , називається ККД нетто станції η_c^H .

$$\eta_c^H = (E - E_{сн})/Q_c = E(1 - \overline{E_{сн}})/Q_c; \quad Q_c = \frac{Q_{пк}}{\eta_{пк}} = B \cdot Q_H^P, \quad (3.40)$$

де E – вироблення електроенергії; $E_{сн}$ – витрата електроенергії на власні потреби; $\overline{E_{сн}}$ – частка витрати електроенергії на власні потреби; $\eta_{пк}$, $Q_{пк}$ – ККД і теплове навантаження парового котла; B – витрата палива на електростанції; E , $E_{сн}$, Q_c – відносяться до будь-якого проміжку часу і виражені в однакових електричних або теплових одиницях.

Для годинного проміжку часу

$$\eta_c^H = 3600 N_e (1 - \overline{E_{сн}})/Q_c, \quad (3.41)$$

де N_e – електрична потужність турбіни, кВт. При плануванні і звітності використовують η_c^H , при аналізі енергетичної ефективності станції – ККД бруто η_c

$$\eta_c = E/Q_c = 3600 N_e / Q_c; \quad (3.42)$$

$$\eta_c^H = \eta_c (1 - \overline{E_{сн}}). \quad (3.43)$$

Для КЕС $\eta_c = 0,39 \div 0,43$, $\overline{E_{сн}} = 0,04 \div 0,060$, $\eta_c^H = 0,37 \div 0,41$.

Витрати теплоти на ТЕЦ

ТЕЦ відпускають споживачам електричну енергію і теплоту з паром, відпрацьованою в турбіні. Прийнято розподіляти витрати теплоти (і палива) між цими двома видами енергії.

Загальна витрата теплоти на ТЕЦ (теплоти спаленого палива)

$$Q_c = Q_c^e + Q_c^T; \quad (3.44)$$

Загальна витрата теплоти на ТУ

$$Q_{\text{ТУ}} = Q_{\text{ТУ}}^e + Q_{\text{ТУ}}^T; \quad (3.45)$$

де Q_c^e і Q_c^T – теплота палива на виробництво електричної і теплової енергії.

$$Q_c = Q_{\text{пк}} + \Delta Q_{\text{пк}}; \quad (3.46)$$

де $Q_{\text{пк}}$ – теплове навантаження парового котла; $\Delta Q_{\text{пк}}$ – втрати теплоти в котлі.

Загальна витрата теплоти на турбоустановку $Q_{\text{ТУ}}$ ТЕЦ дорівнює

$$Q_{\text{ТУ}} = 3600N_i + Q_T + \Delta Q_K, \quad (3.47)$$

N_i – внутрішня потужність турбіни (без урахування втрат в конденсаторі), кВт; ΔQ_K – втрати теплоти в конденсаторі; Q_T – витрата теплоти на зовнішнього споживача.

Прийнятий фізичний метод розподілу витрати теплоти між електричною і тепловою енергією: на теплового споживача відносять фактичну витрату теплоти, що витрачається на нього, а на електроенергію – решту кількості теплоти, тоді

$$Q_{\text{ТУ}}^e = Q_{\text{ТУ}} - Q_T = 3600N_i + \Delta Q_K. \quad (3.48)$$

Розрізняють два види ККД ТЕЦ і два види ККД турбоустановки ТЕЦ:

а) по виробництву і відпуску електричної енергії

$$\eta_c^e = 3600N_e / Q_c^e; \quad (3.49)$$

$$\eta_{\text{ТУ}}^e = 3600N_e / Q_{\text{ТУ}}^e; \quad (3.50)$$

б) по виробництву і відпуску теплоти

$$\eta_c^T = Q_T^0 / Q_c^T; \quad (3.51)$$

$$\eta_{\text{ТУ}}^T = \eta_T = Q_T^0 / Q_{\text{ТУ}}^T, \quad (3.52)$$

де $Q_{\text{ТУ}}^T = Q_T$ – витрати теплоти на зовнішнього споживача з урахуванням η_T ; Q_T^0 – відпуск теплоти споживачеві; η_T – ККД відпуску теплоти, враховує втрати в паропроводах, мережних підігрівачах і ін. $\eta_T = 0,98 \div 0,99$.

Для ТЕЦ в цілому з урахуванням ККД парового котла $\eta_{\text{пк}}$ і ККД транспорту теплоти $\eta_{\text{тр}}$ отримаємо

$$\eta_c^e = \eta_{\text{гг}}^e \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}; \quad (3.53)$$

$$\eta_c^{\text{т}} = \eta_{\text{т}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}. \quad (3.54)$$

Значення η_c^e в основному визначається значенням $\eta_{\text{гг}}^e$, значення $\eta_c^{\text{т}}$ – значенням $\eta_{\text{пк}}$. Вироблення електроенергії з використанням відпрацьованої теплоти істотно підвищує ККД по виробництву електроенергії на ТЕЦ в порівнянні з КЕС і обумовлює економію палива.

Додаткова вода на ТЕС і ТЕЦ

На паротурбінних ТЕС є втрати пари, його конденсату і живильної води, які розділяють на внутрішні і зовнішні. Внутрішньостанційні втрати складаються з втрат на парове обдування котлів, на мазутні форсунки, на розігрівання мазуту, з продувальною водою котлів, через нещільність трубопроводів, арматури і устаткування. Величина цих втрат залежить від характеристики, якості виготовлення і монтажу устаткування, рівня експлуатації ТЕС. Внутрішні втрати складають: на КЕС – $0,8 \div 1,1$ %; на ТЕЦ – $1,5 \div 1,8$ %. Основна частина цих втрат – безперервне продування барабанних котлів. Зовнішні втрати дорівнюють $20 \div 40$ % і можуть складати 70 % у разі не повернення конденсату із заводів.

Згідно ПТЕ ТЕС втрати пари і конденсату на КЕС не повинні перевищувати 1.5% кількості пари, що виробляється котлами, на ТЕЦ ці втрати складають в середньому 40%. Втрати конденсату на ТЕС всіх типів відшкодовують додатковою водою (готується з початкової води). Сира вода містить різні речовини у вигляді механічних домішок і в розчиненому стані. Механічні домішки складаються з частинок піску, глини і ін. У розчиненому стані містяться хімічні сполуки металів – солі: *Na*, *Ca*, *Mg*, *Fe*, силкати Na_2SiO_2 , $Ca(HSiO_3)_2$; гази O_2 , CO_2 і N_2 . У воді знаходяться також продукти розкладання тваринних і рослинних організмів; окисли кремнію і окисли заліза.

Солі *Ca*, *Mg*, *Si* при випаровуванні води в котлі випадають з розчину і відкладаються на поверхнях нагріву у вигляді накипу або залишаються у воді в зваженому стані у вигляді мулистого осаду – шламу. Механічні домішки також відкладаються на поверхнях нагріву. O_2 і CO_2 , розчинені у воді, можуть вступати в хімічні реакції, що приводить до корозії металу. При випаровуванні води кремнієва кислота переходить в пару, солі її виділяються з пари і відкладаються на лопатках турбін. Видалити кремнієву кислоту повністю з води хімічним методом не вдається. Сумарний вміст у воді солей *Ca* і *Mg* називають загальною жорсткістю води, вона розділяється на карбонатну і не карбонатну

(вимірюється в мг–екв/дм³, мкг–екв/дм³).

Для видалення домішок природну воду піддають попередній підготовці (очищенню). Застосовують два способи підготовки додаткової води: хімічне і термічне знесолювання.

При будь-якому способі підготовки додаткової води її спочатку освітлюють, тобто очищають від крупних зважених часток (грубодисперсних домішок) і дрібних часток (колоїднодисперсних речовин) з діаметром менше 100 мкм. Грубодисперсні домішки видаляють освітленням води шляхом відстоювання і фільтрування. Колоїднодисперсні частинки заздалегідь укрупнюють, що досягається їх коагуляцією спеціальними реагентами (коагулянтами). При коагуляції утворюються грубодисперсні пластівці, які випадають в освітлювачах або поглинаються в процесі фільтрування. Після освітлення воду пом'якшують методом *Na* або *H* – катіонування. При *Na* – катіонуванні замість солей *Ca* і *Mg* утворюються солі натрію, які в котельній воді залишаються в розчиненому вигляді і не дають накипу. Недоліком *Na* – катіонування є високі лужність і загальний солевміст зм'якшеної води. У установках, що працюють за схемою *H* – катіонування при обміні і поглинанні іонів *Ca* і *Mg* виділяються іони водню, а солі *Ca* і *Mg* утворюють сірчану, соляну і вугільну кислоту, тобто вода стає кислою. Перед подачею в котел воду заздалегідь нейтралізують лужною водою, отриманою після катіонітного фільтру. Це схема очищення з одночасним *H–Na* – катіонуванням.

На ТЕС з барабанними котлами застосовують хімічне знесолювання додаткової води, а також підживлювальної води тепломережі (пом'якшення, знесолювання).

Для живлення прямоточних котлів застосовують повне хімічне знесолювання – катіонування з подальшою обробкою води в аніонітних фільтрах. Для додаткового знекремнення вода після пропуску її через декарбонізатор подається в *H* – катіонітні і аніонітні фільтри II і III ступенів, де вона звільняється і від кремнієвої кислоти (на ТЕС надкритичного тиску).

Хімічний метод знесолювання є основним при середньому солевмісті початкової води $54 \div \leq$ мг–екв/дм³ для барабанних котлів і не вище $43 \div$ мг–екв/дм³ для прямоточних котлів.

На багатьох ТЕС заповнення втрат пари і конденсату проводять дистилятом. Дистилят отримують у випарних установках термічним знесолюванням хімічно зм'якшеної води або води, що пройшла спрощену обробку (вапнування, содовапнування, пом'якшення підкисленням).

Випарник – теплообмінник поверхневого типу. При роботі

випарника до нього безперервно підводяться первинна пара з регенеративних або регульованих відборів турбіни і зм'якшена вода, частина якої випаровується, утворюється вторинна пара (рис. 3.17). Вторинну пару направляють в конденсатор випарника – поверхневий теплообмінник, включений в систему регенеративного підігріву живильної води. У двоступінчатих і багатоступінчатих установках вторинна пара першого ступеня є гріючою парою другого ступеня і т.д.

Жорсткість живильної води для випарників не повинна перевищувати 30 мкг-екв/дм³ (при сильно мінералізованій початковій воді ≤ 75 мкг-екв/дм³). При вмісті $O_2 \geq 30$ мкг/дм³ необхідна попередня деаерація живильної води. В цьому випадку солеміст вторинної пари випарників не перевищує 0,2 мкг/дм³. Одноступінчаті випарні установки (рис. 3.17) застосовують на КЕС, де втрати пари і конденсату не перевищують 3%. Вони працюють при температурному перепаді первинної і вторинної пари $\Delta t = t_{\text{Спер}} - t_{\text{Свт}} = 12 \div 15$ °С, що відповідає різниці їх тисків $\Delta p = 0,1 \div 0,2$ МПа. На ТЕЦ застосовуються 2-х ступінчасті або багатоступінчасті установки (до шести ступенів), що збільшує вихід дистилату на одиницю первинної пари.

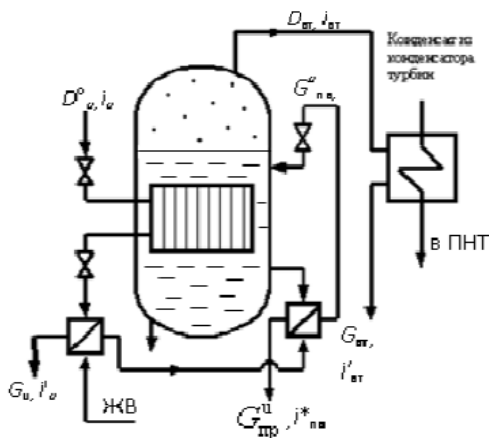


Рисунок 3.17 – Одноступінчаста випарна установка

Вартість дистилату визначається в основному вартістю хімпідготовки живильної води випарників і відрахуваннями від капітальних витрат на випарну установку. При солемісті початкової води більше 300÷400 мг/кг дистилат дешевший за воду, оброблену методом

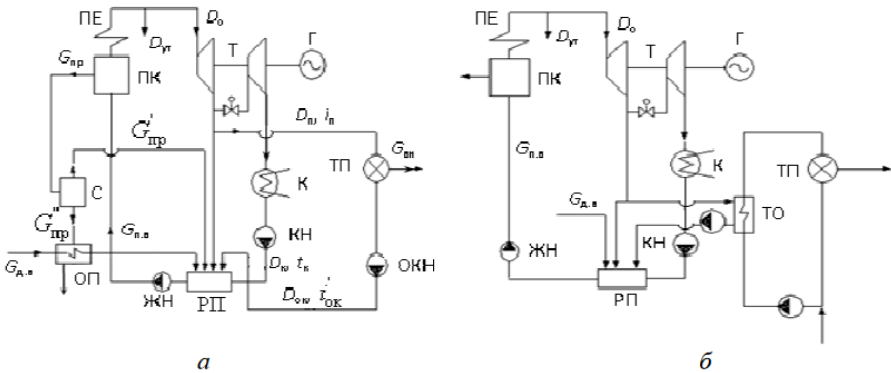
глибокого знесолювання. При термічному знесолюванні витрачається значно менше хімічних реактивів, знижується кількість солей в скидних водах.

Розроблені випарники миттєвого скипання, які працюють на сирій воді з затравкою або на воді, обробленій методом підкислення. При цьому відкладення накипу не відбувається на теплообмінних поверхнях лише при низьких температурах води (до 120 °С). Тиск первинної пари $p_o^u \leq 2,0$ МПа, а в останньому ступені $-p_o^u \approx 0,008$.МПа. Число ступенів випарних установок миттєвого скипання досягає 30÷35. Витрата гріючої пари знижується, проте вартість установки зростає.

Відпуск теплоти споживачам від ТЕЦ

Теплова енергія потрібна для технологічних процесів і силових установок промисловості, для опалення і вентиляції будівель, кондиціонування повітря (КП) і побутових потреб. Для виробничих цілей потрібна насичена пара $p=0,15\div 1,6$ МПа. Для зменшення втрат при транспорті з ТЕС пару відпускають декілька перегрітою. На опалення, вентиляцію і побутові потреби з ТЕЦ гаряча вода в міській тепловій мережі подається при температурі від 70 до 150 °С, а в приміській – від 70 до 180 °С.

Відпуск теплоти від ТЕЦ зовнішньому споживачеві здійснюється по двом принципово різним схемам (рис. 3.18).



С – сепаратор-розширювач продукції; ОП – охолодник продувальної води; ТП – тепловий споживач; ТО – проміжний теплообмінник

Рисунок 3.18 – Схеми відпуску теплоти зовнішньому споживачу:

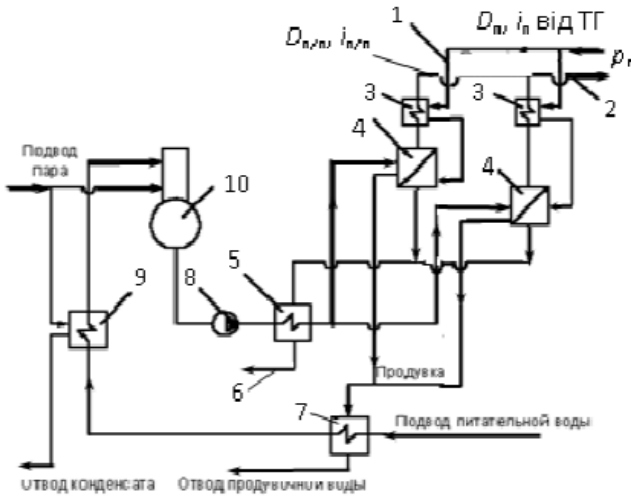
а – відкрита; б – замкнута

Відкрита схема відпуску теплоти (рис. 3.18а) застосовується для подачі промислового споживачеві пари з відбору турбіни типу ПТ або з протитиску турбіни типу Р.

Закрита схема відпуску теплоти (рис. 3.18б) застосовується при відпуску теплоти промислового або комунальному споживачеві через проміжний теплообмінник (мережний підігрівач). При цьому пара з відбору турбіни є тільки гріючим середовищем для теплоносія, циркулюючого в теплообмінних апаратах споживача. Якщо споживачеві потрібна пара, то як проміжний теплообмінник застосовується пароперетворювач. При закритій схемі відпуску теплоти від ТЕЦ баланс пари і конденсату не відрізняється від КЕС.

Пара на технологічні потреби подається або безпосередньо від турбіни, або від спеціальних апаратів – пароперетворювачів. Пароперетворювач конструктивно подібний до випарника. У схемі з пароперетворювачем конденсат пари відбору зберігається на ТЕЦ (рис. 3.19). Споживачеві відпускається вторинна пара, що отримується в пароперетворювачі з хімічно очищеної води, приготованої за простою схемою – катіонування. Гріюча (первинна) пара з регульованого відбору турбіни по лінії 1 прямує в пароперегрівач 3, пройшовши пароперегрівач, пара поступає в гріючу секцію пароперетворювача 4. Для того, щоб не переривати подачу пари основному споживачеві при зупиненні турбіни зазвичай до пароперетворювача підводиться також резервна лінія гріючої пари від редуційно-охолоджувальної установки (на схемі не показана). Хімічно оброблена вода подається в пароперетворювач з деаератора насосом 8. Пара утворена в пароперегрівачі, пройшовши перегрівач, прямує по лінії 2 до споживача. Конденсат гріючої пари поступає через охолоджувач конденсату 5 по лінії 6 в деаератор живильної води котлів. У схему включені також охолоджувач продування 7 і підігрівач 9 живильної води пароперетворювача. Зазвичай теплота з парою подається промисловим підприємствам, що знаходяться поблизу електростанції, і тиск пари не перевищує 1,6 МПа. Коли пару відпускають з відборів, параметри її відповідають параметрам у відборах, вторинна пара перегрівається приблизно на 25 °С у окремому пароперегрівачі.

Перегрів вторинної пари скорочує втрати теплоти при її транспортуванні.



1, 2, 6 – трубопровід відповідно первинної та вторинної пари і конденсату первинної пари; 3 – пароперегрівач; 4 – пароперетворювач; 5 – охолодник конденсату; 7 – охолодник продувальної води; 8 – насос; 9 – підігрівач живильної води

Рисунок 3.19 – Схема включення пароперетворювачів

Для відпуску теплоти на опалення, вентиляцію і побутові потреби на крупних ТЕЦ є установка для підігріву мережної води, яка має два підігрівачі СП₁ і СП₂, що живляться паром від двох відборів турбіни, і піковий водогрійний котел ПВК (рис. 3.20а). У конденсаторі є окремий вбудований пучок теплофікації (ТК). Взимку через цей пучок пропускається мережна вода або підживлювальна вода, що направляєється потім в теплову мережу для компенсації витоків. Мережна вода підігрівается в ТК на декілька градусів і потім поступає в мережні підігрівачі. Коли через ТК проходить підживлювальна вода мережна вода з магістралі прямує відразу в мережні підігрівачі.

ПВК включається, коли кількості пари з відборів недостатньо для покриття всього теплового навантаження. При включеному пучку теплофікації конденсатора циркуляційна вода до нього не підводиться, і турбіна працює без втрат в холодному джерелі. Вакуум при цьому знижується. Влітку вода підігрівается тільки в мережному підігрівачі нижнього ступеня. На багатьох установках є один відбір (рис. 3.20б) теплофікації, пара від нього ($p=0,12\div 0,24$ МПа) відводиться до основного

підігрівача ОП. Додатковий підігрів мережної води (при зниженні t_3) проводиться в піковому підігрівачі парою через РОУ або від промислових відборів турбіни, якщо дозволяє технологічне навантаження. Охолоджувач дренажу є на мережних установках, що живляться парою регульованого відбору турбіни середнього тиску з атмосферним деаератором 0,12 МПа. При низькій температурі зовнішнього повітря тиск в основному підігрівачі піднімається до 0,24 МПа, а температура дренажу – до 125 °С.

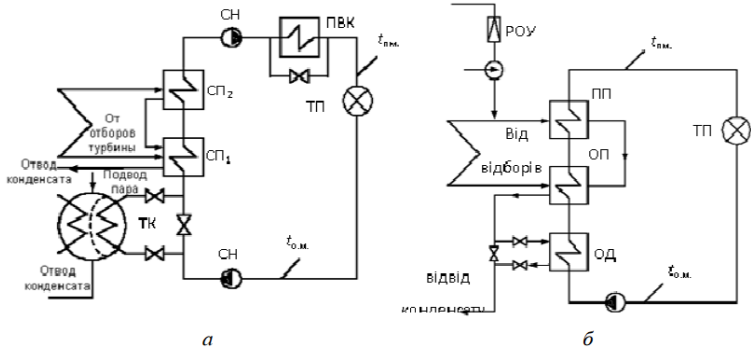
Для нормальної роботи атмосферного деаератора в цих умовах дренаж потрібно охолодити. Охолодження дренажу мережною водою не змінює теплову економічність ТЕЦ, оскільки із-за підігріву мережної води в охолоджувачі дренажу витрата пари на основний підігрівач зменшується, а витрата пари на деаератор в рівній мірі збільшується. На установках з деаераторами 0,6 МПа і вище охолоджувач дренажу не потрібен.

3.13 Вибір основного і допоміжного устаткування ТЕС

На ТЕС встановлюють турбогенератори однакової або різної потужності. Установка крупніших агрегатів пов'язана з швидким зростанням навантажень в районі ТЕС. В даний час збільшення потужності блоків практично не дає приросту ККД, проте при цьому знижуються питомі розрахункові витрати. Це пояснюється повільнішим зростанням витрат на корпус з укрупненням агрегатів в порівнянні із зростанням потужності агрегату. Одночасно знижується вартість контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, вартість будівлі, кількість обслуговуючого персоналу, знижується трудомісткість виготовлення агрегатів. Тому потужність блоку на КЕС має бути можливо більшою з урахуванням перспектив розвитку системи і аварійного резерву.

На ТЕЦ тип і кількість турбін визначається тепловим навантаженням і режимами споживання теплоти на основі ПТС. Агрегатна потужність турбін має бути більшою з урахуванням розвитку даного району. У районах з розвиненим промисловим і тепловим споживанням споруджують ТЕЦ змішаного типу з турбінами типів ПТ, Р і Т. Турбіни типу Р застосовуються для покриття базових навантажень і встановлюються спільно з турбінами, що мають регульовані відбори. Зазвичай ТЕЦ електричного резерву не має. Для робочих агрегатів укрупнення економічно доцільно, але при цьому при використанні крупних блоків вартість резерву зростає. Відповідно до проведених розрахунків доцільно встановлювати 5÷6 робочих агрегатів при одному

резервному і при подальшому збільшенні робочих агрегатів число резервних зростає пропорційно.



СП₁, СП₂ – мережні підігрівачі нижнього та верхнього ступенів; ОП – основний підігрівач; ПП – піковий підігрівач; ТК – теплофікаційний пучок конденсатора турбіни; ОД – охолодник дренажу; ПВК – піковий водогрійний котел; СН – мережний насос; К – конденсатор турбіни; РОУ – редукційно-охолоджувальна установка; ТП – тепловий споживач

Рисунок 3.20 – Схема підігріву мережної води на установці з двома теплофікаційними відборами і теплофікаційним пучком в конденсаторі турбіни (а) та з одним теплофікаційним відбором (б)

Переважне застосування на ТЕС отримали моноблоки з однокорпусним, двокорпусним виконанням і дубль-блоки (рис. 3.21). Паропродуктивність енергоблоку визначається максимальною витратою пари з 3 % запасом. На КЕС в енергосистемі резервні парогенератори не встановлюються. Для блокової компоновки основного устаткування характерні: менша вартість, простота теплової схеми, менша кількість арматури. Її застосування доцільне при великій агрегатній потужності з газовим проміжним перегрівом при роботі з базовим навантаженням. Застосування дубль-блока збільшує довжину трубопроводів і кількість запірної арматури, але тим самим підвищується і надійність. При виході з ладу блоку або парогенератора на ТЕЦ агрегати, що залишилися в роботі, повинні забезпечити спільно з піковими водогрійними котлами (ПВК) максимально тривалий відпуск пари на виробництво і середній за найбільш холодний місяць відпуск тепла на опалення, вентиляцію і гаряче

водопостачання. Зниження електричної потужності допустиме на величину потужності найбільш крупного турбогенератора. При цілорічному ремонті блоку або котла як ремонтний резерв для покриття теплових навантажень використовуються ПВК. Зазвичай на 5 або 10 парогенераторів встановлюють один резервний.

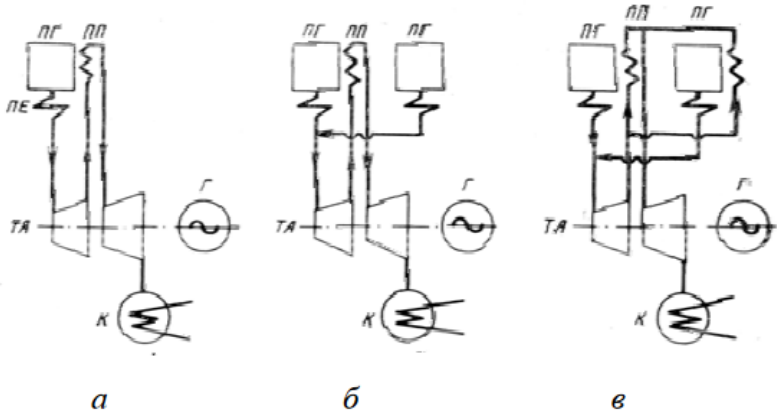


Рисунок 3.21 – Схеми компоновки енергоблоків: а – моноблок с однокорпусним парогенератором; б – моноблок с двокорпусним парогенератором; в – дубль-блок

На ТЕЦ з різнотипним котлотурбінним устаткуванням застосовуються схеми паропроводів з одиночними збірними магістралями. Збірна магістраль вирівнює потік пари між котлами і турбінами. Збільшення її надійності досягається застосуванням розділових засувок. В основному на ТЕЦ застосовують секційні схеми компоновки устаткування з поперечними зв'язками. Особливість схеми з поперечними зв'язками полягає в тому, що турбіна і парогенератор утворюють секцію і можуть працювати незалежно від інших ділянок паропроводу. Зв'язок кожної секції з магістраллю дозволяє мати загальний резерв по парогенераторах. Схема з поперечними зв'язками застосовується в основному тоді, коли продуктивність парогенератора відповідає витраті пари на турбіну. При нормальній роботі станції секції (одну секцію складають турбіна і парогенератор) підключені до магістралі, засувки на відведення закриті, перетікання пари через магістраль відсутнє. При необхідності подачі пари від резервного парогенератора в роботу включається магістраль, решта секцій свого режиму роботи не змінює. Кількість арматури в такій схемі

мінімально, пошкодження засувки не викликає зупинки станції. При однакових парогенераторах на ТЕЦ з секційною або блоковою схемою витрата пари на різні теплофікаційні турбіни має бути однаковою. Живильні насоси ТЕЦ повинні забезпечити максимальну потужність ТЕС із запасом 5 %. Для блоків потужністю до 200 МВт застосовуються насоси з електроприводом на 100 % подачі живильної води, в цьому випадку резервний насос з 100 % подачею живильної води знаходиться на складі. Можлива установка двох живильних насосів продуктивністю по 50 % без резерву. Аналогічно вибираються і бустерні насоси призначені для підтримки необхідного тиску на всасі основного (живильного) насосу. Блоки 300 МВт і вище працюють при початковому тиску пари 24 МПа. Для них передбачається установка живильного насоса повної продуктивності з паротурбінним приводом, встановлюється турбіна з протитиском.

Для блоків 500 МВт і вище для розвантаження вихлопу головної турбіни приводні турбіни живильного насоса виконуються конденсаційними. Встановлюється два насоси на один блок з продуктивністю 50 %. При установці живильних турбонасосів для пуску станції хоча б один живильний насос повинен мати електропривод. Конденсатні насоси призначені для транспорту конденсату з конденсатора в деаератор живильної води, їх число має бути мінімальним. Встановлюють один насос продуктивністю 100 % або два робочих насоса продуктивністю по 50 %. Подача конденсатного насоса визначається найбільшим пропуском пари в конденсатор з урахуванням регенеративних відборів. Циркуляційні насоси призначені для подачі охолоджувальної води в конденсатор, масло - і повітроохолоджувачі. На одну турбіну встановлюється 1÷2 насоса, резерв не передбачається. Живильні насоси випарників і пароперетворювачів вибираються централізовано на ТЕС або окремій секції у мінімальній кількості: 1÷2 насоси в роботі при одному резервному при подачі рівній робочому насосу. Запас по продуктивності для кожного насоса складає 15÷20 % з урахуванням продування. Тиск насоса вибирається відповідно до прийнятої схеми. Конденсатні насоси випарників і пароперетворювачів застосовуються, якщо не передбачається каскадний злив дренажу в деаератор, регенеративні підігрівачі і т.д. Ці конденсаційні насоси вибираються з резервом, індивідуально для кожної установки або централізовано залежно від числа і продуктивності пароперетворювачів або випарних установок. Насоси мережних підігрівачів призначені для живлення теплових мереж і створення циркуляції в замкнутих проміжних контурах ТЕС. Робочі і резервні насоси

встановлюються загальними для ТЕС. При стабільному навантаженні по гарячому водопостачанню може встановлюватися «літній» насос гарячого водопостачання. Число насосів визначається по витраті мережної води, тобто тепловій потужності підігрівачів і продуктивності насосів, що випускаються промисловістю, проте загальна кількість мережних насосів має бути не менше двох. Напір мережних насосів визначається гідравлічним опором теплових мереж. Конденсатні насоси мережних підігрівачів вибираються індивідуально: 1÷2 робочих насоса і один резервний насос у мережного підігрівача нижнього ступеня. Підживлювальні насоси теплових мереж виконуються відцентрового типу, при закритій схемі встановлюють два насоси, при відкритій – три, включаючи і резервні насоси. Дренажні насоси мережних підігрівачів встановлюються без резерву, при зупинці дренажного насоса злив дренажу проводиться в мережний підігрівач нижчого тиску і в конденсатор.

Тип допоміжного устаткування визначається типом і потужністю турбіни. Турбіни поставляються заводом-виготівником в комплекті з допоміжним устаткуванням: регенеративними підігрівачами, ежекторами, охолоджувачами масла, насосами системи регенерації. Характеристики допоміжного устаткування даються в довідковій літературі і в каталогах. Деаератори мають високу надійність і тому не резервуються. Їх продуктивність визначається максимальною витратою живильної води на блок, секцію, станцію з 10 % запасом. На блок встановлюються 1÷2 деаератора, при блокувній компоновці – при виході з роботи одного з деаераторів останні повинні забезпечити нормальну роботу. Деаераційні колонки встановлюють на баки живильної води. Число колонок 1÷2 на бак, колонки сполучені між собою по лінії пари і води. Ємкість бака розраховується на роботу протягом 5 хвилин при блокувній компоновці, 10 хвилин при не блокувній компоновці і 20 хвилин на ТЕЦ. Ємкість води в баку складає 85 % від геометричної його ємкості. Деаератори додаткової води парогенераторів і підживлювальної води теплових мереж виконуються централізованими для всієї (або окремої) черги ТЕС; зазвичай встановлюють 1÷2 деаератора. Мережні підігрівачі встановлюються індивідуально для кожної турбіни, без резерву, оскільки працюють сезонно, а в літній період часу несуть тільки навантаження гарячого водопостачання. Редукційно-охолоджувальні установки (РОУ) служать для резервування регульованих виробничих відборів пари. РОУ встановлюються по одній для даних параметрів пари, продуктивність РОУ дорівнює продуктивності відбору турбіни. РОУ можуть застосовуватися

для відпуску пари також і при тиску пари не відповідному тиску відбору. На ТЕС застосовуються допоміжні РОУ: на мазутне розпалювальне господарство, обдування поверхонь нагріву котлів, підігрівачі місцевого опалення, деаератори. Роботу РОУ слід обмежувати і замінювати відпуском пари з відборів. Енергетичні парогенератори за умовами надійності забезпечуються двома димососами і двома дуттьовими вентиляторами, що працюють паралельно. Паралельна робота в порівнянні з ізольованою декілька знижує продуктивність тягодуттьових машин. Подача димососів і вентиляторів повинна забезпечувати повну продуктивність парогенераторів з 10 % запасом. Напір тягодуттьових машин вибирається із запасом 15 % і складає для вентиляторів 3÷5 кПа, димососів - 4÷7 кПа, повітродувки - 10÷13 кПа.

3.14 Призначення і зміст розгорненої теплової схеми ТЕС

Розгорнена тепла схема (РТС) включає все устаткування ТЕС: основне, допоміжне, резервне, трубопроводи, арматуру, паралельні і обвідні трубопроводи, відповідно до послідовності технологічного процесу робочого тіла. РТС дозволяє оцінити надійність виконання основного технологічного процесу, економічність прокладки системи трубопроводів, можливі режими включення і виключення устаткування при зміні навантаження і зупинці устаткування, служить основою для компоновки головного корпусу ТЕС.

РТС складається на основі виконаного вибору устаткування і показує тип і число агрегатів ТЕС, способи з'єднання обладнання трубопроводами, тип і розстановку арматури. У специфікації РТС вказується тип, число, основні характеристики устаткування. При блоковій компоновці устаткування РТС дається для одного блоку (при однакових блоках), а при різних блоках – для кожного типу блоку. В цьому випадку схема повинна включати загальностанційні допоміжні лінії.

На РТС представляють наступне устаткування і трубопроводи:

- 1) турбіни з електрогенераторами і конденсаторами;
- 2) парогенератори. Для прямооточних парогенераторів вказується включення економайзерів, випарних і пароперегрівальних поверхонь, вбудованих сепараторів, насосів рециркуляції, арматури і т.д.;
- 3) теплообмінні апарати – регенеративні і мережні підігрівачі, випарники, пароперетворювачі, деаератори з баками, допоміжні підігрівачі, охолоджувачі пари, масло - і газоохолоджувачі і інші

теплообмінники;

4) насоси – живильні, конденсатні, мережних підігрівачів, бустерні, дренажні, випарників, пароперетворювачів;

5) допоміжні приводні турбіни;

6) пікові водогрійні котли;

7) баки чистого і забрудненого конденсату, додаткової знесоленої води дренажні, зливні;

8) установки хімічного знесолювання;

9) трубопроводи свіжої пари і проміжного перегріву пари, живильні, конденсатні, регенерації, власних потреб, дренажні, додаткової води, циркуляційні. Для ТЕЦ, крім того, вказують трубопроводи подачі пари на мережні підігрівачі, зворотного конденсату, прямої і зворотної мережної води;

10) пускові пристрої: БРОУ, РОУ, сепараторів, насоси рециркуляції і відповідну арматуру;

11) арматуру – запірну, регулюючу, захисну, дросельну, обвідну і ін.

На РТС для головних трубопроводів вказуються зовнішній діаметр і товщина стінки.

Контрольні питання до розділу 3

1) Що називається електричною станцією?

2) Як поділяються теплові електростанції за виглядом використовуваної природної енергії та за призначенням?

3) Що називають енергосистемою?

4) Призначення принципової теплової схеми та принципи її складання?

5) З яких елементів складається технологічна схема паротурбінної ТЕС та який принцип її дії?

6) У чому полягає ПТС ТЕС та ТЕЦ?

7) Основні принципи комбінованого вироблення теплоти та електричної енергії?

8) З яких елементів складається ПТС ТЕЦ та як проводиться порівняння роздільного та комбінованого вироблення енергії?

9) Які основні вимоги до ТЕС?

10) Цикл Ренкіна для теплових електростанцій.

11) Як впливають початкові та кінцеві параметри пари на теплову економічність ТЕС?

12) Як впливає проміжний перегрів пари та застосування надбудов на

теплову економічність ТЕС?

13) У чому полягають особливості проміжного перегріву пари на ТЕЦ?

14) Яка енергетична ефективність використання регенеративного підігріву живильної води на теплових електростанціях?

15) Які схеми підключення регенеративних підігрівачів застосовуються та які оптимальні параметри підігріву живильної води на ТЕС та ТЕЦ?

16) Як розраховують витрати теплоти та палива на КЕС та ТЕЦ?

17) Яким нормам повинна відповідати додаткова вода на теплових електростанціях?

18) Які методи обробки додаткової води використовують на ТЕС?

19) Як відбувається відпуск теплоти від ТЕЦ з парою?

20) Як відбувається відпуск теплоти з гарячою водою на ТЕЦ?

21) У чому полягають основні положення по вибору котлів, турбін та допоміжного обладнання на теплових електростанціях?

22) Яке призначення та зміст розгорненої теплової схеми ТЕС?

4 ГАЗОТУРБІННІ ТА ПАРОГАЗОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

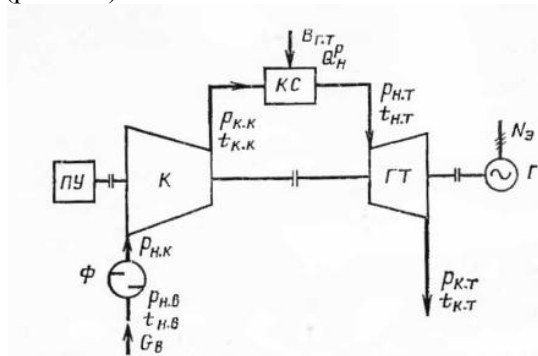
4.1 Схеми і показники газотурбінних установок електростанцій

Газотурбінні електростанції як самостійні енергетичні установки отримали обмежене розповсюдження. Серійні газотурбінні установки (ГТУ) мають невисоку економічність, споживають, як правило, високоякісне паливо (рідке або газоподібне). При невеликих капітальних витратах на спорудження вони характеризуються високою маневреністю, тому в деяких країнах їх використовують як пікові енергоустановки. ГТУ мають в порівнянні з паровими турбінами підвищені шумові характеристики, що вимагає додаткової звукоізоляції машинного відділення і повітрязабірних пристроїв. Повітряний компресор споживає значну частку (50÷60%) внутрішньої потужності газової турбіни. Внаслідок специфічного співвідношення потужностей компресора і газової турбіни діапазон зміни електричного навантаження ГТУ невеликий.

Одинична потужність встановлених газових турбін не перевищує 100÷150 МВт, що значно менше необхідної одиничної потужності крупних енергоблоків.

Більшість сучасних ГТУ працюють за схемою безперервного згорання палива і виконуються по відкритому (розімкненому) або закритому (замкнутому) циклу в залежності від виду спалюваного палива.

У ГТУ відкритого циклу як паливо використовується рідке малосірчисте газотурбінне паливо або природний газ, які подаються в камеру згорання (рис. 4.1).

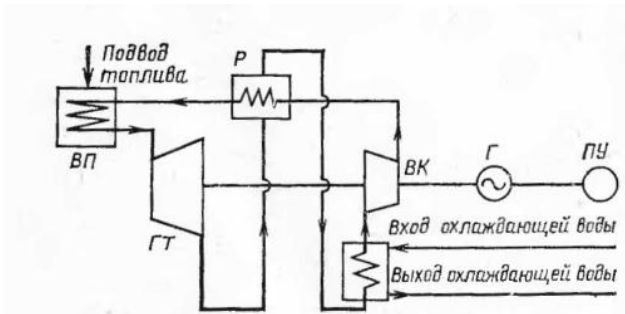


К — повітряний компресор; ГТ — газова турбіна; Г — електрогенератор; ПУ — пусковий пристрій; Ф — повітряний фільтр; КС — камера згорання палива

Рисунок 4.1 – Принципова теплова схема ГТУ відкритого циклу

Необхідне для згорання палива повітря очищається в фільтрі і стискується в компресорі до тиску $p=0.6\div 2.0$ МПа. Для отримання заданої температури газів перед газовою турбіною $t=750\div 1200$ °С у камері згорання підтримується потрібний надлишок повітря ($2.5\div 5.0$) з урахуванням теоретичної температури горіння палива, виду палива, способу його спалювання і ін. Гарячі гази є робочим тілом в газовій турбіні, де вони розширюються, а потім при температурі $t=450\div 550$ °С викидаються в димову трубу.

ГТУ замкнутого циклу (рис. 4.2) дозволяють використовувати як тверде, так і високосірчисте рідке паливо (мазут), що спалюється в камері згорання, де встановлений підігрівач робочого тіла, зазвичай повітря. Включення в схему повітроохолоджувача зменшує роботу стискування в компресорі, а регенератора - підвищує економічність ГТУ. Поки не отримали застосування ГТУ замкнутого циклу з іншими робочими тілами (гелій і т.п.).



ВП — повітропідігрівач; ГТ — газова турбіна; Р — регенератор;
 ВК — повітряний компресор; Г — електрогенератор; ПУ — пусковий пристрій

Рисунок 4.2 – Принципова схема ГТУ закритого циклу

Основні переваги ГТУ для енергосистеми полягають в їх мобільності. У залежності від типу установки її час пуску і навантаження складає $5\div 20$ хв. ГТУ характеризуються нижчою питомою вартістю (на $50\div 80\%$ менше, ніж у базових енергоблоків), високим ступенем готовності до пуску, відсутністю потреби у охолоджувальній воді, можливістю швидкого будівництва ТЕС при малих габаритах електростанції і незначному забрудненні навколишнього середовища. Разом з тим ГТУ мають невисокий ККД виробництва електроенергії ($28\div 30\%$), заводське

виготовлення їх складніше, чим парових турбін, вони потребують дорогих і дефіцитних видів палива. Ці обставини визначили і найбільш раціональну область використання ГТУ в енергосистемі як пікових і зазвичай автономних установок з використанням встановленої потужності 500÷1000 год/рік. Для таких установок доцільна конструктивна схема у вигляді одновальної ГТУ простого циклу без регенерації або з регенератором теплоти відхідних газів. Така схема характеризується великою простотою і компактністю установки, яка в значній мірі виготовляється і вмонтовується на заводі. Рідке газотурбінне паливо, що використовується для ГТУ, на електростанції піддається фільтрації і промивці від солей лужних металів. Потім в паливо додають присадку із змістом магнію для запобігання ванадієвій корозії. За даними експлуатації така підготовка палива сприяє тривалій роботі газових турбін без забруднення і корозії проточної частини.

Важливою особливістю газотурбінних установок є залежність їх показників від параметрів зовнішнього повітря, а насамперед від його температури. Під її впливом змінюється витрата повітря через компресор, співвідношення внутрішніх потужностей компресора і газової турбіни і у результаті — електрична потужність ГТУ і її ККД. Зниження температури зовнішнього повітря з +40 до - 40 °С приводить до значного збільшення електричної потужності ГТУ. Для різних початкових температур це збільшення складає 140÷160 %. Для обмеження зростання потужності ГТУ при пониженні температури зовнішнього повітря і з урахуванням можливості перевантаження електрогенератора доводиться впливати або на температуру газів перед газовою турбіною, зменшуючи витрату палива, або на температуру зовнішнього повітря, підмішуючи невелику кількість відхідних газів (2÷4%) до забірного компресором повітря. Постійну витрату повітря в діапазоні навантажень 80÷100% можна підтримувати також прикриттям вхідного направляючого апарату компресора ГТУ. Підвищення зовнішньої температури повітря збільшує коефіцієнт надлишку повітря за газовою турбіною і температуру відхідних газів, що сприяє погіршенню енергетичних показників ГТУ. Підвищення атмосферного тиску призводить до підвищення витрати повітря через компресор унаслідок збільшення густини повітря. Із зростанням цього тиску в діапазоні 720÷800 мм рт. ст. при постійному значенні температури зовнішнього повітря електрична потужність ГТУ зростає приблизно на 10 %, тоді як електричний ККД установки залишається практично постійним.

4.2 Парогазові установки електростанцій

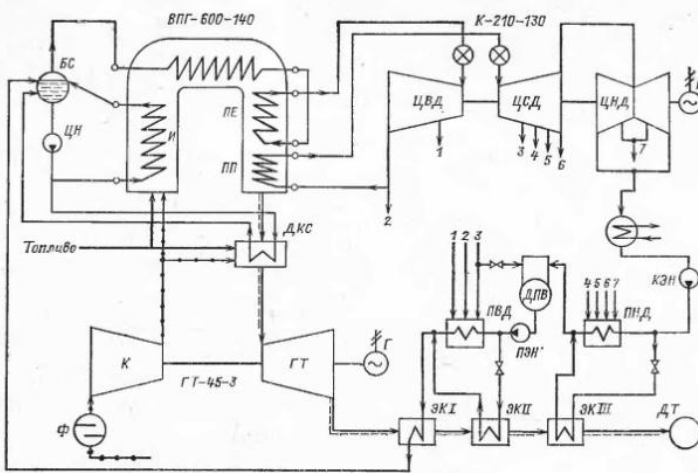
Поєднання паротурбінної і газотурбінної установок, що об'єднуються загальним технологічним циклом, називають парогазовою установкою (ПГУ) електростанції. З'єднання цих установок в єдине ціле дозволяє понизити втрату теплоти з відхідними газами ГТУ або парового котла, використовувати гази за газовими турбінами як підігрітого окислювача при спалюванні палива, отримати додаткову потужність за рахунок часткового витіснення регенерації паротурбінних установок і зрештою підвищити ККД парогазової електростанції в порівнянні з паротурбінною і газотурбінною електростанціями.

Застосування ПГУ для сьогоденної енергетики — найбільш ефективний засіб значного підвищення теплової і загальної економічності електростанцій на органічному паливі. Кращі з діючих ПГУ мають ККД до 46 %. Серед різних варіантів ПГУ найбільше поширення набули наступні схеми: ПГУ з високо напірним парогенератором (ВПП); ПГУ зі скиданням газів газової турбіни в топку парового котла; ПГУ з паровим утилізаційним котлом (УПК); напівзалежні ПГУ; ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива.

ПГУ з високонапірним парогенератором працюють на природному газі або на рідкому газотурбінному паливі (рис. 4.3). Повітряний компресор подає стиснуте повітря в кільцевий зазор корпусу ВПП і в додаткову камеру згорання ДКС, де його температура підвищується. Гарячі гази після спалювання палива в топковій камері мають тиск $0.6 \div 1.2$ МПа залежно від тиску повітря за компресором і використовуються для генерації пари і його перегріву. Після проміжного перегрівача (останньої поверхні нагріву ВПП) гази з температурою приблизно 700 °С поступають в додаткову камеру згорання, де догріваються до 900 °С і поступають в газову турбіну. Відпрацьовані в газовій турбіні гази прямують в триступінчатий газоводяний економайзер, де вони охолоджуються живильною водою і основним конденсатом парової турбіни. Таке підключення економайзерів забезпечує постійну температуру відхідних газів $120 \div 140$ °С перед їх виходом в димову трубу. Разом з тим в такій ПГУ відбувається часткове витіснення регенерації і збільшення потужності паротурбінної установки. Високонапірний парогенератор є загальною камерою згорання палива для паротурбінної і для газотурбінної установки. Особливістю такої ПГУ є і те, що надлишковий тиск газів в схемі дозволяє не встановлювати димососи, а повітряний компресор замінює дутьовий вентилятор; відпадає необхідність у повітропідігрівачі.

Пара з ВПГ прямує в паротурбінну установку, що має звичайну теплову схему. Істотною перевагою даної установки є зменшення габаритів і масових показників ВПГ, що працює при тиску в газовому тракті 0.6÷1.2 МПа.

Високонапірний парогенератор цілком виготовляється в заводських умовах. У відповідності з вимогами транспортування паропродуктивність одного корпусу ВПГ не перевищує 350 т/г. ПГУ з ВПГ доцільно застосовувати при помірних температурах газів перед ГТУ. Із збільшенням цієї температури зменшується частка теплоти, що передається газами поверхні нагріву високонапірного парогенератора. Автономна робота парового ступеня ПГУ з ВПГ неможлива, що є недоліком цієї схеми, що вимагає рівної надійності газотурбінної установки, парової турбіни, парогенератора.



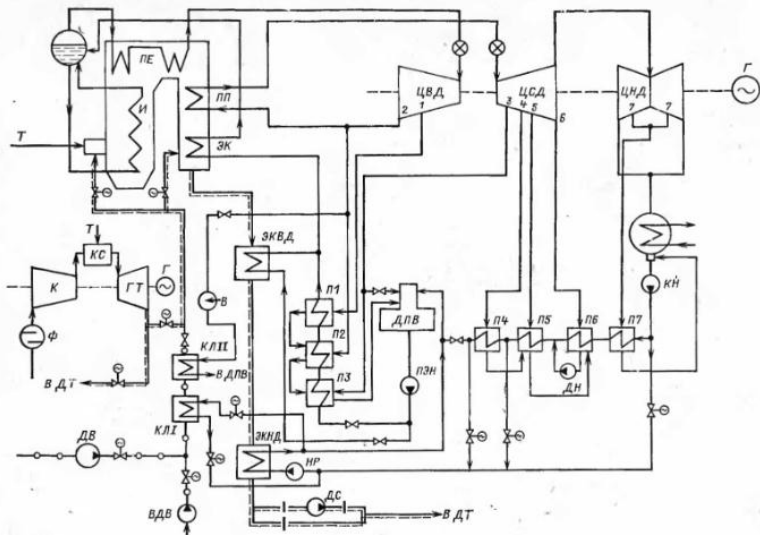
БС — барабан-сепаратор; ПЕ — пароперегрівач; ПП — проміжний перегрівач; И — випарні поверхні нагріву; ЦН — циркуляційний насос; ЭК1 - ЭКШ — газодояні економайзери утилізації теплоти відхідних газів ГТУ; ДПВ — деаератор живильної води; ДКС — додаткова камера згорання

Рисунок 4.3 – Принципова теплова схема парогазової установки с високонапірним парогенератором

Використання ПГУ з ВПГ перспективно в схемах з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля. ПГУ з скиданням газів газової турбіни в топку парового котла характеризуються тим, що відхідні газы газової турбіни є високо підігрітими (450÷550 °С) забаластованим

окислювачем із змістом кисню 14÷16 %. З цієї причини їх доцільно використовувати для спалювання основної маси палива в паровому котлі (рис. 4.4). Котел поставляється без повітропідігрівача і може працювати як «під наддувом», так і з урівноваженою тягою. Для цього в схемі передбачені димососи ДС. Дана схема ПГУ дозволяє працювати в трьох різних режимах: режим ПГУ і режими автономної роботи газового і парового ступенів.

Основним є режим роботи установки по парогазовому циклу. Відхідні гази газової турбіни подаються в основні пальники котла. У пальники поступає і підігріте в калорифері повітря якого недостатньо для процесу горіння, що нагнітається вентилятором додаткового повітря ВДВ. Відхідні гази парового котла охолоджуються в економайзерах високого і низького тиску і потім прямують в димову трубу. У зв'язку з цим регенеративні відбори парової турбіни частково розвантажені, а тиск пари в її проточній частині декілька зростає; збільшений пропуск пари в конденсатор турбіни. При автономній роботі парового ступеня повітря, необхідне для спалювання палива в котлі, подається дуттьовим вентилятором ДВ в калорифери, де підігрівається до 180 °С і потім прямує в пальники. Паровий котел працює під розрідженням, що створюється димососами ДС. При автономній роботі газового ступеня відхідні гази прямують в димар. З підвищенням температури газів перед газовою турбіною ПГУ і при нижчому ступені стиснення повітря в компресорі вміст кисню в відхідних газах газової турбіни зменшується, що вимагає подачі додаткової кількості повітря.

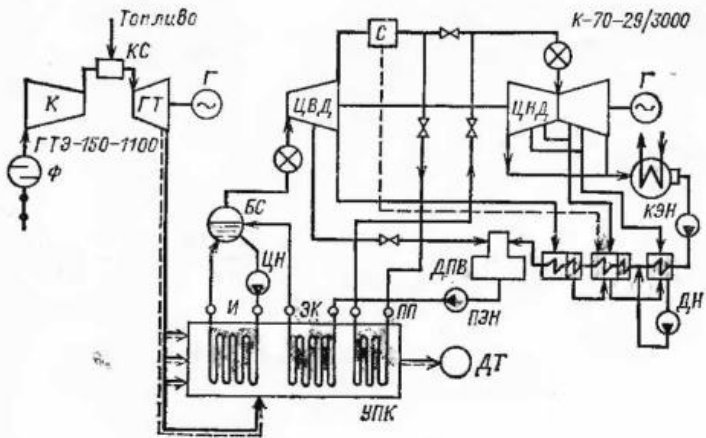


ПЕ - пароперегрівач свіжої пари; ПП - проміжний пароперегрівач; Ж, ЭКВД, ЭКНД - економайзери: основний, високого і низького тисків; П1-П7 - підігрівачі системи регенерації парового ступеня; ДЛВ - деаератор живильної води; ПЭН, КН, ДН - живильний, конденсатний, дренажний насоси; НР - насос рециркуляції основного конденсату в ЭКНД; ДВ, ВДВ - вентилятори дуттьовий и додаткового повітря; КЛІ, КЛІІ - калорифери першого та другого ступеня; В - впорск живильної води з проміжного ступеня ПЭН; ДС - димосос

Рисунок 4.4 – Принципова тепла схема парогазової установки зі скиданням газів ГТУ в топку парового котла

Це приводить до збільшення об'єму газів, які проходять через конвективні поверхні нагріву парового котла, а також втрат теплоти з відхідними газами. Зростає і витрата електроенергії на привід дуттьового вентилятора. При спалюванні в котлі твердого палива підігріте повітря використовується в системі пилоприготування.

ПГУ з утилізаційними паровими котлами дозволяють використовувати відхідні гази газових турбін для генерації пари. На таких установках можлива реалізація чисто бінарного циклу без додаткового спалювання палива з отриманням пари низьких параметрів. На рис. 4.5 приведена схема такої ПГУ.



УПК - утилізаційний котел (парогенератор); С - сепаратор вологи;
 ДН - дренажний насос

Рисунок 4.5 – Принципова тепла схема парогазової установки с котлом-утилізатором і турбіною насиченої пари без допалювання палива

Для таких установок характерне використання тільки високоякісного органічного палива, головним чином природного газу. Для роботи ПГУ на резервному рідкому газотурбінному паливі необхідно передбачити в тепловій схемі додатковий підігрів води до 130÷140 °С щоб уникнути корозії хвостових поверхонь нагріву. Такий режим роботи виявиться тому менш економічним.

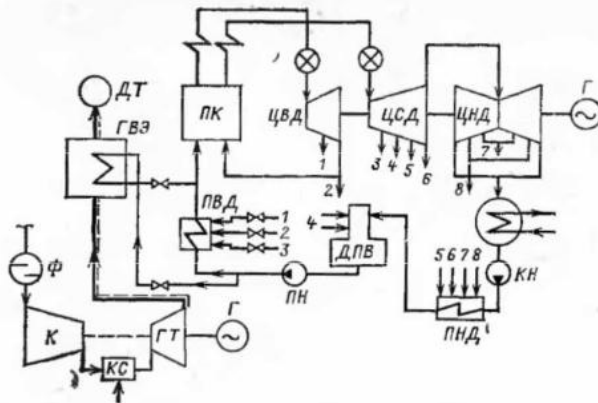
ПГУ з утилізаційними паровими котлами мають високу маневреність. Вони розраховані приблизно на 160 пусків за рік; час пуску після простою 6÷8 годин дорівнює 60 хв, а після останову на 40÷48 г - 120 хв.

Поєднання газотурбінних і паротурбінних установок з використанням типового серійного устаткування здійснюється в *напівзалежній парогазовій установці* (рис. 4.6). Вона призначається для використання при проходженні піків графіка електричного навантаження і припускає повне або часткове відключення підігрівачів високого тиску по парі. В результаті її пропуск через проточну частину парової турбіни підвищується і реалізується приріст потужності парового ступеня приблизно на 10÷11%. Пониження температури живильної води компенсується її додатковим підігрівом в газоводяному економайзері

відхідними газами газової турбіни. Температура відхідних газів ГТУ знижується при цьому приблизно до 190 °С. Сумарний приріст пікової потужності з урахуванням роботи ГТУ складає 35÷45% базової потужності паротурбінного блоку. Питома витрата умовного палива близька до витрати при автономній роботі цього блоку.

Розглянуті схеми ПГУ припускають часткове або повне використання високоякісного органічного палива (природного газу або рідкого газотурбінного палива), що гальмує їх широке впровадження. Значний інтерес представляють різні схеми парогазових установок з високонапірними парогенераторами і внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива, що дозволяють перевести парогазові установки цілком на вугілля. Заздалегідь подрібнене вугілля (3÷10 мм) подається для підсушки в сушарку і через окислювач (для запобігання шлакуванню) в газогенератор. Один з варіантів схеми - газифікація вугілля в газогенераторі з «киплячим» шаром на пароповітряному дутті.

Парогазові установки отримали достатньо широке застосування в США, Японії, Франції і ін. У ПГУ в основному спалюється природний газ і рідке паливо різних видів.



ГВЭ - газовойдяний економайзер; ПК - паровий котел
Рисунок 4.6 – Принципова теплова схема напівзалежної парогазової установки

Впровадженню ПГУ сприяла поява потужних ГТУ (70÷100 МВт) з початковою температурою газів 900÷1100 °С. Це дозволило застосувати ПГУ з утилізаційними паровими котлами барабанного типу з примусовою циркуляцією середовища і тиском пари 4÷9 МПа в залежності від того,

проводиться в них додаткове спалювання палива чи ні. Окрім ПГУ з утилізаційними котлами в деяких країнах застосовують ПГУ зі скиданням газів ГТУ в топку пилувугільного котла. Кращі закордонні ПГУ працюють з ККД 46÷49 %.

Контрольні питання до розділу 4

- 1) Які схеми газотурбінних установок використовуються?
- 2) ГТУ відкритого циклу та принцип її роботи?
- 3) ГТУ замкнутого циклу та принцип її роботи?
- 4) Як залежать показники роботи ГТУ від параметрів зовнішнього повітря?
- 5) Що називається парогазовою установкою?
- 6) Які схеми ПГУ використовуються?
- 7) Схема та принципи роботи ПГУ з високонапірним парогенератором?
- 8) Схема та принципи роботи ПГУ зі скиданням газів газової турбіни в топку парового котла?
- 9) Схема та принципи роботи ПГУ з утилізаційними паровими котлами?
- 10) Схема та основні принципи роботи напівзалежної ПГУ?
- 11) У чому полягає доцільність використання ПГУ?

5 АТОМНІ ТЕЦ І АТОМНІ КОТЕЛЬНІ

5.1 Типи ядерних енергетичних установок

Ядерна енергетична установка (ЯЕУ) є комплексом апаратів, систем, пристроїв і механізмів, призначених для перетворення ядерної енергії, що звільняється в результаті спалювання ядерного палива, в електричну, механічну або теплову енергію. ЯЕУ складається з двох частин: реакторної установки, в якій в результаті ділення нуклідів в ядерному паливі виділяється теплота і передається робочому тілу (речовині, що здійснює роботу, що перетворює теплоту в механічну енергію), і турбінної установки, в якій теплова енергія робочого тіла перетворюється на механічну і електричну.

Залежно від виду робочого тіла (водяна пара або газ) турбінна установка називається паротурбінною (ПТУ) або газотурбінною (ГТУ). На АЕС робочим тілом є тільки водяна пара (газотурбінні установки поки не знайшли розповсюдження на АЕС). Реакторну установку, призначену для отримання водяної пари в якості робочого тіла, називають ядерною паропродуктивною установкою (ЯППУ). У загальному випадку ЯППУ включає і себе ядерний енергетичний реактор з системою управління і захисту і первинним біологічним захистом, контур циркуляції теплоносія разом зі своїм обладнанням, парогенератори і допоміжні системи і пристрої, а також вторинний біологічний захист. В даний час ЯЕУ використовуються головним чином на конденсаційних АЕС. Останнім часом почато практичне використання ЯЕУ на атомних теплоелектроцентралях (АТЕЦ), де вироблення електроенергії поєднується з виробленням теплоти для потреб теплофікації, і на АСТ, де виробляється тільки низькопотенційна теплота для опалення.

Важливим перспективним напрямом використання ЯЕУ є застосування ЯЕУ з високотемпературним газоохолодженням ядерним реактором для виробництва високотемпературної теплоти.

5.2 Особливості ядерних енергетичних установок

За принципом роботи ЯЕУ або АЕС нічим не відрізняється від звичайної теплоенергетичної установки або ТЕС на органічному паливі. Головна відмінність АЕС від ТЕС полягає в тому, що на АЕС джерелом теплоти є не паровий котел, в якому в процесі горіння органічного палива хімічна енергія перетворюється на теплоту, а ядерний енергетичний реактор, де в процесі ділення ядер ^{235}U або ^{239}Pu відбувається

перетворення ядерної енергії на теплову. Цим визначаються основні особливості ЯЕУ, серед яких насамперед відзначимо наступні:

1. Надзвичайно високу калорійність ядерного палива, внаслідок чого на АЕС витрачається палива набагато менше, чим на ТЕС. Наприклад, ТЕС електричною потужністю 1000 МВт, що працює на кам'яному вугіллі Екибастузського басейну, споживає щодоби близько 12500 т вугілля, а АЕС тієї ж електричної потужності з реактором ВВЕР-1000 - близько 80 кг низькозбагаченого урану.

Унаслідок високої калорійності ядерного палива виробництво його з уранових руд з концентрацією урану більше 0,1 % суттєво дешевше за видобуток вугілля, нафти і газу, а об'єм перевезень ядерного палива, включаючи перевезення відпрацьованого радіоактивного палива, виявляється значно менше, що вимагає істотно менших витрат, чим перевезення органічного палива для ТЕС. При цьому саме паливне господарство на АЕС набагато менше, ніж на ТЕС. Тому АЕС, АТЕЦ і АСТ можна розміщувати поблизу місць споживання енергії, що істотно полегшує вирішення проблеми енергозабезпечення промислових центрів, віддалених від паливо видобувних районів.

2. Неможливість повного «спалювання» всіх ділимих нуклідів за один цикл перебування ядерного палива в реакторі. «Спалюється» тільки та частина нуклідів, що діляться, яка перевищує критичне завантаження. У цьому полягає принципова відмінність використання ядерного палива на АЕС в порівнянні з використанням органічного палива па ТЕС. Ця відмінність істотно впливає на економіку АЕС.

3. Можливість часткового, а в реакторах на швидких нейтронах розширеного відтворення ділимих нуклідів, наприклад ізотопів плутонію ^{239}Pu і ^{241}Pu . При цьому значна їх частина безпосередньо ділиться в реакторі, тим самим покращуючи паливний баланс і збільшуючи вигорання первинного палива. Інша частина накопичується у відпрацьованому паливі. Тому завжди є можливість отримання додаткового ядерного палива з відтворюючих нуклідів, що підвищує ступінь використання природного палива в 30÷40 разів і більше (при розширеному відтворенні).

4. Істотно менша, ніж на ТЕС тієї ж потужності, дія АЕС на навколишнє середовище, оскільки «спалювання» ядерного палива в реакторі відбувається без окислювачів. В той же час на ТЕС при спалюванні органічного палива відбувається майже триразове (по масі) споживання атмосферного кисню з безперервним викидом в атмосферу продуктів згорання - димових газів, що містять токсичні оксиди сірки і

азоту, метали і золю (при спалюванні вугілля). Тому, для того, щоб знизити шкідливу дію ТЕС на навколишнє середовище, потрібна споруда спеціальних захисних установок, вартість яких може досягати 25 % загальних витрат на будівництво ТЕС.

5. Утворення великої кількості високорадіоактивних продуктів ділення і пов'язане з цим тривале залишкове тепловиділення в активній зоні після зупинення реактора, наявність могутнього іонізуючого випромінювання, що викликає сильну наведену радіоактивність матеріалів активної зони і теплоносія, яка не повністю локалізується в межах активної зони, а разом з теплоносієм в деякому ступені розповсюджується по всьому контуру циркуляції теплоносія; необхідність вирішення специфічної проблеми - забезпечення ядерної і радіаційної безпеки АЕС, тобто запобігання опромінювання персоналу і радіоактивного забруднення навколишнього середовища вище за допустимі норми; використання спеціальних дорогих систем, пристроїв, обладнання, приладів і матеріалів, які не застосовуються на ТЕС. До таких специфічних систем і споруд, зокрема, відносяться: біологічний захист від іонізуючого випромінювання, спеціальні машини для дистанційного завантаження і перевантаження палива, басейни для охолодження і витримки відпрацьованого палива з реактора, система спеціального очищення теплоносія від радіоактивних продуктів ділення, система спеціальної вентиляції і фільтрації радіоактивних газів, система контролю герметичності твेलів, пристрою для дезактивації устаткування при ремонтах, пристрою для переробки радіоактивних відходів і сховищ для них і т.д.

6. Пред'явлення особливих вимог до забезпечення надійного охолодження, викликаних високою тепловою напругою активної зони, а також наявністю тривалого залишкового тепловиділення в твелах при зупиненому реакторі; необхідність в забезпеченні надійного охолодження активної зони у всіх експлуатаційних і можливих аварійних режимах (при втраті електроживлення ГЦН), а також маловірогідних аваріях, викликаних миттєвим розривом контуру циркуляції теплоносія. Інакше може відбутися неприпустиме підвищення температури твелів, порушення герметичності оболонок твелів, розплавлення палива і як наслідок інтенсивний вихід радіоактивних продуктів в теплоносії з можливим попаданням їх в приміщення АЕС, а далі - в оточуюче середовище; необхідність установки додаткових автономних джерел електропостачання (дизель-генераторів, акумуляторних батарей і т.д.), що діють незалежно від зовнішніх джерел електроживлення, і спеціальних систем аварійного охолодження

активної зони, а також спеціальних локалізуючих систем, які запобігають розповсюдженню радіоактивних продуктів в навколишнє середовище (наприклад, захисної оболонки, в якій розміщуються реакторна установка і все радіоактивне обладнання АЕС, басейнів барботерів, льодових конденсаторів і т.д.).

7. Трудність організації ремонтних робіт і заміни устаткування реакторної установки із-за високої радіоактивності в реакторі і контурі циркуляції теплоносія, а також залишкового тепловиділення в зупиненому реакторі; необхідність використання дистанційних і автоматизованих пристроїв; можливість тривалішого простою устаткування, ніж це зазвичай має місце на ТЕС. Звідси необхідне забезпечення підвищеної надійності і безвідмовності роботи систем і устаткування АЕС і відповідно пред'явлення жорсткіших вимог до якості виготовлення, монтажу і рівня експлуатації устаткування АЕС, чим устаткування ТЕС.

8. Виникнення специфічної проблеми тривалого і безпечного зберігання високорадіоактивних відходів АЕС, оскільки при роботі АЕС утворюється велика кількість радіоактивних відходів, серед яких є радіоактивні нукліди що зберігають високу активність протягом сотень і більше років. Звідси необхідність проведення інтенсивних розробок по способах поховання таких відходів, серед яких технічно найбільш розроблені методи цементування, бітумування і склування відходів з подальшим похованням їх в підземних сховищах в стабільних геологічних формаціях, де тверді блоки можуть зберігати радіоактивні відходи протягом декількох тисяч років.

9. Вимога для АЕС з водоохолоджуваними реакторами значно більших (у 1.5÷2 рази) в порівнянні з ТЕС кількостей води для охолодження конденсаторів турбін. Пояснюється це наступними чинниками: по-перше, тим, що ККД сучасних АЕС (близько 33 %) нижче ККД ТЕС (близько 40 %) із-за використання в турбінах АЕС пари з нижчими параметрами, ніж в турбінах ТЕС; по-друге, тим, що частина теплоти, що виділяється при спалюванні органічного палива (близько 15 %), поступає через димову трубу станції безпосередньо в атмосферу разом з газоподібними продуктами згорання органічного палива, а теплове скидання АЕС в навколишнє середовище відбувається тільки при охолодженні водою конденсаторів турбін. Дана обставина обмежує вибір місць розміщення АЕС поблизу природних водоймищ, оскільки перевищення температури води в них на 3 влітку і на 5 °С взимку небажано і заборонено в законодавчому порядку. Тому доводиться організовувати оборотну систему водопостачання АЕС, що вимагає

додаткових капітальних витрат.

Таким чином, забезпечення безпеки і надійності експлуатації АЕС пред'являє особливі вимоги, які не мають аналогії в звичайній теплоенергетиці. Їх задоволення в основному і викликає істотне збільшення (у $1.5 \div 2$ рази) питомих капітальних вкладень в АЕС в порівнянні з вкладеннями в ТЕС. Проте паливна складова вартості електроенергії, що виробляється АЕС, істотно нижче за вартість електроенергії, що виробляється ТЕС, тому АЕС за своїми економічними показниками перевершують ТЕС, причому за дією на оточуюче середовище вони значно «чистіші», ніж ТЕС.

5.3 Класифікація АТЕЦ

При використанні атомного (ядерного) палива для вироблення теплоти на тепlopостачання є певні переваги в порівнянні із спорудою крупних джерел теплоти на органічному паливі: відсутнє забруднення повітряного середовища, не потрібна прокладка залізничних колій, по яких постійно підвозиться паливо, виділення великих територій для паливних сховищ, будівництво високих димових труб і ін.

Із-за високої вартості атомного палива і атомних реакторів на сучасному етапі споруджуються в основному атомні ТЕЦ (АТЕЦ). Атомні котельні (АК) можуть застосовуватися тільки в окремих випадках, коли необхідна велика кількість тепла, наприклад, для опріснення води, або при «допалюванні» атомного палива, яке не може бути застосоване на атомних станціях (оскільки не забезпечує отримання необхідних параметрів пари).

У системі будь-якої теплової електростанції розрізняють теплоносій і робоче тіло. Для атомних станцій робочим тілом (середовищем, що здійснює роботу, що перетворює теплову енергію в механічну), так само як і для сучасних могутніх теплових станцій на органічному паливі, є водяна пара.

Вимоги до чистоти робочого тіла настільки високі, що можуть бути задовільнені з економічно прийнятними показниками тільки при конденсації всієї пари і поверненні конденсату в цикл. Тому контур робочого тіла для конденсаційних теплових електростанцій завжди замкнений і додаткова вода поступає в нього лише в невеликих кількостях для заповнення витоків і деяких інших втрат конденсату. Те ж відноситься і до теплоелектроцентралей, за винятком тих, на яких встановлені турбіни з протитиском. В цьому випадку пара після турбіни може поступати для виробничих потреб. Контур робочого тіла виявляється розімкненим, і витрата його повинна повністю заповнюватися за рахунок роботи

водоочисної установки. Проте такі умови для АЕС не характерні.

Призначення теплоносія - відводити тепло, що виділилося в реакторі при вивільненні внутріядерної енергії. Для запобігання будь-яким відкладенням на тепловідляючих елементах необхідна вельми висока чистота теплоносія, тому для нього також необхідний замкнутий контур. Проте існує серйозніша причина, із-за якої контур теплоносія завжди роблять замкнутим: в результаті проходу через реактор теплоносієм активується і його витоки, не говорячи вже про повне скидання (розімкнений цикл), могли б створити серйозну радіаційну небезпеку. Тому основна класифікація атомних станцій залежить від числа контурів на ній. Виділяють АЕС одноконтурні, двоконтурні, неповністю двоконтурні і триконтурні.

АТЕЦ, так само як і атомні конденсаційні електричні станції (АЕС), можуть бути виконані по одноконтурних, двоконтурних, неповністю двоконтурних і триконтурних схемах. При цьому в АТЕЦ необхідно додатково забезпечувати радіаційну безпеку споживачів тепла.

Одноконтурна схема АТЕЦ (рис. 5.1а) подібна до схеми ТЕЦ на органічному паливі, тільки замість парогенератора для підігріву робочого тіла (природної води) застосований атомний реактор.

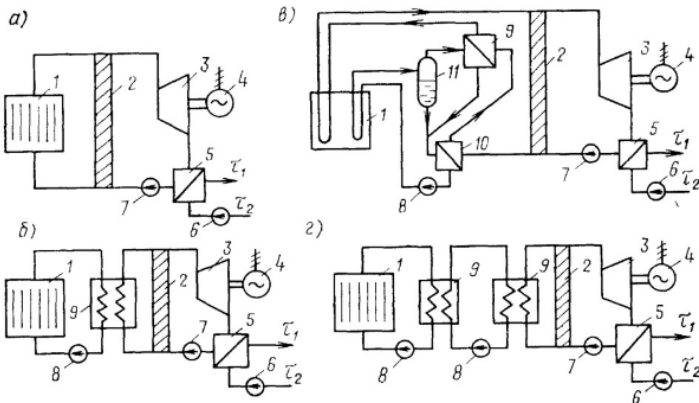
Основною перевагою її є простота і менша вартість устаткування. Проте при такій схемі АТЕЦ все устаткування і робоче тіло працюють в радіаційно-активних умовах, тому є підвищена небезпека зараження обслуговуючих приміщень станції і мережної води для теплопостачання при порушенні щільності теплофікаційних теплообмінників.

У двоконтурній схемі АТЕЦ (рис. 5.1б) для підігріву робочого тіла, використовуваного в турбіні і теплофікаційному теплообміннику, застосовується поверхневий парогенератор (теплообмінник), гріюче середовище (теплоносієм) для якого підігрівається вже в атомному реакторі. Радіоактивним є тільки перший контур з теплоносієм, циркулюючим через реактор, в другому контурі основне устаткування і теплофікаційний підігрівач працюють за відсутності радіаційної активності.

У неповністю двоконтурній схемі АТЕЦ (рис. 5.1в) робоче тіло (пара) після поверхневого парогенератора поступає в другу групу робочих каналів реактора, де проводиться його перегрів, а вже потім в турбіну. При цьому підвищуються параметри робочого тіла перед турбіною, що приводить до зростання термічного ККД циклу АТЕЦ. Проте при такій схемі АТЕЦ підвищується і радіоактивна небезпека в другому контурі. Дана схема виникла із-за відмови від перегріву пари (робочого тіла) в

окремому поверхневому пароперегрівачі, внаслідок чого тиск і температура теплоносія (також пари) в першому контурі вийшли б неприпустимо високими для металів оболонок тепловиділяючих елементів.

У триконтурній схемі АТЕЦ (рис. 5.1г) підігрів робочого тіла проводиться через теплообмінники від теплоносіїв в двох послідовних самостійних контурах, що забезпечує найбільшу радіаційну безпеку. Основний недолік таких схем – високі капітальні витрати. Радіаційна безпека в двоконтурних і триконтурних схемах АТЕЦ досягається також унаслідок поступового підвищення тиску в контурах в напрямі від першого (з реактором) до подальших. При цьому для отримання високих параметрів робочого тіла (пари) як теплоносії в перших контурах застосовують спеціальні рідини, що мають високі температури кипіння при низькому тиску: рідкі метали (натрій, сплав натрію і калію), органічні рідини або гази (повітря, гелій, аргон, азот).



1 - атомний реактор; 2 - біологічний захист; 3 - турбіна;
 4 - електрогенератор; 5 - теплофікаційний підігрівач; 6 – мережний насос;
 7 - живильний насос; 8 - циркуляційний насос;
 9 - поверхневий парогенератор; 10 - економайзер; 11 - барабан-випарник
 Рисунок 5.1– Прості схеми АТЕЦ: а - одноконтурна; б - двоконтурна;
 в - двоконтурна з перегрівом вторинної пари в атомному реакторі;
 г - триконтурна

Окрім основної класифікації атомних електростанцій за числом контурів можна виділити окремі типи АЕС в залежності від:

- 1) типу реактора - на теплових або швидких нейтронах;

2) параметрів і типу парових турбін, наприклад АЕС з турбінами на насиченій або перегрітій парі (одного або двох тисків) і ін.;

3) способу перегріву пари - з ядерним перегрівом, «вогняним» перегрівом і ін.;

4) параметрів і типу теплоносія - з газовим теплоносієм, теплоносієм «вода під тиском», рідкометалевим і органічним;

5) конструктивних особливостей реактора, наприклад з реакторами каналного або корпусного типу, киплячим з природною або примусовою циркуляцією і ін.;

6) типу сповільнювача реактора, наприклад з уран-графітовим реактором, важководним сповільнювачем і ін.

В даний час більшість атомних енергетичних реакторів працюють на

природному і низько збагаченому атомному паливі, що містить ^{235}U (від 0,7 до 3÷10%) і ^{238}U . Пальне знаходиться в твердому стані в особливих тепловиділяючих елементах (ТВЕЛ), які збираються в касети і розміщуються в твердому або рідкому сповільнювачі швидкості нейтронів, що виділяються при розпаді ^{235}U (графіт, важка і природна вода і ін.). При цьому реакція протікає на теплових нейтронах, що мають невелику швидкість (2÷4 км/с).

Тепло, що виділяється при ядерній реакції в ТВЕЛ, відводиться з активної зони реакторів теплоносієм або робочим тілом, що протікає через касети. Між касетами з ТВЕЛ розміщуються рухомі касети систем управління і захисту (СУЗ), що містять матеріали, інтенсивно захоплюючі нейтрони: бор, гафній, кадмій і ін. При введенні касет СУЗ в активну зону потужність реактора зменшується, при виводі - збільшується. У міру вигорання ядерного палива за допомогою перевантажувальних механізмів з реактора вивантажуються відпрацьовані касети ТВЕЛ і на їх місце встановлюються нові.

Залежно від виду і характеристик сповільнювача і теплоносія за найбільш перспективні типи реакторів в даний час вважаються: водо-водяні з водою під тиском і з киплячою водою (ВК) і графітоводними (АМВ). Економічно доцільно застосовувати АТЕЦ з водо-водяними реакторами, починаючи з теплових навантажень, рівних 1500 Гкал/г, а з графітоводними - 3000 Гкал/г.

У реакторах на теплових нейтронах відбувається «вигорання» ядер ^{235}U і ^{238}U (близько 1%) з утворенням деякої незначної кількості нового ядерного палива - плутонію. Це означає, що основна частина природного урану (близько 99 %) практично не використовується.

^{238}U може ефективно використовуватися в так званих реакторах-розмножувачах (реакторах-бридерах) на швидких нейтронах з швидкістю близько 10000 км/с. У активну зону таких реакторів завантажуються збагачений плутоній, а в зону відтворення - природний і збіднений уран (^{238}U). Сповільнювач нейтронів відсутній і швидкі нейтрони, що виходять від ділення ядер плутонію, викликають ділення ядер ^{235}U і ^{238}U з отриманням на 1 кг згорілого плутонію приблизно 1,5 кг нового пального.

Застосування реакторів-бридерів дозволить значно понизити витрати на атомне паливо, оскільки закладене одного разу в реактор паливо слугуватиме дуже великий термін. Проте будівництво таких реакторів вимагає великих витрат.

5.4 Використання ЯЕУ для теплофікації

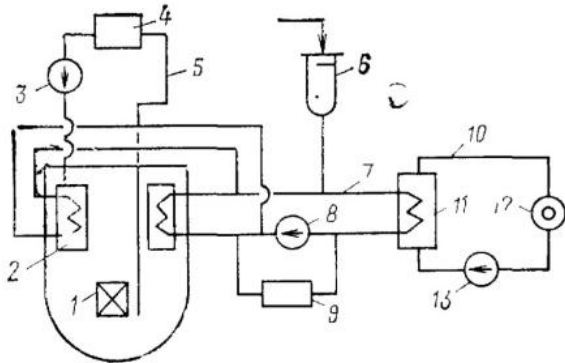
За техніко-економічними оцінками ядерні джерела теплоти доцільно будувати для теплопостачання крупних міст. Для цього можна використовувати як теплоту, що відбирається від турбін АЕС, так і одноцильові спеціалізовані опалювальні котельні на ядерному паливі (АСТ). При цьому економічно більш ефективним є комбіноване вироблення теплоти і електроенергії. У районах, де необхідність в теплоті значно перевищує потребу в електроенергії, вигідно будувати АСТ. Для АТЕЦ можуть бути використані ЯЕУ з вже освоєними типами реакторів, наприклад ВВЕР і РБМК. АТЕЦ повинні розташовуватися поблизу крупних міст, проте виходячи з вимог по забезпеченню безпеки їх доводиться будувати на відстанях не менше 25 км від межі міської забудови, що викликає додаткові витрати на споруду дорогих теплотрас. Перспективним є створення АТЕЦ з реакторами типу ВК з природною циркуляцією теплоносія і корпусі з попередньо напруженого залізобетону. У середині корпусу знаходяться парогенератор, сепаратор і компенсатор тиску (інтегральна компоновка), що істотно підвищує безпеку установки і дозволяє розташовувати таку АТЕЦ значно ближче до міської межі.

В даний час насамперед передбачається використання реакторів типу ВК також з інтегральною компоновкою і природною циркуляцією теплоносія для АСТ, призначених для відпуску низькопотенційної теплоти на опалення у вигляді гарячої води з температурою не вище 150 °С. Для АСТ було потрібно розробити спеціальний реактор з низькими параметрами, що дозволило різко здешевити і спростити його конструкцію. АСТ для зручності теплопостачання мають бути розміщені поблизу або в межах міської межі. Близькість АСТ до споживачів

визначається високою безпекою цих станцій. Вона забезпечується достатньо прийнятними засобами завдяки низьким параметрам теплоносія в першому контурі.

Слід також відзначити, що для АСТ по порівнянню про АЕС і АТЕЦ потрібні мінімальні площі забудови і не потрібні великі витрати технічної води, необхідні для охолодження конденсаторів турбін.

На рис. 5.2 представлена принципова теплова триконтурна схема атомної котельні. Перший контур складається з гідравлічного тракту активної зони і теплообмінників, вбудованих в корпус реактора і призначених для передачі тепла до теплоносія другого проміжного контуру. Циркуляція в першому контурі здійснюється за рахунок природної конвекції води. У другому контурі циркуляція теплоносія примусова за допомогою насоса. Теплоносій передає тепло в теплофікаційному підігрівачі мережній воді, циркулюючій в зовнішній тепловій мережі, яка складає третій контур.



1 - активна зона реактора; 2 - вбудовані теплообмінники; 3 – насос системи очищення; 4 - фільтр системи очищення; 5 - контур системи очищення; 6 - компенсатор об'єму проміжного контуру; 7 - проміжний контур; 8 - циркуляційний насос; 9 - фільтр системи очищення проміжного контуру; 10 - теплова мережа; 11 – мережний підігрівач; 12 - тепловий споживач; 13 - мережний насос

Рисунок 5.2 – Принципова теплова триконтурна схема атомної котельні

Контрольні питання до розділу

- 1) Що представляє собою ядерна енергетична установка?
- 2) Які існують типи ядерних енергетичних установок?

- 3) Де знаходять використання ЯЕУ?
- 4) У чому полягають основні особливості роботи АЕС?
- 5) Яким чином можна класифікувати атомні ТЕЦ?
- 6) Як працюють одно- та двоконтурні атомні станції?
- 7) На якому пальному працюють атомні енергетичні реактори?
- 8) Як поділяються реактори залежно від виду і характеристик сповільнювача і теплоносія?
- 9) Що являє собою реактор-бридер?
- 10) Як можна використати ЯЕУ для теплофікації?

6 ГЕНПЛАН ТА КОМПОНОВКА ОБЛАДНАННЯ ДЖЕРЕЛ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

6.1 Склад головного корпусу ТЕС і основні вимоги до його компоновки

До складу головної будівлі входять котельне і турбінне відділення з обслуговуючим парогенератори і турбіни допоміжним устаткуванням. Це устаткування розташовується в проміжному приміщенні, яке по вигляду допоміжного устаткування, розташованого в ньому, називається деаераторним, насосним, димососним і т.д. Допоміжне устаткування може розміщуватися на декількох поверххах, такий варіант установки називається «етажеркою». У головному корпусі розташовується основне устаткування для здійснення технологічного процесу перетворення теплової енергії в електричну. Тому в головному корпусі з'єднуються різноманітні технологічні потоки, що забезпечують вироблення і відпуск електричної і теплової енергії: паливо, мережна і циркуляційна вода, електроенергія, зола, шлак і т.д.

У приміщенні парогенераторів окрім них розміщуються паливні бункери з необхідним запасом палива, паливні млини і інше устаткування. Регенеративні повітропідігрівачі, золоуловлювачі, димососи зазвичай розміщуються поряд з котельним приміщенням на відкритому повітрі, що визначається кліматичними умовами. Димові труби встановлюються поблизу головного корпусу з боку приміщення парогенераторів. Турбінне приміщення призначене для турбін, електрогенераторів і обслуговуючих їх допоміжних механізмів. У південних районах з теплим кліматом основне і допоміжне устаткування розташовується на відкритому повітрі. Основне устаткування має спеціального виконання з легеньми захисними укриттями. Конденсаційне приміщення виконується закритим.

Компоновка головного корпусу ТЕС (взаємне розміщення його приміщень, устаткування і будівельних конструкцій) має велике технічне і економічне значення.

Принцип компоновки ґрунтується на послідовності технологічного процесу. До компоновки головного корпусу ТЕС пред'являються наступні основні техніко-економічні вимоги:

1. Надійна, безперебійна робота устаткування і зручність його обслуговування.

2. Економічність споруди і експлуатації головного корпусу і устаткування (мінімальна вартість споруди і мінімальна витрата матеріалів на головний корпус і технологічні лінії, зниження в них енергетичних втрат і т.д.).

3. Зручність споруди, монтажу і експлуатації устаткування

головного корпусу (централізоване автоматичне управління агрегатами і блоками, зручне розміщення щитів і пультів і т.д.).

4. Забезпечення санітарно-гігієнічних умов праці, життєдіяльності людей на ТЕС (природне освітлення і вентиляція робочих місць, очищення димових газів перед викидом в атмосферу, зниження викидів сірки і азоту і т.д.).

5. Можливість зручного розширення ТЕС.

6. Зручний технологічний зв'язок різних виробничих споруд і установок (технічного водопостачання, паливного господарства, систем золовидалення і очищення димових газів, електричних розподільних пристроїв, ремонтних майстерень).

7. Зручне виведення теплофікаційних трубопроводів пари і гарячої води.

Частина вимог знаходиться в суперечності: зниження вартості, зручність експлуатації, санітарно-гігієнічні вимоги, що вимагає необхідності проведення техніко-економічних рішень.

6.2 Типи компоновок головного корпусу ТЕС

На компоновку головного корпусу ТЕС впливають економічні, технічні і соціальні чинники:

1. Вид палива, спосіб його доставки на ТЕС, підготовки і спалювання.

2. Тип станції (КЕС, ТЕЦ), тип і число турбо- і парогенераторів, технологічна структура ТЕС (блокова, не блокова), агрегатна потужність.

3. Економічність споруди, зручність експлуатації, санітарно-гігієнічні вимоги, застосування типового устаткування.

4. Кліматичні і метеорологічні умови.

Компоновку головного корпусу характеризує взаємне розташування турбінного і котельного приміщень і розміщення основних агрегатів – на відкритому повітрі або в цеху. Розрізняють чотири типи компоновок ТЕС:

1. Закрита компоновка – турбіни і парогенератори знаходяться всередині приміщення; це основний тип компоновки, вживаний в енергетиці України.

2. Напівзакрита компоновка – турбіни знаходяться в закритому приміщенні, задня стінка конвективної шахти замінює частину стіни приміщення парогенераторів. Каркас парогенераторів виконується посиленням і на нього спирається перекриття. Напівзакрита компоновка не

застосовується із-за складності монтажу і будівництва ТЕС, необхідності виконання конвективної шахти спеціальної конструкції.

3. Напіввідкрита компоновка – турбінне приміщення закрите, котельне – відкрите і має навіс для захисту від атмосферних опадів, галереї на відмітках обслуговування парогенераторів закриті.

4. Відкрита компоновка – відкриті верхня частина турбінного відділення і приміщення парогенераторів, конденсаційне приміщення закрито. Турбогенератори захищені легкими укриттями, де знаходиться персонал, для обслуговування і дрібного ремонту турбін є невеликий пересувний кран. Застосовуються в південних районах (Середня Азія, Кавказ). Відкрита компоновка дає деяку економію капіталовкладень, але вимагає спеціального виконання устаткування, створює незручності в роботі обслуговуючого персоналу за не сприятливих атмосферних умов.

Залежно від розташування приміщень по відношенню один до одного закриті компоновку підрозділяють на зімкнуту і розімкнену. Зімкнута компоновка головного корпусу характеризується тим, що турбінне і парогенераторне приміщення примикають один до одного або деаераторного приміщення.

На практиці застосовується декілька видів зімкнутої компоновки:

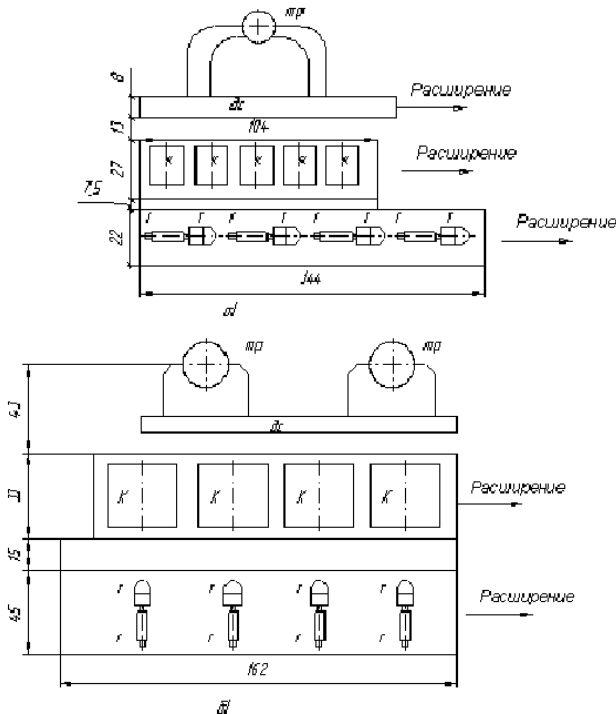
1. Перпендикулярна компоновка – подовжні осі турбін перпендикулярні осям парогенераторів, які розміщуються в 2÷3 приміщеннях (рис. 6.1а). Застосовувалися на перших ТЕС, що працюють на низькосортних паливах. У експлуатації дорогі, незручні. Зараз не застосовуються.

2. Паралельна компоновка – приміщення турбін і парогенераторів мають паралельні подовжні осі (рис. 6.1б). Це основний вид зімкнутої компоновки. У цьому варіанті довжина машинного залу і приміщення парогенераторів повинні збігатися або трохи відрізнятися. На перших ТЕС парогенератори розташовувались в два ряди.

3. Інші види зімкнутої компоновки – один машинний зал і два паралельних і примикаючих з різних сторін приміщення парогенераторів; одне приміщення парогенераторів з баштовою компоновкою і два примикаючи турбінні приміщення. Зімкнута компоновка може виконуватися із зовнішнім і внутрішнім бункерним відділенням. За наявності зовнішнього бункерного відділення забезпечується природне освітлення і вентиляція основних майданчиків обслуговування парогенераторів, знижується довжина паропроводів, але збільшується протяжність газоходів і ускладнюється відведення димових газів. При наявному внутрішньому бункерному відділенні знижується питома

кубатура будівлі, спрощується відведення димових газів, але у фронті парогенераторів немає природного освітлення і вентиляції.

Техніко-економічне порівняння зімкнутої і розімкненої компонок з вбудованим і винесеним бункерним відділенням при однаковій потужності ТЕС, однаковому основному і допоміжному устаткуванні, однотипних будівельних конструкціях, однакових схемах паропроводів і живильних трубопроводів і гідравлічних опорах за умови, що газоповітропроводи працюють при однакових швидкостях, а габаритні розміри будівельних конструкцій уніфіковані, показує, що зімкнута компоновка приміщень головного корпусу ефективніша.



а – з подовжнім розташуванням турбогенераторів в машинному залі;

б – с поперечним розташуванням турбоагрегатів в машинному залі
Рисунок 6.1 – Схеми зімкнутих компонок головного корпусу ТЕС

Техніко-економічний показник зімкнутої компоновки приміщень головного корпусу – питомий будівельний об'єм на встановлений кіловат

потужності: для ГРЕС – $0,6 \pm 0,7 \text{ м}^3/\text{кВт}$; для ТЕЦ – близько $1,5 \text{ м}^3/\text{кВт}$.

6.3 Компоновка устаткування в приміщенні парогенераторів

Компоновка устаткування в приміщенні парогенераторів залежить від типу, компоновки і розміщення парогенераторів, виду палива і методу його підготовки, розміщення бункерів і устаткування пилоприготування, золоуловлювачів і тягодутьових установок. На сучасних ТЕС прийнято однорядне розташування парогенераторів. По числу парогенераторів котельне відділення ділиться на ряд осередків. Їх ширина по фронту визначається потужністю і габаритами парогенераторів. Колони будівлі розташовані симетрично щодо осей парогенераторів. По висоті котельне приміщення на основній відмітці обслуговування ділиться на власне котельне і зольне приміщення. Бункери в основному розміщуються з боку турбінного відділення, рідше з боку зовнішньої стіни або між парогенераторами (при Т- подібній компоновці) по обидві його сторони. У нижній частині бункерного відділення на нульовій відмітці встановлюються механізми, що обертаються, ШБМ, швидкохідні млини у фронту парогенератора.

На основній відмітці під бункерами встановлені живильники вугілля і пилу. Над бункерами уздовж котельного відділення розміщується галерея роздавальних транспортерів. Пилові сепаратори і циклони розміщені на відкритому повітрі на даху бункерної етажерки. Під зольного приміщення має канали гідрозоловидалення, закриті сталевим знімним листом. Багерні насоси і гідроапарати розташовані в зольному приміщенні між парогенераторами в прямках глибиною до 4 м або в спеціальному приміщенні.

Тягодутьові установки при роботі на газі, рідкому і твердому паливі при температурі повітря (зовнішньої розрахункової) до $-28 \text{ }^\circ\text{C}$ розміщуються на відкритому повітрі. Відкрита установка устаткування спрощує компоновку приміщення котельної, знижує капітальні витрати, але ускладнює обслуговування устаткування і пред'являє до нього ряд додаткових вимог. У приміщенні котельної для монтажу і ремонту встановлюється кран, передбачаються монтажні отвори в основному майданчику обслуговування. На сучасних ТЕС парогенератори фронтом обслуговування звернені до турбінного відділення.

6.4 Компонівка устаткування в турбінному приміщенні

По висоті турбінне відділення ділиться на два приміщення: верхнє – турбінне і нижнє – конденсаційне. Суцільного перекриття між ними не виконують. Це дає можливість обслуговувати мостовим краном турбінне і конденсаційне відділення. Майданчики навколо турбін мають переходи з галереями. Між майданчиками і галереями залишають отвори для обслуговування краном допоміжного устаткування. Турбінне відділення має монтажно-ремонтні майданчики із залізничними під'їздами. Залізничний під'їзд передбачається і в зольному приміщенні перед фронтом парогенераторів.

У конденсаційному приміщенні встановлюють конденсатори, фундамент турбогенератора, допоміжне устаткування, регенеративні і мережні підігрівачі, живильні, конденсаційні, дренажні і інші насоси. При невеликих коливаннях рівня води у водному джерелі тут можуть встановлюватися циркуляційні насоси, інакше насоси циркуляційні вимагають при установці в турбінному відділенні великого заглиблення. Нижче за конденсаційне відділення може розміщуватися підвал завглибшки 3÷4 м, де розташовуються конденсаційні насоси, циркуляційні трубопроводи, кабелі і ін.

Існує два варіанти розміщення турбоагрегатів: подовжнє і поперечне. Подовжнє розміщення турбогенераторів може бути послідовним або вбудованим. При послідовному розміщенні всі турбіни направлені в один бік, а генератори в іншу. При зустрічній компоновці турбіни розташовуються попарно, один проти одного (застосовується відносно рідко). Подовжнє розміщення турбін зустрічається на неблокових ТЕС.

Найбільшого поширення набуло поперечне розміщення турбоагрегатів. В цьому випадку в подовжніх розмірах будівлі приміщення парогенераторів і турбін збігаються. Турбогенератори встановлюють уперек машинного залу турбіною у бік котлів, що скорочує протяжність паропроводів і виводів від генератора до трансформаторів, втрати теплоносія.

Контрольні питання до розділу

- 1) Які елементи входять до складу основної будівлі ТЕС?
- 2) Які техніко-економічні вимоги пред'являються до компоновки головного корпусу ТЕС?
- 3) Які чинники впливають на компоновку головного корпусу ТЕС?
- 4) Що характеризує компоновку головного корпусу ТЕС?
- 5) Які типи компоновок ТЕС розрізняють?
- 6) Які види зімкнутої компоновки застосовуються на практиці?
- 7) Як компонують обладнання в приміщенні парогенераторів?
- 8) Як компонують обладнання в турбінному приміщенні?

7 ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ І НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

7.1 Вплив енергетики на природне середовище і клімат

Всі процеси, пов'язані з перетворенням енергії, зокрема, виробництво, транспортування, переробка і спалювання органічного палива, є могутнім джерелом антропогенної дії на навколишнє середовище. Джерела негативного впливу котельних і теплових електричних станцій на органічному паливі на природу можна класифікувати:

1. За характером дії:

- що погіршують якість повітря (викиди оксидів азоту і сірки, моно оксиду вуглецю CO, летючих вуглеводнів, пилю, сажі і ряду інших забруднюючих речовин);
- що змінюють радіаційно-тепловий баланс атмосфери (емісія парникових газів – CO₂, CH₄, N₂O), а також викиди, що приводять до утворення озону і сульфатного аерозолу в нижніх шарах атмосфери (викиди NO_x і SO_x);
- що порушують природний тепловий режим (скидання теплоти);
- шумова дія;
- забруднення водних об'єктів стічними водами.

2. По територіальному масштабу:

- локальні (погіршення навколишнього середовища в безпосередній близькості (до 100 км) від джерела забруднення або скидання теплоти);
- регіональні (трансграничне (на декілька тисяч кілометрів) перенесення забруднюючих речовин);
- глобальні (зміни клімату, руйнування озонового шару).

Ряд речовин, що утворюються в процесах пов'язаних з перетворенням енергії органічного палива і поступають в атмосферу, здатні залишатися в ній тривалий час, вимірюваний тижнями, роками і навіть десятиріччями; переноситися на великі відстані і викликати зміни навколишнього середовища в значних часових і територіальних масштабах.

Спостереження за складом атмосфери, що ведуться систематично вже більше 40 років, свідчать про значне збільшення атмосферних концентрацій основних парникових газів, як за цей період, так і в порівнянні з доіндустріальною епохою.

Проведені розрахунки показують, що антропогенна емісія метану і оксиду азоту N₂O грає основну роль в збільшенні їх атмосферних концентрацій.

Метеорологічні спостереження показують, що за останні сто років

середня глобальна температура збільшилася на 0,6 °С, з яких 0,4 °С припали на останні 30 років.

Проте, в останні десятиліття в світовій енергетиці спостерігаються процеси, що призводять до значного зниження її негативної дії на навколишнє середовище. Такими процесами є: зміни в паливно-енергетичному балансі, впровадження природоохоронних технологій і підвищення енергоефективності економіки (підвищення ККД установок перетворення енергії, зниження енергоємності виробництва). Вказані тенденції вже привели до помітного зниження питомих викидів основних парникових газів і забруднюючих речовин в атмосферу.

7.2 Викиди ТЕС і котельень на органічному паливі в атмосферу

Основне забруднення атмосферного повітря пов'язане зі спалюванням органічного палива. ТЕС і котельні, споживаючи велику кількість органічного палива, роблять істотний вплив на забруднення повітряного басейну.

Робоча маса органічного палива складається з вуглецю, водню, кисню, азоту, сірки, вологи і золи. В результаті повного згорання палива утворюються вуглекислий газ, водяні пари, оксиди сірки (сірчистий газ, сірчаний ангідрид) і зола. З перерахованих складових до токсичних належать оксиди сірки і зола. При високих температурах в ядрі факела топкових камер котлів великої потужності відбувається часткове окислення азоту повітря і палива з утворенням оксидів азоту (оксид і діоксид азоту). При неповному згоранні палива в топках можуть утворюватися також монооксид вуглецю CO, вуглеводні CH₄, C₂H₆ і ін., а також канцерогенні речовини. Продукти неповного згорання вельми шкідливі, проте при сучасній техніці спалювання їх утворення можна виключити або звести до мінімуму.

Найбільшу зольність мають горючі сланці і буре вугілля, а також деякі сорти кам'яного вугілля. Рідке паливо має невелику зольність; природний газ є беззольним паливом. Сучасні золоуловлювачі завдяки високому ступеню уловлювання золи дозволяють значно понизити викиди золи і довести їх до вельми малих значень.

Останнім часом серйозну увагу привернула проблема вивчення канцерогенних речовин, що утворюються при неповному згоранні палива. По своїй поширеності і інтенсивності дії з багатьох хімічних речовин цього типу найбільше значення мають поліциклічні ароматичні вуглеводні і найбільш активний з них – бенз(а)пірен. Максимальна кількість

бенз(а)пірену утворюється при температурі 700÷800 °С в умовах недолику повітря для повного згорання палива.

Токсичні речовини, що викидаються в атмосферу з димових труб котельень і електростанцій, надають шкідливу дію на весь комплекс живої природи, званий біосферою. Біосфера включає прилеглий до поверхні Землі шар атмосфери, верхній шар ґрунту і верхні шари водних поверхонь.

7.3 Вибір висоти димової труби

У сучасних виробничих і опалювальних котельнях димова труба служить не для створення тяги, а для відведення продуктів згорання на певну висоту, при якій забезпечується розсіювання шкідливих речовин до допустимих санітарними нормами концентрацій в зоні знаходження людей (ГДК).

Для вибору висоти димової труби здійснюють розрахунок розсіювання шкідливих домішок в атмосфері, який проводиться за несприятливих метеорологічних умов, а саме при небезпечній швидкості вітру. Під небезпечною швидкістю вітру розуміють швидкість, при якій концентрація шкідливих домішок на рівні проживання людини досягає максимальних значень.

Якнайкраще розсіювання шкідливих речовин в атмосфері досягається при відведенні всіх димових газів котельної або ТЕС через одну трубу. Димова труба є складною і дорогою спорудою. Її конструкція залежить від висоти, агресивності димових газів, потужності джерела викиду димових газів, властивостей золи і способу золоуловлювання.

При слабоагресивних і неагресивних димових газах застосовуються, як правило, димові труби, що не обслуговують, з конічним газовідвідним стовбуром і з вентиляльованим повітряним зазором або без нього. При спалюванні сірчистого мазуту або вугілля, які створюють агресивні димові гази, доцільна установка обслуговуваних димових труб висотою більше 240 м з газовідвідним стовбуром постійного перетину із сталі або кислототривкого матеріалу. Труби з протитиском в зазорі рекомендується споруджувати заввишки 240 м і нижче.

Димові труби з окремими газовідвідними стовбурами можуть виконуватися одностовольними і багатостовольними. У залізобетонній оболонці багатостовольної труби розміщується декілька металевих стовбурів із зовнішньою теплоізоляцією. Між стовбурами споруджуються сходи і майданчики обслуговування.

Основна вимога, що пред'являється до димових труб, – їх висока надійність. Протягом всього терміну експлуатації (30÷50 років) труба повинна забезпечувати роботу ТЕС або котельній без проведення ремонтів. Така надійність досягається при виконанні всіх вимог розрахунку, проектування і будівництва труб з урахуванням теплової, агресивної і механічної дії газів і навколишнього середовища.

7.4 Очищення продуктів згорання від золи і пилу

Ефективність роботи золовловлювальних пристроїв залежить від фізико-хімічних властивостей золи і димових газів, що транспортують її. Основними параметрами золи є щільність, дисперсний склад, питомий електричний опір, зліплюваність.

Для очищення газів від золи і пилу застосовуються апарати, що розрізняються по конструкції і принципу осадження часток. Їх підрозділяють на чотири групи: «сухі» механічні, «мокрі» механічні, фільтри і електрофільтри.

Золо-пиловловлювачі характеризуються ефективністю уловлювання, яка є відношенням маси уловленого пилу до загальної кількості пилу, що поступає в апарат. До «сухих» механічних апаратів відносяться: осаджувальні камери, циклони, інерційні, жалюзійні, вихрові і динамічні пиловловлювачі. Вони відрізняються простотою виготовлення і експлуатації. Проте ефективність уловлювання пилу в них не завжди достатня, тому їх використовують в основному для попереднього очищення газів.

Циклони є найбільш поширеними апаратами для очищення газів від золи і пилу. Вони прості у виготовленні, надійно працюють при високих температурах і тиску газів, мають практично постійний гідравлічний опір і не змінюють фракційну ефективність із зростанням запиленості газів. Підведення газів в циклон може бути спіральним, тангенціальним, тангенціально-гвинтоподібним. Циклони можуть бути циліндричними і конічними. Циліндричні циклони є високопродуктивними апаратами, а конічні – високоефективними.

Для підвищення ступеня очищення застосовують циклони невеликого діаметру (0,23÷0,5 м), що об'єднуються в батареї (батареїні циклони). Батареїні циклони застосовують для уловлювання золи (пилу) за котлами паропроодуктивністю 500 т/г.

До групи «мокрі» механічних пило-золовловлювачів відносяться: порожнисті, насадкові, тарілчасті, ударно-інерційної дії, відцентрові,

швидкісні (скрубери Вентурі) скрубери. Видалення золи (пилу) в них відбувається при безпосередньому контакті рідини із запиленим газом. Принцип їх дії заснований на відділенні часток золи (пилу) від потоку інерційними силами і їх прилипанні до плівки води, що омиває стінки або поверхню насадки, що виключає повернення частинок в потік газу. У золоуловлювачах такого типу окрім уловлювання золи протікають хімічні процеси поглинання з димових газів оксидів вуглецю і сірки.

Мокрі золоуловлювачі відрізняються високою ефективністю (ступінь очищення досягає 95÷97 %), відносно невисокою вартістю, помірними габаритами, простотою обслуговування і відносно невеликими експлуатаційними витратами.

У основі роботи пористих фільтрів всіх видів лежить процес фільтрування газів через пористі перегородки. При фільтруванні тверді і рідкі частки затримуються на перегородці, а газ повністю проходить через неї. Перегородки вельми різноманітні, але в основному вони складаються з волокнистих або зернистих елементів.

Залежно від призначення пористі фільтри умовно розділяють на фільтри тонкого очищення, повітряні фільтри і промислові фільтри. Фільтри тонкого очищення призначені для уловлювання в основному субмікронних часток з газів з низькою початковою концентрацією ($< 1 \text{ мг/м}^3$). Їх застосовують для уловлювання особливо токсичних часток з високою ефективністю.

Фільтри тонкого очищення розраховані на термін роботи 0,5÷3 років. Вони не регенеруються, а замінюються на новий.

До промислових фільтрів відносяться тканинні, зернисті і грубоволокнисті фільтри, використовувані для очищення промислових газів з концентрацією золи (пилу) до 60 г/м^3 . Найбільш поширені тканинні фільтри, які містять гнучку перегородку, що фільтрує, має форму циліндрових рукавів (рукавні фільтри). Тканинні фільтри виготовляють з матеріалу, який повинен витримувати високу температуру відхідних газів. Матеріал фільтру має бути стійким до підвищеної вологості і дії хімічних сполук. Як матеріал фільтрів використовують шерсть, шерстяну повсть або лавсан при температурі газів до $130 \text{ }^\circ\text{C}$. Для температури близько $260 \text{ }^\circ\text{C}$ застосовують скловолокно і скловолокно з графітом. Тривалість роботи тканини складає 1÷3 роки. Тканинні фільтри зазвичай роблять багатокамерними. Число рукавів в одній камері може складати 100 і більше. Промислові електрофільтри використовуються для очищення великих об'ємів газу (до 1 млн. $\text{м}^3/\text{г}$) з концентрацією частинок до 50 г/м^2 . У них відбувається уловлювання частинок будь-яких розмірів з

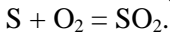
ефективністю більше 99 %.

Електрофільтри можуть працювати при температурах газів до 400÷450 °С як під розрідженням, так і під тиском. Електрофільтри мають наступні недоліки: великі габарити, підвищена металоємність, висока вартість, для їх обслуговування необхідний кваліфікований персонал.

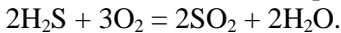
Ефективність очищення димових газів від золи і пилу значно підвищується при використанні комбінації фільтрів, наприклад, мокрого золоуловлювача і електрофільтру. Збільшення вологості і зниження температури газів в мокрому золоуловлювачі забезпечує ефективне уловлювання золи в електрофільтрі. Загальний ступінь уловлювання золи при цьому досягає 99÷99,5 %.

7.5 Зниження викидів оксидів сірки

Теплові електростанції і котельні є джерелом викиду з'єднань сірки в атмосферу. Наявність в димових газах діоксиду сірки обумовлена постійною присутністю в твердому і рідкому паливі (в природному газі деяких родовищ) різних з'єднань сірки – сульфідів і органічних сполук. При окислювальному спалюванні палива сірка окислюється до діоксиду



Відновне спалювання для отримання генераторного газу проводить сірководень H_2S , який потім згорає, утворюючи той же діоксид



Діоксид сірки, що міститься в димових газах, практично не впливає на процес виробництва енергії. Триоксид сірки SO_3 обумовлює сірчанокислотну точку роси. По ній вибирають температуру відхідних газів котлів і вона є одним з основних чинників ефективної роботи газоочистки.

Але практична відсутність дії SO_2 на процес виробництва енергії «компенсується» активною дією цієї речовини на навколишнє середовище: діоксид сірки в атмосфері під впливом озону, що утворюється з кисню повітря під дією сонячного світла, окислюється до триоксиду сірки SO_3 , який з'єднується з водяною парою і утворює пари сірчаної кислоти.

Густина пари сірчаної кислоти, так само як і пари азотної кислоти в 3÷4 рази більше густини повітря. Ці пари під дією гравітації і з атмосферними осіданнями поступають в ґрунт. Крім того, суміш сірчаної і азотної кислот постійно розчиняє важкі метали, вносить їх до прісної води і таким чином впливає на живі організми.

Скорочення викидів з'єднань сірки на ТЕС може бути здійснене трьома способами: шляхом очищення палива від з'єднань сірки до його спалювання; зв'язуванням сірки в процесі горіння; в результаті очищення димових газів.

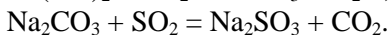
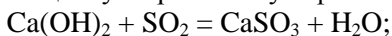
Методи зменшення викидів оксидів сірки на стадії підготовки палива до спалювання широко використовуються для рідкого і значно рідше для твердого палива. Сірка з нафти віддаляється на нафтопереробних заводах в процесі гідрогенізації (або каталітичного гідратування) у присутності кобальт-молібденового каталізатора при температурі 250÷500 °С і тиску 1.4÷10 МПа. В ході каталітичних реакцій відбувається розпад сірковмісних органічних сполук з утворенням газоподібного сірководню, який відділяється і відновлюється потім до елементарної сірки.

У вугіллі сірка зв'язана в піриті (колчеданна сірка FeS_2) і органічних сполуках, які видаляються: піритова сірка – фізичними методами, органічні сполуки – термічними або хімічними методами. При фізичних методах вугілля дроблять; способи розділення засновані на різниці щільності вугілля і піриту або їх поверхневих властивостях.

Найбільш поширеним способом зв'язування сірки в процесі горіння є спосіб спалювання вугілля в киплячому шарі. Застосування киплячого (псевдозрідженого) шару при спалюванні сірчистого вугілля дозволяє значно зменшити зміст оксидів сірки і азоту в димових газах. Для утворення киплячого шару на нерухомих ґратах, через які подається повітря під тиском, використовується суміш роздробленого вугілля з розмірами часток 1.5÷6 мм, інертного матеріалу (піску, золи і ін.) і вапняку. Під дією висхідного потоку повітря утворюється суспензійний киплячий шар. Одночасно з процесом горіння протікає процес десульфуризації, оскільки в киплячий шар безперервно вводиться вапняк, який складається в основному з CaCO_3 . В результаті реакції, що протікає при температурі $t=800\div 850$ °С, утворюється гіпс. Ефективність видалення сірки в цьому випадку залежить від кількості вапняку.

В даний час широко застосовуються різні варіанти і модифікації процесу мокрого абсорбційного газоочищення з використанням в якості сорбенту суспензій на основі вапняку CaCO_3 або вапна CaO (мокрый вапняковий спосіб). Значно рідше використовуються методи мокрого очищення із застосуванням сульфїту натрію Na_2SO_3 , сульфїту амонію $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ і інших компонентів. Мокрий вапняковий спосіб заснований на інтенсивній промивці димових газів в абсорбері, встановленому за вискоєфективним золоуловлювачем, вапняковою суспензією з

отриманням двохводного гіпсу. Ця технологія є абсолютно безпечною, оскільки і вапняк, і гіпс – нейтральні малорозчинні речовини. Все більше розповсюдження знаходить мокро-сухий спосіб очищення від оксидів сірі вапном $\text{Ca}(\text{OH})_2$ або содою Na_2CO_3 . Мокро-сухим називається такий спосіб, коли в порожнистий абсорбер, що продувається димовими газами, вприскують суспензію, яка зв'яже діоксид сірки, а рідина суспензії за рахунок теплоти димових газів повністю випаровується. При цьому мають місце реакції з утворенням сульфідів кальцію або натрію:



Якщо абсорбер встановлюється перед золоуловлювачем, то продукти сірко очистки уловлюються золоуловлювачем і відправляються в золовідвал. Якщо ж абсорбер знаходиться за золоуловлювачем, то встановлюється спеціальний пиловловлювач для очищення димових газів від сульфїту кальцію. Ефективність очищення димових газів цим методом може досягати 90 %.

До переваг мокро-сухого способу відносяться: простота технологічної схеми; менші, ніж при мокрому вапняковому способі, капітальні витрати; менша витрата теплової енергії на підігрів димових газів в порівнянні з схемою мокрого вапнякового способу; відсутність стічних вод.

Недоліками способу є: значне енергоспоживання (3÷6 % потужності ТЕС); підвищена витрата дорогих реагентів (вапна або соди); низька якість сухих відходів (відсутність гіпсових терпких речовин); необхідність установки системи очищення димових газів від твердих частинок (продуктів реакцій) після абсорбера.

7.6 Зниження викидів оксидів азоту

Найбільш небезпечними викидами ТЕС і котелень є оксиди азоту. Зміст оксидів азоту визначає токсичність продуктів згорання вугілля і мазуту на 40÷50 %, а природного газу – на 90÷95 %. Крім того, оксиди азоту під впливом ультрафіолетового випромінювання активно беруть участь у фотохімічних реакціях в атмосфері з утворенням інших шкідливих газів.

Оксиди азоту антропогенного походження складають менше 10 % всіх оксидів азоту, що поступають в атмосферу Землі. Проте саме антропогенні викиди представляють найбільшу небезпеку, оскільки вони зосереджені в крупних промислових центрах.

Серед різних оксидів азоту практичне значення в екологічному аспекті мають монооксид NO і діоксид NO₂, суму яких позначають NO_x. Джерелом утворення оксидів азоту є азот повітря і палива. В даний час добре вивчені три принципово різні джерела утворення оксидів азоту:

- утворення термічних NO_x з молекулярного азоту повітря при температурі вище 1300 °С;
- утворення NO_x з азоту, що міститься в паливі (паливні NO_x);
- утворення NO_x шляхом реакції молекулярного азоту повітря з вуглеводневими радикалами («швидкі» NO_x).

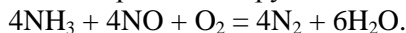
Зменшення утворення NO_x досягається реалізацією первинних заходів, направлених на зниження температури горіння, зменшення часу перебування продуктів згорання в області високих температур, створення зон реакцій з відновною атмосферою (надлишок повітря менше одиниці), де утворення NO з азоту палива утруднений, і відновлення оксидів азоту йде до молекулярного азоту.

Для зниження викидів азоту на ТЕС і в котельних проводять наступні первинні або режимно-технологічні заходи:

- використання пальників з низьким викидом NO_x;
- ступінчасте спалювання палива;
- ступінчаста подача повітря;
- рециркуляція димових газів;
- впорскування води (або водо-мазутної емульсії) в ядро факела;
- комбінація первинних заходів.

Первинні заходи мало витратні і тому їх застосовують перш за все для забезпечення нормованих викидів оксидів азоту. Другим шляхом зниження викидів оксидів азоту є очищення димових газів від оксидів азоту, що вже утворилися.

Найбільшого поширення в світі набув процес селективного каталітичного відновлення оксидів (СКВ) азоту аміаком на поверхні каталізатора у присутності кисню при температурі 300÷450 °С. Каталізатор виконується на керамічному або металевому носіїві і включає діоксид титану, пентаоксид ванадію з добавками інших металів. Застосовуються каталізатори пластинчастої, стільникової і гофрованої конструкції. В процесі СКВ оксиди азоту відновлюються аміаком на каталізаторі з утворенням молекулярного азоту і водяної пари і без формування вторинних забруднювачів:



Основні елементи устаткування для процесу СКВ включають реактор, сховище аміаку і систему впорскування. Реактор СКВ зазвичай

містить декілька шарів каталізатора, що дозволяє забезпечувати поступову його заміну у міру «отруєння».

Із збільшенням об'єму каталізатора зростає ступінь очищення газів від оксидів азоту і знижується проскакування аміаку, але разом з тим зростає і вартість СКВ. Як правило, реактор розміщується за економайзером перед повітропідігрівачем. Але при високій запиленості потоку і значній кількості в димових газах речовин, що отруюють каталізатор, можливе його розміщення за золоуловлювачем. В цьому випадку буде потрібен додатковий підігрів газів перед входом в реактор.

Для відновлення оксидів азоту можна застосовувати рідкий безводний аміак під тиском, водний розчин аміаку при атмосферному тиску або розчин сечовини. Ступінь відновлення оксидів азоту зростає із збільшенням кількості аміаку, що вводиться, але при цьому зростає і його проскакування. Ступінь очищення газів від оксидів азоту може бути 92÷94 %. Хімічна реакція відновлення оксиду азоту до молекулярного азоту аміаком або сечовиною при високих температурах може протікати без застосування каталізатора. Цей метод отримав назву селективного некаталітичного відновлення (СНКВ) оксидів азоту. Реакція відновлення протікає при температурі 950÷1100 °С. При зниженні температури швидкість реакції знижується, що приводить до збільшення проскакування аміаку. На один моль NO потрібно вводити один моль NH₃. На практиці дуже важко забезпечити рівномірне перемішування невеликої кількості аміаку з великими об'ємами димових газів і доводиться вводити дещо більше аміаку (молярне співвідношення NH₃/NO = 1,05÷1,10). Для відновлення оксиду азоту по методу СНКВ потрібно значно менше капітальних і експлуатаційних витрат в порівнянні з методом СКВ, але ефективність СНКВ не перевищує 50 %.

7.7 Види і особливості дії підприємств ядерного паливного циклу на навколишнє середовище

Відомі наступні види дії ЯПЦ на навколишнє середовище: витрата природних ресурсів (земельних площ, води, різного роду матеріалів і ін.); хімічне, теплове, радіоактивне забруднення.

Ні по одному з цих дій ЯПЦ не унікальний. Всі вони властиві також енергетиці на органічному паливі, в тому числі і радіоактивному забрудненні. Наприклад, ТЕС, що працює на вугіллі, може надавати навіть більшу радіаційну дію на населення, ніж АЕС рівної потужності в нормальному режимі роботи. По перших трьох видах дії між ядерним і

неядерним паливними циклами є велика схожість. При видобування і переробці уранової або торієвої руди відчужуються значні земельні площі (наприклад, під кар'єри при відкритих розробках і для розміщення відвалів порожньої породи і відходів). На етапах переробки руди і палива використовується велика кількість хімічних реагентів, що частково потрапляють в навколишнє середовище і забруднюють її хімічними токсичними речовинами.

На АЕС при виробництві енергії здійснюється той же паротурбінний цикл перетворення тепла, що і в звичайній енергетиці. Тому до 70% енергії, що виділилася в реакторі, поступає в оточуючий простір, приводячи до теплового забруднення біосфери аналогічно тепловій дії ТЕС. Проте цій дії ЯПЦ властиві деякі особливості, які примушують приділити більшу увагу проблемі теплового забруднення. По-перше, є кількісні відмінності не на користь ядерної енергетики. По-друге, при тенденції до укрупнення енергетичних станцій ЯПЦ надає хороші можливості: малі масові потоки і відповідно набагато менша залежність від транспорту в принципі дозволяють будувати АЕС у багато разів могутніші, ніж сучасні ТЕС. Існує пропозиція про будівництво надпотужних енергетичних об'єктів – ядерних енергетичних центрів потужністю 30÷50 ГВт. Все це приводить або може привести до значного зростання локальних теплових скидів.

Крім того, ядерна енергетика почала розвиватися в той час, коли в промислово розвинених регіонах (економічно найбільш відповідних для розміщення АЕС), як правило, є відсутність в земельних і водних ресурсах. Це ускладнює вибір оптимального способу скидання тепла. Як і енергетика на органічному паливі, ЯПЦ залучає до виробництва деяку кількість природних радіоактивних речовин (Ra , Rn і ін.), присутніх в паливі або супроводжуючій його породі. Проте найважливіша особливість ЯПЦ полягає в тому, що в процесі виробництва енергії на АЕС утворюється велика кількість потенційно небезпечних штучних радіоактивних речовин. Попадання в навколишнє середовище навіть малої частини цих речовин може привести до небезпечних для людини наслідків. Тому завдання забезпечення радіаційної безпеки ЯПЦ полягає в тому, щоб повністю ізолювати радіоактивні речовини від біосфери на всіх стадіях паливного циклу, включаючи поховання радіоактивних відходів, а можливі витоки цих речовин в навколишнє середовище як при нормальному режимі роботи, так і при можливих аварійних ситуаціях зменшити до мінімуму. З цієї точки зору особливе місце займає АЕС, оскільки саме в процесі її роботи утворюється переважна частина штучних

радіоактивних продуктів, активність яких в реакторі надзвичайно висока внаслідок присутності великої кількості відносно короткоживучих нуклідів.

При роботі реактора АЕС утворюються радіоактивні речовини в процесі ділення ядер ^{233}U , ^{235}U або ^{239}Pu і активації нейтронами різних матеріалів, присутніх в активній зоні реактора. Активність цих речовин обумовлена в основному так званими короткоживучими радіонуклідами. Із-за швидкого розпаду вони не представляють небезпеки при попаданні в навколишнє середовище. Радіоактивне забруднення походить від радіонуклідів, період напіврозпаду яких більше декількох хвилин. Такі речовини називаються біологічно значущими радіонуклідами.

Всі продукти ділення утворюються всередині твелів. Вони β - і γ -активні і залишаються в основному всередині оболонки твела. Вихід через герметичну оболонку твела у охолоджувальну воду можливий тільки за рахунок процесу дифузії і при появі тріщин в оболонці. Цей вихід дуже малий для всіх нуклідів окрім тритію. Вихід тритію через оболонку складає не більше 1%. Продукти ділення розділяють на наступні групи: благородні гази (Ar, Kr, Xe); летючі речовини, наприклад I, Sc (скандій); тритій (T); нелетучі речовини, наприклад La (лантан), Sr (стронцій), Rb і ін. У всіх групах, окрім третьої, присутня велика кількість різних радіонуклідів. Продукти активації виникають при активації нейтронами конструкційних матеріалів, домішок теплоносія, сповільнювача і самого палива. При активації палива утворюється ряд трансуранових елементів: Np (нептуній), Pu, Am (америцій) і Cm (кюрій). Наявність цих елементів ускладнює безпечне видалення радіоактивних відходів.

Основна частина радіоактивних речовин, що утворюються при роботі реактора, залишається в паливі. Відпрацьовані твели витягують з реактора і зберігають якийсь час в спеціальних сховищах (басейнах витримки) на АЕС, потім відправляють на радіохімічний завод.

Джерелами радіоактивних відходів на АЕС є продукти нейтронної активації, що утворюються поза твелами, і продукти ділення, що частково виділилися з твелів в теплоносії. Частина цих радіоактивних речовин виводиться з реактора в систему обробки і зберігання радіоактивних відходів АЕС. Інша частина стає відходами тільки після зупинки станції на демонтаж або консервацію. Технологічні схеми АЕС проектуються так, щоб забезпечити практично повну ізоляцію радіоактивних речовин від біосфери, а можливі витіки звести до рівня, допустимого діючими санітарними нормами і правилами.

Виведення радіоактивних речовин з реактора здійснюється

системою байпасного очищення теплоносія і конденсатоочистки. У реакторі ВВЕР, наприклад, частина потоку теплоносія (20÷60 т/г) відводиться з першого контуру і пропускається через спеціальну систему водоочистки, головним елементом якої є іонообмінний фільтр. У цій системі реактора ВВЕР-1000 відбувається також відділення газоподібних домішок в результаті дегазації води. Радіоактивні речовини виходять разом з витоками теплоносія з першого контуру, а також при виконанні промивальних і дезактиваційних операцій. Вода, забруднена в процесі експлуатації першого і другого контурів (різні витоки), збирається в спеціальні баки і очищається на випарних апаратах і іонообмінних фільтрах. В результаті очищення забруднених вод виникають три види відходів: газоподібні, рідкі і тверді.

Газоподібні відходи. Головним джерелом газоподібних відходів є система байпасного очищення теплоносія першого контуру на АЕС з реакторами ВВЕР і ежектор конденсатора на АЕС з реакторами РБМК. Газоподібні відходи утворюються також в результаті дегазації витоків теплоносія, виходу газів при водообміні в реакторі і при відборі проб води. Додатковим джерелом газоподібних відходів на АЕС служить вентиляція приміщень станції.

Рідкі відходи. Забруднена вода, що утворюється в результаті експлуатації і ремонту реактора, очищається і використовується знову. Рідкі радіоактивні відходи представляють в основному продування випарних апаратів з солевмістом до 300 гр/л і пульпи фільтроматеріалів. Рідкі відходи поступають в спеціальні сховища: бетонні ємкості, фанеровані неіржавіючою сталлю.

Тверді відходи. Такі відходи виникають після затвердіння рідких відходів, використання різних матеріалів (папір, ганчірки, дрантя і т.п.), до твердих відходів відносяться частини і деталі устаткування і приладів, що вийшли з ладу. Відходи цієї групи піддають обробці (упаковці, пресуванню) і складають в спеціальні металеві ящики, які поміщають в сховища твердих відходів АЕС.

Основна частина радіоактивних відходів ЯПЦ має високу питому активність. Крім того, деякі з присутніх в них радіонуклідів мають великі періоди напіврозпаду. Розпад ^{90}Sr і ^{137}Cs до прийнятної питомої активності відбувається приблизно за 600 років, для трансуранових елементів потрібні в сотні разів великі часи. У зв'язку з цим перед ядерною енергетикою стоїть дуже серйозна проблема видалення радіоактивних відходів, що забезпечує їх ізоляцію від біосфери протягом вказаних вище періодів часу.

Головна вимога до системи захисту ядерного реактора і інших джерел іонізуючого випромінювання полягає в забезпеченні на робочих місцях і в сусідніх приміщеннях допустимого рівня зовнішніх потоків випромінювання. Ця вимога забезпечується насамперед стаціонарними і пересувними захисними огорожами. Для запобігання попаданню радіоактивних речовин в навколишнє середовище на АЕС передбачаються три бар'єри радіаційного захисту: герметична оболонка твєлів; герметичні стінки першого контуру; захисна оболонка реакторної установки. При добичі палива із землі витягується відносно велика кількість руди і порожньої породи: відповідно $1.2 \cdot 10^5$ т і декілька мільйонів тонн на 1 ГВт·рік.

В значній мірі саме цим обумовлений той факт, що найбільші площі зайнятих земель доводяться на етапи добичі і переробки руди: при великій кількості порожньої породи, руди і відходів потрібні відповідно великі площі для їх розміщення. При відкритій добичі значну частку відчужуваних земель займають кар'єри. Велика частина земельних площ, що витрачаються при переробці руди, доводиться на спеціальні ставки – хвостохранилища. У них поступають хвостові розчини, що утворюються в результаті переробки (збагачення) руди, які містять диспергований шлам і деякі розчинені хімічні речовини, включаючи природні радіонукліди. На етапах добичі і переробки руди відбувається відчуження 20÷60 га (тимчасове) і 2 га (постійне) землі на 1 ГВт·рік. Останнє значення визначається в основному відведенням землі під хвостохранилище. Після відповідної обробки і перетворення на ділянки поховання хвостохранилища прийнято вважати за непридатні для сільськогосподарського і інших видів господарського використання.

Кількість відчуженої землі на основній стадії (при виробництві електроенергії на АЕС) в сильному ступені залежить від використовуваного методу охолодження. АЕС потужністю 1 ГВт, виключаючи систему охолодження, займає площу 30÷60 га, яку в основному слід віднести до розряду тимчасово зайнятих земель. Якщо для охолодження конденсаторів АЕС використовується градирня або водоймище-охолоджувач, то займана площа збільшується в першому випадку трохи, а в другому — приблизно на порядок. До розряду постійно відчужуваних земель слід віднести зайняту реактором ділянку, на якій він і буде законсервований (похований) після припинення експлуатації АЕС. Певні ділянки землі відчужуються і на інших етапах ЯПЦ (виготовлення і переробки палива, а також під радіоактивні відходи, що видаляються). Проте потреба в землі на цих етапах порівняно невелика.

Витрата води обумовлена перш за все необхідністю охолоджувати ті або інші установки на підприємствах ЯПЦ. Найбільша кількість води потрібна на охолодження конденсаторів АЕС – при прямоточному охолодженні $\sim 1.5 \cdot 10^9$ м³/(ГВт·рік). Там, де це дозволяє технологія, як правило застосовуються замкнуті системи водокористування. Це, по-перше, скорочує потреби у воді, по-друге, зменшує скидання різних шкідливих речовин, що містяться в рідких відходах виробництва, в навколишнє середовище. При використанні води для охолодження тільки невелика її частина (не більше 2%) втрачається безповоротно за рахунок випаровування. Для потужних багато блокових АЕС ці втрати стають значними.

Контрольні питання до розділу

- 1) Як класифікують джерела негативного впливу котелень і ТЕС на органічному паливі на природу за характером дії?
- 2) Які речовини забруднюють оточуюче середовище при роботі ТЕС?
- 3) Які речовини відносять до канцерогенних при згоранні палива?
- 4) Які основні правила проектування та вибору димових труб?
- 5) Яким чином проводять очищення продуктів згорання від золи та пилу?
- 6) Оксиди сірки та способи зниження їх викидів?
- 7) Утворення оксидів азоту та методи боротьби з ними?
- 8) Яку дію оказує ядерний паливний цикл на навколишнє середовище?

8 ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ

8.1 Класифікація систем теплопостачання

Система теплопостачання складається з джерела теплоти, теплової мережі, вузлів управління, транспортування та розподілу теплоти (насосні перекачувальні станції, теплові пункти тощо) та систем споживання теплоти.

Системи теплопостачання класифікують залежно від: джерела теплоти; виду теплоносія; способу подачі води на гаряче водопостачання; кількості трубопроводів; способу забезпечення споживачів теплотою і т.д.

Залежно від джерела теплоти системи теплопостачання поділяють на:

- централізовані на базі комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ) – теплофікаційні;
- централізовані від районних опалювальних та промислово-опалювальних котелень;
- децентралізовані від малих котелень, індивідуальних джерел теплоти та ін.

Перевагами систем централізованого теплопостачання є можливість використання різних, в тому числі і низькосортних видів палива; зменшення витрат палива; зменшення кількості обслуговуючого персоналу і зниження у зв'язку з цим експлуатаційних витрат; поліпшення стану повітряних басейнів міст внаслідок ефективного застосування фільтрів для очищення димових газів; можливість широкого застосування автоматики для контролю і регулювання параметрів теплоносія; розвантаження міського і залізничного транспорту від зайвих перевезень палива; вивільнення площ, зайнятих малими котельнями і чисельними складами палива; зменшення небезпеки пожеж.

До недоліків централізованих систем теплопостачання слід віднести необхідність спорудження та експлуатації теплових мереж, що веде до збільшення вартості систем теплопостачання; потребу в коштах та метали для випереджаючого вкладання їх у джерела теплопостачання і теплові мережі з урахуванням перспектив розвитку району, який обслуговується; теплові втрати при транспортуванні теплоти.

За видом теплоносія системи теплопостачання поділяють на *водяні* і *парові*. Водяні системи теплопостачання використовують для теплопостачання сезонних споживачів теплоти та гарячого водопостачання, а в деяких випадках і для технологічних процесів.

В системах централізованого теплопостачання для опалення, вентиляції і гарячого водопостачання житлових, громадських і промислових будівель слід використовувати теплоносій у вигляді перегрітої води. Пару використовують для теплопостачання технологічних споживачів, які її потребують. Використання пари як теплоносія для систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання промислових підприємств допускається при техніко-економічному обґрунтуванні. Переваги водяних систем теплопостачання: можливість транспортування води на більшу відстань, ніж пари; нескладність приєднання систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання до водяних теплових мереж; можливість центрального регулювання теплових навантажень; вода має більшу теплоємність, ніж пара, та більшу акумулюючу здатність; більший термін безаварійної роботи систем опалення і вентиляції.

Недоліки водяних систем теплопостачання: витрати електроенергії на транспортування теплоносія; значно підвищений гідростатичний тиск внаслідок значної густини води.

Переваги парових систем теплопостачання: можливість використання пари не тільки для санітарно-технічних споживачів, а і для технологічних потреб; швидкий прогрів та охолодження систем парового опалення, що доцільно використовувати для приміщень із періодичним опаленням; пара має невелику об'ємну масу, що дозволяє не враховувати в парових системах опалення гідростатичний тиск і дає можливість використати пару як теплоносій в багатоповерхових будинках, а також при складному рельєфі місцевості району теплопостачання; відсутність витрати електроенергії на транспортування пари;

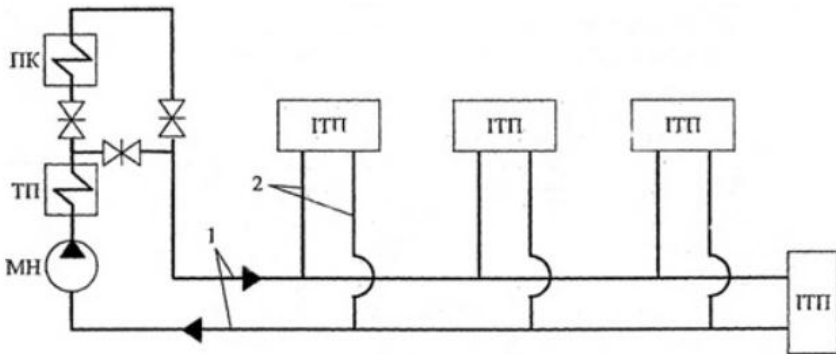
Недоліки парових систем теплопостачання: значні втрати теплоти паропроводами внаслідок високої температури пари; неможливість підтримувати нормативну температуру на поверхні опалювального пристрою; неможливість транспортування пари на далеку відстань (більше 5 км); термін експлуатації парових систем опалення значно менший, ніж водяних, внаслідок інтенсивної корозії внутрішньої поверхні конденсатопроводів; складність збору та повернення конденсату.

Залежно від способу подачі теплоти на гаряче водопостачання водяні системи поділяють на *закриті* та *відкриті*. У закритих водяних системах теплопостачання воду з теплових мереж використовують для нагрівання в підігрівачах поверхневого типу водопровідної води, яка подається в систему гарячого водопостачання. У відкритих водяних системах теплопостачання гаряча вода з теплової мережі безпосередньо подається до водорозбірних пристроїв місцевої системи гарячого

водопостачання.

Залежно від кількості трубопроводів від джерела теплоти до споживачів системи теплопостачання поділяють на *однотрубні*, *двотрубні* та *багатотрубні*.

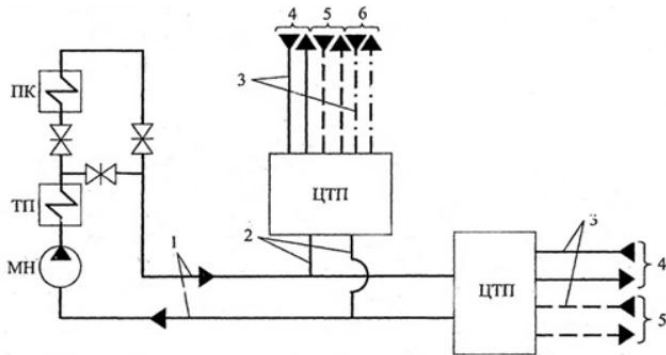
За способом забезпечення споживачів тепловою енергією відрізняють *одноступеневі* та *багатоступеневі* системи теплопостачання. В одноступеневих системах теплопостачання споживачів теплоти безпосередньо приєднують до теплових мереж (рис. 8.1). Вузли приєднання споживачів теплоти до теплових мереж називають тепловими пунктами. В тепловому пункті кожного будинку встановлюють (при необхідності) підігрівачі гарячого водопостачання, елеваторні або насосні вузли змішування, арматуру, контрольно-вимірювальні пристрої для регулювання параметрів та витрати теплоносія для місцевих опалювальних та водорозбірних пристроїв, а також лічильники води та теплоти. Якщо до теплового пункту приєднано один будинок або частину будинку чи технологічну установку, то його називають індивідуальним тепловим пунктом (ІТП). Безпосереднє приєднання опалювальних пристроїв до теплових мереж обмежене межами допустимих тисків в теплових мережах, бо високий тиск, який потрібний для транспортування теплоносія до кінцевих споживачів, є небезпечним для опалювальних пристроїв. Внаслідок цього одноступеневі системи використовують для теплопостачання обмеженої кількості споживачів від котельні з невеликою довжиною теплових мереж.



1 – магістральні трубопроводи; 2 – відгалуження; ІТП – індивідуальний тепловий пункт; ТП – теплофікаційний підігрівач; ПК – піковий котел; МН – мережний насос

Рисунок 8.1 – Схема одноступеневої системи теплопостачання

В багатоступневих системах теплопостачання (рис. 8.2) між джерелом теплоти та споживачами розміщують центральні теплові пункти (ЦТП) в яких параметри теплоносія можуть змінюватись залежно від потреб місцевих споживачів теплоти.



1 – магістральні трубопроводи; 2 – відгалуження; 3 – розподільчі мережі; 4 – теплові мережі опалення та вентиляції; 5 – теплові мережі гарячого водопостачання; 6 – теплові мережі технологічних потреб

Рисунок 8.2 – Схема двоступеневої системи теплопостачання

У центральних теплових пунктах можуть бути встановлені насоси та підігрівачі, регулювальна, запірна та запобіжна арматура, контрольно-вимірювальні пристрої, які призначені для забезпечення групи споживачів в кварталах або районах теплою з потрібними параметрами. За допомогою насосів та підігрівачів магістральні трубопроводи (перший ступінь) відповідно, частково або повністю гідравлічно ізолюються від розподільних мереж (другий, ступінь). З центрального теплового пункту теплоносії з допустимими або установленими параметрами для місцевих систем теплоспоживання по загальних або окремих трубопроводах другого ступеня подається до індивідуальних теплових пунктів кожного будинку. В індивідуальному тепловому пункті здійснюється лише підмішування зворотної води, яка повертається після місцевих опалювальних установок, а також регулювання витрати води, на гаряче водопостачання та облік витрати теплоти.

Повна гідравлічна ізоляція теплових мереж першого та другого ступенів підвищує надійність теплопостачання та збільшує дальність транспортування теплоносія.

Багатоступеневі системи теплопостачання з центральними тепловими пунктами дозволяють зменшити кількість підігрівачів систем гарячого водопостачання, циркуляційних насосів та регуляторів температури, які встановлюють в індивідуальних теплових пунктах при використанні одноступеневої системи теплопостачання. В ЦТП можливе встановлення пристроїв для обробки водопровідної води для запобігання корозії трубопроводів в системах гарячого водопостачання. Спорудження ЦТП дозволяє зменшити експлуатаційні затрати та кількість обслуговуючого персоналу.

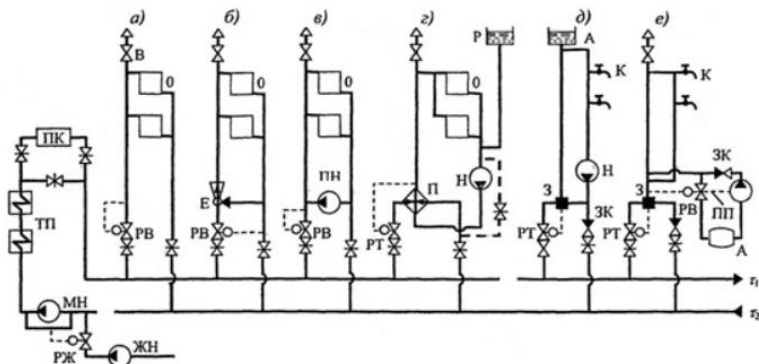
8.2 Водяні системи теплопостачання

Ефективність водяних систем теплопостачання визначається схемою приєднання споживачів до теплових мереж. Схеми приєднання систем опалення за гідравлічним зв'язком з тепловими мережами поділяють на залежні та незалежні. В залежних системах приєднання теплоносіїв в опалювальні пристрої подається безпосередньо з теплових мереж. Таким чином, теплоносіїв з теплових мереж циркулює в місцевій системі опалення. Внаслідок цього тиск в місцевих системах опалення визначається режимом тиску в зовнішніх теплових мережах.

В незалежних системах приєднання теплоносіїв з теплової мережі подається до поверхневого підігрівача для нагрівання води, яка циркулює в системі опалення. Таким чином, мережна вода та вода, яка циркулює в системі опалення, не змішуються, відтак теплова мережа і система опалення повністю гідравлічно ізольовані. Гідравлічна ізоляція теплоносіїв в тепловому пункті використовується для захисту місцевих систем опалення від впливу високого чи низького тисків в теплових мережах, при яких можливе руйнування опалювальних пристроїв або спустошення місцевих систем опалення.

На рис. 8.3 залежне приєднання опалювальних пристроїв наведено на схемах *а*, *б*, *в*. При залежному приєднанні місцевих систем опалення слід намагатися використовувати обладнання, яке має найменшу вартість. Головний недолік залежного приєднання споживачів – це вплив тиску в теплових мережах на опалювальні пристрої місцевих систем опалення. Тому залежні місцеві системи опалення використовують в умовах, коли тиск в теплових мережах не перевищує міцності опалювальних пристроїв. Залежне приєднання за схемою *а* використовують в системах теплопостачання промислових підприємств, а якщо температура мережної води в подавальному трубопроводі не перевищує $95\div 105$ °С, то і в

системах опалення житлових та громадських будівель. В таких схемах мережна вода з подавального трубопроводу теплової мережі безпосередньо подається в опалювальні пристрої, а охолоджена вода після опалювальних пристроїв повертається в зворотний трубопровід теплової мережі. Якщо температура мережної води в подавальному трубопроводі теплової мережі більша за $95 \div 105 \text{ }^\circ\text{C}$ і різниця тисків в подавальному та зворотному трубопроводах достатня ($0,1 \div 0,15 \text{ МПа}$) для нормальної роботи елеватора, то системи опалення приєднують за схемою б (рис. 8.3). Необхідна температура води, яка подається до опалювальних пристроїв, підтримується за допомогою елеваторного підмішування охолодженої води із зворотного трубопроводу системи опалення до високотемпературної мережної води з подавального трубопроводу. Таку схему використовують для підключення систем опалення житлових та громадських будівель.



Залежні схеми приєднання систем опалення:

- а – без змішування; б – зі змішуванням за допомогою елеватора; в – з насосним змішуванням; г – незалежна схема приєднання системи опалення; схеми приєднання системи гарячого водопостачання: д – з верхнім баком-акумулятором; е – з нижнім баком-акумулятором;
- О – опалювальний пристрій; Р – розширювальний бак; А – акумулятор;
- К – водорозбірний кран; Е – елеватор; Н – циркуляційний насос;
- З – змішувач; ПК – піковий котел; ТП – теплофікаційний нагрівач; МН – мережний насос; ЖН – живильний насос; РЖ, РВ, РТ – регулятори живлення, витрати, температури; ЗК – зворотний клапан; ПП – пусковий пристрій насоса; В – пристрій для випуску повітря; П – підігрівач;
- ПН – підмішувальний насос системи опалення

Рисунок 8.3 – Схеми приєднання систем опалення та гарячого водопостачання в двотрубних водяних системах теплопостачання

Схема *в* використовується замість схеми *б*, якщо різниця тисків в подавальному та зворотному трубопроводах в тепловому пункті не достатня для нормальної роботи елеватора. Використання насоса покращує регулювання витрати води, яка циркулює в системі опалення, особливо в теплий період опалювального сезону, коли для опалення потребується кількісне регулювання «перепустками». Також для підключення систем опалення за залежною схемою використовують схеми з насосом на подавальному або зворотному трубопроводі теплового пункту. Першу використовують при недостатньому тиску в подавальному трубопроводі для заповнення системи опалення, другу – для зменшення тиску в системі опалення.

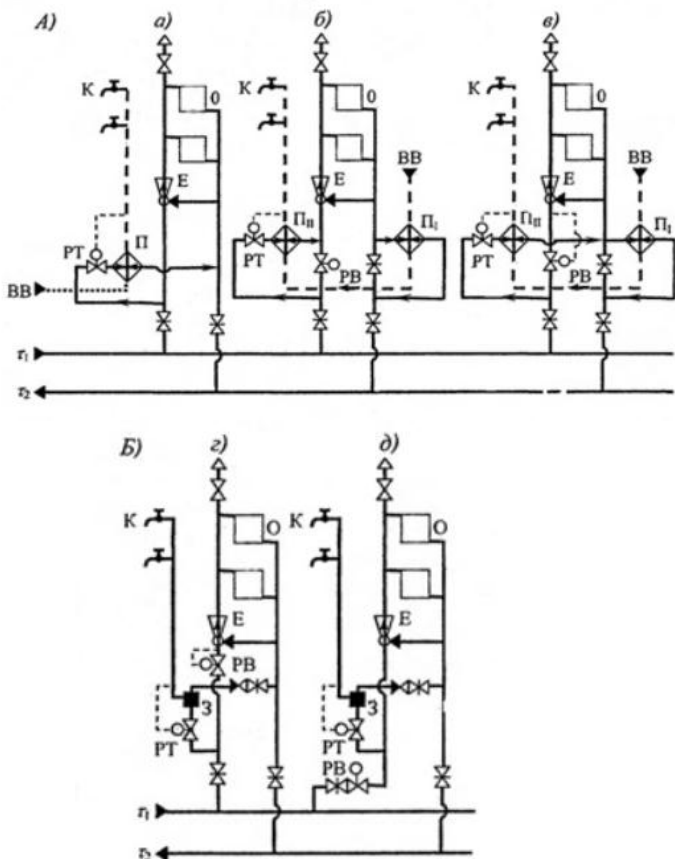
Незалежне приєднання системи опалення за схемою *г* використовують для підключення абонентів до теплової мережі, якщо тиск в тепловій мережі неприпустимо високий. За незалежною схемою також підключають окремі багатоповерхові будівлі, для яких тиск теплоносія в теплових мережах недостатній для заповнення опалювальних пристроїв на верхніх поверхах. Підключення за незалежною схемою захищає систему опалення від підвищення або аварійних коливань тиску в тепловій мережі. Циркуляція води в системі опалення здійснюється за допомогою циркуляційного насоса. Підживлення ізольованого контуру системи опалення здійснюється очищеною та деаерованою водою з теплової мережі через перемичку між зворотним трубопроводом теплової мережі та системою опалення.

Схема незалежного приєднання системи опалення складніша, ніж залежного, а обладнання теплового пункту значно дорожче. Калорифери системи вентиляції приєднують до теплових мереж за залежною схемою, якщо калорифери встановлені на верхніх поверхах будівлі, то для попередження кипіння високотемпературного теплоносія в калорифері допускається підмішування води із зворотного трубопроводу. Системи гарячого водопостачання у відкритих системах теплопостачання приєднують безпосередньо, а в закритих – за допомогою поверхневих водоводяних підігрівачів. У відкритих системах теплопостачання найбільш розповсюджені схеми *д* і *е* (рис. 8.3) з баками-акумуляторами та без них. Протягом опалювального періоду температура теплоносія в подавальному трубопроводі теплової мережі змінюється від 60 до 150 °С, а в зворотному – від 30 до 70 °С. До водорозбірних пристроїв вода повинна подаватись з температурою 60 °С, що досягається шляхом змішування води з подавального та зворотного трубопроводів. Коли водорозбір на гаряче водопостачання зменшується відносно

розрахункового, вода за допомогою насоса (схема *д*) подається до змішувача, де змішується з гарячою водою з теплової мережі та іде на зарядження верхнього бака-акумулятора. Акумулятор заповнюється під тиском води із зворотного трубопроводу, а насос призначено для відтворення втрат напору в місцевій системі гарячого водопостачання. В системі гарячого водопостачання з нижнім баком-акумулятором за схемою *е* зарядження акумулятора здійснюється безпосередньо з теплової мережі. Керування зарядженням та розрядженням акумулятора здійснюється за допомогою регулятора витрати, дросельної шайби та пускового пристрою для включення насоса. При зменшенні водорозбору тиск збільшується, відкривається клапан регулятора витрати і частка води зливається зі стояка системи гарячого водопостачання в акумулятор.

При відновленні розрахункового водорозбору гарячої води тиск зменшується, регулятор витрати закривається та зарядження акумулятора припиняється. При максимальному водорозборі акумулятор автоматично переключається на розрядження. Імпульсом для розрядження акумулятора є зменшення тиску, в результаті чого пусковий пристрій включає насос та поповнює недостачу гарячої води в системі гарячого водопостачання водою з акумулятора.

В закритих системах теплопостачання місцеві системи гарячого водопостачання гідравлічно ізольовані від теплових мереж (рис. 8.4 *а, б, в*). Гідравлічна ізоляція мережної та місцевої водопровідної води у відкритій системі теплопостачання гарантує захист місцевих систем гарячого водопостачання від виносу шламу з систем опалення. При паралельному підключенні підігрівачів системи гарячого водопостачання (схема *а*) витрата мережної води на нагрівання водопровідної води на гаряче водопостачання регулюється за допомогою регулятора температури РТ у відповідності з навантаженням на гаряче водопостачання та незалежно від навантаження на опалення.



А – в закритих системах: а – паралельна схема приєднання підігрівачів; б – двоступенева послідовна схема приєднання підігрівачів; в – двоступенева змішана схема приєднання підігрівачів; Б – у відкритих системах: г – безпосередня схема з незв'язаним регулюванням витрати теплоти на опалення та гаряче водопостачання; д – зі зв'язаним регулюванням витрати теплоти на опалення та гаряче водопостачання; К – водопровідний кран; О – опалювальний пристрій; Е – елеватор; П – підігрівач; З – змішувач; ВВ – водопровідна вода; РВ – регулятор витрати; РТ – регулятор температури; ПІ, ПІІ – перший та другий ступені підігрівача

Рисунок 8.4 – Схеми приєднання систем гарячого водопостачання в двотрубних водяних системах тепlopостачання

Одноступеневий підігрівач не забезпечує глибокого охолодження мережної води, крім того, не використовується теплота зворотної води після системи опалення, яка має достатньо високу температуру протягом опалювального періоду ($40 \div 70$ °С), для нагрівання водопровідної води майже до 60 °С. Внаслідок неповного використання теплоти теплоносія в тепловому пункті спостерігається збільшення витрати мережної води, яка складається з розрахункової витрати на опалення та максимальної витрати теплоносія для нагрівання води на гаряче водопостачання. Збільшення витрати мережної води потребує збільшення діаметра труб, що збільшує вартість теплової мережі. Але незалежне регулювання витрати теплоти на гаряче водопостачання виключає зменшення витрати теплоти на опалення при максимальних водорозборах. Тому паралельне приєднання підігрівачів використовують при значній частці теплового навантаження на гаряче водопостачання $Q_{h \max} / Q_{o \max} \geq 1$, а також в будівлях з невеликою сумарною витратою теплоти, коли спрощення приготування гарячої води та затрати на обладнання теплового пункту економічно доцільніші за перерозподіл теплоносія.

При підключенні підігрівача системи гарячого водопостачання тільки до подавального трубопроводу перед системою опалення витрата теплоти на опалення зменшується при максимальних навантаженнях на гаряче водопостачання. Для зменшення впливу гарячого водопостачання на опалення рекомендується встановлювати підігрівачі системи гарячого водопостачання перед підключенням системи опалення в житлових та громадських будівлях при невеликих відношеннях теплових навантажень $Q_{h \max} / Q_{o \max} \leq 2,0$. В містах, де використовують централізовані системи гарячого водопостачання, таку схему підключення не використовують.

На схемі 6 наведена двоступенева послідовна схема приєднання підігрівачів, де другий ступінь підігрівача Π_{II} підключається до подавального трубопроводу перед системою опалення, а перший ступінь Π_I – до зворотного трубопроводу після системи опалення. Мережна вода з подавального трубопроводу теплової мережі подається частково до регулятора температури системи гарячого водопостачання РТ, а частково до регулятора витрати РВ системи опалення. За регулятором витрати мережна вода після другого ступеня Π_{II} змішується з мережною водою, яка подається до елеватора. Після системи опалення теплоносієм подається на перший ступінь підігрівача системи гарячого водопостачання для нагрівання водопровідної води, яка подається в систему гарячого водопостачання. Водопровідна вода попередньо підігрівається в першому ступені, а потім догрівається до норми (60 °С) в другому ступені

підігрівача. При максимальній температурі мережної води після системи опалення (70 °С) та середньому навантаженні на гаряче водопостачання водопровідна вода практично нагрівається до норми в першому ступені, додаткового підігрівання в другому ступені не потрібно. В цьому випадку другий ступінь повністю розвантажується, регулятор температури РТ закривається і вся мережна вода подається через регулятор витрати РВ та систему опалення, внаслідок чого система опалення отримує більше теплоти, ніж її розрахункове значення. Якщо температура мережної води після системи опалення нижча за максимальну (30-40 °С), а попереднє підігрівання води в першому ступені підігрівача стає недостатнім, то для догрівання води вмикається другий ступінь підігрівача, в який подається лише додаткова витрата мережної води на нагрівання води для гарячого водопостачання.

Особливістю схеми б є принцип зв'язаного регулювання. Регулятор витрати РВ підтримує постійну витрату мережної води на тепловий пункт незалежно від навантаження гарячого водопостачання та стану регулятора температури РТ. Тому при збільшенні навантаження гарячого водопостачання регулятор РТ відкривається та пропускає через другий ступінь підігрівача потрібну кількість мережної води, на це значення зменшується витрата теплоносія, яка проходить через регулятор РВ до системи опалення. Таким чином, зв'язане регулювання використовують для вирівнювання добової нерівномірності теплового навантаження. При максимальному навантаженні гарячого водопостачання зменшується температура теплоносія в системі опалення та система опалення отримує менше теплоти, ніж розрахункове значення. Недоотримання теплоти в системі опалення при максимальному водорозборі на гаряче водопостачання компенсується за рахунок теплоакumuлюючої здатності огорожуючих конструкцій будівлі та через збільшення витрати теплоти на опалення при зменшенні навантаження системи гарячого водопостачання. Отже, при будь-яких співвідношеннях теплових навантажень споживачів попереднє підігрівання водопровідної води в першому ступені підігрівача здійснюється за рахунок зворотної води після системи опалення, внаслідок чого зменшується теплове навантаження другого ступеня підігрівача та додаткова витрата мережної води на гаряче водопостачання через другий ступінь підігрівача.

Зменшення витрати теплоносія на теплові пункти дозволяє зменшити діаметри трубопроводів і відповідно вартість теплових мереж та витрати коштів на їх обслуговування, а також використання схеми б забезпечує додаткове охолодження мережної води в зворотному

трубопроводі теплових мереж, якщо порівнювати з іншими схемами приєднання підігрівачів. Повернення мережної води з меншою температурою поліпшує ефект теплофікації, бо для підігрівання мережної води із зворотного трубопроводу достатньо відборів пари з меншим тиском, а також збільшує можливість використання інших низькопотенційних ресурсів на ТЕЦ. Двоступеневі послідовні схеми підключення підігрівачів використовують в житлових, громадських та промислових будівлях при відношенні теплових навантажень $2,0 \leq Q_{h \max} / Q_{o \max} \leq 1$ при регулюванні відпуску теплоти за підвищеним графіком температур.

Перевагою двоступеневої змішаної схеми є незалежність витрати теплоти на опалення від потреби теплоти на гаряче водопостачання, що забезпечується шляхом установки регулятора витрати та температури за принципом незв'язаного регулювання. Коливання навантаження гарячого водопостачання при незв'язаному регулюванні порушують рівномірність добового графіка теплового навантаження. Внаслідок цього сумарна витрата мережної води на тепловому пункті, порівнюючи зі схемою *б*, збільшується, але вона значно менша, ніж при використанні паралельної схеми *а*, тому що використовується теплота теплоносія після системи опалення для нагрівання водопровідної води в першому ступені підігрівача. Схему *в* використовують при відношенні навантажень $Q_{h \max} / Q_{o \max} = 0,2 \div 1,0$ при регулюванні відпуску теплоти за опалювальним графіком, а також при використанні електронних регуляторів витрати теплоти на опалення незалежно від графіка регулювання. Схеми встановлення регуляторів витрати для систем з незв'язаним та зв'язаним регулюванням у відкритих системах тепlopостачання наведено на рис. 8.4 *з, д*.

Водяні системи тепlopостачання, в яких системи гарячого водопостачання приєднуються за допомогою водоводяних підігрівачів, називають закритими. Внаслідок того, що в закритих системах безпосередній водорозбір з теплової мережі не здійснюється, витік води через нещільності з'єднань трубопроводів та обладнання незначний, тому вода, яка циркулює в закритих системах, має постійну кількість та якість. Закриті системи існують тільки багатотрубні: дво-, три- і чотиритрубні. Двотрубні закриті системи складаються з подавального та зворотного трубопроводів. По подавальному трубопроводу нагріта мережна вода з температурою t_1 транспортується від джерела теплоти до споживача. По зворотному трубопроводу охолоджена мережна вода з температурою t_2 повертається від споживачів до джерела теплоти для повторного

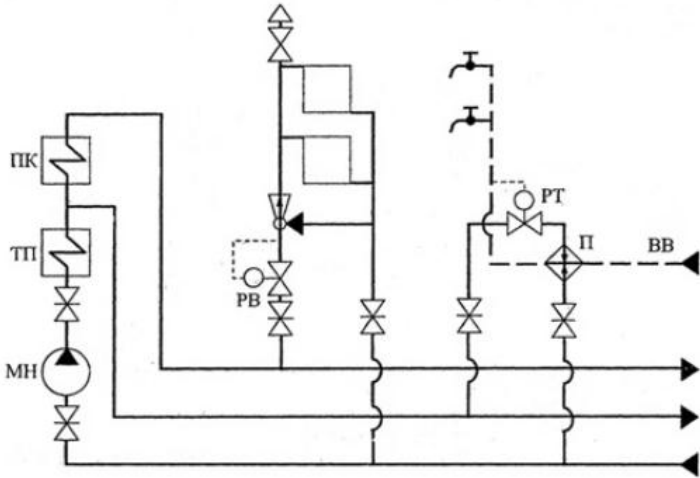
нагрівання. Двотрубні системи мають меншу вартість, ніж багатотрубні, їх використовують для подачі теплоти одночасно для систем опалення, вентиляції та гарячого водопостачання. Приєднання технологічних споживачів допускається за умови запобігання потрапляння забруднення в теплові мережі.

В промислових районах, де існує велике технологічне теплове навантаження з підвищеними параметрами, або якість води в теплових мережах не відповідає вимогам виробничих процесів, рекомендується використовувати три-, та чотиритрубні теплові мережі. В чотиритрубних теплових мережах дві труби використовують для подачі теплоти: для систем опалення, вентиляції та гарячого водопостачання, температуру мережної води в подавальному трубопроводі підтримують у відповідності з опалювально-побутовим графіком регулювання відпуску теплоти. Інші дві труби теплових мереж використовують для подачі теплоносія до технологічних споживачів, промислового підприємства, температура мережної води в подавальному трубопроводі другої пари трубопроводів підтримується постійною протягом року. Чотиритрубні системи розповсюджені також при підключенні споживачів теплоти до центральних теплових пунктів житлових мікрорайонів. Після центральних теплових пунктів споруджують окремі теплові мережі для подачі теплоти в системи опалення і вентиляції та окремі для систем гарячого водопостачання. Повна гідравлічна ізоляція різнорідних споживачів у чотиритрубних системах спрощує подачу теплоти і регулювання сезонних та цілорічних теплових навантажень.

В тритрубних системах по одному подавальному трубопроводу подається теплота для систем опалення, вентиляції та гарячого водопостачання, а по другому на технологічні потреби або по одному подавальному трубопроводу забезпечується навантаження системи опалення, а по другому – системи гарячого водопостачання (рис. 8.5). Режим регулювання теплових потоків у цих трубопроводах встановлюють аналогічно чотиритрубним тепловим мережам, але замість двох зворотних трубопроводів споруджується тільки один. У порівнянні з чотиритрубною тритрубна система не дає значної економії коштів. Однак залежний гідравлічний режим у зворотному трубопроводі викликає коливання тисків біля елеваторів, що при відсутності регуляторів витрати викликає розрегулювання подачі теплоти на опалення, тому тритрубні системи використовують рідко.

Відкриті водяні системи відрізняються простим обладнанням для змішування мережної води з метою використання в системі гарячого

водопостачання. Але значна витрата мережної води на гаряче водопостачання суттєво збільшує витрату на підживлення теплових мереж. Відкриті системи споруджують як однотрубними, так і багатотрубними. Основним типом відкритих систем, як і закритих, є двотрубні водяні системи. Три- і чотиритрубні відкриті теплові мережі використовують з тією ж метою, що і закриті багатотрубні системи.

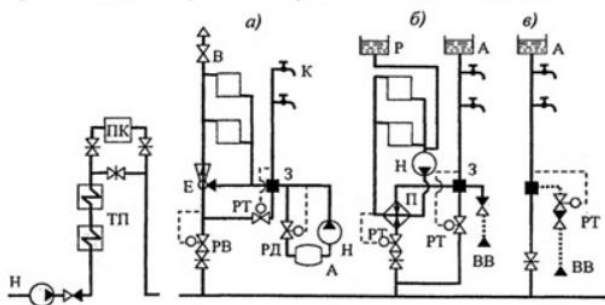


ПК – піковий котел; ТП – теплофікаційний підігрівач; МН – мережний насос; ВВ – водопровідна вода; РТ – регулятор температури; РВ – регулятор витрати; П – підігрівач системи гарячого водопостачання

Рисунок 8.5 – Схема тритрубної закритої системи тепlopостачання

У відкритих двотрубних системах тепlopостачання різних споживачів при незалежних схемах приєднання систем опалення покращується якість води, яка надходить в систему гарячого водопостачання. Мережна вода, що подається до водорозбірних пристроїв, не забруднюється продуктами корозії та шламом, який міститься в трубопроводах та опалювальних пристроях системи опалення. При сумісній подачі теплоти на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання в однотрубних теплових мережах необхідно, щоб вся мережна вода розбиралась в системах гарячого водопостачання. Приєднання споживачів до однотрубних теплових мереж наведено на рис. 8.6. За схемою *a* вода на гаряче водопостачання подається із системи опалення. Постійна температура підтримується за допомогою регулятора температури РТ за рахунок підмішування частки води безпосередньо з

теплової мережі. На ввіді в тепловий пункт витрата мережної води підтримується постійною за допомогою регулятора витрати РВ, тому при малому водорозборі або при його відсутності тиск в системі гарячого водопостачання підвищується, що призводить до відкриття регулятора тиску РД та зливання надлишку води в акумулятор. При збільшенні водорозбору на гаряче водопостачання до максимального значення тиск в місцевій системі падає, регулятор тиску РД закривається та за допомогою пускового пристрою вмикається насос для подачі недостатньої кількості води з акумулятора. За схемою б мережна вода на гаряче водопостачання подається після підігрівача системи опалення та частково через регулятор РТ безпосередньо з теплової мережі. Недостача води при максимальному водорозборі поповнюється з: водопроводу автоматично, бо при зменшенні тиску в системі на лінії водопроводу відкривається зворотний клапан. В схемі в потрібна температура в системі регулюється за допомогою регулятора РТ шляхом змішування мережної води та холодної води з водопроводу. Однотрубні системи доцільно використовувати в курортних та південних містах з великим споживанням води на гаряче водопостачання, а також як транзитні теплові мережі від ТЕЦ до міста з метою економії коштів.

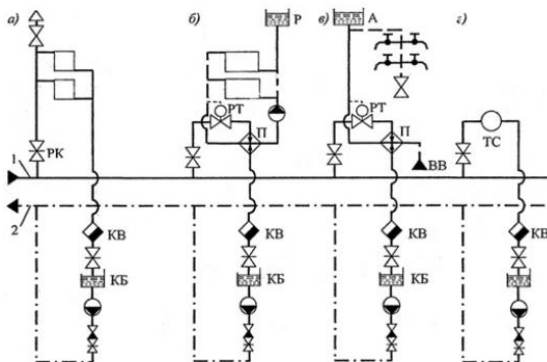


а – залежна схема приєднання системи опалення та системи гарячого водопостачання з нижнім баком-акумулятором; б – незалежна схема приєднання системи опалення та системи гарячого водопостачання з верхнім баком-акумулятором; в – система гарячого водопостачання з верхнім баком-акумулятором; ПК – піковий котел; ТП – теплофікаційний підігрівач; РД – регулятор тиску; Н – насос; А – акумулятор; Р – розширювальний бак; ВВ – водопровідна вода; З – змішувач; П – підігрівач; РВ – регулятор витрати; РТ – регулятор температури; В – пристрій для випуску повітря; Е – елеватор

Рисунок 8.6 – Схеми приєднання систем опалення та гарячого водопостачання в однотрубних водяних системах тепlopостачання

8.3 Парові системи тепlopостачання

Парові системи тепlopостачання поділяють на однотрубні та багатотрубні, високого та низького тиску, з поверненням та без повернення конденсату. Системи опалення приєднують до парових мереж як за залежними, так і за незалежними схемами, системи гарячого водопостачання приєднують, головним чином, за допомогою підігрівачів поверхневого та змішувального типів. В системах з поверненням конденсату (рис. 8.7) регулювання витрати пари на опалення промислової будівлі здійснюється вручну за допомогою крана для регулювання РК. Витрата пари на вентиляцію, гаряче водопостачання та технологію регулюється автоматично регуляторами. Конденсат після споживачів поступає через конденсатовідвідник до бака збору конденсату. Повернення конденсату до джерела теплоти здійснюється за допомогою конденсатних насосів через напірний конденсатопровід.

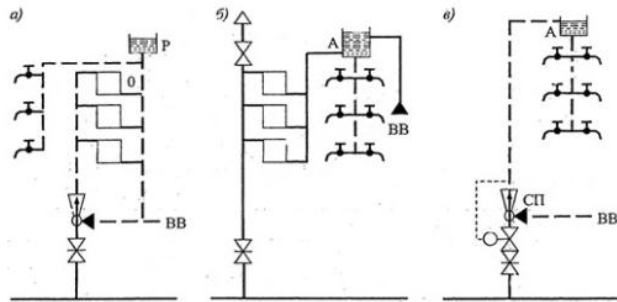


Схеми приєднання: а – системи опалення за залежною схемою; б – системи опалення за незалежною схемою; в – системи гарячого водопостачання; г – технологічних споживачів; 1 – паропровід; 2 – конденсатопровід; РК – регулюючий кран; КВ – конденсатовідвідник; КБ – бак збору конденсату; П – підігрівач; РТ – регулятор температури; А – акумулятор; Р – розширювальний бак; ТС – технологічний споживач

Рисунок 8.7 – Однотрубна парова система тепlopостачання з поверненням конденсату

Системи без повернення конденсату (рис. 8.8) використовують рідко. Споживачів теплоти в таких схемах приєднують безпосередньо за

залежною схемою.



Схеми приєднання: а – системи водяного опалення та гарячого водопостачання; б – системи парового опалення та гарячого водопостачання; в – системи гарячого водопостачання; Р – розширювальний бак; А – акумулятор; СП – струминний підігрівач; ВВ – водопровідна вода

Рисунок 8.8 – Однотрубна парова система тепlopостачання без повернення конденсату

Конденсат після опалювальних пристроїв (рис. 8.8 а, б) охолоджується до потрібної температури водопровідною водою та використовується на гаряче водопостачання.

Для швидкого приготування гарячої води використовують безпосереднє змішування холодної води в акумуляторних ємностях або струминних підігрівачах (рис. 2.8 в) та інжекторах. Системи без повернення конденсату використовують на невеликих промислових підприємствах, якщо збір та повернення конденсату недоцільні внаслідок значної розгалуженості збірних конденсатопроводів та складності очищення забрудненого конденсату.

Кількість трубопроводів в парових системах тепlopостачання залежить від характеру роботи промислового підприємства, його потужності та призначення.

Багатотрубні паропроводи використовують для подачі пари, яка має значні витрати та різні параметри, а також для безаварійного тепlopостачання виробництва, яке не допускає перерви в роботі. Збір та повернення конденсату виконується за відкритою та закритою схемами.

У відкритих схемах збору конденсату конденсат від споживачів за рахунок надлишкового тиску за конденсатовідвідником подається до

відкритого бака збору конденсату, який сполучається з атмосферою. За вимогами будівельних норм системи збору та повернення конденсату до джерела теплоти слід передбачати закритими, при цьому надлишковий тиск в збірних баках конденсату повинен бути не меншим за 0,005 МПа.

Відкриті, системи збору та повернення конденсату слід передбачати при витраті конденсату, який повертається на джерело теплоти, менше за 10 т/г, та відстані до джерела теплоти до 0,5 км.

8.4 Переваги і недоліки систем теплопостачання

Вибір між відкритою та закритою системами теплопостачання здійснюється з урахуванням норм якості холодної та гарячої води, а також затрат на обладнання джерела теплоти та теплових пунктів.

Головна перевага відкритих систем теплопостачання – це висока ефективність теплофікації завдяки максимальному використанню низькопотенційних джерел теплоти на ТЕЦ для нагрівання великої кількості живильної води. В закритих системах теплопостачання живлення теплових мереж не перевищує 0,75 % від об'єму мережної води, який міститься в системі, тому можливість утилізації теплоти скидної води та продувки на ТЕЦ значно нижча, ніж у відкритих системах. Але для підготування води для підживлення теплової мережі у відкритих системах потрібно значно збільшити потужність обладнання для хімоводоочищення та деаерації.

Теплові пункти відкритих систем теплопостачання мають простіше обладнання та значно меншу вартість, ніж теплові пункти закритих систем, тому що у відкритих системах замість підігрівачів встановлюють тільки змішувачі систем гарячого водопостачання. На гаряче водопостачання у відкритих системах використовується мережна деаерована вода, тому місцеві системи гарячого водопостачання значно менше кородують, ніж в закритих системах теплопостачання. Відкриті системи відрізняються значною нестабільністю гідравлічних режимів внаслідок змін витрати мережної води в теплових мережах. У відкритих системах теплопостачання якість мережної води не завжди відповідає санітарним нормам внаслідок того, що промивка систем опалення недостатня та рівень деаерації живильної води не завжди повний. Підключення системи опалення за незалежною схемою у відкритих системах теплопостачання значно поліпшує якість води в системі гарячого водопостачання.

Залежна схема приєднання систем опалення не потребує

установлення теплообмінників і тому має меншу вартість ніж незалежна схема. Отже, залежна схема має такі недоліки: при недостатньому тиску в тепловій мережі, який не виникає кипіння води, яке супроводжується механічними вібраціями труб; при пошкодженні теплових мереж спустошуються не тільки теплові мережі, а і системи опалення.

При приєднанні систем опалення в ІТП або ЦТП за незалежною схемою ці недоліки повністю усуваються. При аваріях на магістральних теплових мережах квартальні теплові мережі та місцеві системи опалення залишаються заповненими водою, що скорочує термін ліквідації аварії.

Вода як теплоносіє має значні переваги перед парою. Використання водяного теплоносія підвищує ефективність теплофікації та централізованого тепlopостачання за рахунок використання низькопотенційної теплоти на ТЕЦ, відсутності втрат конденсату та його збереження на ТЕЦ або в котельні. Завдяки зменшенню теплових втрат в теплових мережах воду можливо транспортувати на значно більшу відстань, ніж пару. Висока теплоакумуюча здатність води та простота залежного приєднання споживачів забезпечили широке розповсюдження водяних мереж у тепlopостачанні.

Недоліки водяного теплоносія пояснюються великою густиною, що викликає додаткові витрати електроенергії на перекачування теплоносія та створення великих тисків для заповнення опалювальних пристроїв, підвищеною чутливістю теплових мереж до витоків води і аварій та малою швидкістю руху по трубах. Завдяки високій швидкості руху та невеликій густині пари, парові мережі в аварійних умовах протягом тривалого часу можуть працювати без порушень режимів тепlopостачання. При виборі теплоносія потрібно виходити з навантажень та призначення теплоносія. В системах, де переважає технологічне навантаження, яке потребує високотемпературного теплоносія, допускається використовувати пару в якості спільного теплоносія. Але слід завжди намагатися використовувати воду як теплоносіє, а якщо технологічні процеси потребують використовувати пару, то потрібно враховувати можливість отримання пари з мережної води.

Переваги і недоліки однотрубних та багатотрубних теплових мереж залежать від кліматичного поясу, водних та ґрунтових умов, багатьох інших особливостей району тепlopостачання, які повинні бути докладно вивчені при оцінюванні економічних показників системи тепlopостачання.

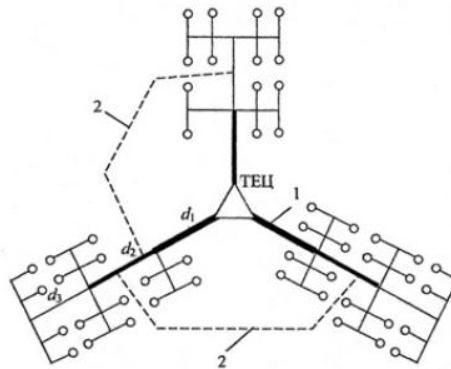
8.5 Схеми теплових мереж

В системах централізованого теплопостачання тепла енергія у вигляді гарячої води або пари транспортується від ТЕЦ або котельень до споживача спеціальними трубопроводами, що називають тепловою мережею.

Теплові мережі поділяють за призначенням на:

- магістральні – від джерела теплоти до кожного мікрорайону або підприємства;
- розподільні або міжквартальні – від магістральних мереж до кварталів міста;
- внутрішньоквартальні мережі – до окремих будівель;
- відгалуження від розподільних (або магістральних) мереж до теплових пунктів споживачів теплоти.

Схеми транспортування теплоти від джерела теплоти до споживачів залежать від виду теплоносія, розміщення джерел теплоти і споживачів та характеру зміни теплового навантаження. На проектування теплових мереж значно впливає тепла потужність джерела теплоти та перспективи розвитку району теплопостачання. Схема теплових мереж, крім високої економічності затрат, повинна відповідати сучасним вимогам до терміну роботи та надійності експлуатації. Залежно від конфігурації схеми: теплових мереж поділяють на радіальні та кільцеві. Якщо споживачі допускають короткочасні перерви в теплоспоживанні, достатні для ліквідації аварій на теплових мережах, то рекомендується використання радіальних схем теплових мереж (рис. 8.9).



1 – магістральні трубопроводи; 2 – перемички
Рисунок 8.9 – Радіальні теплові мережі

Радіальні теплові мережі споруджують з поступовим зменшенням діаметрів труб від джерела теплоти. Такі теплові мережі також називають тупиковими, вони мають меншу вартість, ніж кільцеві, а також простіші в експлуатації. При аваріях на головних ділянках теплових мереж теплопостачання поза аварійною ділянкою припиняється. Якщо споживачі не допускають припинення подачі теплоти для резервування теплопостачання на аварійній ділянці, можливе використання радіально-кільцевих мереж, які відрізняються від радіальних використанням перемичок між магістралями. Резервування за допомогою перемичок в більшості випадків виявляється малоефективним внаслідок недостатньої пропускної здатності перемичок, які мають менший діаметр, ніж діаметр магістралі. Парові мережі проектують, в основному, радіальними на території промислових підприємств, де теплове навантаження зосереджене на невеликій відстані та допускаються короточасні перерви в теплопостачанні. Прокладання конденсатопроводів для повернення конденсату до джерела теплоти вирішується виходячи з місцевих умов та особливостей технологічного процесу.

Водяні теплові мережі відрізняються значною кількістю відгалужень та розподілом теплового навантаження на великій території. Значна аварійність водяних теплових мереж висуває високі вимоги до надійності теплопостачання.

Перемички в радіально-кільцевих мережах для водяного теплоносія більш доцільні, ніж для пари тому що за допомогою перемичок вирішується подача мережної води на гаряче водопостачання під час ремонтних робіт на початкових ділянках теплових мереж протягом неопалювального періоду.

Кільцеві теплові мережі (рис. 8.10) мають більшу вартість та об'єднують декілька джерел теплоти з метою оптимального розподілення теплового навантаження по теплових станціях та завантаження найбільш потужних та економічних котельних агрегатів.

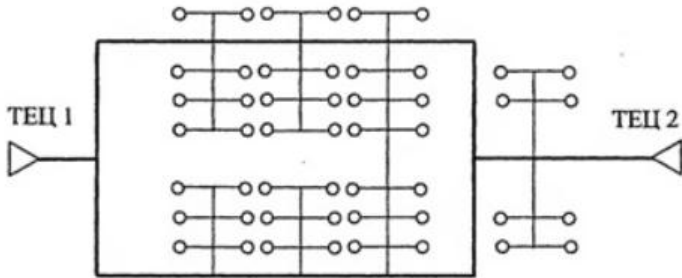


Рисунок 8.10 – Кільцева тепла мережа

Техніко-економічні дослідження показали, що додаткові затрати на спорудження кільцевої теплової мережі з труб постійного діаметра найчастіше компенсуються зменшенням капітальних вкладень на установлення менших сумарних резервних теплових потужностей на ТЕЦ.

За способом забезпечення споживачів тепловою енергією відрізняють одноступеневі (з ІТП) та двоступеневі (з ЦТП) схеми систем тепlopостачання.

Повна гідравлічна ізоляція теплових мереж першого та другого ступенів, яка здійснюється в ЦТП, підвищує надійність тепlopостачання та збільшує дальність транспортування теплоносія. Секційні засувки використовують для двостороннього відключення ділянок теплової мережі з метою зменшення аварійних витоків води та скорочення часу наповнення труб мережною водою після ліквідації аварії.

Секціонування магістральних теплових мереж та влаштування перемичок між магістралями дозволяє виконувати аварійні роботи на відключеній ділянці без припинення тепlopостачання на інших ділянках. Відстань між секційними засувками залежить від діаметра теплової мережі. Діаметри перемичок розраховують на пропуск аварійної витрати води.

8.6 Регулювання систем тепlopостачання

Системи тепlopостачання являють собою взаємозв'язаний комплекс споживачів теплоти, які відрізняються як за характером, так і за величиною теплоспоживання.

Режими теплоспоживання багатьох абонентів, як правило, неоднакові. Теплові навантаження систем опалення та вентиляції залежать

від температури зовнішнього повітря та практично не змінюються протягом доби. Витрати теплоти на гаряче водопостачання та на технологію, навпаки, не залежать від температури зовнішнього повітря, але змінюються протягом доби та тижня. В цих умовах потрібно штучно змінювати параметри та витрату теплоносія у відповідності з фактичною потребою споживачів. Регулювання підвищує якість теплопостачання та скорочує можливу перевитрату теплової енергії та палива.

Задачею регулювання систем теплопостачання є приведення у відповідність режимів теплоспоживання та режимів виробництва теплоти. Залежно від місця, де здійснюється регулювання, його поділяють на центральне, групове, місцеве та індивідуальне.

Центральне регулювання виконують на ТЕЦ або в котельні за переважним тепловим навантаженням, яке характерне для більшості споживачів.

Групове регулювання здійснюється в центральних теплових пунктах (ЦТП) для групи однорідних споживачів. В ЦТП підтримується потрібна температура та витрата теплоносія, який подається в розподільні або внутрішньоквартальні теплові мережі.

Місьцеве регулювання передбачається в індивідуальних теплових пунктах для додаткового корегування параметрів теплоносія з врахуванням місцевих факторів.

Індивідуальне регулювання здійснюється безпосередньо біля пристроїв, які споживають теплоту.

Теплове навантаження численних споживачів сучасних систем теплопостачання неоднорідне не тільки за характером теплоспоживання, а і за параметрами теплоносія. Тому центральне регулювання відпуску теплоти доповнюється груповим, місцевим та індивідуальним і називається комбінованим регулюванням. Комбіноване регулювання забезпечує найбільш повну відповідність між відпуском теплоти та фактичним теплоспоживанням. За способом здійснення регулювання може бути ручним та автоматичним.

Сутність методу регулювання теплових потоків витікає з рівняння теплового балансу будь-якого підігрівача місцевої системи тепло споживання

$$Q = G \cdot c \cdot \Delta t_m \quad z = k \cdot \Delta t \cdot F \cdot z, \quad (8.1)$$

де Q – кількість теплоти, яка передається від нагріваючого середовища до того, яке нагрівається, Дж; z – час роботи підігрівача, с; k – коефіцієнт теплопередачі підігрівача місцевої системи, Вт/(м²К); Δt_m –

перепад температур мережної води, °С; c – теплоємність теплоносія, Дж/(кг·°С);

G – витрата теплоносія в тепловій мережі, кг/с; F – площа поверхні теплообміну підігрівача, м²; Δt – температурний напір в підігрівачі місцевої системи, °С.

З цього рівняння витікає, що регулювання теплового навантаження можливо здійснювати такими методами:

- шляхом зміни температури теплоносія – якісне регулювання;
- шляхом зміни витрати теплоносія – кількісне регулювання;
- шляхом періодичного відключення систем – переривчасте регулювання;
- зміни поверхні теплообміну підігрівача.

Якісне регулювання здійснюється шляхом зміни температури при постійній витраті теплоносія. Якісне регулювання – це найбільш розповсюджений вид центрального регулювання в водяних теплових мережах.

Кількісне регулювання відпуску теплоти виконується шляхом зміни витрати теплоносія при його постійній температурі в подавальному трубопроводі.

Якісно-кількісне регулювання здійснюється шляхом сумісної одночасної зміни температури теплоносія в подавальному трубопроводі на джерелі теплоти та витрати теплоносія в теплових пунктах або витрати повітря у калориферах.

Переривчасте регулювання досягається періодичним відключенням системи тепlopостачання, тобто пропусканням теплоти частками, тому цей метод іноді називають регулюванням перепустками. Центральне регулювання перепустками можливе тільки в теплових мережах з однорідним теплоспоживанням, яке допускає одночасні перерви в подачі теплоти.

В парових системах тепlopостачання якісне регулювання неможливе, тому що зміна температур пари потребує значної зміни тисків. Центральне регулювання парових систем виконується кількісним або переривчастим методом та доповнюється місцевим або індивідуальним кількісним регулюванням.

Режим регулювання водяних систем тепlopостачання залежить від багатьох факторів, в основному від виду теплового навантаження та схеми теплових пунктів.

Регулювання відпуску теплоти значно спрощується при однорідному тепловому навантаженні. В таких випадках можливо

обмежитись тільки центральним регулюванням. Центральне регулювання теплового навантаження опалення використовують в системах теплопостачання з децентралізованим гарячим водопостачанням, в таких системах опалення є основним тепловим навантаженням. Центральне регулювання здійснюється у відповідності з теплоспоживанням на опалення будівель за різних температур зовнішнього повітря.

При різномірному тепловому навантаженні споживачів, якщо при використанні центрального регулювання протягом всього опалювального сезону неможливо задовольнити вимоги різних абонентів, які підключені до однієї теплової мережі, потрібно змінювати центральне регулювання в різних діапазонах опалювального сезону, отже використовувати комбіноване регулювання.

Контрольні питання до розділу 8

- 1) Назвіть складові системи теплопостачання.
- 2) За якими ознаками класифікують системи теплопостачання?
- 3) Які переваги і недоліки мають вода і пара як теплоносії?
- 4) Поясніть переваги і недоліки закритих та відкритих водяних систем.
- 5) Які основні схеми приєднання систем опалення до водяних тепломереж? 6) Які основні схеми приєднання установок гарячого водопостачання до теплових мереж в закритих та відкритих системах теплопостачання?
- 7) Поясніть основні схеми приєднання тепловикористовуючих установок до парових мереж.
- 8) Поясніть переваги і недоліки залежної та незалежної схем приєднання системи опалення.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472с.
2. Губарев А.В. Теплогенерирующие установки. Часть I. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. – 162 с.
3. Губарев А.В. Теплогенерирующие установки. Часть II. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. – 148 с.
4. Карауш С.А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения. – Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2003. –161с.
5. Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 248с.
6. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328с
7. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электростанции. – М.: Энергоиздат, 1982. – 456с.
8. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584с.
9. Носков А.С. Воздействие ТЭС на окружающую среду и способы снижения наносимого ущерба. – Новосибирск: ГПНТБ СО АН СССР, 1990. – 177с.
10. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учеб. Для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1982. - 360 с.
11. Долговский Н.М. Тепловые электрические станции и тепловые сети. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 160с.
12. Єнін П.М., Швачко Н.А. Теплопостачання. (частина 1. Теплові мережі та споруди: Навч. посібник. – К.: Кондор, 2007.- 244 с.
13. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 232 с..

Навчальне видання

**ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ. СИСТЕМИ
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ І ТЕПЛОВІ МЕРЕЖ**

Конспект лекцій

для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності 187 «Деревообробні та меблеві технології»

Укладачі

Поляшенко Сергій Олексійович
Єсіпов Олександр Вікторович

Формат 60x84\16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 1,8
Наклад 30 пр.
Державний біотехнологічний університет
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44